

APPROFONDIMENTI

CARBONE: CROLLO NEL 2020, RIPRESA NEL 2021 E POI?

Di Agata Gugliotta (Rie)

La crisi generata dalla diffusione del Covid-19, con una riduzione del 3,5% del PIL a livello mondiale¹, non ha risparmiato il settore del carbone che, come altre commodities, ha risentito pesantemente delle misure di contenimento poste in essere dai governi di quasi tutto il mondo che hanno impattato drasticamente sui consumi di energia. Dopo un 2019 già di decrescita (-1,8%), in cui la domanda industriale non è riuscita a compensare il calo dei consumi nel comparto della generazione elettrica (-3,3%), nel corso del 2020 il carbone ha amplificato la sua debacle, segnando un -5%² su base annua, il valore più basso mai registrato dalla Seconda Guerra Mondiale.

2020: l'annus horribilis

La riduzione della domanda di carbone si è registrata tanto nel

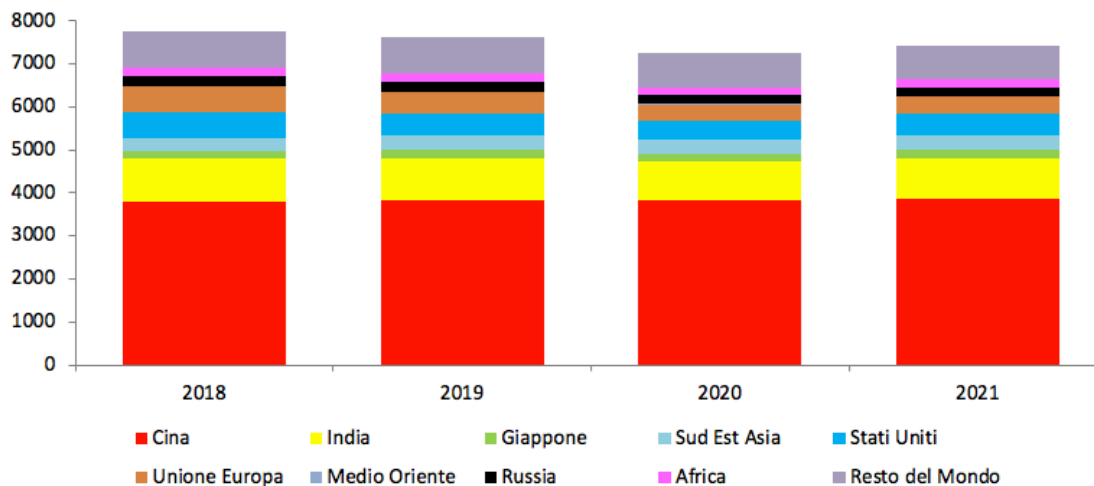
settore della generazione elettrica, dove questa fonte svolge un ruolo di fornitura marginale rispetto a rinnovabili e gas (i cui prezzi hanno toccato minimi storici), quanto nell'industria, specie nei settori del cemento e dell'acciaio.

A livello regionale, le differenze sono state evidenti: se negli Usa e in UE il calo è stato superiore al 15% (rispettivamente del 18% e del 20%), in altri paesi, come Giappone e India, la riduzione è stata intorno al 7%.

In linea, invece, con l'anno precedente i consumi di carbone del colosso cinese, la cui economia, dopo un primo trimestre di decrescita (-6,8% vs 2019) è tornata a segnare performance positive (+3,2% nel Q2, +4,9% nel Q3 e 6,5% nel Q4³), trainata dagli stimoli messi in atto dal governo con strumenti fiscali e monetari.

Domanda globale di carbone (mil. ton.)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati AIE



continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2021

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 12
Mercati energetici Europa
pag 17
Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTI

Carbone: crollo nel 2020, ripresa nel 2021 e poi?
Di Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad un anno dall'avvio in Europa dell'emergenza sanitaria Covid-19, il Pun, pari a 60,39 €/MWh, risulta quasi raddoppiato e torna a segnare anche un rialzo mensile (+88,8% sull'anno e +6,7% su febbraio), andamenti in linea con quelli registrati sulle limitrofe borse europee.

In Italia la dinamica annuale riflette soprattutto il rialzo delle quotazioni dei combustibili, in particolare quelle del gas, e il ritorno dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,4 TWh, +10,4%) su livelli prossimi a quelli medi del periodo.

In crescita anche tutti i prezzi di vendita che si posizionano attorno a 60 €/MWh sulla penisola e salgono a 63 €/MWh in Sicilia. Al massimo da agosto 2020 la liquidità del mercato, pari al 76,5%.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Aprile 2020 chiude il periodo di contrattazione a 55,67 €/MWh (+10,2%). Restano in flessione annuale da inizio 2020 le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A distanza di un anno dal lockdown, volto a contrastare nella sua fase iniziale l'epidemia Covid-19, il Pun si attesta a 60,39 €/MWh, in aumento di 28,40 €/MWh sullo scorso marzo (+88,8%) e massimo per il mese dal 2014. Su base annuale la dinamica risulta guidata prevalentemente da un ritorno dei consumi di energia elettrica sui livelli pre-pandemia (32,8 GWh, rispettivamente +3,1 GWh sul 2020 e -0,4 GWh sul quinquennio precedente) e da un rialzo significativo dei costi del gas (+8 €/MWh circa). L'analisi per gruppi di ore mostra

una crescita più intensa nelle ore a minor carico (+28,29 €/MWh, +95,5%), per un rapporto picco/baseload a 1,07 (-0,06) (Grafico 1 e Tabella 1).

D'altro canto, su base mensile, a fronte di un calo degli acquisti e di una maggiore offerta rinnovabile, il prezzo risulta in aumento rispetto a febbraio (+3,82 €/MWh, +6,7%) in corrispondenza di una minore offerta termica competitiva e di una riduzione dell'import legata a restringimenti della NTC sulla frontiera settentrionale.

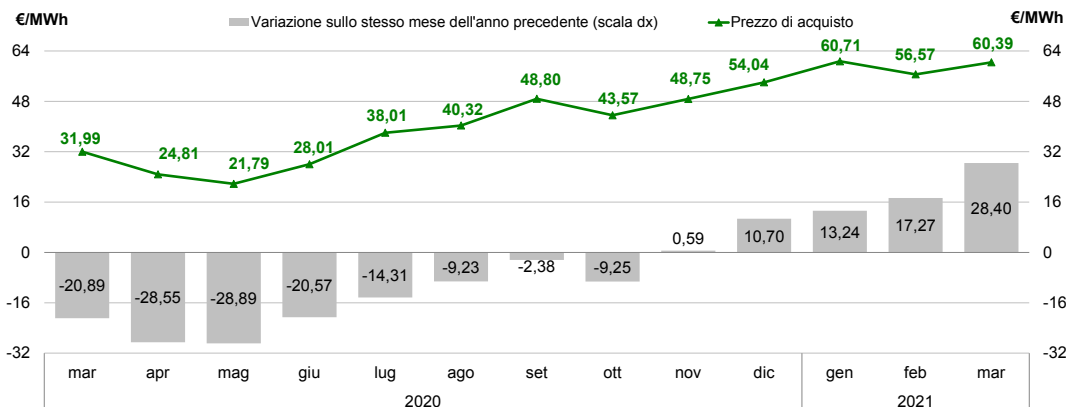
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	60,39	31,99	+28,40	+88,8%	25.132	+9,9%	32.835	+10,4%	76,5%	76,9%
<i>Picco</i>	64,57	36,27	+28,31	+78,1%	30.010	+9,9%	39.383	+10,8%	76,2%	76,9%
<i>Fuori picco</i>	57,92	29,63	+28,29	+95,5%	22.250	+8,9%	28.965	+9,1%	76,8%	77,0%
<i>Minimo orario</i>	31,71	9,11			15.265		21.518		70,2%	67,9%
<i>Massimo orario</i>	100,87	67,02			33.066		43.983		82,3%	85,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



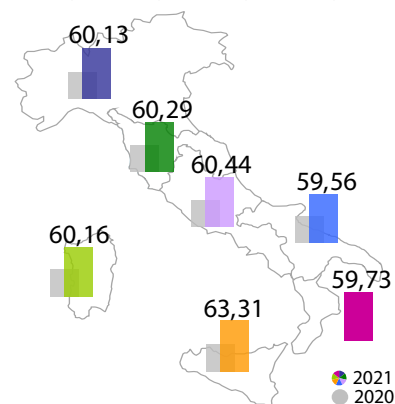
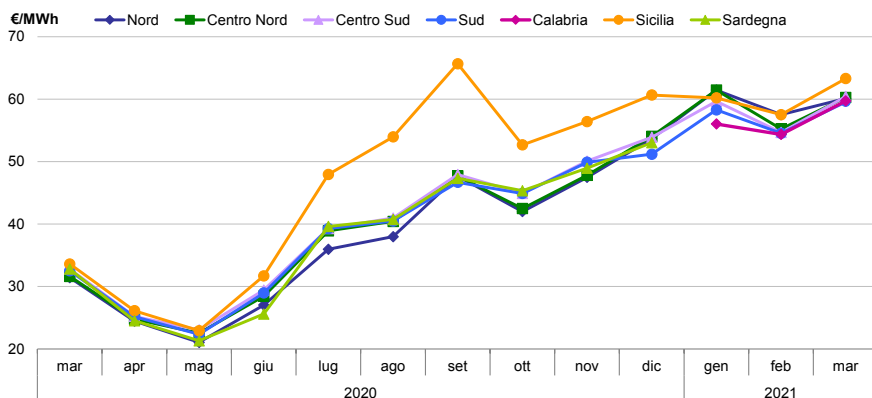
I PREZZI ZONALI

Quasi raddoppiati su base annuale anche tutti i prezzi di vendita (+27/30 €/MWh) che si posizionano attorno a 60 €/MWh sulla penisola (massimo da oltre due anni per le zone centro meridionali) e a 63,31 €/MWh in Sicilia. Su base mensile, rialzi

più deboli al Nord (+3 €/MWh) rispetto alle altre zone (+5/+6 €/MWh) in corrispondenza del ripristino sui livelli ordinari dei limiti di transito in import e in export dal Nord per l'intero mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

In forte rialzo annuale l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,4 TWh (+10,4% sul 2020). La decisa crescita interessa sia i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,7 TWh (+9,9%) - sostenuti, lato domanda, dagli acquisti degli operatori nazionali e, lato offerta, dalle vendite degli operatori

non istituzionali – che le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,7 TWh (+12,3%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato si attesta così al 76,5%, in debole riduzione annuale (-0,4 punti percentuali), ma ai massimi da agosto 2020 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.673.387	+9,9%	76,5%
Operatori	11.710.481	+16,3%	48,0%
GSE	2.391.532	-2,7%	9,8%
Zone estere	4.571.374	+2,2%	18,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.722.851	+12,3%	23,5%
Zone estere	104.411	+1,7%	0,4%
Zone nazionali	5.618.440	+12,6%	23,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.396.238	+10,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.778.316	-22,0%	
OFFERTA TOTALE	41.174.554	-5,6%	

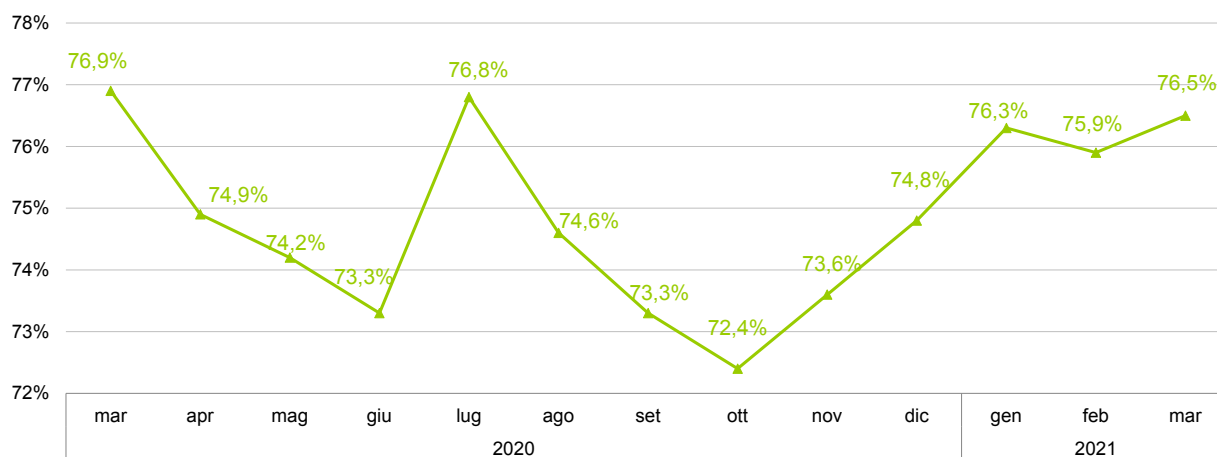
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.673.387	+9,9%	76,5%
Acquirente Unico	4.078.223	+7,4%	16,7%
Altri operatori	10.372.437	+24,9%	42,5%
Pompaggi	1.956	-83,3%	0,0%
Zone estere	271.125	-52,1%	1,1%
Saldo programmi PCE	3.949.645	-8,5%	16,2%
PCE (incluso MTE)	5.722.851	+12,3%	23,5%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.672.497	+2,8%	39,6%
Saldo programmi PCE	-3.949.645	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.396.238	+10,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	762.899	+17,7%	
DOMANDA TOTALE	25.159.137	+10,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 24,1 TWh, crescono del 12,1% sul 2020. A livello zonale, in evidenza la netta ripresa della domanda al Nord (+16,2%) che, in quanto espressione del tessuto industriale del paese, era stato il più penalizzato dalle misure fortemente restrittive adottate nel primo lockdown. Restano bassi e risultano più che dimezzati, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,3 TWh (-52,1%), in riduzione soprattutto sulla frontiera greca (Tabella 4). Lato offerta (con quella nazionale ai

minimi dal 2008 per il mese), le vendite nazionali salgono a 19,7 TWh, in crescita del 12,6%, ancora concentrata al Nord (+20,8%), anche in corrispondenza di una riduzione delle importazioni sulla frontiera settentrionale, soprattutto francese, osservata in corrispondenza di una ridotta NTC. A fronte di ciò, le importazioni, complessivamente pari a 4,7 TWh, in calo su base mensile, risultano in aumento del 2,2% sul 2020, concentrato sulla frontiera greca e montenegrina (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	19.479.201	26.217	-4,1%	10.444.855	14.058	+20,8%	13.745.470	18.500	+16,2%
Centro Nord	1.734.855	2.335	-23,2%	1.455.691	1.959	-6,1%	2.092.853	2.817	-10,2%
Centro Sud	4.929.344	6.634	+18,6%	2.381.580	3.205	+45,2%	4.244.003	5.712	+21,1%
Sud	4.154.848	5.592	-48,1%	2.385.397	3.210	-39,2%	1.443.007	1.942	-21,8%
Calabria	2.523.761	3.397	-	1.309.739	1.763	-	477.058	642	-
Sicilia	2.116.319	2.848	-20,8%	800.942	1.078	-20,4%	1.391.877	1.873	+5,2%
Sardegna	1.446.525	1.947	-5,2%	942.250	1.268	+24,4%	730.845	984	+5,6%
Totale nazionale	36.384.854	48.970	-6,5%	19.720.453	26.542	+12,6%	24.125.113	32.470	+12,1%
Estero	4.789.700	6.446	+2,3%	4.675.785	6.293	+2,2%	271.125	365	-52,1%
Sistema Italia	41.174.554	55.417	-5,6%	24.396.238	32.835	+10,4%	24.396.238	32.835	+10,4%

