

APPROFONDIMENTI

EU ETS DALLA FASE 3 ALLA FASE 4: RISULTATI E OBIETTIVI PER IL 2030

Di Simona Soci (Ref-e)

L'Emission Trading System europeo (EU ETS), istituito nel 2005 e attivo in 31 paesi, è il primo e il più grande sistema internazionale per lo scambio di quote di emissione al mondo. Tale sistema punta a limitare le emissioni prodotte da impianti ad alto consumo di energia e dalle compagnie aeree che operano nello spazio economico europeo (SEE). Dalla sua introduzione esso ha subito numerosi cambiamenti ed è stato suddiviso in distinti periodi di trading, noti come "fasi". L'attuale fase 3 dell'EU ETS è iniziata nel 2013 e terminerà alla fine di quest'anno. La fase 4 andrà dal 2021 al 2030.

Alla vigilia del passaggio dalla fase 3 alla fase 4, nell'ambito del Green Deal europeo, il piano della Commissione Europea per la sostenibilità basato sui tre pilastri fondamentali dell'annullamento delle emissioni di gas serra entro il 2050, del decoupling della crescita economica dallo sfruttamento delle risorse naturali e sull'inclusività (no person and no place is left behind), l'EU ETS si conferma lo strumento chiave per contrastare il cambiamento climatico.

In questo contesto, lo scorso settembre, la Commissione, proponendo di elevare l'obiettivo della riduzione delle emissioni di gas serra per il 2030, compresi emissioni e assorbimenti, ad almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, ha infatti ribadito la centralità del sistema di scambio di quote di emissione dell'UE.

Dopo una breve panoramica sui principi generali di funzionamento dell'EU ETS e del sistema di stabilizzazione (Market Stability Reserve) che garantisce il bilanciamento del mercato e la conseguente tenuta del prezzo dei certificati,

verranno passate in rassegna le maggiori novità della fase 4, i risultati ottenuti al termine della fase 3 e l'evoluzione prospettica del mercato, tenendo presenti anche gli obiettivi a cui ambisce il piano europeo al 2030 per il clima e l'energia.

Principi generali: cap and trade, settori obbligati e allocazioni gratuite

L'EU ETS si basa sul principio del cap and trade, ovvero sulla definizione di un limite (cap) all'ammontare totale di gas serra che possono essere emessi dagli impianti e/o macchinari coperti dal sistema, sulla base del quale le aziende ricevono o acquistano permessi di emissione che possono scambiare sul mercato. Il fatto che il numero di permessi di emissione sia limitato ne assicura il valore economico. Al termine di ogni anno solare le aziende devono consegnare un numero di permessi di emissione tale da coprire la quantità di gas serra effettivamente emessi. Nel caso in cui i permessi posseduti coprano un volume di CO₂ maggiore di quello emesso a fine anno, le aziende possono tenerli a riserva e utilizzarli in futuro o venderli sul mercato per monetizzare l'incentivo a ridurre le emissioni. Il principale incentivo a lungo termine per le nuove tecnologie per le energie rinnovabili, per le innovazioni nelle tecnologie e per i processi industriali a basse emissioni di carbonio è infatti dato dal segnale del prezzo del carbonio e dal fatto che non sarà necessario restituire quote per le emissioni di CO₂ evitate o stoccate in via permanente, potendole utilizzare in futuro per l'adempimento dell'obbligo o venderle sul mercato nel momento ritenuto più opportuno.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ NOVEMBRE 2020

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

EU ETS dalla fase 3 alla fase 4:
risultati e obiettivi per il 2030

Di Simona Soci (Ref-e)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A novembre il Pun, pari a 48,75 €/MWh, torna in rialzo mensile e registra anche, per la prima volta dopo oltre un anno e mezzo, una debole crescita annuale (+11,9% su ottobre e +1,2% sul 2019). Ancora in flessione annuale i volumi complessivamente contrattati nel MGP (23,5 TWh, -2,2%), concentrata lato offerta sulle vendite rinnovabili. In crescita, invece, i volumi transitati in borsa (+3,1%), con la liquidità del mercato al 73,6% (+3,8 p.p.). A livello zonale,

prezzi di vendita compresi tra 47,49 €/MWh del Nord e 56,43 €/MWh della Sicilia, in aumento annuale al centro meridione e sulle isole.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Dicembre 2020 chiude il periodo di contrattazione stabile a 43,02 €/MWh. Ancora una riduzione annuale per le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A novembre il Pun, pari a 48,75 €/MWh, risulta in aumento rispetto ad ottobre e segna per la prima volta da aprile 2019 un rialzo annuale (+5,18 €/MWh, +11,9% su ottobre e +0,59 €/MWh, +1,2% sul 2019). Su entrambe le dinamiche incide la forte contrazione dell'offerta rinnovabile, ai minimi degli ultimi tre anni, che su base mensile si somma alla crescita degli acquisti, comunque ancora inferiori al 2019, e su base

annuale risulta in parte compensata dalla decisa crescita dell'import netto, ai massimi da agosto 2018, e da costi del gas al PSV più bassi.

L'analisi per gruppi di ore mostra che il lieve rialzo annuale interessa esclusivamente le ore a più basso carico, in particolare i giorni festivi (+1,66 €/MWh, +3,9%). In calo il rapporto picco/baseload a 1,18 (-0,03) (Grafico 1 e Tabella 1).

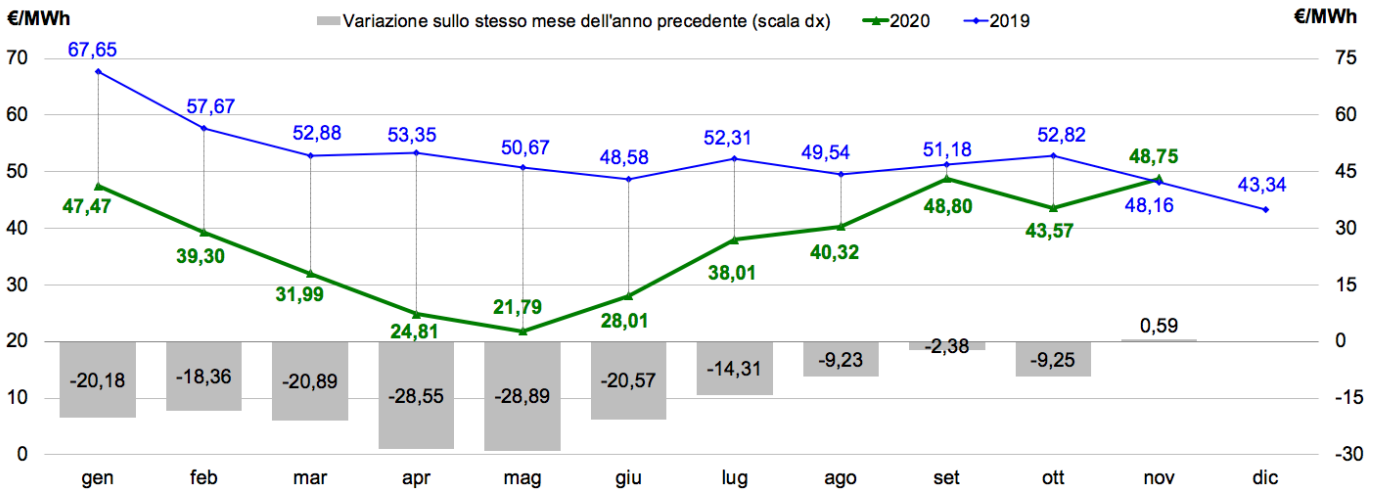
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
Baseload	48,75	48,16	+0,59	+1,2%	23.989	+3,1%	32.603	-2,2%	73,6%	69,8%
<i>Picco</i>	57,69	58,27	-0,58	-1,0%	28.973	+1,4%	40.116	-3,1%	72,2%	69,0%
<i>Fuori picco</i>	43,93	43,10	+0,83	+1,9%	21.305	+3,3%	28.558	-2,6%	74,6%	70,4%
<i>Minimo orario</i>	18,89	7,13			13.938		20.058		66,9%	61,3%
<i>Massimo orario</i>	102,70	85,00			32.309		44.748		81,2%	77,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

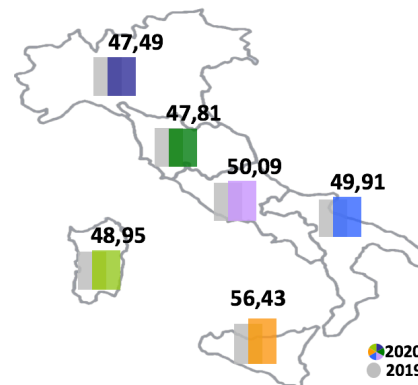
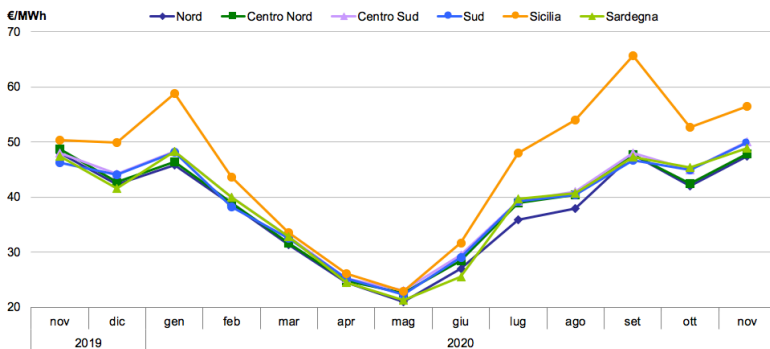


I prezzi di vendita si attestano a 47/50 €/MWh sulla penisola ed a 56,43 €/MWh in Sicilia registrando, in corrispondenza di diffuse riduzioni dell'offerta FER, idrica al Nord ed eolica al centro meridione e sulle isole, uniformi rialzi di 4/5 €/MWh su ottobre quando si osserva

anche un generalizzato aumento degli acquisti. Su base annuale, invece, le zone centro settentrionali segnano un lieve calo (-1 €/MWh), beneficiando di un maggior import, a fronte di incrementi nel resto della Penisola (+2/+6 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Resta in calo annuale da marzo l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,5 TWh (minimo degli ultimi sei anni per il mese, -2,2% sul 2019). Tornano, tuttavia, in aumento i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,3 TWh (+3,1%), sostenuti lato offerta dall'import e lato domanda dagli acquisti degli operatori non istituzionali.

Si confermano invece in flessione, ininterrotta nell'ultimo anno, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,2 TWh (-14,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato risale così al 73,6%, in crescita di 3,8 punti percentuali sul 2019 e di 1,2 p.p. su ottobre (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.272.045	+3,1%	73,6%
Operatori	10.509.741	-7,2%	44,8%
GSE	1.962.370	+0,5%	8,4%
Zone estere	4.799.934	+38,0%	20,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.202.340	-14,4%	26,4%
Zone estere	99.669	-41,5%	0,4%
Zone nazionali	6.102.671	-13,8%	26,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.474.385	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	15.509.965	-5,5%	
OFFERTA TOTALE	38.984.350	-3,6%	

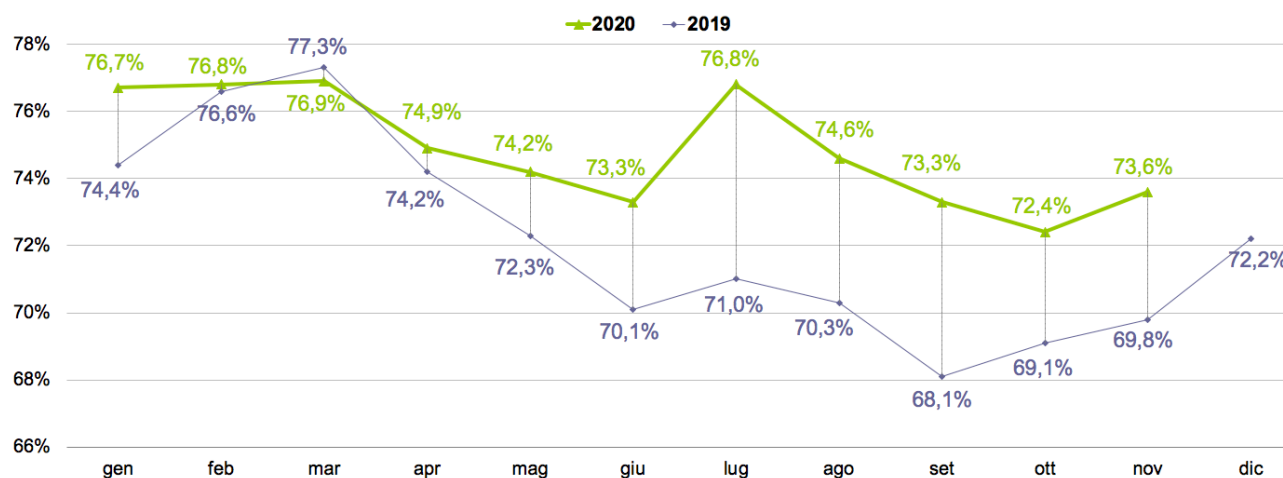
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.272.045	+3,1%	73,6%
Acquirente Unico	3.370.538	-6,6%	14,4%
Altri operatori	9.984.350	+10,0%	42,5%
Pompaggi	2.598	+58,6%	0,0%
Zone estere	605.771	+27,4%	2,6%
Saldo programmi PCE	3.308.788	-7,9%	14,1%
PCE (incluso MTE)	6.202.340	-14,4%	26,4%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.511.128	-12,3%	40,5%
Saldo programmi PCE	-3.308.788	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.474.385	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	626.070	+9,8%	
DOMANDA TOTALE	24.100.455	-1,9%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ancora una flessione annuale per gli acquisti nazionali, pari a 22,9 TWh (-2,8% sul 2019), con segni ovunque negativi a livello locale e compresi tra -1,7% del Sud e -4,9% della Sicilia. In crescita, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,6 TWh (-27,4%), con rialzi sulle frontiere montenegrina e slovena (Tabella 4).

L'offerta nazionale tocca il minimo da settembre 2008, con le vendite nazionali, pari a 18,6 TWh, che segnano

ancora un brusco calo annuale (-8,8%), mostrando riduzioni del 6,6% al Nord e al Sud e in doppia cifra al Centro Sud e sulle isole. Ai massimi da febbraio 2018, invece, le importazioni di energia dall'estero, pari a 4,9 TWh (+34,3% sul 2019), in particolare da Francia e Svizzera, in corrispondenza di un aumento della NTC e di una maggiore frequenza di ore con quotazioni inferiori a quella del Nord (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.062.541	26.476	-0,5%	10.240.251	14.223	-6,6%	13.049.566	18.124	-2,7%
Centro Nord	1.908.945	2.651	-8,4%	1.468.236	2.039	-0,6%	2.464.687	3.423	-3,6%
Centro Sud	3.694.699	5.132	-19,4%	1.921.435	2.669	-15,0%	3.555.896	4.939	-2,7%
Sud	5.849.848	8.125	-12,5%	3.517.488	4.885	-6,6%	1.844.366	2.562	-1,7%
Sicilia	2.095.195	2.910	-19,6%	653.738	908	-31,6%	1.262.164	1.753	-4,9%
Sardegna	1.369.487	1.902	-8,0%	773.634	1.074	-17,4%	691.936	961	-2,0%
Totale nazionale	33.980.715	47.195	-7,2%	18.574.782	25.798	-8,8%	22.868.614	31.762	-2,8%
Estero	5.003.634	6.949	+30,8%	4.899.603	6.805	+34,3%	605.771	841	+27,4%
Sistema Italia	38.984.350	54.145	-3,6%	23.474.385	32.603	-2,2%	23.474.385	32.603	-2,2%

In termini di fonti, sulla riduzione delle vendite nazionali incide la forte contrazione delle fonti rinnovabili, ai minimi da marzo 2018 (8,6 GWh medi orari, -2,7 GWh sul 2019), con l'eolico che risulta ovunque più che dimezzato e l'idrico in calo del 20,5%. In lieve crescita, invece, le vendite da fonti tradizionali (+1,7%

sul 2019), sostenute da quelle a ciclo combinato (+5,6%) sulla penisola ed in Sardegna. Ai minimi da oltre un anno, dunque, la quota di mercato delle vendite rinnovabili, al 33,4% (-6,6 punti percentuali), mentre risale quella del gas (54,7%, +7,5 p.p.) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

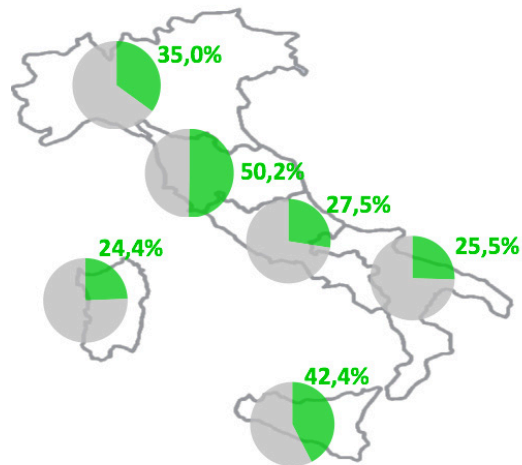
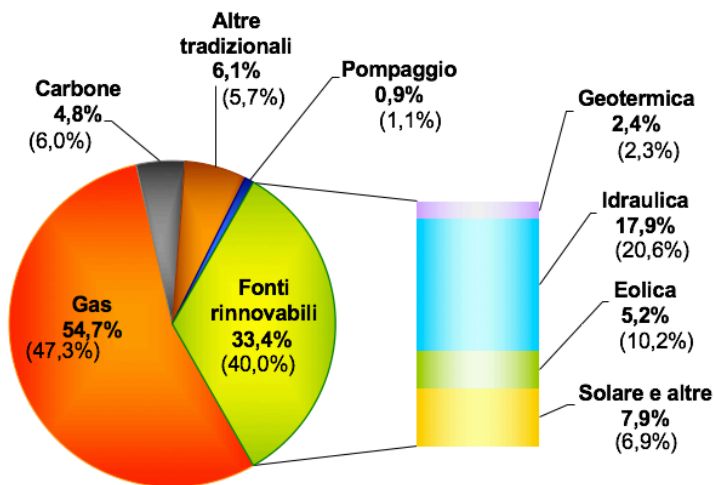
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.028	-2,6%	1.015	+24,5%	1.919	+2,1%	3.641	+15,6%	523	-19,7%	813	-8,6%	16.938	+1,7%
Gas	7.992	+2,0%	939	+28,1%	1.057	+18,1%	3.052	+12,0%	475	-22,9%	604	+8,1%	14.119	+5,6%
Carbone	137	-73,8%	-	-	636	-13,7%	318	+119,3%	-	-	150	-47,5%	1.241	-26,6%
Altre	900	-1,1%	76	-7,8%	225	-8,7%	270	-3,1%	48	+36,7%	59	+30,6%	1.578	-1,3%
Fonti rinnovabili	4.978	-12,8%	1.024	-17,1%	733	-39,1%	1.245	-40,2%	385	-43,1%	262	-36,5%	8.627	-23,8%
Idraulica	3.668	-17,7%	220	-43,9%	304	-29,7%	286	-27,7%	102	+3,7%	47	+8,7%	4.626	-20,5%
Geotermica	-	-	625	-3,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	625	-3,5%
Eolica	7	-53,3%	20	-53,3%	241	-59,2%	729	-48,5%	209	-58,8%	142	-55,4%	1.348	-53,3%
Solare e altre	1.303	+5,7%	159	+4,9%	189	+3,2%	229	-14,9%	74	+4,7%	73	+44,9%	2.027	+3,5%
Pompaggio	217	-13,7%	-	-	17	-69,1%	-	-	-	-	-	-	234	-23,7%
Totale	14.223	-6,6%	2.039	-0,6%	2.669	-15,0%	4.885	-6,6%	908	-31,6%	1.074	-17,4%	25.798	-8,8%

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 3.319 MWh, in crescita di 631 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. L'aumento si concentra soprattutto sulla frontiera francese (+659 MWh) e risulta favorito, come detto, sia da un incremento della NTC (+8,5% rispetto a novembre 2019), che da un allargamento dello spread con il prezzo

del Nord (7 €/MWh, +5 €/MWh), con conseguente riduzione delle occasioni di inversione dei flussi (0,6% le ore in export contro il 16,5% del 2019). Tra le frontiere in coupling in evidenza quella slovena dove negli ultimi 20 giorni del mese i flussi cambiano frequentemente direzione, in presenza di quotazioni spesso allineate a quella italiana (88% delle ore, +65 p.p. sul 2019), (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	2.872 (2.637)	2.645 (1.986)	99,2% (82,5%)	76,4% (39,4%)	1.167 (1.168)	209 (741)	0,6% (16,5%)	- (5,4%)
Italia - Austria	288 (165)	279 (166)	87,8% (87,1%)	82,8% (84,6%)	120 (79)	99 (69)	5,4% (4,6%)	4,9% (3,9%)
Italia - Slovenia	658 (609)	395 (537)	50,1% (88,5%)	18,8% (64,0%)	669 (669)	345 (368)	44,3% (6,8%)	6,3% (1,1%)