LE FONTI

L'incremento delle vendite nazionali interessa sia le fonti tradizionali (+15,0%) che quelle rinnovabili (+9,1%). Tra i termici risultano in aumento le vendite di tutte le tipologie di impianto: in particolare il ciclo combinato (+12,4%) cresce soprattutto al Nord e nelle zone centrali, mentre il carbone, su livelli più che doppi rispetto al 2020 nonostante la progressiva

ascesa dei costi di emissione (ai massimi di quasi 41 €/ton), registra la crescita più elevata in Sardegna. Quanto alle vendite rinnovabili, l'incremento nazionale risulta trainato soprattutto da idrico e solare al Nord. Modeste le variazioni in termini di struttura delle vendite, con il ciclo combinato stabile sopra il 50% e il rinnovabile prossimo al 40% (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.442	+27,4%	802	+12,7%	1.503	+55,7%	1.471	-55,3%	1.290	-	529	-35,0%	859	+36,3%	15.896	+15,0%
Gas	8.440	+30,1%	741	+17,9%	1.067	+93,5%	1.227	-57,3%	1.171	-	483	-38,6%	216	-60,3%	13.345	+12,4%
Carbone	19	-20,7%	-	-	175	+12,1%	95	-34,7%	0	-	-	-	599	+1513,4%	888	+145,1%
Altre	984	+9,3%	61	-26,6%	261	+1,3%	149	-45,2%	119	-	46	+65,3%	45	-11,7%	1.664	+4,7%
Fonti rinnovabili	4.515	+9,5%	1.157	-15,9%	1.693	+36,6%	1.740	-12,4%	473	-	549	+1,7%	409	+5,2%	10.535	+9,1%
Idraulica	2.738	+7,4%	254	-36,7%	897	+76,3%	419	-2,9%	140	-	124	+6,2%	129	+87,0%	4.700	+15,3%
Geotermica	-	-	642	-4,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	642	-4,3%	
Eolica	10	-16,4%	27	-15,2%	421	-2,1%	1.006	-14,0%	265	-	313	-1,5%	176	-27,1%	2.217	+0,7%
Solare e altre	1.767	+13,1%	234	-13,7%	376	+24,5%	315	-18,3%	68	-	112	+6,4%	104	+32,5%	2.976	+10,0%
Pompaggio	100	-1,3%	-	-	10	+259,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	-	-	110	+5,1%
Totale	14.058	+20,8%	1.959	-6,1%	3.205	+45,2%	3.210	-39,2%	1.763	-	1.078	-20,4%	1.268	+24,4%	26.542	+12,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

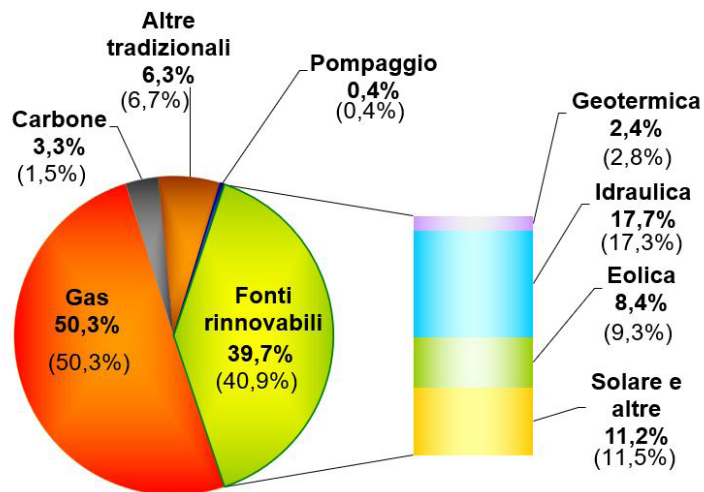
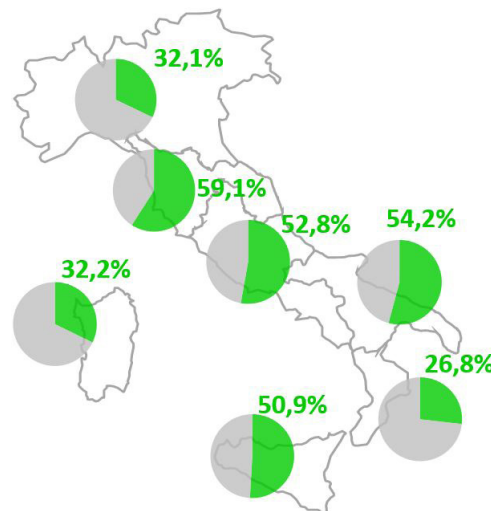


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

A marzo l'import netto dell'Italia sale a 4,5 TWh (+10,0% sul 2020).

L'analisi dei flussi per frontiera mostra una crescita dell'energia importata soprattutto dalla Grecia, verso la quale lo scorso anno, ancora in regime di asta esplicita, l'Italia esportava anche in presenza di quotazioni superiori

a quelle del Sud in quasi l'80% delle ore (meno del 7% quest'anno). In crescita anche i volumi provenienti da Slovenia e Montenegro, mentre restano stabili i flussi dalla Svizzera e si riducono quelli in entrata dalla Francia, soprattutto in corrispondenza della riduzione della NTC (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzato	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia	1.420.323 (1.788.231)	96,9% (98,1%)	3,1% (1,9%)	0,0% (-)	76,6% (82,0%)	- (-)	2.104 (2.586)	1.433.525 (1.797.524)	1.400.090 (1.725.714)	1.072 (1.164)	13.202 (9.293)	13.202 (9.293)
Italia - Svizzera	2.158.234 (2.176.951)	100,0% (100,0%)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	3.756 (3.551)	2.194.865 (2.199.293)	n/a (n/a)	2.942 (3.130)	36.630 (22.342)	n/a (n/a)
Italia - Austria	111.933 (152.514)	82,8% (86,3%)	7,5% (5,0%)	9,7% (8,7%)	76,6% (83,4%)	6,7% (4,3%)	186 (248)	115.793 (156.382)	115.793 (156.382)	94 (120)	3.860 (3.869)	3.860 (3.869)
Italia - Slovenia	319.034 (178.811)	88,2% (72,3%)	9,8% (19,7%)	2,0% (8,0%)	47,6% (31,4%)	1,7% (3,8%)	626 (573)	338.686 (223.279)	338.686 (223.279)	647 (669)	19.652 (44.468)	19.652 (44.468)
Italia - Montenegro	373.633 (136.621)	97,2% (79,7%)	1,5% (19,5%)	1,3% (0,8%)	37,7% (-)	- (-)	573 (551)	383.338 (183.927)	n/a (n/a)	529 (577)	9.705 (47.306)	n/a (n/a)
Italia - Grecia	152.492 (-330.738)	74,0% (0,1%)	25,4% (99,6%)	0,6% (0,3%)	- (-)	- (-)	506 (617)	209.396 (13.952)	202.296 (-)	516 (524)	56.904 (344.691)	56.904 (-)
Italia - Malta	-45.327 (-20.375)	1,6% (-)	73,1% (41,0%)	25,3% (59,0%)	- (-)	- (0,1%)	225 (225)	183 (-)	n/a (n/a)	225 (225)	45.510 (20.375)	n/a (n/a)
TOTALE*	4.490.322 (4.082.014)							4.675.785 (4.574.358)	2.056.865 (2.105.376)		185.462 (492.344)	93.617 (57.630)

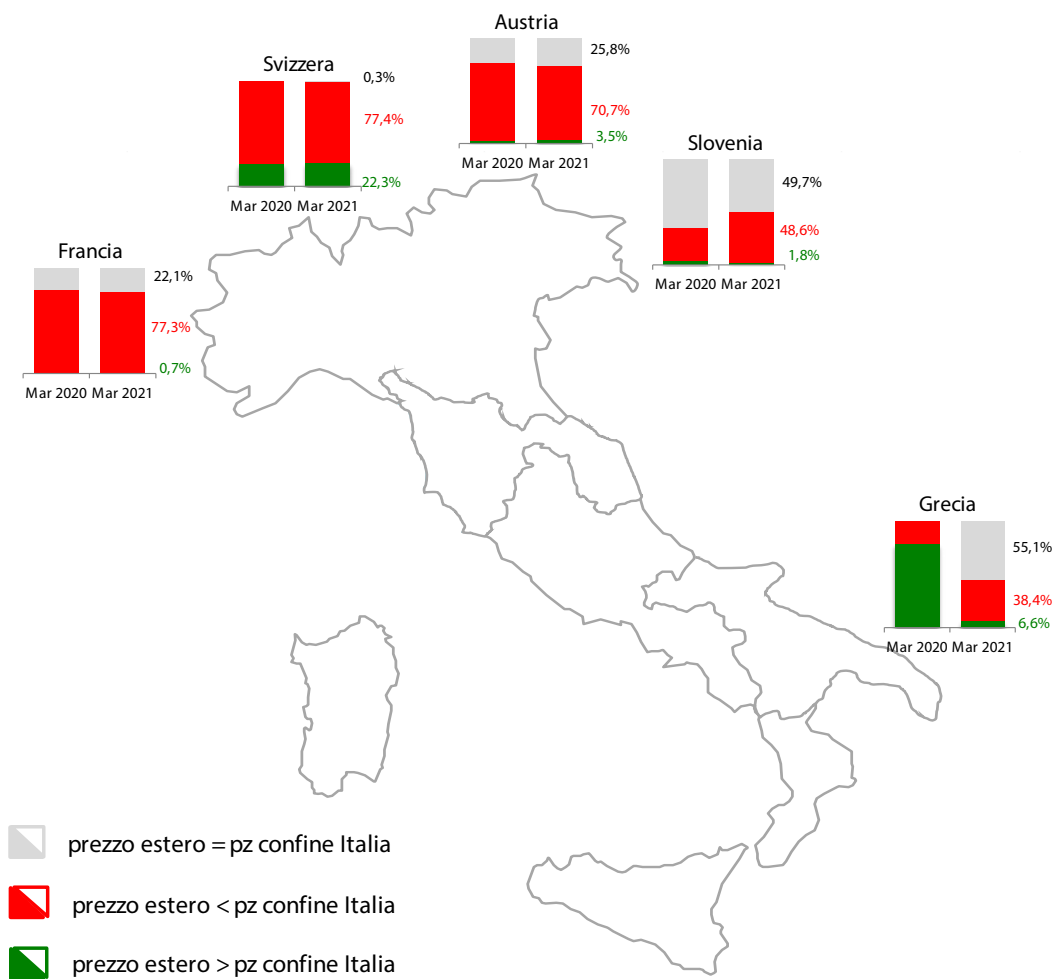
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

** nella giornata del 28 marzo il dato non è presente

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

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Quasi raddoppiato sul 2020 anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 60,40 €/MWh, che rincara anche su base mensile (+28,37 €/MWh, +88,6% sull'anno e +3,47 €/MWh, +6,1% su febbraio), tornando ad annullare il differenziale con il Pun (Grafico 9). Dinamiche simili per i prezzi nelle singole sessioni, compresi tra i circa 60 €/MWh di MI1 e MI2 e 67,26 €/MWh di MI6 (+75/+88% sul 2020). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi allineati o inferiori su tutte le sessioni, ad eccezione di MI4 (+2,0%)

(Figura 2 e Grafico 6 e 7). Salgono ai massimi da dicembre 2019 i volumi di energia complessivamente scambiati sul mercato infragiornaliero, pari a 2,4 TWh (+20,5% sul 2020). La crescita si concentra sulle prime 5 sessioni, che registrano variazioni in doppia cifra (+12/+41%), risultando più debole su MI6 (+5%), in controtendenza invece MI7 (-2%). Resta invariata al 76% la quota di energia scambiata nei primi tre mercati, a fronte di una riduzione di 1,2 p.p. della quota di MI2 che compensa i rialzi negli altri due mercati (Figura 1 e Grafico 7).

Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

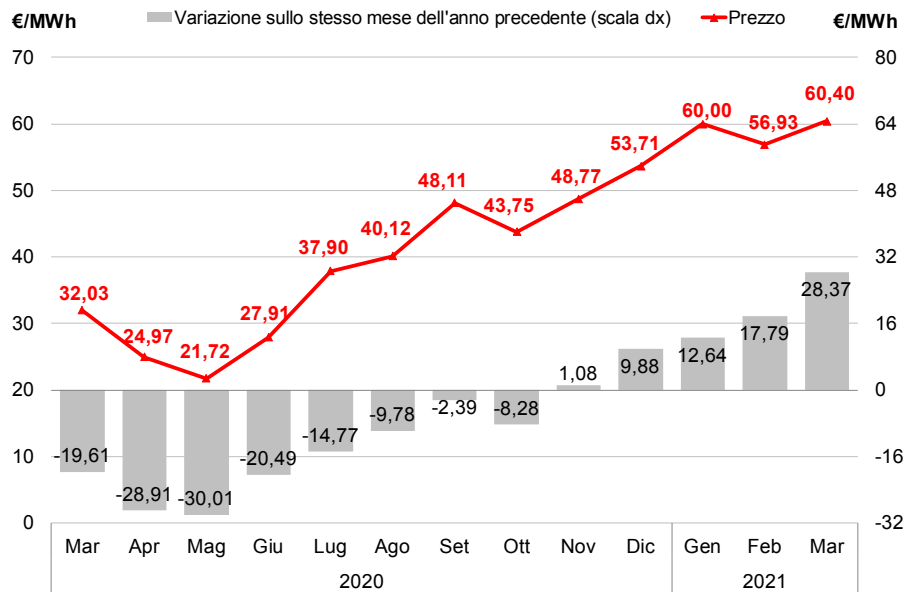


Figura 2: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto MWh			Volumi MWh		
	2021	2020	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	60,39	31,99	+88,8%	24.396.238	32.835	+10,4%
MI1 (1-24 h)	59,91 (-0,8%)	32,03	+87,1%	1.043.218	1.404	+22,4%
MI2 (1-24 h)	59,73 (-1,1%)	31,79	+87,9%	386.208	520	+12,3%
MI3 (5-24 h)	61,69 (-0,4%)	33,51	+84,1%	360.256	582	+24,2%
MI4 (9-24 h)	64,03 (+2,0%)	35,18	+82,0%	150.743	305	+40,8%
MI5 (13-24 h)	62,52 (-0,5%)	35,73	+75,0%	168.667	455	+37,6%
MI6 (17-24 h)	67,26 (+0,2%)	38,19	+76,1%	180.969	733	+5,1%
MI7 (21-24 h)	62,69 (-0,6%)	35,52	+76,5%	65.498	533	-1,9%

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

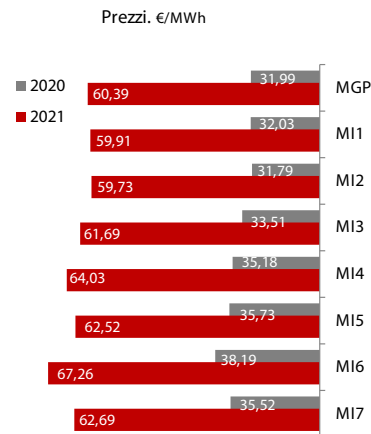
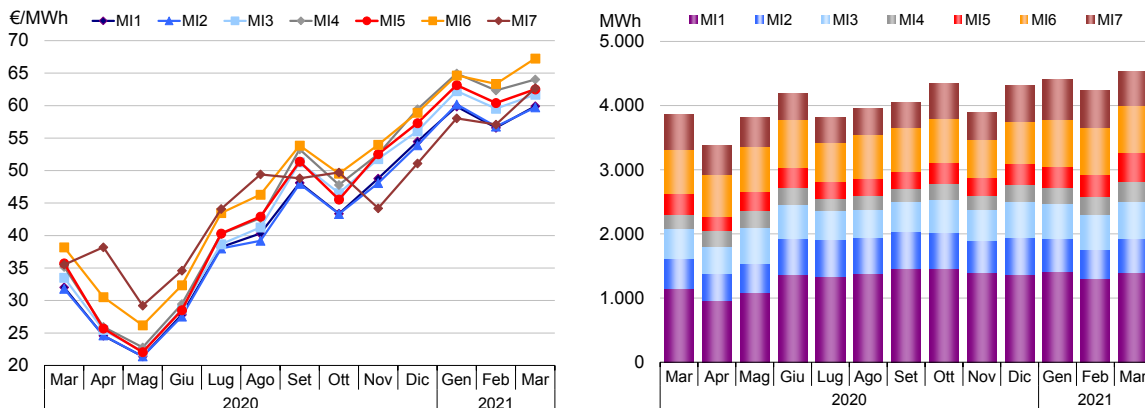


Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



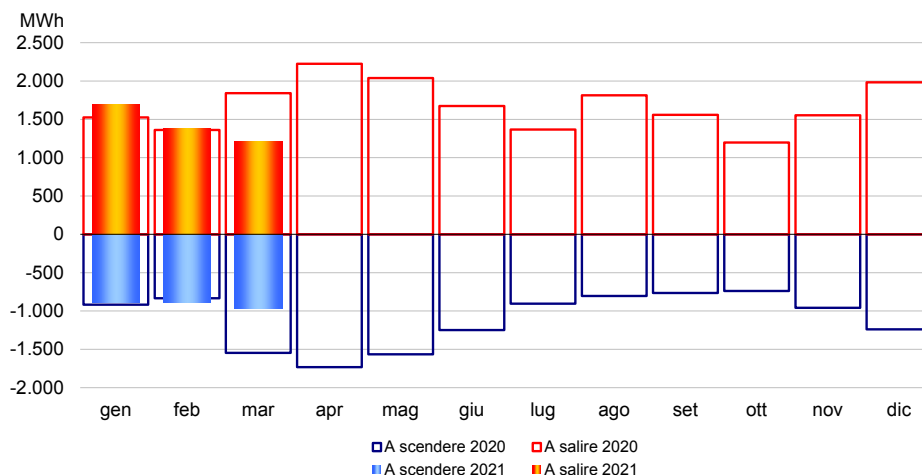
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

La crescita dei volumi sui mercati precedenti e la conseguentemente minore incertezza, rispetto a marzo 2020, sull'evoluzione in tempo reale delle immissioni e dei prelievi sulla rete ha favorito un ridotto ricorso di Terna

al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire che si portano a 0,9 TWh (-34,3% sul 2020) e le vendite di Terna sul mercato a scendere a 0,7 TWh (-37,5%) (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 62 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', in flessione sul 2020 (-15), per volumi pari a 29,8 GWh (-54,8

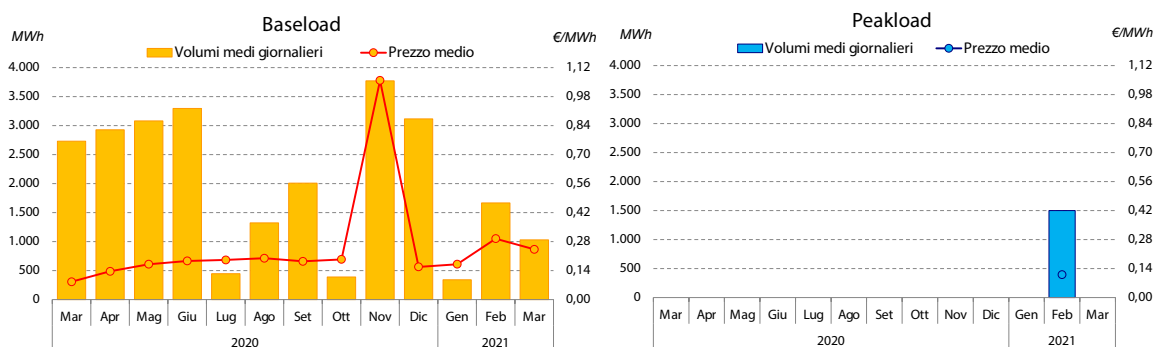
GWh). Tornano ad essere scambiati esclusivamente prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,24 €/MWh (+0,15 €/MWh) (Figura 3).

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	62	29/31	0,24	0,10	1,00	29.803	1.028
	(87)	31/31	(0,09)	(0,08)	(0,09)	(84.618)	(2.730)
Peakload	-	0/23	-	-	-	-	-
	(-)	0/22	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	62					29.803	
	(87)					(84.618)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nessuna negoziazione nel corso del mese, sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), che vede il prodotto Aprile 2021 chiudere il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo sul baseload pari a 55,67 €/MWh (+30,86

€/MWh sul corrispondente valore spot del 2020) e sul peakload pari a 59,77 €/MWh (+32,99 €/MWh) e una posizione aperta complessiva di 50 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Aprile 2021	55,67	+10,2%	-	-	-	-	-	66	47.520
Maggio 2021	56,48	+4,7%	-	-	-	-	-	66	49.104
Giugno 2021	55,75	-10,0%	-	-	-	-	-	66	47.520
Luglio 2021	62,84	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	55,97	+1,0%	-	-	-	-	-	66	144.144
III Trimestre 2021	62,84	+10,2%	-	-	-	-	-	66	145.728
IV Trimestre 2021	63,08	+10,0%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	64,88	+10,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	60,98	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	61,94	+15,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									388.146

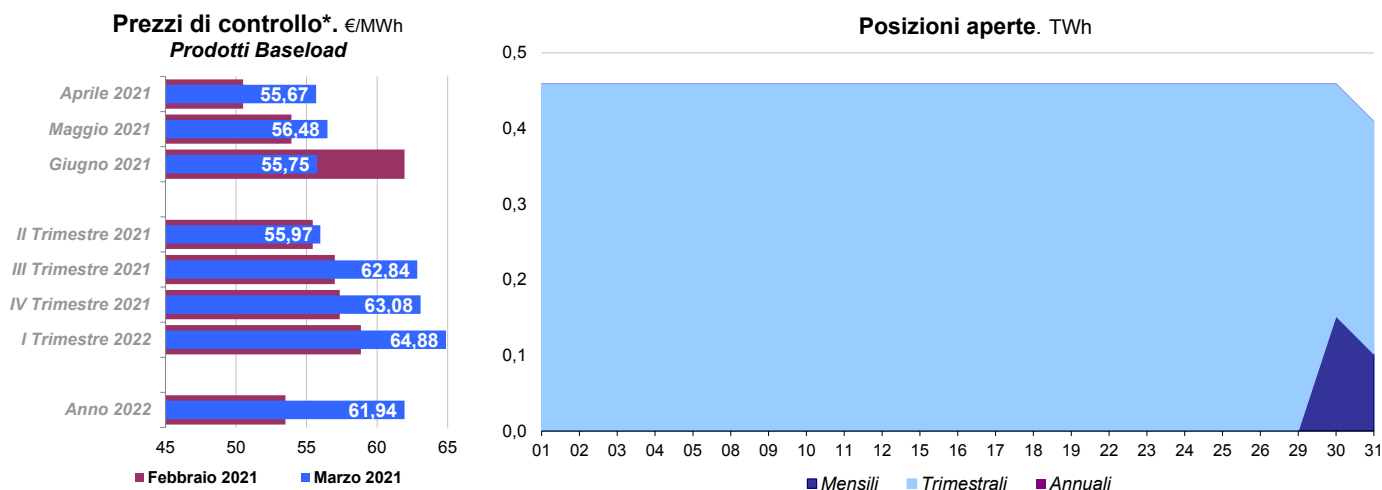
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Aprile 2021	59,77	+10,2%	-	-	-	-	-	10	2.640
Maggio 2021	60,69	+4,7%	-	-	-	-	-	10	2.520
Giugno 2021	62,50	-10,0%	-	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2021	74,27	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	60,99	+0,7%	-	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2021	74,22	+10,2%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2021	78,07	+10,0%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	78,46	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	66,80	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	71,77	+15,8%	-	-	-	-	-	-	-
Totale									21.000
TOTALE									409.146

* 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



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Si confermano in riduzione annuale da inizio 2020 sia le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2021, pari a 20,2 TWh (-12,1%), che la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,6 TWh (-10,4%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, risulta pari a 1,75 (-0,03 sul 2020) (Grafico 10).

In crescita annuale, invece, i programmi registrati sia nei conti in immissione (5,7 TWh, +12,3%), che in quelli in prelievo (9,6 TWh, +2,8%), mentre ancora segni negativi per i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,9 TWh, -25,1% e 1,9 TWh, -45,6%).

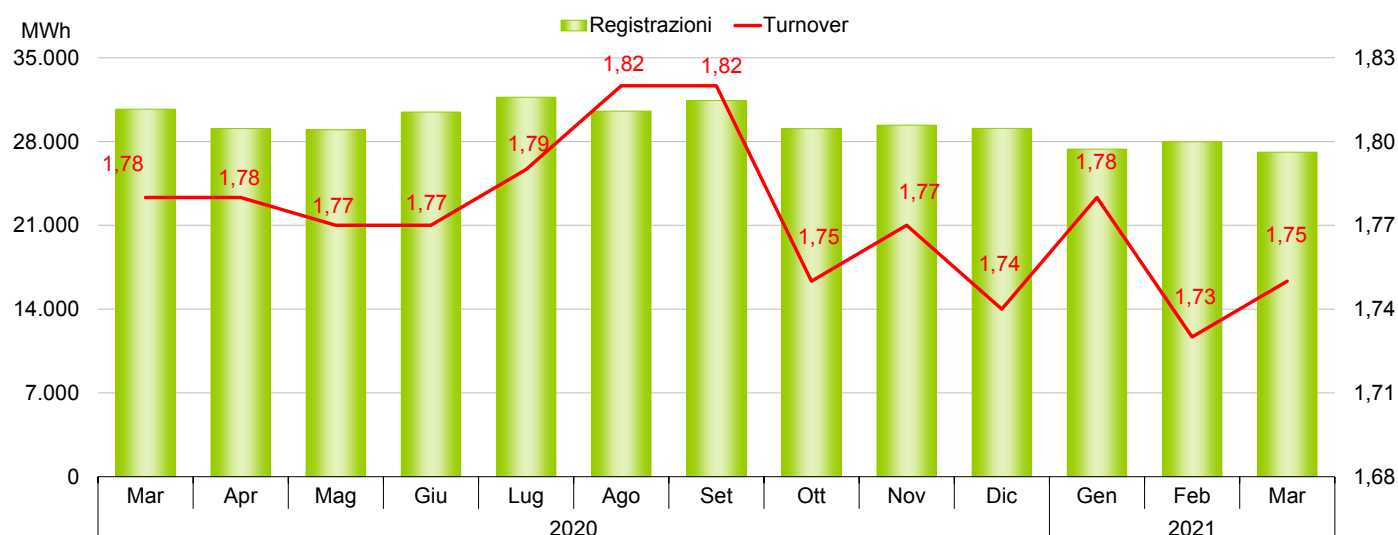
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.064.923	- 9,4%	30,0%	Richiesti	7.724.661	-10,8%	100,0%	9.695.510	+2,9%	100,0%
<i>Off Peak</i>	85.467	- 72,0%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.147.142	-29,5%	40,7%	14.140	+9,9%	0,1%
<i>Peak</i>	113.316	- 12,7%	0,6%	Rifutati	2.001.810	-43,9%	25,9%	23.013	+73,1%	0,2%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.001.806	-43,8%	25,9%	4	-89,5%	0,0%
Totale Standard	6.263.706	- 12,1%	31,0%							
Totale Non standard	13.878.745	- 11,5%	68,6%	Registrati	5.722.851	+12,3%	74,1%	9.672.497	+2,8%	99,8%
PCE bilaterali	20.142.451	- 11,7%	99,6%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.145.335	+26,7%	14,8%	14.136	+10,2%	0,1%
MTE	59.971	- 45,5%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	5.865.852	-25,1%		1.916.207	-45,6%	
MPEG	29.803	- 64,8%	0,1%	Saldo programmi	-	-		3.949.645	-8,5%	
TOTALE PCE	20.232.225	- 12,1%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.588.703	- 10,4%								

Grafico 10: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo i consumi di gas naturale in Italia continuano ad aumentare su base annua (+14,5% rispetto al livello molto basso del 2020). La crescita, diffusa nei tre principali settori (+26% quello termoelettrico), è assorbita, lato immissione, sia dall'incremento delle importazioni (+10%) che delle erogazioni dai siti di stoccaggio (+47%). Torna in aumento tendenziale, dopo sette mesi, l'import tramite rigassificatori GNL (+3%).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 11,7 TWh (-4% sullo scorso anno) con la quota sul totale consumato al 15% (-2 p.p.). Crescono su base annua gli scambi sui mercati a contrattazione continua, mentre calano le negoziazioni sui due comparti AGS e su MGS; convergono poco sopra i 18 €/MWh i prezzi a pronti, in linea con le dinamiche al PSV (18,3 €/MWh).