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

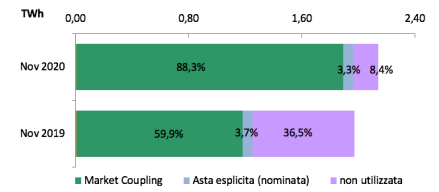
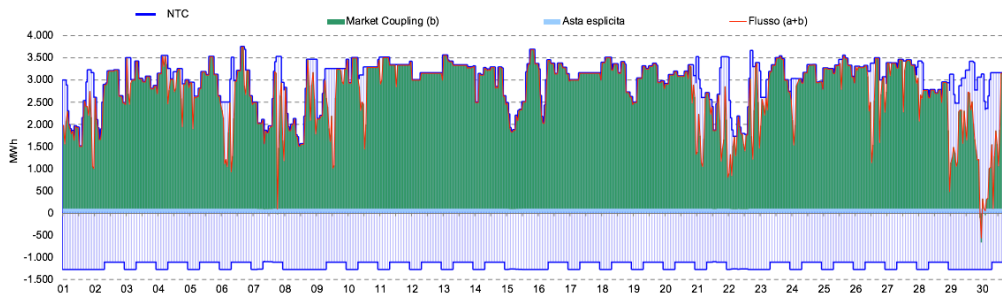


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

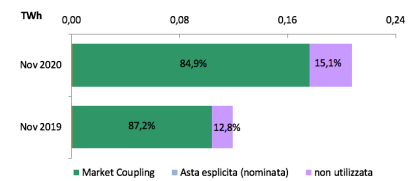
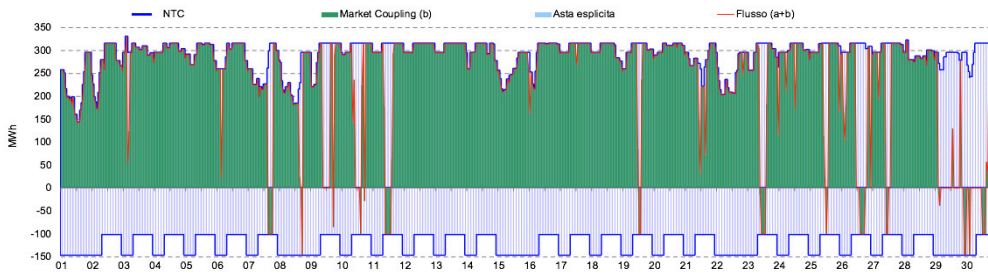
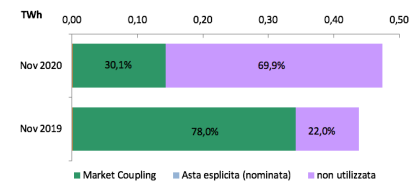
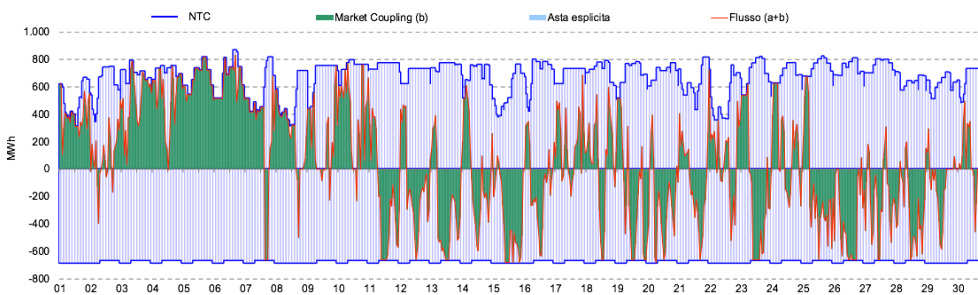


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A novembre, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 48,77 €/MWh, torna in aumento mensile e, per la prima volta da oltre un anno e mezzo, anche in debole rialzo annuale (+5,02 €/MWh, +11,5% e +1,08 €/MWh, +2,3%). Praticamente nullo il differenziale con il Pun (+0,03 €/MWh) (Grafico 9). In crescita mensile anche i prezzi nelle

prime sei sessioni, compresi tra 48 €/MWh di MI2 e 54 €/MWh di MI6, in calo e più basso il prezzo su MI7 (44,20 €/MWh, -11,1%). Su base annuale, invece, prezzi stabili o in aumento nelle prime cinque sessioni, tra cui in evidenza MI3 (+4,7%), in calo nelle ultime due, in particolare su MI7 (-7,2%). Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi superiori solo su MI3 (+1,6%), stabili o

inferiori sulle altre sessioni, con MI7 ancora in evidenza (-6,5%) (Figura 1 e Grafico 10).

In decisa riduzione, rispetto all'elevato livello di un anno fa, i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,1 TWh (-13,7% sul 2019). La riduzione interessa indistintamente tutti i mercati, risultando modesta su MI1 (-1,8%, la cui quota sul totale torna a superare il 49%, +6 p.p.) e prossima al 30% su MI3 e sulle ultime tre sessioni

(Figura 1 e Grafico 10). Il meccanismo del market coupling sulla frontiera svizzera alloca in asta implicita in export 19,5 GWh su MI2 e 6,4 GWh su MI6, complessivamente il 43% di quanto trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (-22 p.p. sul 2019). Le allocazioni in asta implicita in import risultano pari a 18,0 GWh su MI2 e a 9,6 GWh su MI6, pari al 39% di quanto transitato in vendita su tale confine (+4 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

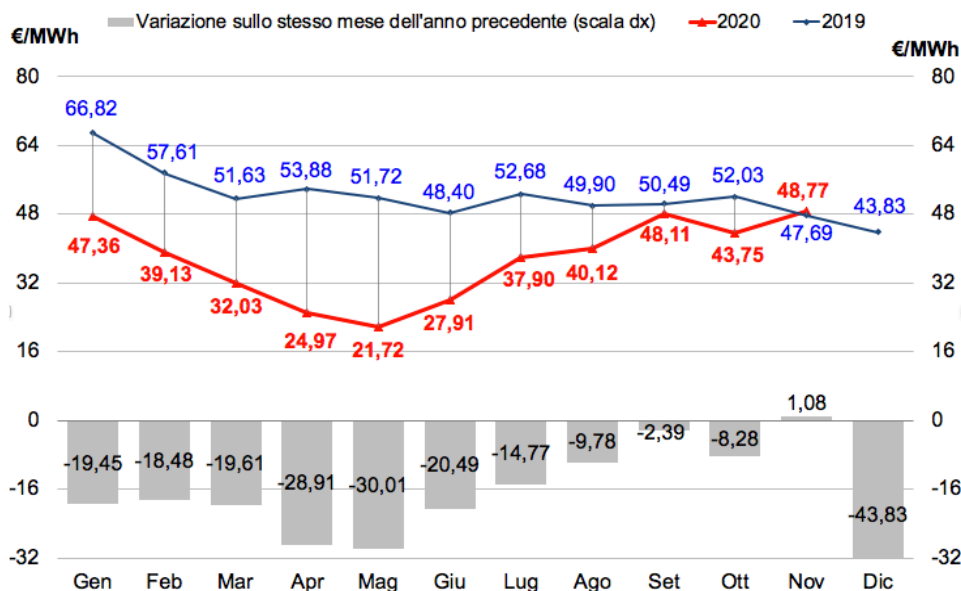


Figura 1: MI, dati di sintesi

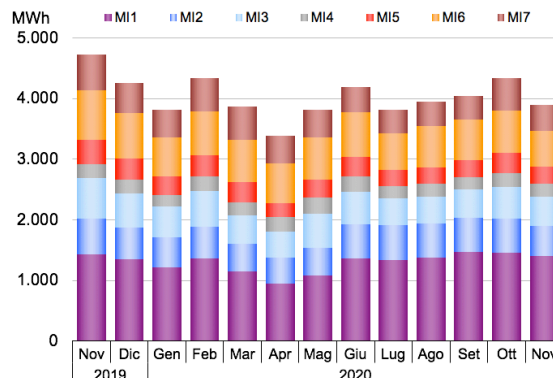
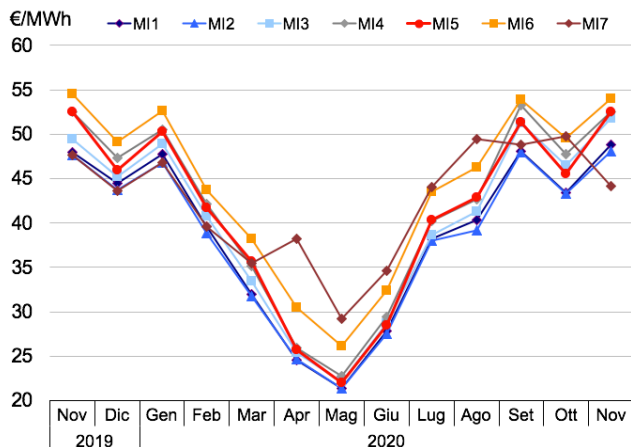
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto MWh			Volumi MWh			Prezzi. €/MWh
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione	
MGP (1-24 h)	48,75	48,16	+1,2%	23.474.385	32.603	-2,2%	48,16 48,75
MI1 (1-24 h)	48,79 (+0,1%)	48,00	+1,6%	1.008.466	1.401	-1,8%	48,00 48,79
MI2 (1-24 h)	48,08 (-1,4%)	47,70	+0,8%	358.513	498	-17,3%	47,70 48,08
MI3 (5-24 h)	51,78 (+1,6%)	49,45	+4,7%	287.222	479	-27,6%	49,45 51,78
MI4 (9-24 h)	52,53 (-0,4%)	52,46	+0,1%	103.080	215	-8,4%	52,46 52,53
MI5 (13-24 h)	52,54 (-0,7%)	52,55	-0,0%	103.469	287	-27,5%	52,55 52,54
MI6 (17-24 h)	53,98 (-1,3%)	54,54	-1,0%	142.542	594	-27,1%	54,54 53,98
MI7 (21-24 h)	44,20 (-6,5%)	47,64	-7,2%	50.884	424	-28,8%	47,64 44,20

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



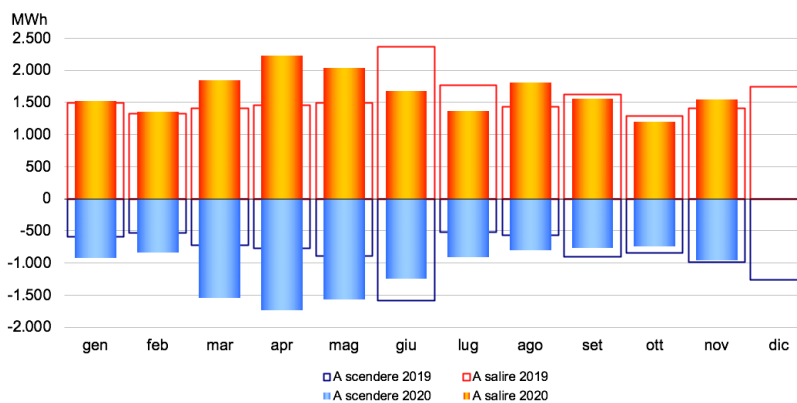
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Tornano in crescita mensile i volumi sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, più intensa per gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 1,1 TWh, e in aumento anche su base

annuale (+9,9%). Le vendite di Terna sul mercato a scendere si attestano invece a 0,7 TWh, in lieve riduzione sul 2019 (-2,2%) (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 75 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', in lieve calo sul 2019 (-3), per volumi ai massimi da aprile 2019, pari a 113,1 GWh (+101,7 GWh), ancora

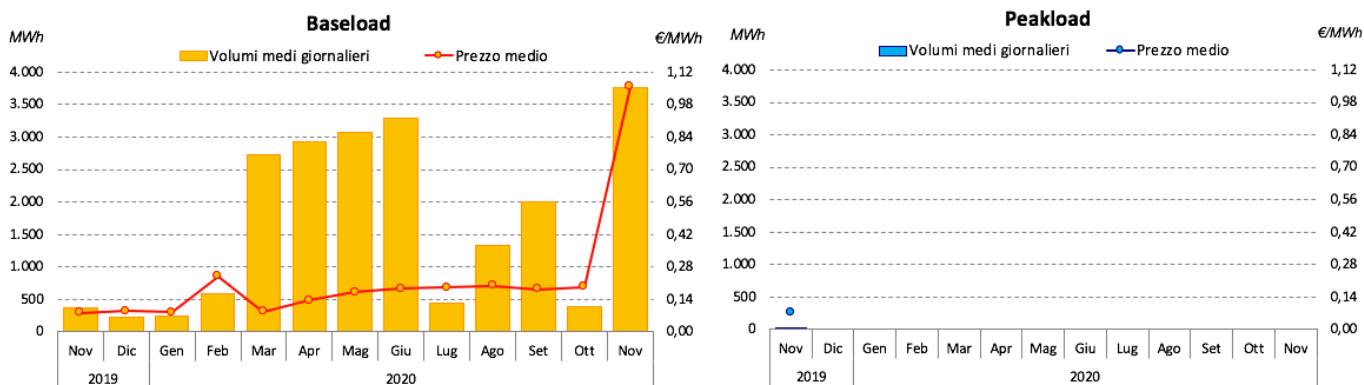
tutti relativi a prodotti baseload. Sul livello più alto di sempre il prezzo medio, pari a 1,06 €/MWh (+0,98 €/MWh), in corrispondenza di scambi a prezzi fino a 2,50 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	75	30/30	1,06	0,14	2,50	113.112	3.770
	(78)	30/30	(0,08)	(0,07)	(0,09)	(11.280)	(376)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(3)	3/21	(0,07)	(0,07)	(0,08)	(96)	(32)
Totale	75					113.112	
	(81)					(11.376)	

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 prezzi di controllo stabili o in aumento.

Il prodotto Dicembre 2020 chiude il periodo di contrattazione

con un prezzo di controllo pari a 43,02 €/MWh sul baseload (43,34 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e a 50,66 €/MWh sul peakload (53,32 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 98 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2020	43,02	+0,0%	-	-	-	-	-	129	95.976
Gennaio 2021	51,50	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2021	53,25	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2021	46,26	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2021	50,24	+6,6%	-	-	-	-	-	8	17.272
II Trimestre 2021	43,72	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	49,35	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	52,02	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	48,84	+4,1%	-	-	-	-	-	54	473.040
Totale			-	-	-	-	-		490.312

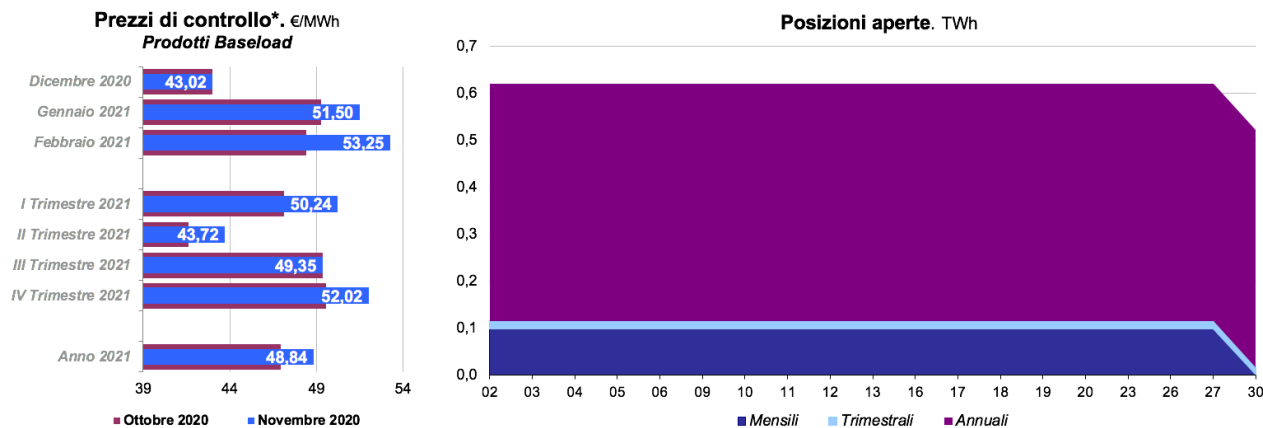
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Dicembre 2020	50,66	+0,0%	-	-	-	-	-	8	2.208
Gennaio 2021	58,21	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2021	60,04	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Marzo 2021	52,28	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2021	56,65	+6,1%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	46,39	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	56,45	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	61,20	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	55,20	+3,9%	-	-	-	-	-	10	31.320
Totale			-	-	-	-	-		31.320
TOTALE			-	-	-	-	-		521.632

* 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)

Prosegue, ininterrotta da gennaio, la riduzione annuale delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a novembre 2020, pari a 21,4 TWh (-12,2%), e della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,1 TWh (-12,0%) (Tabella 8).

Sullo stesso livello del 2019 il Turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,77 (+0,02 su ottobre) (Grafico 13).

Restano in riduzione sul 2019 i programmi registrati nei conti in immissione (6,2 TWh, -14,4%) e in quelli in prelievo (9,5 TWh, -12,3%) e i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,9 TWh, -9,3% e 2,6 TWh, -10,9%).

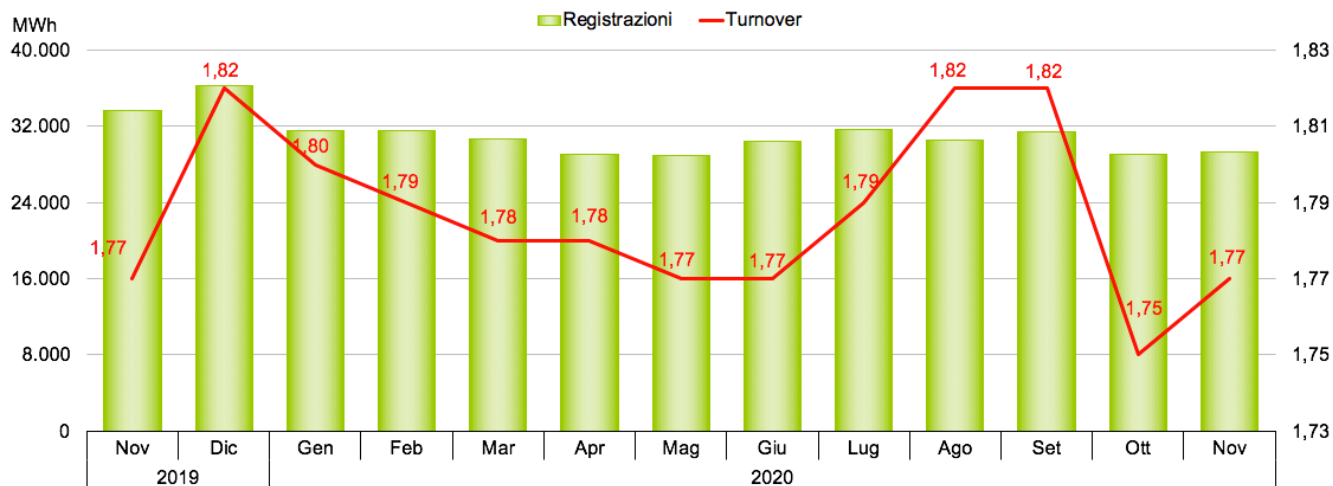
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	5.952.843	-13,0%	27,9%	Richiesti	8.062.141	-15,7%	100,0%	9.528.039	-12,2%	100,0%
Off Peak	114.468	+156,4%	0,5%	di cui con indicazione di prezzo	3.415.848	-20,1%	42,4%	12.718	+48,3%	0,1%
Peak	76.704	-12,0%	0,4%	Rifiutati	1.859.802	-19,5%	23,1%	16.911	+28,9%	0,2%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.859.718	-19,4%	23,1%	13	+6950,8%	0,0%
Totale Standard	6.144.015	-11,9%	28,8%							
Totale Non standard	14.999.204	-13,0%	70,2%							
PCE bilaterali	21.143.219	-12,7%	99,0%	Registrati	6.202.340	-14,4%	76,9%	9.511.128	-12,3%	99,8%
				di cui con indicazione di prezzo	1.556.130	-21,0%	19,3%	12.704	+48,2%	0,1%
MTE	100.656	+6,8%	0,5%	Sbilanciamenti a programma	5.882.201	-9,3%		2.573.413	-10,9%	
MPEG	112.944	+892,8%	0,5%	Saldo programmi	-	-		3.308.788	-7,9%	
TOTALE PCE	21.356.819	-12,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.084.541	-12,0%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre i consumi di gas naturale in Italia risultano in crescita su base tendenziale (+3,8%), confermando una dinamica in atto da agosto e portandosi sui livelli più alti degli ultimi tre anni per il mese in analisi. Significativa la ripresa dei consumi nel settore termoelettrico (+9,1%), favoriti da una ridotta disponibilità di energia elettrica rinnovabile, meno intenso l'aumento dei consumi del settore civile (+2,7%) e, soprattutto, di quello industriale (+0,5%).