IL CONTESTO

A marzo i consumi di gas naturale in Italia rafforzano il trend di crescita dei mesi precedenti e si portano a 7.627 milioni di mc (80,6 TWh), in aumento del 15% dal livello molto basso di marzo 2020, primo mese di lockdown in Italia. L'incremento risulta più intenso per i consumi del settore termoelettrico, a 2.143 milioni di mc (22,7 TWh, +25,8%), e industriale, a 1.298 milioni di mc (13,7 TWh, +19,4%), maggiormente penalizzati dalle misure restrittive adottate lo scorso anno; in crescita del 7%, invece, i consumi del comparto civile, pari a 3.934 milioni di mc (41,6 TWh). Continua la ripresa su base annua anche delle esportazioni, a 252 milioni di mc (2,7 TWh, +27,7%).

L'incremento della domanda è stato assorbito principalmente dalle importazioni di gas naturale (6.161 milioni di mc, 65,1 TWh), al quarto significativo incremento su base annua (+10%), trainate sia dai flussi tramite gasdotto (54,2 TWh, +11%) che dalle importazioni dai rigassificatori GNL (11,0 TWh, +3%), tornate in aumento tendenziale dopo una lunga fase ribassista. Sempre in calo la produzione nazionale, pari a 300 milioni di mc (3,2 TWh, -11%), mentre crescono le erogazioni dai siti di stoccaggio, pari a 1.264 milioni di mc

(13,4 TWh, +47%), rappresentativi di oltre il 16% del totale approvvigionato (erano il 13% lo scorso anno).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita concentrata a Mazara, con flussi in ripresa dai livelli minimi dell'anno precedente, pari a 2.091 milioni di mc (22,1 TWh, +815%) e una quota sul totale importato in significativo aumento al 34% (+30 p.p. sul 2020). In flessione l'import nei restanti punti di ingresso: ancora su livelli molto bassi i flussi a Tarvisio (24,9 TWh, -23%), sebbene in ripresa sul mese precedente, e a Passo Gries (0,4 TWh, -96%); meno intenso il calo a Gela (3,4 TWh, -17%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'aumento interessa esclusivamente Cavarzere (6,7 TWh, +34%), mentre riduzioni si registrano a Panigaglia (1,6 TWh, -28%) e Livorno (2,7 TWh, -21%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 1.947 milioni di mc (20,6 TWh), in calo del 39% dal livello molto elevato raggiunto a fine marzo 2020; a fronte di un incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente, il rapporto giacenza/spazio conferito scende al 15% (-10 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.161	65,1	+9,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.091	22,1	+815,3%
Tarvisio	2.355	24,9	-22,9%
Passo Gries	38	0,4	-96,0%
Gela	325	3,4	-16,8%
Gorizia	-	-	-
Melendugno	313	3,3	-
Panigaglia (GNL)	147	1,6	-28,2%
Cavarzere (GNL)	632	6,7	+33,7%
Livorno (GNL)	259	2,7	-21,4%
Produzione Nazionale	300	3,2	-10,8%
Erogazioni da stoccaggi	1.264	13,4	+47,1%
TOTALE IMMESSO	7.725	81,7	+13,3%
Riconsegne rete Snam Rete Gas			
Industriale	1.298	13,7	+19,4%
Termoelettrico	2.143	22,7	+25,8%
Reti di distribuzione	3.934	41,6	+7,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	252	2,7	+27,7%
TOTALE CONSUMATO	7.627	80,6	+14,5%
Iniezioni negli stoccaggi	98	1	-36,8%
TOTALE PRELEVATO	7.725	81,7	+13,3%

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

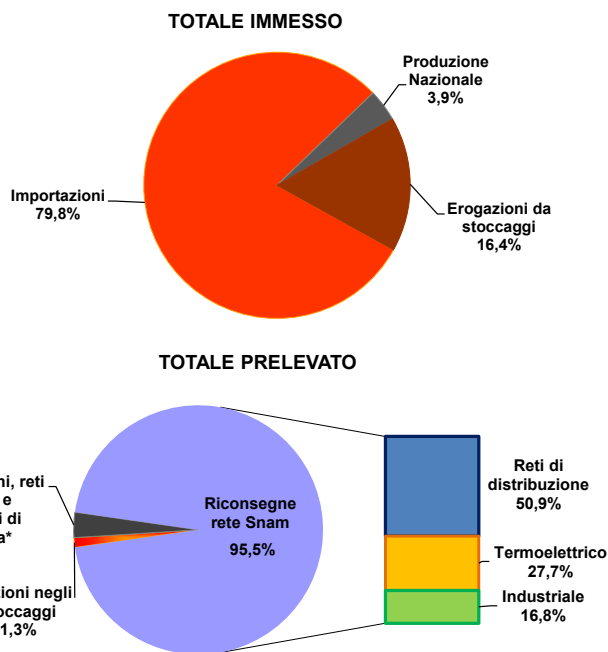
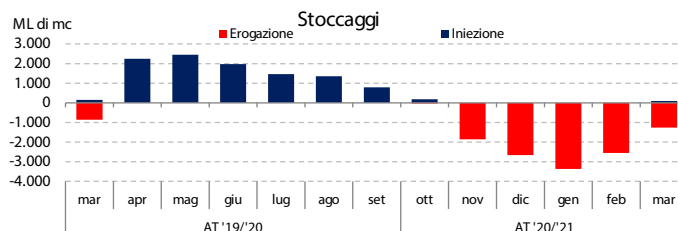
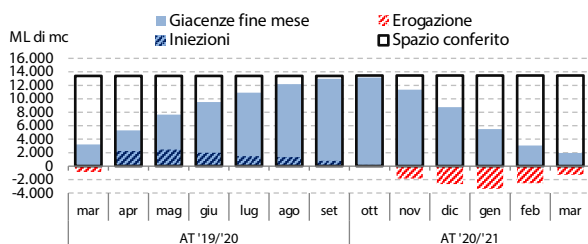


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2021)	1.947	20,6	-39,5%
Erogazione (flusso out)	1.264	13,4	+47,1%
Iniezione (flusso in)	98	1,0	-36,8%
Flusso netto	1.166	12,3	+65,6%
Spazio conferito	13.466	142,4	+0,5%
Giacenza/Spazio conferito	14,5%		-9,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV si attesta a 18,29 €/MWh, sostanzialmente in linea con il mese precedente (-0,16 €/MWh, -0,8%), ma in significativo rialzo su base annua (+8,18 €/MWh, +81%).

Analoghe le dinamiche registrate su entrambi gli orizzonti temporali dai prezzi dei principali hub europei, tra i quali

il TTF si attesta a 17,66 €/MWh. Lo spread mensile tra il riferimento italiano e quello olandese si porta, pertanto, a 0,63 €/MWh (era 0,83 €/MWh il mese precedente e 1,39 €/MWh lo scorso anno), mantenendosi, con poche eccezioni, sempre inferiore ad 1 €/MWh nel corso dell'intero mese.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 11,7 TWh, in lieve aumento sul mese precedente (+1%), ma in calo del 4% rispetto ai livelli molto alti raggiunti a marzo dello scorso anno. Anche a fronte di un significativo aumento della domanda di gas naturale, la quota scambiata a pronti sul totale consumato rimane su livelli elevati, pari al 15% (+2 p.p. su febbraio, -2 p.p. sul 2020).

La dinamica annuale ribassista registrata su MP-Gas risulta trainata principalmente dai volumi scambiati sui due comparti AGS, pari a 2,5 TWh (-33%) sul segmento day-ahead, in calo anche sul mese precedente (-16%), e a 0,3 TWh su quello intraday (-52%). In crescita, invece, su entrambi i riferimenti temporali gli scambi sui segmenti a negoziazione continua sia del MGP-Gas (3,9 TWh, +28% su marzo 2020) che del MI-Gas (4,7 TWh, +26%), in ambedue i casi su livelli tra i più alti di sempre. Su quest'ultimo, l'incremento appare sostenuto dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, saliti al massimo storico di 3,4 TWh (+42%

su base annua), pari ad una quota del 73%; in calo, invece, le movimentazioni del RdB (1,3 TWh, -4%). Alla luce di tali sviluppi le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas in contrattazione continua salgono rispettivamente al 40% e al 34%, mentre quella del MGP-AGS scende al 21%.

Le quantità scambiate sul MGS (0,31 TWh) consolidano l'andamento tendenziale ribassista (-71% su base annua), tornando a ridursi anche rispetto al mese precedente (-35%). La flessione su base annua dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile oltre che alle minori vendite da parte di Snam con finalità di Bilanciamento (0,1 TWh, -67%) anche agli scambi tra operatori terzi (0,2 TWh, -73%).

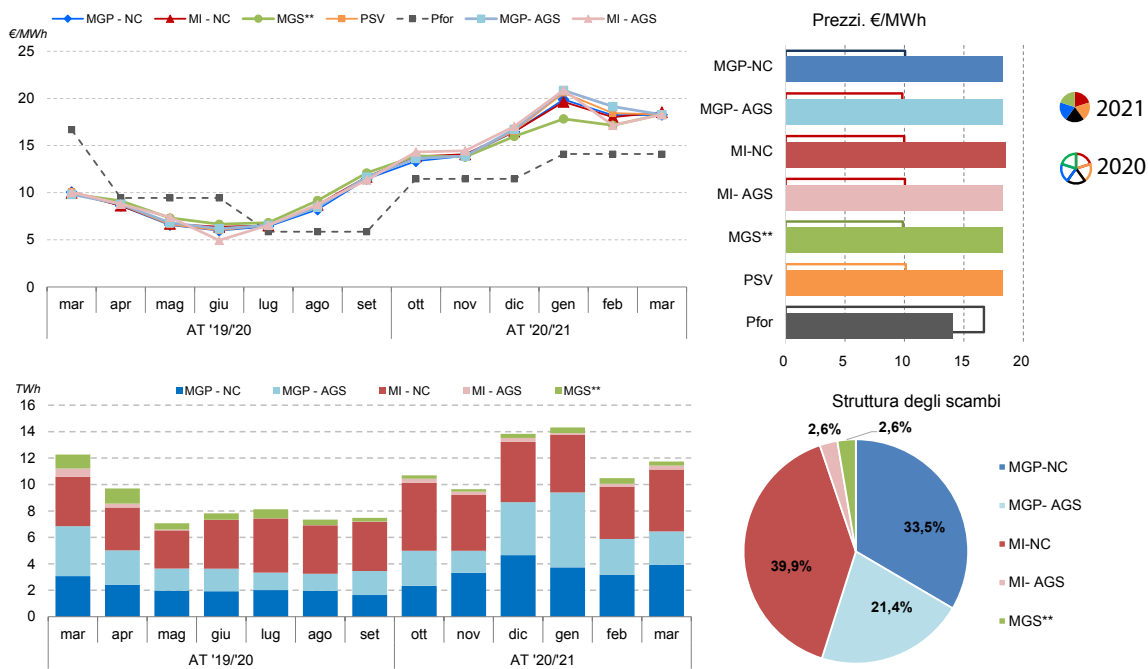
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, in linea con le dinamiche al PSV, convergono tutte poco sopra i 18 €/MWh, con un massimo su MI-Gas a negoziazione continua a 18,54 €/MWh, mostrando deboli variazioni sul mese precedente ed intensi rialzi su base annua (+82/+86%).

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	18,26	(10,06)	16,18	19,70	3.929.592	(3.076.584)
Comparto AGS	18,28	(9,82)	16,37	19,43	2.518.416	(3.776.544)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	18,54	(9,98)	16,30	20,50	4.685.856	(3.731.544)
Comparto AGS	18,28	(10,04)	16,30	19,50	300.192	(630.840)
<i>MGS**</i>						
Stogit	18,33	(9,87)	16,15	19,71	310.635	(1.059.372)
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

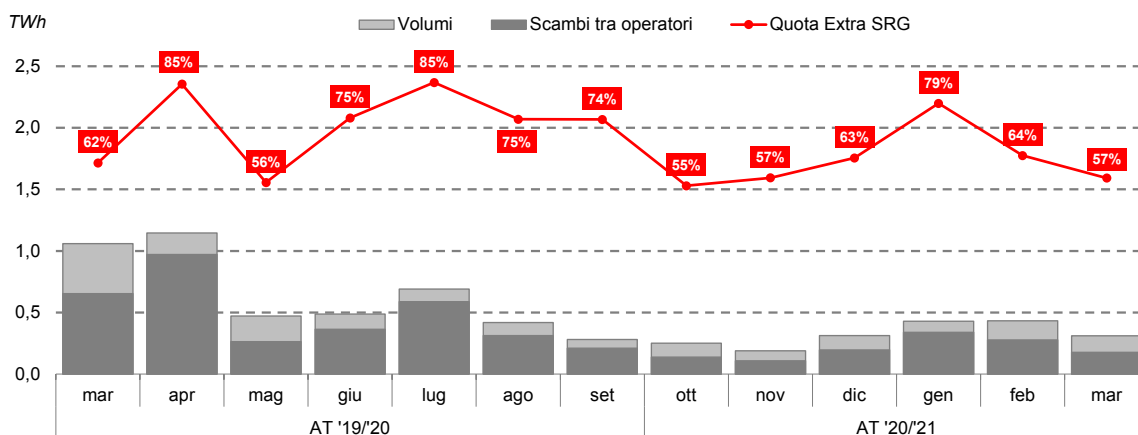
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

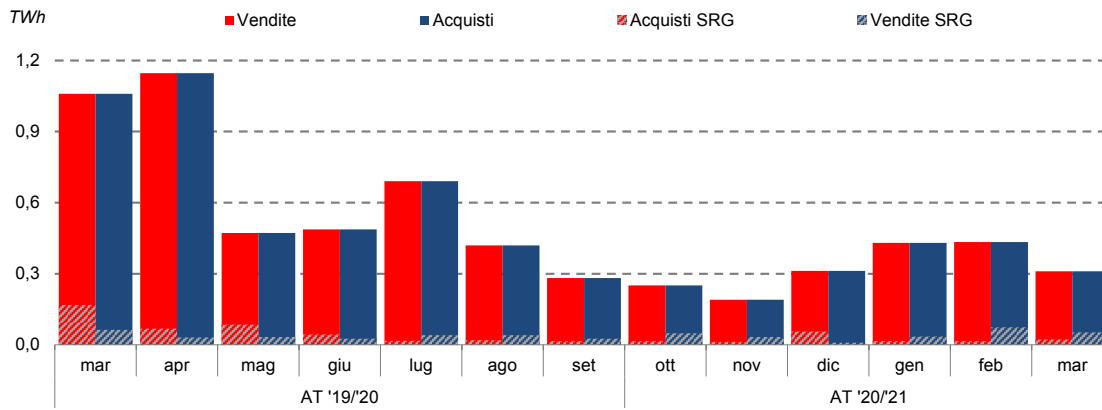
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	310.635	(1.059.372)	310.635	(1.059.372)	-	(-)	-	(-)
SRG	39.922	(295.065)	92.669	(110.301)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	39.922	(295.065)	92.669	(110.301)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	270.713	(764.307)	217.966	(949.071)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a marzo sono stati scambiati 2,2 GWh, tutti riferiti al prodotto M-2021-04 che chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 18,13 €/MWh (+12% rispetto all'ultimo

riferimento di febbraio). Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano, invece, a 1,9 GWh (erano 4 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo dei restanti prodotti risultano tutti stabili, ad eccezione dei BoM (-3,5%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	variazioni %	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2021-03	-	-	17,32	-3,5%	-	-	-	-	-	-	144	288
BoM-2021-04	-	-	18,02	-	-	-	-	-	-	-	72	1.944
M-2021-04	18,10	18,13	18,10	11,7%	2	2.160	-	-	2.160	-	72	2.160
M-2021-05	-	-	16,73	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-06	-	-	15,96	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-07	-	-	18,30	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-02	-	-	17,65	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	16,53	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	17,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	18,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	17,96	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	18,05	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	16,97	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					2	2.160			2.160		72	1.944

*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 marzo le quotazioni di tutte le commodities energetiche risultano in netta crescita e spesso quasi duplicate rispetto ai valori minimi toccati un anno fa con l'inizio dell'emergenza sanitaria internazionale. I prodotti petroliferi si riportano sui livelli prossimi o superiori a quelli pre-Covid 19, mentre il carbone, sebbene con dinamiche più modeste, resta sui valori

più alti degli ultimi due anni da inizio 2021. Stabili rispetto a febbraio le quotazioni europee del gas, con lo spread tra PSV e TTF ancora molto ridotto (circa 0,6 €/MWh). Generalmente in crescita i prezzi europei dell'elettricità, con il riferimento italiano che riporta a quasi 10 €/MWh il suo differenziale con la Francia.