Lato offerta, le importazioni scendono ai minimi degli ultimi sei anni per il mese di novembre (-9,7%), mentre la produzione nazionale cede il 12%: l'incremento della domanda di gas naturale è stato, quindi, compensato da un maggior ricorso allo stoccaggio, con le erogazioni sui livelli più elevati mai

raggiunti per il mese di riferimento (+74% sul 2019). La giacenza negli stoccaggi a fine novembre si riduce, pertanto, del 6% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente, rimanendo tuttavia su livelli tra i più elevati per il periodo.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si attestano a 9,6 TWh, ancora in consistente aumento su base annua, con la quota sul totale dei consumi al 13%. In crescita gli scambi su tutti i mercati title, mentre si confermano in calo le negoziazioni su MGS (-85%).

Le quotazioni a pronti, pressoché in linea con il mese precedente e con le dinamiche al PSV (13,9 €/MWh), tornano in flessione su base annua. In ripresa le negoziazioni su MT-GAS (0,6 TWh).

IL CONTESTO

A novembre i consumi di gas naturale in Italia, al quarto aumento tendenziale consecutivo (+3,8%), salgono a 6.921 milioni di mc, livello massimo degli ultimi tre anni per il mese in analisi. La ripresa interessa tutti i settori, risultando più intensa per i consumi del comparto termoelettrico, pari a 2.117 milioni di mc (+9,1%), in un contesto caratterizzato da una minore offerta di energia elettrica da fonte rinnovabile, soprattutto idroelettrica ed eolica. In aumento del 3% i consumi del settore civile, pari a 3.435 milioni di mc, e dell'1% quelli del settore industriale (1.190 milioni di mc).

Lato offerta, le importazioni di gas naturale tornano a registrare un significativo calo su base annua, toccando il valore minimo degli ultimi sei anni per il periodo in analisi (4.756 milioni di mc, -10%). Ridotti i flussi sia tramite gasdotto (-10%) che dai rigassificatori GNL (-7%). Ripiega su base annua anche la produzione nazionale, pari a 306 milioni di mc (-12%). La maggiore domanda ha indotto, pertanto, un consistente incremento delle erogazioni dai siti di stoccaggio che salgono sui livelli tra i più alti di sempre per novembre (secondo mese invernale), pari a 1.859 milioni di mc (+74%). L'analisi dell'import mostra una flessione dei flussi diffusa su diversi punti di entrata: dal Nord Europa a Passo Gries

(1 milione di mc, -99%), che continua a registrare esportazioni nette per 8 milioni di mc per quasi metà del mese; dalla Russia a Tarvisio (1.845 milioni di mc, -31%); dalla Libia a Gela (358 milioni di mc, -27%). In controtendenza solo l'import dall'Algeria che segna il massimo da febbraio 2019, pari a 1.602 milioni di mc (+148% su base annua). Si segnala, inoltre, l'avvio dell'operatività del nuovo gasdotto (TAP) con punto di ingresso a Melendugno (1 milione di mc). Battuta di arresto per il quarto mese consecutivo anche per i flussi tramite rigassificatori GNL (948 milioni di mc, -7%); in calo tendenziale le importazioni di gas al terminale di Cavarzere (561 milioni di mc, -17%), che rimane il più attivo, e a Livorno (271 milioni di mc, -11%), mentre tornano a crescere quelle a Panigaglia, poco significative lo scorso anno (117 milioni di mc, +207%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 11.343 milioni di mc, valore tra i più elevati per il mese in analisi, ma in riduzione del 6% dal livello massimo raggiunto nel 2019 a fine novembre; a fronte di un incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente, il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta all'84,2% (-6 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.756	50,3	-9,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.602	17,0	+148,4%
Tarvisio	1.845	19,5	-30,6%
Passo Gries	1	0,0	-99,9%
Gela	358	3,8	-26,8%
Gorizia	0	0,0	-
Melendugno	1	0,0	-
Panigaglia (GNL)	117	1,2	+206,7%
Cavazere (GNL)	561	5,9	-17,1%
Livorno (GNL)	271	2,9	-11,0%
Produzione Nazionale	306	3,2	-12,0%
Erogazioni da stoccaggi	1.859	19,7	+74,0%
TOTALE IMMESSO	6.921	73,2	+3,6%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.190	12,6	+0,5%
Termoelettrico	2.117	22,4	+9,1%
Reti di distribuzione	3.435	36,4	+2,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	179	1,9	-10,8%
TOTALE CONSUMATO	6.921	73,2	+3,8%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-100,0%
TOTALE PRELEVATO	6.921	73,2	+3,6%

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

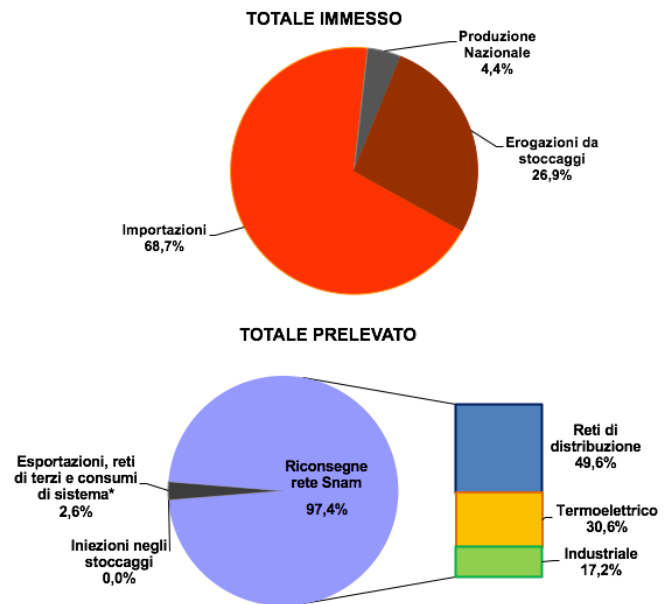
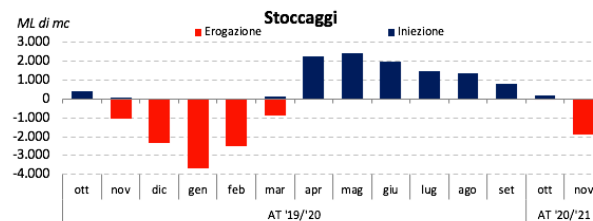
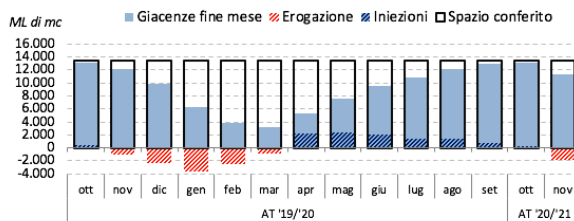


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/11/2020)	11.343	-6,0%
Erogazione (flusso out)	1.859	+74,0%
Iniezione (flusso in)	-	-100,0%
Flusso netto	1.859	+76,5%
Spazio conferito	13.466	+0,5%
Giacenza/Spazio conferito	84,2%	-5,9 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV, in lieve rialzo sul mese precedente (+0,29 €/MWh), aggiorna il massimo da inizio anno, pari a 13,89 €/MWh, tornando tuttavia in flessione sul 2019 (-2,48 €/MWh, -15,2%). Analoghi ribassi tendenziali per i prezzi dei principali hub europei che mostrano, in controtendenza con il

riferimento italiano, anche un lieve calo rispetto al mese precedente. La quotazione al TTF scende a 13,73 €/MWh (-0,76 €/MWh su novembre 2019, -0,17 €/MWh su ottobre), riportandosi, seppur di poco, sotto il prezzo al PSV (0,15 €/MWh il differenziale, era 1,88 €/MWh lo scorso anno).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 9,6 TWh, in calo dal livello molto elevato del mese precedente, ma ancora in aumento del 38% rispetto allo scorso anno; a fronte di un più modesto aumento della domanda di gas naturale (+3,8%), la quota sul totale consumato si porta al 13%, guadagnando 3 p.p. su novembre 2019.

L'incremento su base annua dei volumi scambiati è concentrato sui mercati title, in virtù sia dei nuovi comparti AGS, in particolare day-ahead (1,7 TWh), che della ripresa dei due segmenti a negoziazione continua. Gli scambi su MGP-Gas a contrattazione continua tornano, dopo quattro ribassi consecutivi, in crescita su base annua (3,3 TWh, +31%), mostrando, in controtendenza rispetto ai restanti mercati, anche un significativo aumento sul mese precedente (+46%); la loro quota sul totale scambiato a pronti risale, pertanto, al 34% (+12 p.p. su ottobre). Gli scambi intraday in continua si attestano a 4,2 TWh (+31% su novembre 2019), sostenuti soprattutto dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, che salgono al massimo storico di 3,1 TWh (+47% sullo scorso anno e pari al 73% del totale scambiato

nel comparto). Meno intensa la crescita delle movimentazioni del RdB (+2%), concentrata esclusivamente lato acquisto (1,1 TWh, +23% su base annua), mentre si confermano residuali le vendite (35 mila MWh, -84%). Rimane esigua l'operatività del comparto AGS intraday, con 253 GWh di volumi scambiati in 8 sessioni.

Sul MGS non si arresta il trend discendente delle quantità scambiate che aggiornano per il terzo mese consecutivo il minimo storico, pari a 0,19 TWh, in calo del 22% su ottobre e dell'85% su base annua. La flessione dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile sia ai minori acquisti da parte di Snam con finalità di Bilanciamento, pari a 0,02 TWh (erano 0,2 TWh a novembre 2019), che ai ridotti scambi tra operatori terzi (0,11 TWh, -51%).

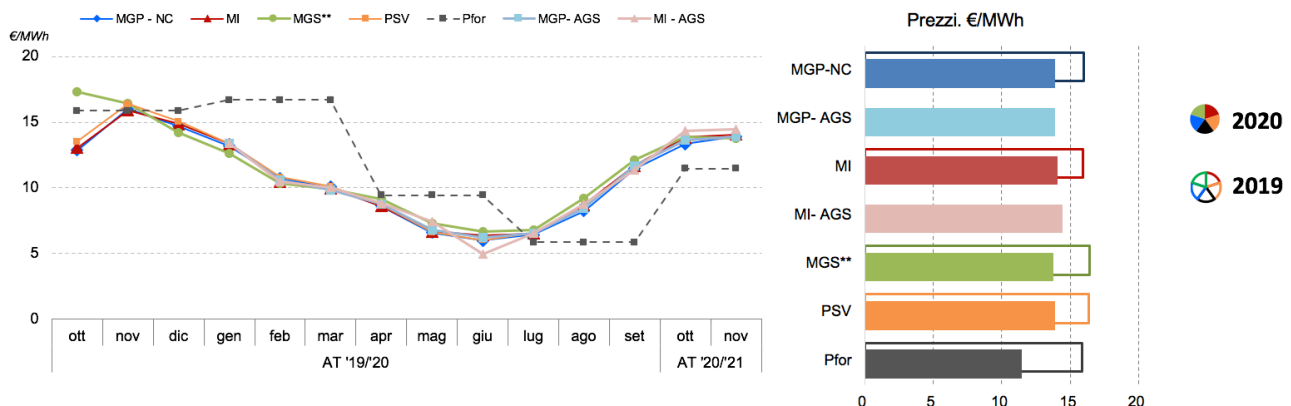
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, stabili o in lieve rialzo rispetto al mese precedente, registrano ovunque una flessione su base annua (-12/-13% sui mercati title a negoziazione continua, -16% su MGS), attestandosi tra i 13,79 €/MWh di MGS ed i 14,45 €/MWh del comparto AGS intraday.

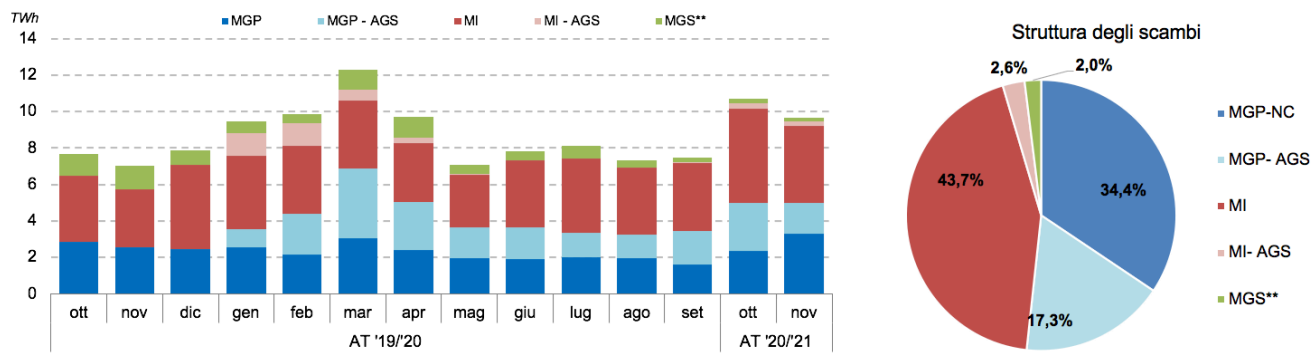
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MGP						
Negoziazione continua	13,91	(15,99)	10,00	50,00	3.317.496	(2.538.072)
Comparto AGS	13,89	(-)	13,02	15,59	1.672.320	(-)
MI						
Negoziazione continua	14,07	(15,91)	12,40	15,95	4.213.608	(3.206.976)
Comparto AGS	14,45	(-)	13,51	15,88	253.128	(-)
MGS**						
Stogit	13,79	(16,41)	13,10	15,23	189.998	(1.264.616)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





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

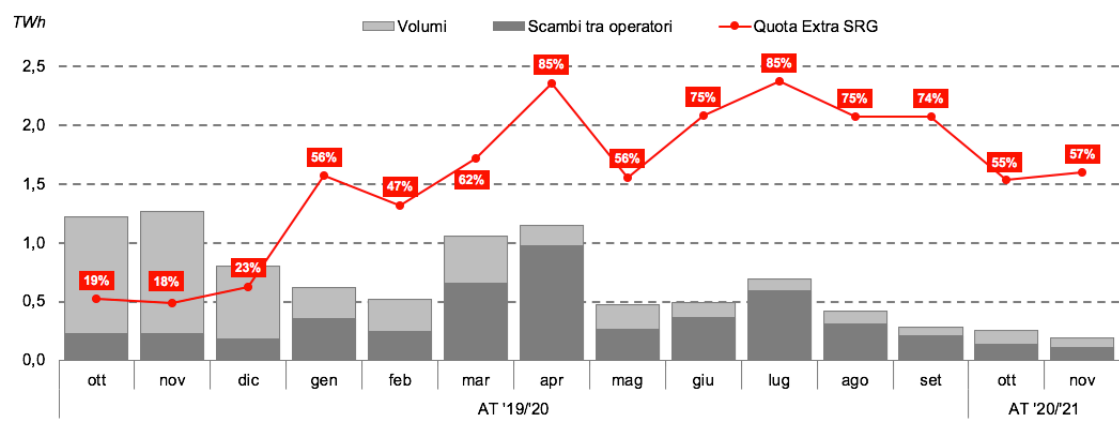
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

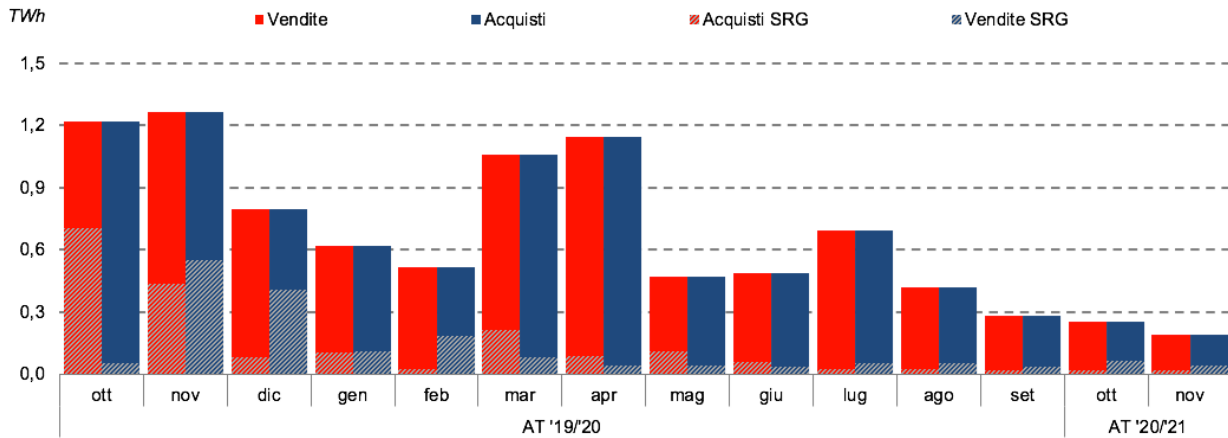
Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	189.998	(1.264.616)	189.998	(1.264.616)	-	(-)	-	(-)
SRG	22.639	(222.531)	58.308	(14.893)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	22.639	(86.231)	58.308	(14.893)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(136.300)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	167.359	(1.042.085)	131.690	(1.249.723)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre sono stati scambiati 64,4 GWh, in ripresa rispetto ai mesi precedenti, tutti relativi al prodotto BoM e soprattutto al mensile M-2020-12 (92% del totale) che chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 14,02 €/MWh

(-3% rispetto all'ultimo riferimento di ottobre). Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 23 GWh (erano 29 GWh il mese precedente), mentre risultano stabili i prezzi di controllo di quasi tutti i restanti prodotti negoziabili (BoM, +6%).

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 %		
BoM-2020-11	13,70	14,10	13,10	6,2%	2	4.920	-	-	4.920	-	912	1.824
BoM-2020-12	-	-	13,92	-	-	-	-	-	-	-	432	12.096
M-2020-12	13,25	14,58	14,02	-3,0%	13	59.520	-	-	59.520	-	432	13.392
M-2021-01	-	-	14,21	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-02	-	-	15,81	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-03	-	-	14,32	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-01	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	120	10.800
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	11,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	15,78	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					15	64.440			64.440		552	22.896

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a novembre non sono stati registrati scambi per il prodotto Gennaio 2020.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A novembre tornano in crescita mensile le quotazioni del greggio (41,54 \$/bbl, +4%) e si confermano in aumento anche quelle del gasolio (345,93 \$/MT, +7%) e dell'olio combustibile (315,51 \$/MT, +5%). Frena, invece, la sua ascesa il carbone (52,52 \$/MT, -8%). Si interrompe anche il trend al rialzo delle quotazioni del gas sui principali hub europei del gas, ad eccezione del PSV che, ai massimi da inizio anno (13,89

€/MWh, +2%), torna lievemente superiore al TTF (13,73 €/MWh, -1%). In aumento mensile i prezzi dell'elettricità sulle principali borse europee, tra cui quella italiana (48,75 €/MWh) è l'unica a segnare anche un lieve rialzo annuale (+1%).