A marzo le quotazioni del Brent e dei suoi derivati restano sul livello più elevato da febbraio 2020 e proseguono il loro trend di crescita, portandosi a 66,09 \$/bbl per il greggio (+6% su febbraio e +96% sul 2020), a 471,08 \$/MT per il gasolio (+4% e +80%) e a 510,04 \$/MT per l'olio combustibile (+3% e +48%). Il carbone si conferma su uno dei valori più alti degli ultimi due anni e, già in rialzo annuale da qualche mese, si attesta a 66,91 \$/MT (+1% e +42%). Le quotazioni

a termine confermano nel breve periodo livelli pressoché in linea con gli attuali per il greggio e il carbone, prospettando invece ulteriori rialzi per il gasolio. Le opposte dinamiche del tasso di cambio euro/dollaro, attestatosi a 1,19 €/€ (-2% su febbraio, +8% sul 2020) favoriscono un'attenuazione dei rialzi tendenziali osservati sulle quotazioni delle commodities nella loro conversione in euro, accentuandone lievemente, invece, gli aumenti congiunturali.

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	66,09	6%	96%	64,39	65,29	5%	65,70	7%	65,32	7%	59,60	6%
Olio Combustibile	USD/MT	471,08	4%	80%									
Gasolio	USD/MT	510,04	3%	48%	532,00	524,03	3%	525,97	3%	527,12	4%	520,39	5%
Carbone	USD/MT	66,91	1%	42%	65,00	66,63	4%	65,59	0%	65,71	5%	70,36	6%

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	55,47	8%	82%		54,84	-	55,15	-	54,79	-	49,70	-
Olio Combustibile	EUR/MT	395,38	6%	67%									
Gasolio	EUR/MT	428,10	5%	38%		440,11	-	441,47	-	442,16	-	433,92	-
Carbone	EUR/MT	56,17	3%	32%		55,92	-	55,01	-	55,08	-	58,64	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,19	-2%	8%	1,21	1,19	-	1,19	-	1,19	-	1,20	-

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

Fonte: Refinitiv

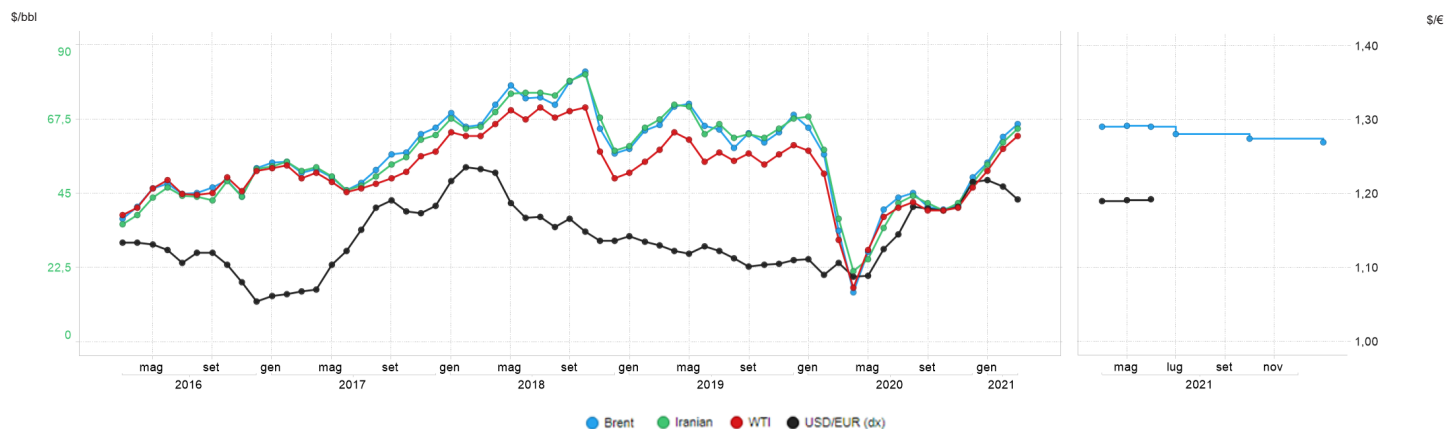


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

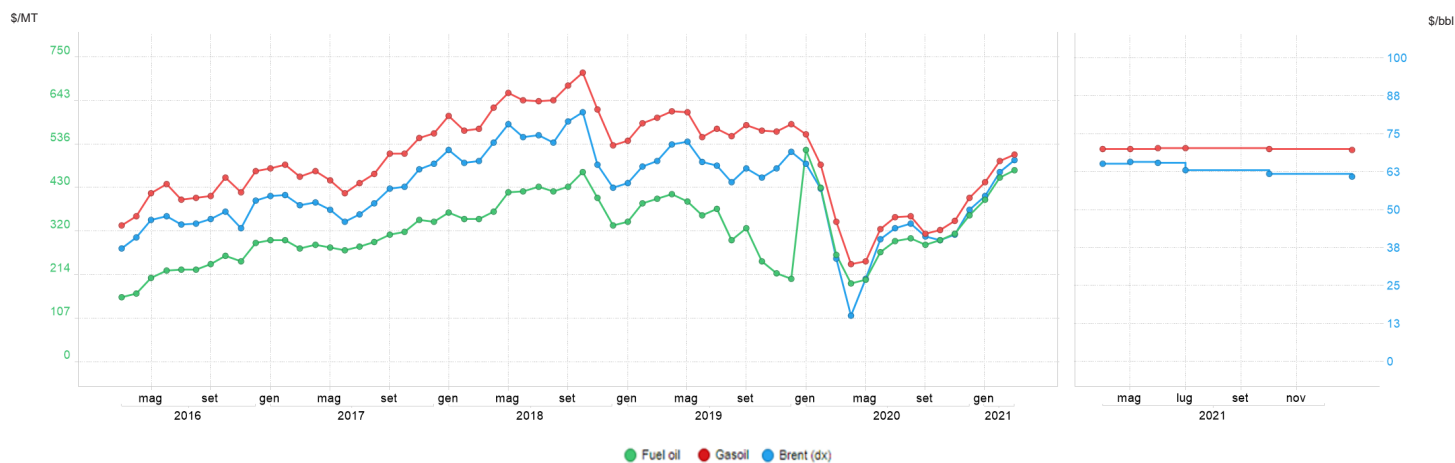
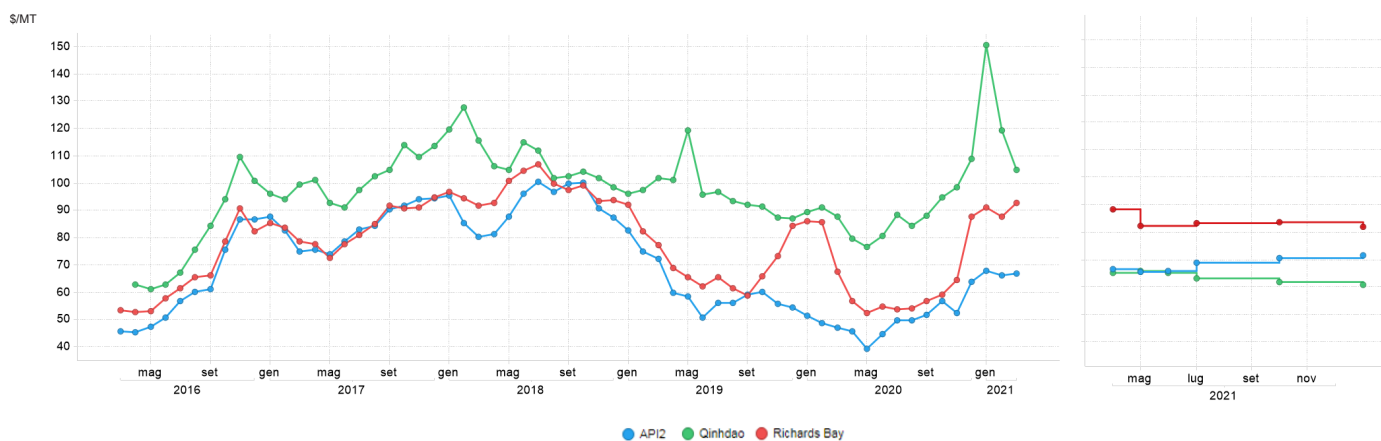


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



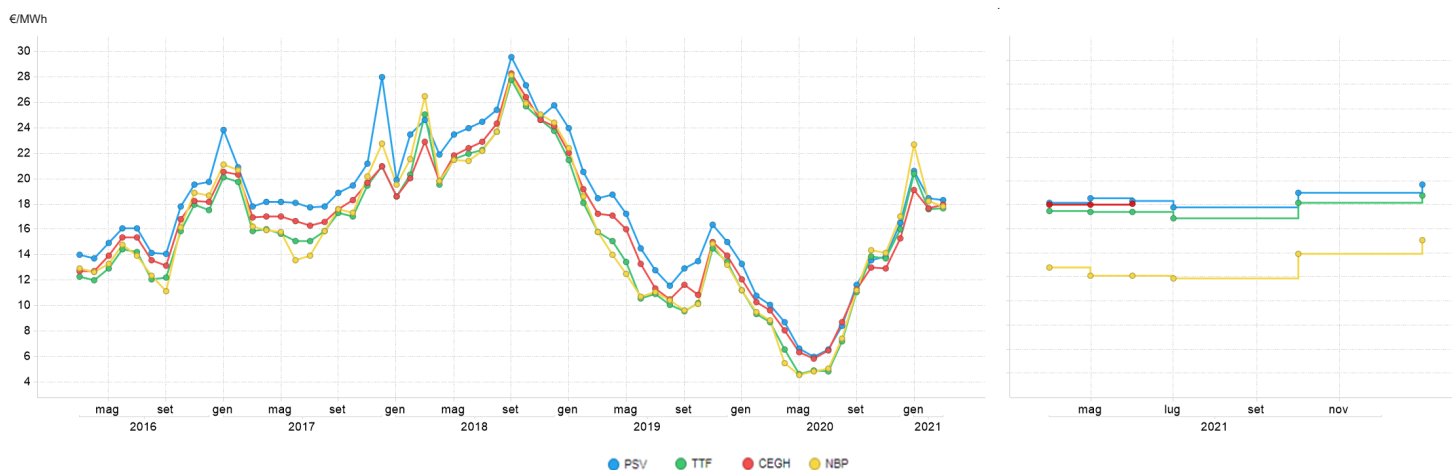
Con riferimento ai principali hub europei del gas, le quotazioni si confermano sui 17/18 €/MWh già registrati a febbraio, livello doppio o quasi rispetto al 2020. Il prezzo al PSV, pari a 18,29 €/MWh, riduce ulteriormente la sua distanza dal TTF, portandola attorno a 0,6 €/MWh (-0,20

€/MWh) e mantenendola superiore a 1 €/MWh solo in tre sessioni del mese. I futures rivedono al rialzo le stime nel breve periodo, indicando per il PSV e il TTF ancora prezzi stabili nei prossimi mesi e un differenziale atteso tra i due superiore a 1 €/MWh solo a maggio.

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	18,29	-1%	81%	16,30	18,20	5%	18,56	9%	18,30		18,30	4%
TTF	NL	17,66	0%	102%	15,93	17,53	5%	17,38	6%	17,43		17,54	4%
CEGH	AT	17,94	1%	86%	16,19	18,02	5%	18,03	6%	18,13			
NBP	UK	17,83	-2%	100%	11,41	12,77	6%	12,09	6%	12,14			



La forte crescita annuale delle quotazioni dei combustibili si rispecchia in analoghe dinamiche rialziste sulle principali borse elettriche europee. Molto diversificata la distribuzione dei prezzi continentali, tutti nettamente superiori ai valori del 2020 e risultati di poco superiori a 60 €/MWh in Italia, compresi tra 47/56 €/MWh in Europa centrale e poco superiori a 34 €/MWh

nell'area Scandinava. Su base mensile, eccetto la Germania (-3%) e l'area scandinava (-27%), le quotazioni registrano tutte un rialzo contro-stagionale che arriva a toccare il +60% in Spagna. Torna a superare i 10 €/MWh lo spread Italia-Francia, attestandosi ad un livello atteso anche dai mercati a termine per i prossimi mesi, con la sola eccezione di aprile.

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	60,39	7%	89%	53,65	52,35	4%	53,17	-1%	56,83	-8%	58,58	9%
FRANCIA	50,22	2%	111%	45,99	47,33	5%	44,74	6%	47,53		55,55	4%
GERMANIA	47,16	-3%	110%	44,80	46,46	3%	45,84	5%	49,22		54,99	5%
AREA SCANDINAVA	34,21	-27%	280%	30,80	31,31	-2%	28,14	3%	26,22		26,81	1%
SPAGNA	45,45	60%	64%	40,40	42,69	5%	47,55	1%	54,10		49,73	3%
AUSTRIA	53,65	6%	118%									
SVIZZERA	56,17	4%	115%									

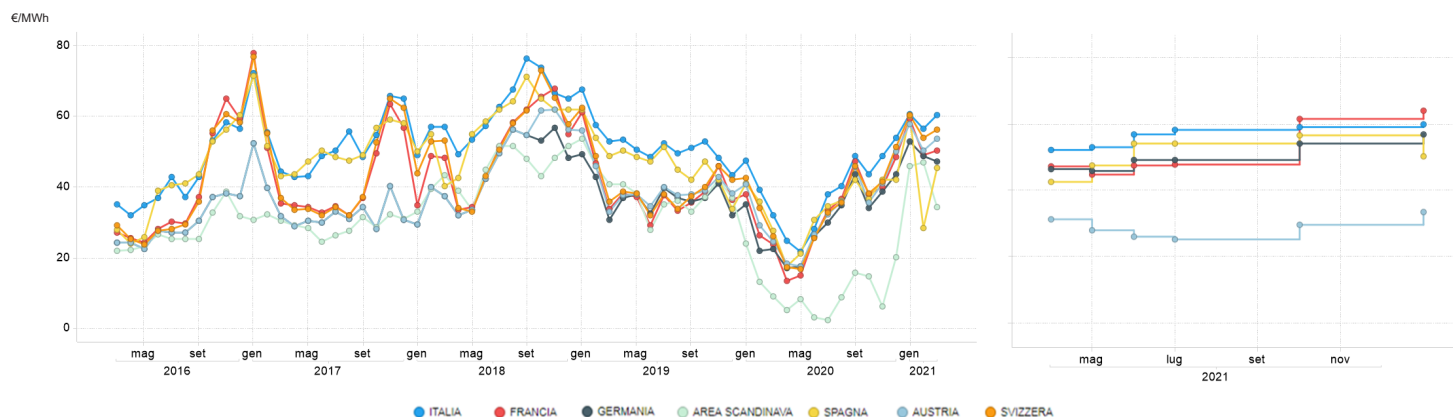
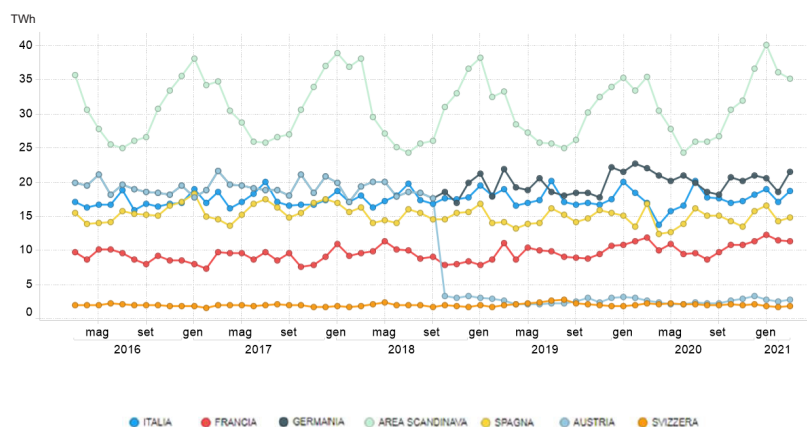


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,7	-2%	10%
FRANCIA	11,3	-11%	-5%
GERMANIA	21,5	5%	-2%
AREA SCANDINAVA	35,1	-12%	-1%
SPAGNA	14,9	-6%	-11%
AUSTRIA	2,8	-2%	6%
SVIZZERA	1,8	-2%	-21%



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

In relazione ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot più liquidi si osserva una significativa crescita annuale solo per l'Italia (18,7 TWh, +10%), mentre

altrove gli scambi mostrano diminuzioni comprese tra -1% dell'area scandinava (35,1 TWh) e -11% della Spagna (14,9 TWh).

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, ancora in aumento, sale a 290,19 €/tep (+14 €/tep), ai massimi da giugno 2018. Sostanzialmente stabile, invece, il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (256,87 €/tep) che porta a 33 €/tep il differenziale con il corrispondente valore di mercato. Stabili anche gli scambi sul mercato, con la liquidità che diminuisce lievemente al 73%, in corrispondenza di contrattazioni bilaterali in crescita (+9%). Sul mercato organizzato delle

Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio cresce a 0,12 €/MWh, confermandosi inferiore rispetto alle quotazioni bilaterali, anch'esse in crescita a 0,60 €/MWh. Nell'ultimo mese di contrattazione per le garanzie di origine riferite alla produzione del 2020, gli scambi, in calo sul mercato (-20%), risultano in significativa ripresa sulla piattaforma bilaterale (+218%).

Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,5 TWh, ad un prezzo medio di 0,41 €/MWh.

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

A marzo la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 290,19 €/tep, confermandosi al massimo da giugno 2018 e in aumento del 5% rispetto al mese precedente (+13,86 €/tep). Sostanzialmente stabile invece il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale (256,87 €/tep, +0,3%), con conseguente crescita dello spread con il corrispondente valore di mercato a 33,32 €/tep (+13 €/tep rispetto a febbraio). La differenza tra i due riferimenti si riduce tuttavia a 9,2 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi cala al 91% (-4 p.p.). Sale, invece, al 63% (+28 p.p. sul mese precedente) la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nel più ampio intervallo definito dai livelli minimo e massimo di

abbinamento osservati sul mercato (270,01-299,99 €/tep).

I volumi negoziati su MTEE si confermano su bassi livelli, attestandosi a 146,3 mila tep (+0,1% rispetto a febbraio), e in calo del 24,2% rispetto ad un anno fa. La liquidità, seppure in calo congiunturale, si conferma su livelli molto elevati (73%), cedendo 2 p.p. rispetto al mese precedente, in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in crescita a 53 mila tep (+9% rispetto a febbraio).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine marzo, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 64.129.830 tep, in aumento di 85.727 tep rispetto a fine febbraio. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.437.049 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio €/tep	Var. cong.	Minimo €/tep	Massimo €/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi tep	Var. cong.	Quota %	Var. cong.	Operatori N°	Var.
Mercato	290,19	+5,0%	270,01	299,99	146.278	+0,1%	42,45	+5,1%	5.891	+54,1%	4,0%	+1,4 p.p.	6	-2
Bilaterali	256,87	+0,3%	0,00	299,30	53.453	+9,3%	13,73	+9,7%						
con prezzo >1	280,96	+4,6%	114,83	299,30	48.870	+4,9%	13,73	+9,7%						
Totale	281,28	+3,7%	0,00	299,99	199.731	+2,4%	56,18	+6,2%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

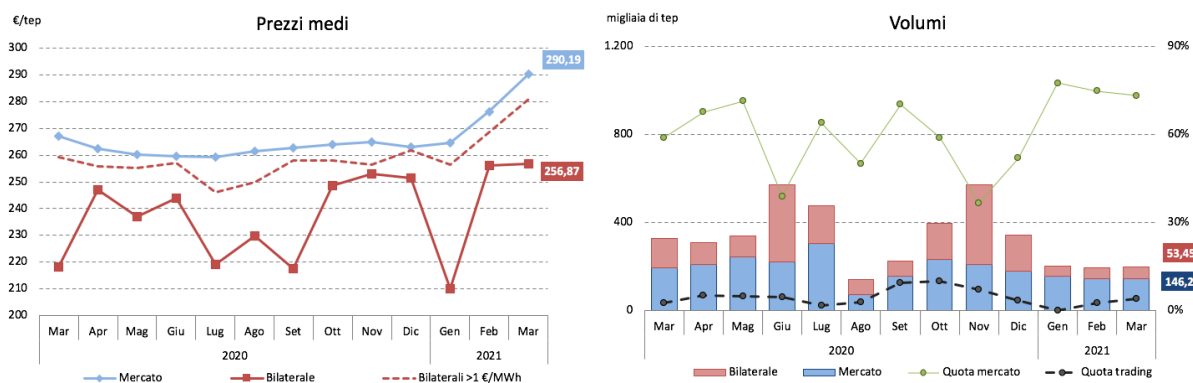
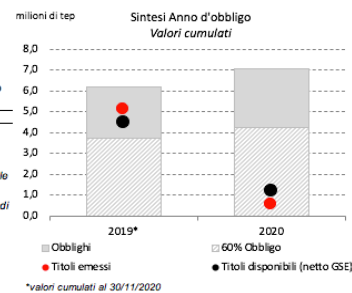


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
15	272,80	629.167	45.943	254,49	22.122	250,00	2.437.049	64.129.830	1.206.700	

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2018/R/EFER 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.

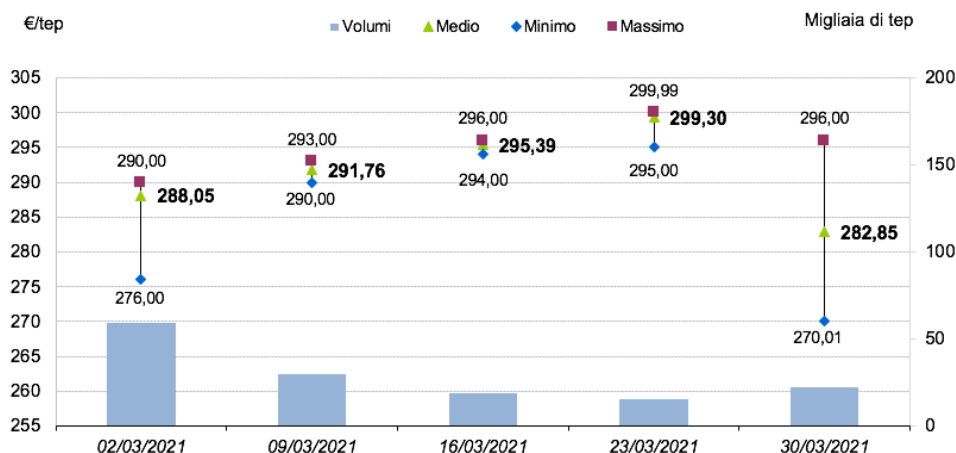


L'analisi delle singole sedute mostra un trend rialzista nel corso del mese della quotazione media che passa dai 288,05 €/tep della prima sessione ai 299,30 €/tep del 23 marzo, salvo registrare un'inversione di tendenza nell'ultima seduta del mese (30 marzo), successiva alla pubblicazione della bozza di D.M. contenente la definizione degli obblighi per gli anni 2021-2024, oltre che

una loro revisione al ribasso per l'anno d'obbligo corrente. Proprio in quest'ultima sessione il prezzo medio scende a 282,85 €/tep (-16 €/tep), con lo spread tra il minimo e massimo di sessione sui livelli più elevati da oltre due anni (circa 26,00 €/tep). Si confermano modesti i volumi medi scambiati nelle singole sessioni (in calo a 29,3 mila tep).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



GARANZIE D'ORIGINE (GO): mercato organizzato (MGO) e contrattazioni bilaterali (PBG0)

Nell'ultimo mese di contrattazione per le garanzie di origine riferite alla produzione del 2020, il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, cresce a 0,12 €/MWh (+37,4%), mostrando una dinamica analoga al valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,60 €/MWh, +25%) e un differenziale dallo stesso che si porta a 0,48 €/MWh (+0,09 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie in crescita comprese tra i 0,10 €/MWh della categoria Altro ai 0,15 €/MWh della categoria Solare. Andamenti contrastanti, invece, sulla PBGO, dove risultano in calo le categorie Geotermico (0,81 €/MWh; -47%) e Solare (0,22 €/MWh; -35%) e in crescita le

categorie Idroelettrico (0,59 €/MWh; +31%), Eolico (0,56 €/MWh; +28%) e Altro (0,50 €/MWh; +55%).

I volumi scambiati sul mercato scendono a 217,5 mila MWh (-20% rispetto al mese precedente), confermandosi residuali rispetto ai volumi registrati sulla piattaforma bilaterale che, come solitamente accade in corrispondenza dell'ultimo mese di negoziazione del prodotto relativo all'anno di produzione corrente, risultano in significativo aumento (31,72 TWh, +218%).

Le garanzie d'origine assegnate tramite asta del GSE si attestano, invece, a 1,5 TWh (+16% sull'ultima sessione di gennaio).

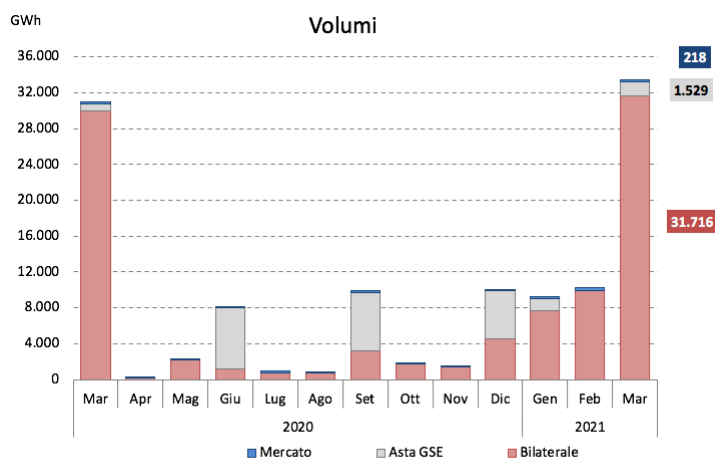
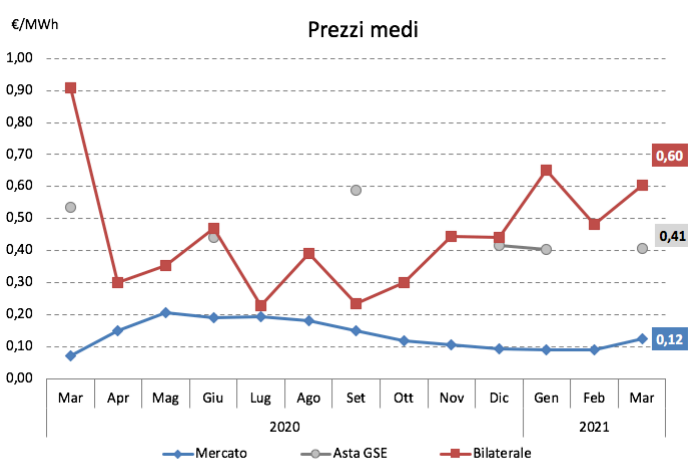
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,12	+37,4%	0,09	0,17	217.545	-20,2%	26.907	+9,6%
Bilaterali con prezzo >0	0,60	+25,3%	0,00	3,00	31.716.236	+218,2%	19.168.660	+298,7%
	0,64	+27,9%	0,01	3,00	29.854.999	+211,8%	19.168.660	+298,7%
Totale	0,60	+27,4%	0,00	3,00	31.933.781	+211,9%	19.195.567	+297,3%
Asta GSE	0,41	-	0,32	0,71	1.528.959	-	622.599	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

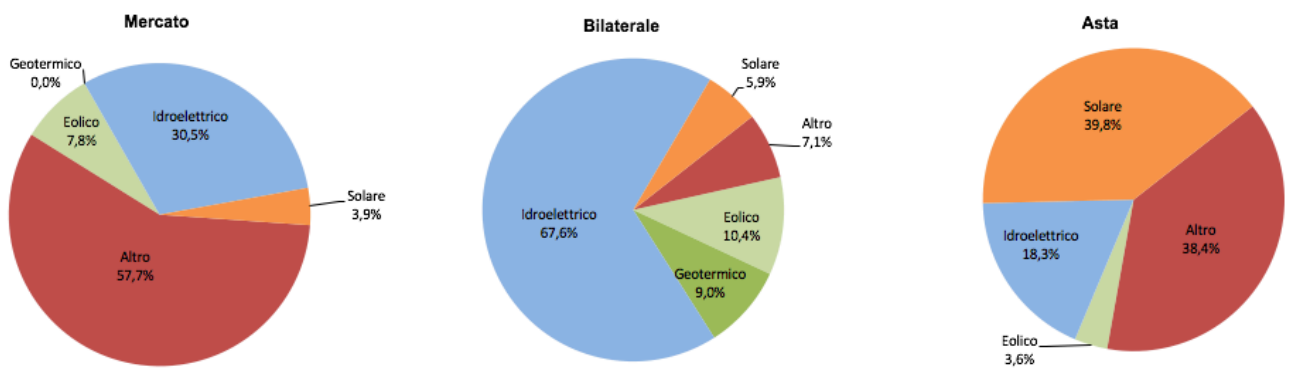


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La

tipologia Altro rimane predominante sul mercato (58%), mentre la tipologia Idroelettrico risulta quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (68%) e quella Solare in asta (40%).