A novembre, dopo due flessioni mensili, tornano in aumento le quotazioni del greggio (41,54 \$/bbl, +4%), che si confermano in decisa riduzione annuale (-35%), ininterrotta da inizio anno, così come quelle del gasolio, invece, al secondo rialzo mensile (345,93 \$/MT, +7% su ottobre, -39% sul 2019). In aumento dallo scorso mese anche l'olio combustibile, che sale ai massimi da marzo (315,51 \$/MT, +5%). Interrompono, invece, il trend rialzista in atto da giugno le quotazioni del carbone (52,52 \$/MT,

-8%), sempre in flessione su base annuale da novembre 2018 (-6% sul 2019). I mercati futures indicano prezzi in moderato aumento nel breve e medio periodo, con revisioni al rialzo per il Brent e il gasolio e generalmente al ribasso per il carbone. Infine il tasso di cambio euro/dollaro, stabile da agosto a 1,18 €/€, registra anche il quarto rialzo annuale consecutivo (+7%), favorendo un'accentuazione delle riduzioni tendenziali osservate sulle commodities nella loro conversione in euro.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	41,54	4%	-35%	37,96	44,21	6%	43,98	5%	44,19	4%	45,19	3%
Olio Combustibile	USD/MT	315,51	5%	45%									
Gasolio	USD/MT	345,93	7%	-39%	305,00	355,64	6%	359,48	6%	363,71	6%	375,62	4%
Carbone	USD/MT	52,52	-8%	-6%	57,10	55,27	-6%	54,63	-7%	59,23	2%	56,36	-5%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	35,13	3%	-39%		37,33	-	37,10	-	37,25	-	37,87	-
Olio Combustibile	EUR/MT	266,81	5%	35%									
Gasolio	EUR/MT	292,51	6%	-43%		300,28	-	303,25	-	306,62	-	314,72	-
Carbone	EUR/MT	44,43	-8%	-12%		46,64	-	46,06	-	49,90	-	47,19	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	0%	7%	1,17	1,18	-	1,19	-	1,19	-	1,19	-

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

Fonte: Refinitiv

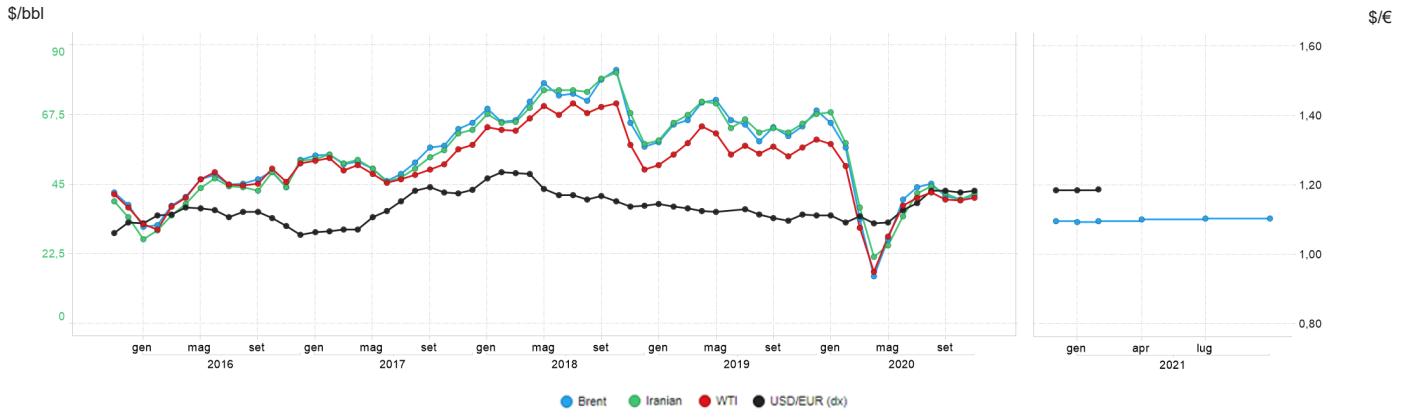


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

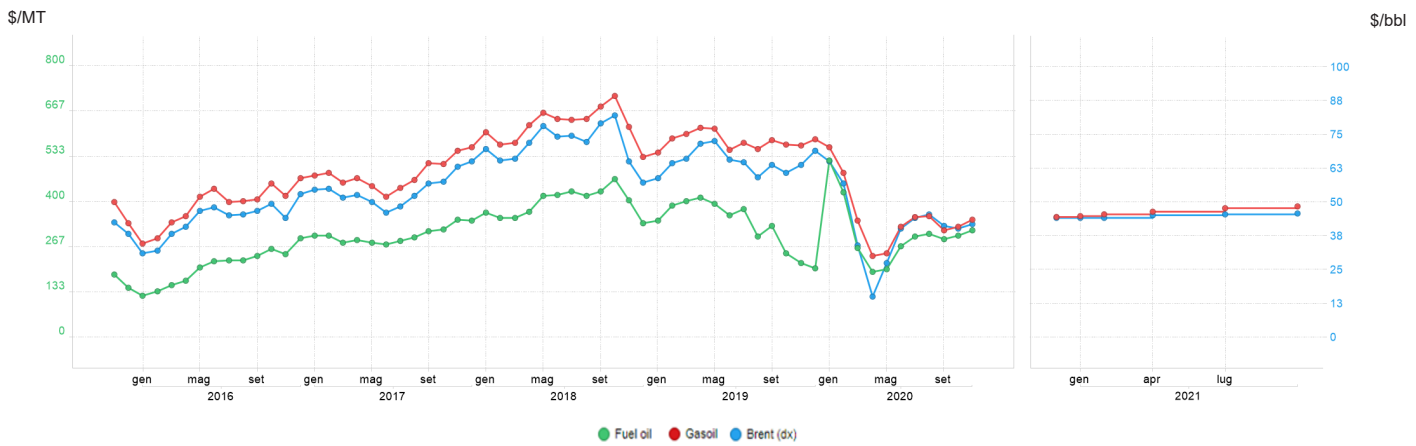
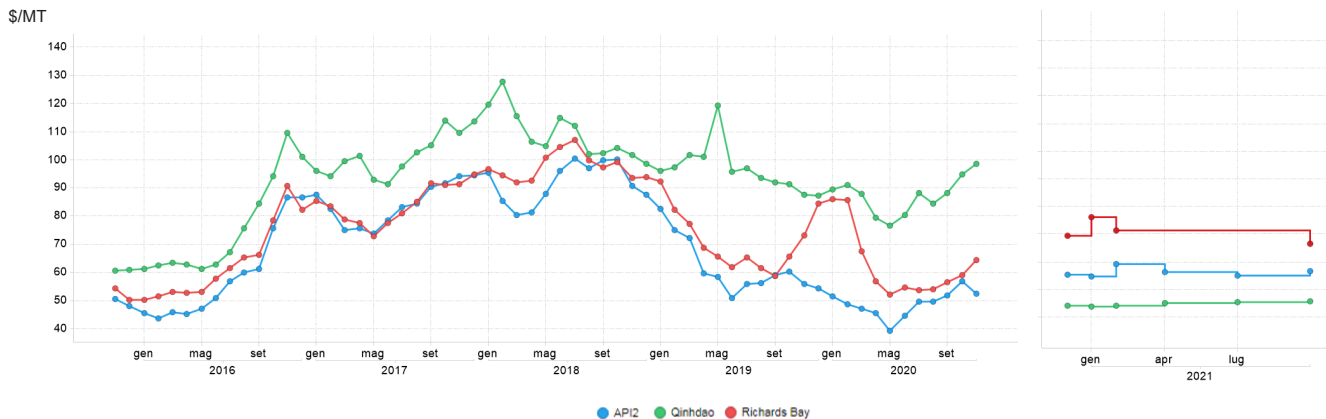


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



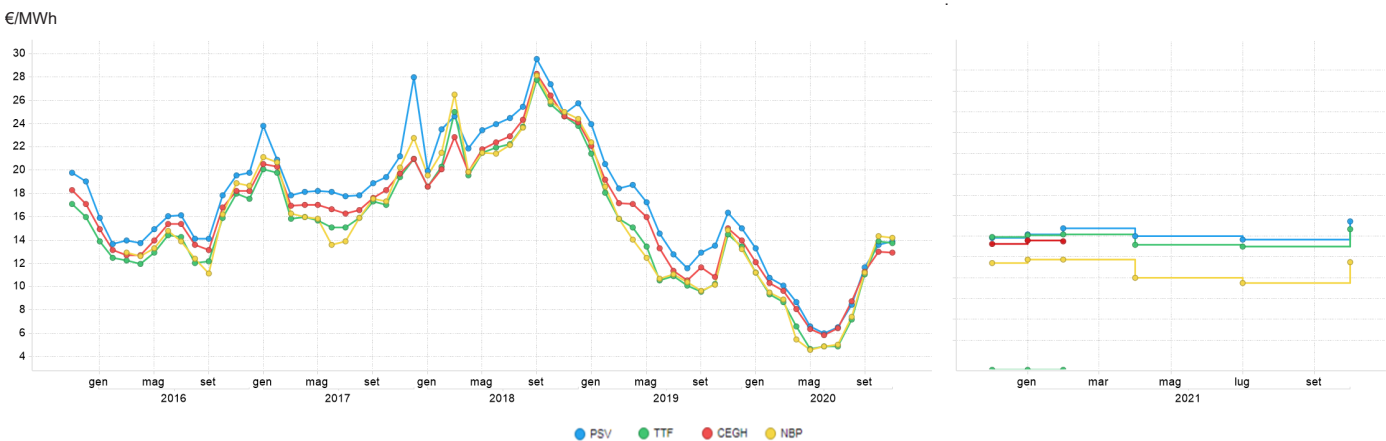
Sui principali hub europei del gas le quotazioni tornano tutte in riduzione annuale (-5/-15%) e si arresta anche il trend mensile rialzista ininterrotto da luglio, eccetto che al PSV, salito al massimo annuale di 13,89 €/MWh, in crescita del 2% su ottobre. Torna positivo, dunque, anche se solo di pochi centesimi di euro, lo spread con il TTF, con

quest'ultima quotazione attestata a 13,73 €/MWh (-1% sul mese precedente). Le aspettative per i mesi a venire, in attenuazione rispetto a quelle di ottobre, prospettano per il riferimento italiano e olandese un progressivo lieve rialzo dei prezzi, con un differenziale tra i due che dovrebbe comunque restare esiguo fino a febbraio.