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

Fonte: dati GME



CARBONE: CROLLO NEL 2020, RIPRESA NEL 2021 E POI?

Di Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

Una marcata contrazione della domanda ha esercitato effetti negativi anche su produzione, commercio internazionale e prezzi, risultati in calo in quasi tutte le regioni.

Produzione: dopo l'aumento dell'1,5% nel 2019, che a causa della debole domanda aveva determinato maggiori volumi stoccati, nel 2020 l'offerta globale di carbone ha registrato un calo medio del 6,5% (stima AIE). Il taglio più netto è attribuibile, non a caso, ad USA (-23,3%) e Unione Europea (-20,5%), dove il trend di declino di questa fonte è diventato strutturale e irreversibile. Nel paese a stelle strisce, politiche volte allo switch nella generazione elettrica dal carbone al gas, quest'ultimo abbondante e a prezzi molto bassi, si sono tradotte in una riduzione dell'output carbonifero, che dopo il picco del 2008, ha iniziato la sua progressiva contrazione, per toccare, a fine 2020, il livello più basso dal 1960. Stessa dinamica è riscontrabile per l'UE, dove obiettivi via via più ambiziosi in termini di riduzione delle emissioni, hanno obbligato gli Stati membri a intraprendere importanti politiche di phase out, volte soprattutto alla decarbonizzazione del settore elettrico.

Spostandoci nel bacino del Pacifico, si segnala un calo del 12% dell'Indonesia, dove a pesare, oltre alla minore richiesta

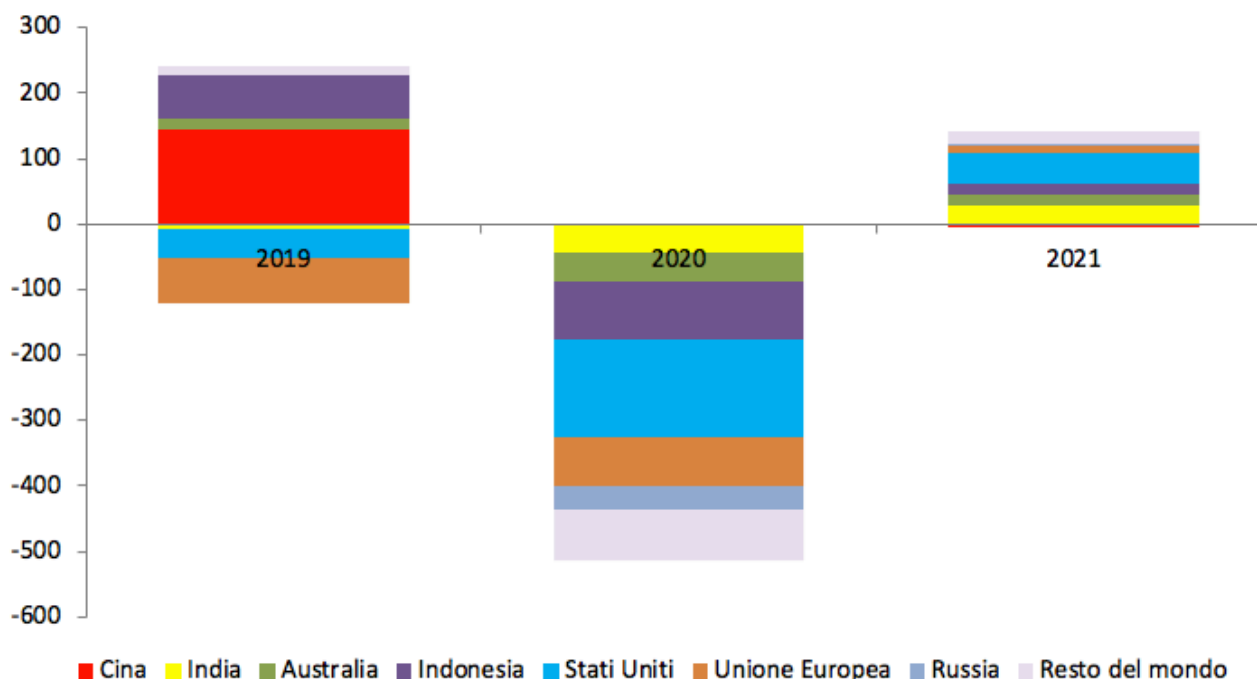
internazionale, è stata la scelta governativa di contingentare la produzione per evitare il collasso dei prezzi. Un -9% si registra in Australia che ha pagato l'estrema dipendenza del suo export dagli acquisti cinesi, ridotti notevolmente nella seconda metà dell'anno per poi essere bloccati sul finire del 2020. Un blocco giustificato formalmente da misure di monitoraggio del rischio sulla sicurezza e la qualità del carbone importato, condotte dalla dogana cinese, ma, per alcuni analisti, imputabile a scelte politiche "punitive" di Pechino nei confronti di Canberra⁴.

Più resilienti il Sud Africa (-7%), che, potendo contare su un export stabile ha in parte compensato il declino dei consumi domestici e l'Eurasia (-7,8%), dove al calo della Russia si è contrapposta una produzione stabile del Kazakistan. La riduzione è del 5% per l'India, ma solo perché il paese ha imposto alla compagnia di stato Coal India Ltd (CIL) di sostituire 100 mil. ton. di carbone importato con quello prodotto internamente.

Ancora una volta, si registra una situazione di stabilità per la Cina, la cui produzione di carbone si muove in linea con l'evolversi della pandemia prima e con la ripresa poi, aiutata anche dall'imposizione da parte del governo di restrizioni alle

Variazione annuale produzione di carbone principali paesi (mil. ton.)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati AIE



(continua)

Commercio: gli scambi internazionali si sono ridotti mediamente del 10% nel primo anno della pandemia, il livello più alto mai registrato nella storia di questa commodities. E il dato è ancora più eclatante se si pensa che nel 2019 la percentuale di carbone scambiato era stata la più alta di tutti i tempi, toccando il 19% di quello consumato. Tra gli esportatori il calo più massiccio, in termini assoluti, si registra in Indonesia (-11%, -51 mil. ton.), seguito dall'Australia con -8% e 29 mil. ton. Tra gli importatori, invece, è l'India a segnare la performance peggiore con quasi -17%.

Prezzi: pur con le dovute differenze regionali e a seconda del grado e della qualità, i prezzi del carbone hanno risentito pesantemente della depressione della domanda, esacerbando un trend di declino già intrapreso nel 2019. Ad esempio i prezzi FOB (senza i costi di nolo) per il carbone termico (per generazione elettrica) con un potere calorifero di 6000 Kcal/kg è passato da circa 100 doll/tonn di inizio 2019 a 50 doll/tonn a luglio 2020⁵.

A condizionare l'andamento dei prezzi, poi, la situazione economica del principale consumatore, la Cina. Una ripresa, però, così come avvenuto per le altre commodities energetiche, si è registrata negli ultimi mesi dell'anno e a inizio 2021.

2021: l'anno della ripresa...

Nonostante il marcato calo registrato nel 2020, secondo l'Agenzia di Parigi, nel corso del 2021 ci sono i presupposti per una ripresa del carbone, seppur modesta e temporanea. L'economia globale dovrebbe tornare a crescere: +5,5% secondo le ultime stime del fondo monetario internazionale, il che presuppone un rebound nella domanda mondiale di energia tanto nel comparto della generazione elettrica (+2,9%) quanto in quello industriale. Una crescita che interesserà anche i consumi di carbone, che pur non tornando ai livelli del 2019, dovrebbero attestarsi su un livello superiore del 2,6% rispetto a quello del 2020. A guidare la crescita saranno, soprattutto, i tradizionali buyers: Cina, India e Sud Est Asiatico, che ne aumenteranno il consumo soprattutto per soddisfare il proprio fabbisogno interno di elettricità. Un segno positivo, la prima volta in oltre un decennio, potrebbe essere visto anche in Unione Europea e negli Stati Uniti, dove più alti prezzi del gas (nel Q1 2021 in entrambe le regioni circa il 90% superiori rispetto al pari periodo del 2020) potrebbero favorire un maggior utilizzo del carbone nella generazione elettrica.

Per il paese a stelle e strisce, per es., l'EIA DOE prevede uno share del carbone nel mix elettrico del 2021 del 22%, in aumento di 2 pp. rispetto all'anno scorso, a fronte di una perdita di 3 pp del gas (36%), penalizzato da prezzi che in media annua risulteranno quasi il 40% più alti rispetto al 2020 (3,3 doll/Mbtu vs 2,40)⁶.

In tendenza con la ripresa dei consumi: 1) la produzione che, in media annua dovrebbe segnare quasi un +2%, con gli aumenti maggiori, in evidente controtendenza rispetto ai trend degli ultimi anni, negli USA (+9%⁷) e nell'Unione Europea (+4%); 2) i prezzi e 3) gli scambi commerciali. Le esportazioni, in particolare, dovrebbero crescere del 2,4% anche se rimarranno su livelli inferiori rispetto al periodo pre-Covid, supportati da una maggiore richiesta di India e Sud Est Asiatico, soddisfatta principalmente dal carbone importato da Australia e Indonesia.

... ma sarà solo una ripresa temporanea?

Lo spiraglio di ripresa previsto per l'anno in corso, tuttavia, dovrebbe essere di natura congiunturale, senza determinare un'inversione del trend. Politiche di decarbonizzazione sempre più pressanti e stringenti, che valicano i confini europei dove per molti anni erano state confinate, impongono un cambio di direzione nell'impiego delle fonti fossili, in primis del carbone che risulta essere la più inquinante (una centrale a carbone emette ad es. il 40% in più di emissioni di CO2 rispetto a una a gas). Anche i paesi più restii e fortemente dipendenti da questa fonte "sembrano" aver cambiato passo: il 20 settembre 2020, il presidente cinese Xi Jinping ha annunciato all'Assemblea Generale delle Nazioni Unite l'impegno unilaterale e senza condizioni alla "decarbonizzazione" dell'economia del paese entro il 2060, ovvero l'azzeramento delle emissioni di carbonio dopo che avranno raggiunto il loro picco entro il 2030⁸.

Annunci di net zero carbon emissions entro il 2050 arrivano anche da Corea del Sud e Giappone. Pure in Australia, dove il governo Morrison ha dichiarato che penserà più ai fossili che alle rinnovabili, rimandando la neutralità carbonica alla seconda metà del secolo, qualcosa si sta muovendo sia a livello centrale che regionale e importanti investimenti in fonti rinnovabili sono stati avanzati⁹.

A dire basta al carbone, o comunque a prevederne una netta riduzione degli asset, sull'onda di una sempre più pressante richiesta da parte degli investitori verso scelte più sostenibili, sono banche, fondi sovrani, assicurazioni, fondi pensione.

Inoltre, standard ambientali sempre più stringenti e vincolanti a cui devono uniformarsi le centrali e la riduzione del costo delle rinnovabili stanno rendendo meno conveniente l'utilizzo delle sempre meno efficienti centrali a carbone.

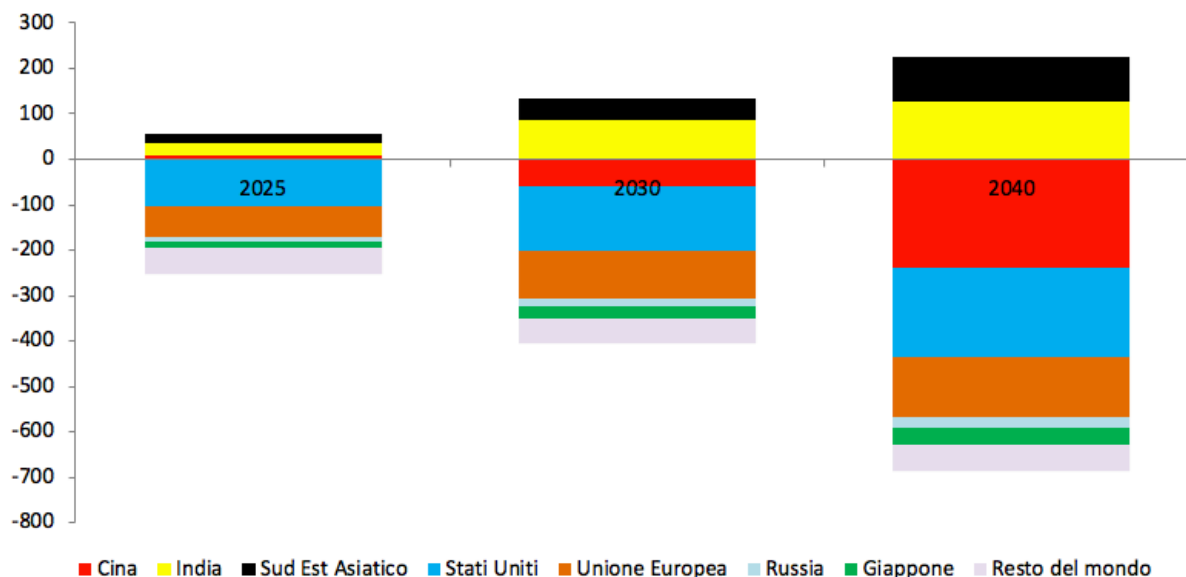
Ragioni sufficienti a spiegare il perché le previsioni dei principali istituti di ricerca convergono nello stimare un appiattimento della curva dei consumi di carbone al 2025 e una progressiva contrazione in orizzonte 2030 e 2040, soprattutto nel comparto della generazione elettrica, primo settore da decarbonizzare. dovrebbe essere generalizzato: tuttavia, se nelle stime del World Energy Outlook 2020 (Scenario

(continua)

STEPS¹⁰), Usa e Unione Europea conosceranno un tasso di decrescita medio annuo al 2040 superiore al 5%, in altre aree la percentuale non supererà l'unità. In Cina, i consumi toccheranno il picco intorno al 2025, per poi iniziare a declinare gradualmente. Crescerà, invece, anche se meno rispetto

a quanto preventivato prima della pandemia, la domanda dell'area del Sud est asiatico (CAGR 2,1%) e dell'India (CAGR 1,3%), dove a trainare sarà tanto il comparto della generazione elettrica quanto quello industriale (soprattutto il settore dell'acciaio).

Variazione domanda carbone rispetto al 2019 per regione nello Scenario STEPS del WEO 2020 (in Mtep)



Fonte: Elaborazioni Rie su dati OECD/IEA 2020, World Energy Outlook, IEA Publishing.
Licence: www.iea.org/t&c

Pertanto, sulla base delle considerazioni sopra esposte, sarebbe verosimile pensare che il “king coal”, motore della rivoluzione industriale e per decenni tra le fonti trainanti dell'economia, sia prossimo al capolinea, non essendo nemmeno considerabile fonte “di transizione”. Ma sarà proprio così? I dati sulle nuove centrali a carbone in costruzione, nonché quelli sull'ammontare dei capitali ancora investiti in questo comparto sembrano, almeno sul breve termine, smentire questa ipotesi.

Infatti, se per gli USA, il Presidente Biden prospetta una carbon-free power grid entro il 2035 e in Europa¹¹ ventuno Paesi hanno già abbandonato l'utilizzo del carbone (in soli tre anni sono state spente una trentina di centrali) o progettano di farlo entro il 2030, nel resto del mondo la situazione è diversa. Solo l'anno scorso, 50,3 GW¹² di nuova capacità di generazione a carbone è stata commissionata a livello globale (a fronte di 37,8 GW ritirati) di cui l'80% in Cina, che nello stesso anno ha speso solo 8,6 GW di centrali. Inoltre, entro il 2025 ulteriori 50 GW (circa 65 impianti) dovrebbero essere costruiti in altri 20 paesi: 9 in Africa (Repubblica Democratica del Congo, Egitto, Costa d'Avorio, Kenya, Marocco, Mozambico, Niger, Senegal

e Tanzania), 3 in America Centrale (Repubblica Dominicana, Panama, Salvador), 2 in Medio Oriente (EUA e Giordania) e 3 in Asia (Bangladesh, Cambogia e Myanmar)¹³.

I numeri sono altrettanto significativi anche sul fronte della finanza: secondo il report pubblicato da Urgewald¹⁴ e da altre 25 ONG, a gennaio 2021, risultavano 4.488 investitori istituzionali che detenevano investimenti per un totale di 1,03 trilioni di dollari in società operanti lungo la catena di approvvigionamento del carbone. Agli investitori statunitensi afferiscono il 58% degli investimenti istituzionali nell'industria del carbone: un impegno, quello di Wall Street, quantificato in 602 mld doll che stona con le dichiarazioni del nuovo Presidente “green” Biden. Seguono nel podio le banche commerciali giapponesi con 81 mld di doll, mentre il terzo gruppo più grande è costituito dagli investitori britannici, le cui partecipazioni nell'industria del carbone ammontano a 47 miliardi di dollari: ennesimo paradosso per un paese che ha recentemente annunciato lo stop, entro il 2021, ai finanziamenti pubblici per i progetti sui combustibili fossili all'estero¹⁵.

Inoltre, a differenza di quanto ci si sarebbe aspettato,

questo tipo di investimenti è aumentato negli anni seguenti la sottoscrizione dell'Accordo di Parigi, invece di diminuire. Infatti, a fronte di un calo dei prestiti diretti, si assiste ad una crescita delle sottoscrizioni di azioni e obbligazioni, in rialzo costante dal 2016 in poi, incluso l'anno della pandemia. Merita, tuttavia, anche rilevare, come sia in costante aumento il numero degli stakeholder finanziari che hanno già escluso le attività dell'industria carbonifera dai loro portafogli. In conclusione, necessità ambientali, spinte sociali, mutate posizioni di grandi investitori istituzionali, nuove politiche energetiche sembrano indirizzare verso un progressivo abbandono del carbone. Tuttavia, a livello internazionale

restano ancora forti gli interessi economici, privati e pubblici, intorno a questo settore. Ciò determina forti freni alle politiche di phase-out, soprattutto in Paesi ed aree in cui la soluzione carbone riveste ancora un ruolo fondamentale nei comparti industriali e nel settore energetico e dove governi e attori coinvolti cercano di fornire una relativa maggior sostenibilità al settore anche attraverso la riduzione delle emissioni durante la fase estrattiva e investendo nell'efficientamento degli impianti, in termini energetici ed emissivi. Nel lungo termine la curva dei consumi di carbone è presumibilmente destinata a diminuire, ma i fattori descritti rendono estremamente incerti i tempi e il tasso di intensità di questa riduzione.

¹ IMF, World Economic Outlook Update, Gennaio 2021

² Stima dell'AIE, in Coal 2020, Analysis and Forecast to 2025, Dicembre 2020

³ China Briefing, China GDP Up 6.5% in Q4 2020, Gennaio 2021

⁴ Dall'inizio della pandemia le relazioni politiche tra Australia e Cina sono molto peggiorate a causa delle accuse dell'Australia alla Cina di mala gestione dell'emergenza sanitaria che ha portato – ad aprile – all'apertura di un'indagine indipendente sull'origine del coronavirus, diffusosi dalla città di Wuhan. In risposta, la Cina ha sospeso o imposto dazi sulle importazioni di alcuni prodotti agroalimentari dall'Australia e ad ottobre 2020 ha iniziato, un blocco, seppur non ufficiale, delle importazioni di carbone. Marco Dell'Aguzzo, Lo scontro tra Cina e Australia sul carbone, Energia Oltre, 27 Novembre 2020

⁵ Stima dell'AIE, in Coal 2020, Analysis and Forecast to 2025, Dicembre 2020

⁶ EIA DOE, Short-Term Energy Outlook, Aprile 2021

⁷ EIA DOE, ibidem 2021

⁸ Corrado Clini, Rinnovabili e nucleare per la decarbonizzazione della Cina. Una sfida possibile?, in RiEnergia, 12 Gennaio 2021

⁹ Gianni Silvestrini, Giappone e Corea consapevolmente verso la neutralità climatica, l'Australia involontariamente, in RiEnergia, 12 Gennaio 2021

¹⁰ Lo Scenario STEPS (Stated Policies Scenario), scenario di riferimento in cui si assume che il Covid-19 sia messo sotto controllo grazie al vaccino entro il 2021 e che da lì in poi si attuino le politiche in materia di clima-energia promesse dai Governi (si riferisce alle politiche assunte o annunciate fino a metà 2020)

¹¹ Staffetta Quotidiana, Carbone, a che punto è il phase out in Europa, 18 Marzo 2021

¹² Christine Shearer and Lauri Myllyvirta, China Dominates 2020 Coal Development, Global Energy Monitor, Febbraio 2021

¹³ ReportLink, Coal, Lignite, And Anthracite Global Market Report 2021: COVID 19 Impact and Recovery to 2030, Febbraio 2021

¹⁴ Urgewald, Groundbreaking Research Reveals the Financiers of the Coal Industry, Febbraio 2021

¹⁵ Katrin Ganswindt e Regine Richter, Dark finance: chi finanzia l'industria del carbone?, in RiEnergia, 09 Marzo 2021

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato SIDC | “Revised Go-Live for SIDC integration of Italy and new SIDC Release” | del 25 marzo 2021 | Download https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20210325_Press_release_LIP_14_go-live.pdf

Comunicato GME | “Integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling (SIDC) - avvio prove in bianco” | del 25 marzo 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=457>

Con il primo comunicato i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) ed i Transmission System Operators (TSO), partecipanti al progetto europeo Local Implementation Project (LIP) 14 - volto all'integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-day Coupling (SIDC) europeo, in attuazione di quanto disposto dal Regolamento UE n.2015/1222 (Regolamento CACM) - hanno reso noto di aver adeguato la timeline del progetto, posticipando la data di go-live¹ al 21 settembre p.v. (prima data di delivery 22 settembre p.v.).

Con il medesimo comunicato è stato reso altresì noto che saranno organizzate sessioni di prova con gli operatori di mercato, della durata di due settimane, a partire dal 21 giugno p.v., sì da permettere agli utenti di acquisire familiarità con le nuove piattaforme SIDC. Al riguardo, nel caso in cui venissero individuate problematiche durante il primo periodo di prova, verrà effettuato un secondo periodo di prova, della durata di una settimana, a partire dal 6 settembre p.v..

Con riferimento alle sessioni di prova, nel secondo comunicato in oggetto, è riportato che il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha organizzato dal 10 al 19 marzo u.s. delle ulteriori sessioni di prove in bianco, in modalità “isolata” rispetto agli altri soggetti coinvolti nel SIDC/LIP14. Tali prove in bianco, che hanno avuto ad oggetto unicamente il funzionamento del Local Trading System (LTS)² e della Piattaforma di Nomina (PN)³ del GME, hanno consentito agli operatori interessati di iniziare a testare le nuove piattaforme e procedure di mercato che il GME stesso adotterà a partire dal momento in cui il mercato elettrico italiano sarà operativamente integrato nell'ambito del SIDC.

Comunicato GME | “Updated information on the implicit intraday auctions on the Italian-Swiss border” | del 11 marzo 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=459>

Con il comunicato in oggetto il GME ha informato gli operatori che, con l'integrazione del progetto Local Implementation Project (LIP) 14 nel Single Intra-day Coupling (SIDC) UE – cfr. news precedente – l'attuale meccanismo di allocazione implicita della capacità infra giornaliera sulla frontiera tra Italia e Svizzera (IT-CH) non troverà più applicazione, in quanto non compatibile con le Complementary Regional Intraday Auctions (CRIDA) che saranno introdotte sulle frontiere con la Slovenia (IT-SI) e con la Grecia (GR-IT) con l'avvio operativo del progetto LIP14.

I Transmission System Operators (TSO) operanti in Italia e Svizzera, rispettivamente Terna S.p.A. e Swissgrid AG, continueranno, tuttavia, a rendere disponibile la capacità infra giornaliera su tale frontiera, mediante due aste esplicite - organizzate sulla piattaforma gestita dal Joint Allocation Office (JAO S.E.) - adottando un meccanismo simile a quello attivo prima che fossero introdotte le aste implicite. La data esatta prevista per il passaggio dall'attuale meccanismo di asta implicita a quello ad asta esplicita, sarà oggetto di successiva comunicazione da parte dei due TSOs interessati.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | “Regime IVA “Certificati di immissione in consumo di biocarburanti (CIC)” – adeguamento della piattaforma di mercato” | del 16 marzo 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=460>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto di aver apportato talune modifiche alla piattaforma informatica del Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (MCIC) allo scopo di includere, tra gli attributi di specificazione dei Certificati di Immissione in Consumo di biocarburanti (CIC), anche la “fonte” di provenienza dei medesimi certificati in base alla quale è definito il diverso trattamento fiscale.

Tale modifica si è resa necessaria al fine di gestire direttamente, nell'ambito del mercato, l'associazione del diverso trattamento IVA eliminando, quindi, il precedente obbligo di comunicazione posto in capo agli operatori.

Nel medesimo comunicato, il GME ha ricordato che il trattamento IVA delle transazioni di CIC prevede che l'imposta sia assolta applicando:

- il meccanismo del c.d. reverse charge, ai sensi dell'articolo 17, comma 6, lettera d-ter) del D.P.R. 633/72, qualora oggetto della compravendita siano CIC emessi per l'immissione in consumo di biometano;
- l'aliquota IVA ordinaria, qualora oggetto della compravendita siano CIC emessi in relazione a biocarburanti diversi dal

biometano;

e che, conseguentemente, sia applicato, per i CIC di tipologia:

- “Biocarburanti” (tipologia I):

- il meccanismo del reverse charge, qualora gli stessi siano emessi in relazione al biometano;
- il regime IVA ordinario, qualora gli stessi siano emessi in relazione a biocarburanti diversi dal biometano;

- “Biometano avanzato” (tipologia II): il meccanismo del reverse charge;

- “Biocarburanti avanzati” (tipologia III): il regime IVA ordinario.

Con riferimento alle modifiche apportate alla piattaforma MCIC, oltre alla succitata introduzione del nuovo attributo “fonte” per distinguere la fonte di produzione in relazione alla quale sono emessi i CIC, sono stati previsti (per i CIC della tipologia I “Biocarburanti”) due distinti book di negoziazione, al fine di gestire separatamente i CIC che originano da fonte biometano dai certificati che originano invece da fonti biocarburanti diversi dal biometano, stante il diverso trattamento IVA applicabile.

Con il comunicato in oggetto, il GME ha altresì reso noto di aver aggiornato la Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 del MCIC (“Modalità di accesso al sistema informatico, sistema di garanzia e funzionamento del MCIC”) per recepire le modifiche sopra illustrate.

A completamento, si rappresenta che le predette modifiche sono state introdotte a partire dalla sessione MCIC del 18 marzo u.s..

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali – Il quadrimestre 2021” | del 10 marzo 2021
Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=458>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1° ed il 22 aprile 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 maggio - agosto 2021.

Nel medesimo comunicato il GME ha ricordato che sono esclusi dalla rilevazione dei predetti dati i depositi di GPL ad uso autotrazione⁵.

Nel rinnovare l'invito per i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL ad effettuare la registrazione alla Piattaforma al fine di comunicare i dati di propria pertinenza, il GME ha inoltre ricordato che, per ulteriori informazioni, è possibile scrivere all'indirizzo e-mail logistica@mercatoelettrico.org o contattare i numeri telefonici 06 8012 4337/4500.

¹ Inizialmente prevista per il mese di maggio 2021 https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20201124_Draft_Press_release_revised_LIP_14_final.pdf.

² Il Local Trading System (LTS) è la piattaforma del GME per la negoziazione continua nell'ambito del mercato infragiornaliero UE (MI-XBID).

³ La Piattaforma di Nomina (PN) è la piattaforma presso la quale effettuare la registrazione delle nomine orarie sui punti di offerta delle posizioni commerciali determinatesi attraverso la conclusione sul LTS delle negoziazioni per portafoglio.

⁴ La “fonte” di provenienza dei CIC è indicata dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE) in qualità di soggetto emittente.

⁵ Circolare n. 0014614 del 05 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.