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	13,89	2%	-15%	14,30	13,85	-5%	14,16	-8%	14,75		14,23	-1%
TTF	NL	13,73	-1%	-5%	14,00	13,94	-4%	14,11	-3%	14,19		13,62	-2%
CEGH	AT	12,95	0%	-14%	13,43	13,30	-5%	13,58	-6%	13,49			
NBP	UK	14,19	-1%	-5%	11,60	11,44	-6%	11,78	-5%	11,81			



Dopo la frenata di ottobre, tornano in rialzo mensile le quotazioni sulle principali borse elettriche europee. In Italia il Pun, in presenza di brusca contrazione dell'offerta rinnovabile, sale a 48,75 €/MWh, valore solo lievemente inferiore al massimo dell'ultimo anno registrato a settembre, in rialzo mensile del 12% e l'unico a segnare anche una modesta crescita annuale (+1%), la prima da oltre un anno e mezzo. Sulle altre borse, ad eccezione di quella scandinava (6,32 €/MWh, -57% su ottobre

e anche la sola in flessione annuale, -85%), le quotazioni risultano allineate a 39/42 €/MWh e in crescita mensile del 6/8% in Francia e Svizzera, con un differenziale con il prezzo della zona Nord italiana che sale ai massimi da maggio, e del 14/16% negli altri paesi. Anche nei mercati elettrici a termine le quotazioni sono riviste al ribasso, con uno spread atteso tra Italia e Francia in riduzione e negativo a febbraio (quasi -4 €/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	48,75	12%	1%	48,50	43,02	-12%	48,68	-6%	48,64	0%	47,02	-3%
FRANCIA	40,11	6%	-13%	40,40	42,49	-14%	47,46	-14%	52,40		43,24	-2%
GERMANIA	38,79	14%	-5%	36,09	34,33	-7%	37,79	-8%	40,91		39,45	-1%
AREA SCANDINAVA	6,32	-57%	-85%	13,95	13,04	-45%	18,25	-34%	19,42		16,37	-27%
SPAGNA	41,94	15%	-1%	40,00	41,65	-4%	44,02	-4%	44,57		44,07	-1%
AUSTRIA	41,16	16%	-4%									
SVIZZERA	41,46	8%	-10%									

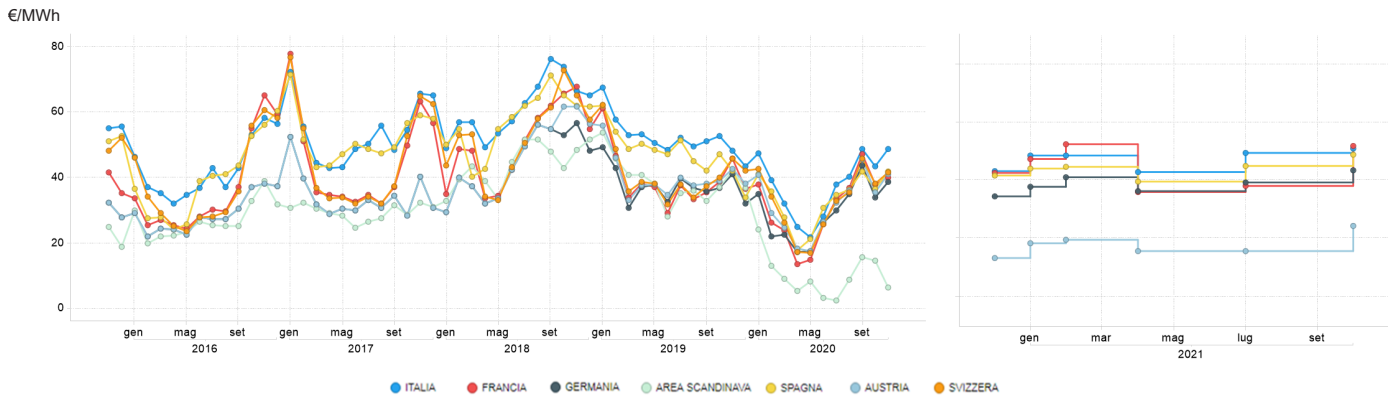
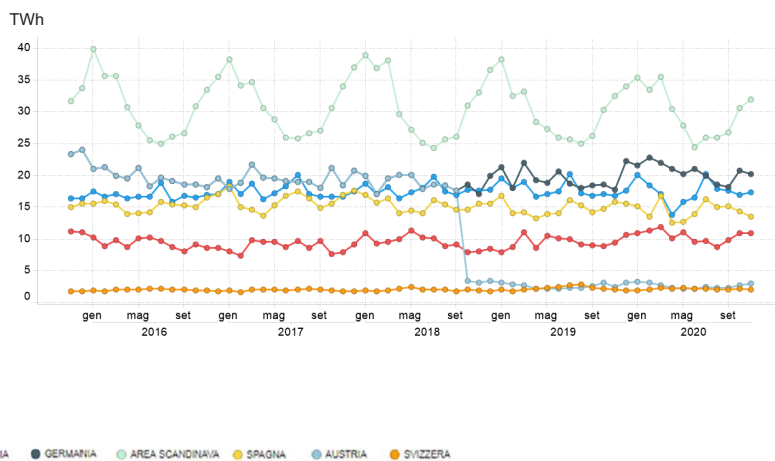


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,3	5%	3%
FRANCIA	10,8	3%	15%
GERMANIA	20,2	0%	13%
AREA SCANDINAVA	31,9	8%	-2%
SPAGNA	13,6	-3%	-15%
AUSTRIA	3,0	17%	21%
SVIZZERA	2,0	-1%	1%



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

In decisa crescita annuale i volumi scambiati sui mercati elettrici spot in riferimento alla Francia (10,8 TWh, +15%), alla Germania (20,2 TWh, +13%) e all'Austria (3,0 TWh, +21%),

più modesto l'incremento per l'Italia (17,3 TWh, +3%) e la Svizzera (2,0 TWh, +1%). In calo, infine, l'area Scandinava (31,9 TWh, -2%) ma soprattutto la Spagna (13,6 TWh, -15%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), nell'ultimo mese relativo all'anno d'obbligo 2019 il prezzo medio aumenta di 0,74 €/tep rispetto ad ottobre, attestandosi a 264,79 €/tep, massimo dallo scorso aprile. Il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale, invece, si porta a 252,91 €/tep (+4,37 €/tep), riducendo al minimo da inizio anno il differenziale con il corrispondente valore di mercato (11,9 €/tep). Calano gli scambi sul mercato (-10%), con la liquidità che scende al 37%, in corrispondenza di

contrattazioni bilaterali più che raddoppiate (+124%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio, al quarto calo consecutivo (-11%), scende a 0,11 €/MWh, confermandosi inferiore rispetto alle quotazioni bilaterali, in crescita invece a 0,44 €/tep. Tornano in aumento gli scambi sul mercato (+35%), mentre continuano a diminuire quelli sulla piattaforma bilaterale (-21%). Nel mese di novembre sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo non sono stati registrati scambi.

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

A novembre, ultimo mese relativo all'anno d'obbligo 2019, la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 264,79 €/tep, massimo dallo scorso aprile, in aumento dello 0,3% rispetto al mese precedente (+0,74 €/MWh). Sale il prezzo medio anche sulla piattaforma bilaterale, che si attesta a 252,91 €/tep (+1,8%), sul livello più alto da inizio anno. Lo spread con il corrispondente valore di mercato risulta, pertanto, ridotto a circa 11,9 €/tep (-3,6 €/tep rispetto a ottobre).

La differenza tra i due principali riferimenti scende a 8,4 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi sale al 99% (+3 p.p.). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimo e massimo di abbinamento osservati sul mercato

(259,00-266,00 €/tep) sale all'81% (+16 p.p. sul mese precedente).

I volumi negoziati su MTEE si attestano a 211 mila tep, in calo del 9,6% rispetto a ottobre, ed in aumento del 38% rispetto ad un anno fa. La liquidità si riporta sotto il 37%, in flessione di circa 22 p.p. rispetto al mese precedente e di circa 1 p.p. rispetto ad un anno fa, in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in crescita a 363 mila tep (+124% rispetto a ottobre, +33% su novembre 2019).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine novembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 63.540.433 tep, in aumento di 102.228 tep rispetto a fine ottobre.

Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 5.683.052 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	264,79	+0,3%	259,00	266,00	211.044	-9,6%	55,88	-9,4%	15.359	-34,6%	7,3%	-2,8 p.p.	8	+4
Bilaterali	252,91	+1,8%	0,00	280,00	362.775	+123,8%	91,75	+127,8%						
con prezzo >1	256,43	-0,6%	50,00	280,00	357.794	+129,1%	91,75	+127,8%						
Totale	257,28	-0,2%	0,00	280,00	573.819	+45,0%	147,63	+44,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

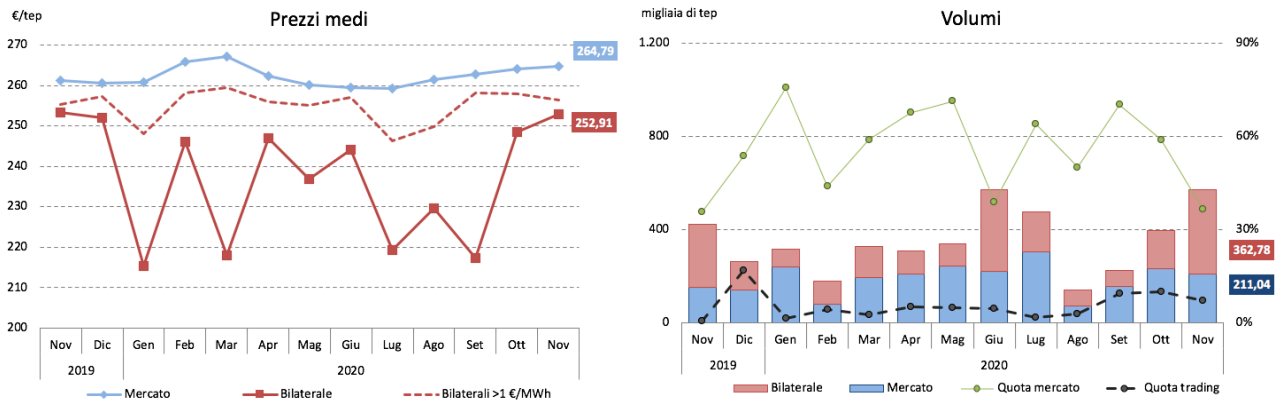


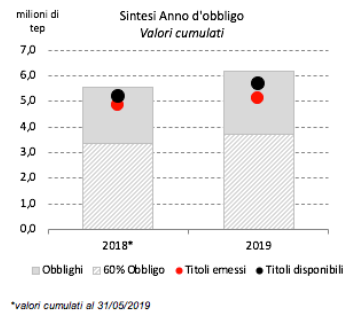
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni N°	MTEE		PBTEE Volumi <=260 €/tep	Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti tep	Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep	Titoli sul conto GSE** tep
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep							
73	261,38	3.639.841	2.053.870	256,06	1.791.907	250,00	5.683.052	63.540.433	1.196.337

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

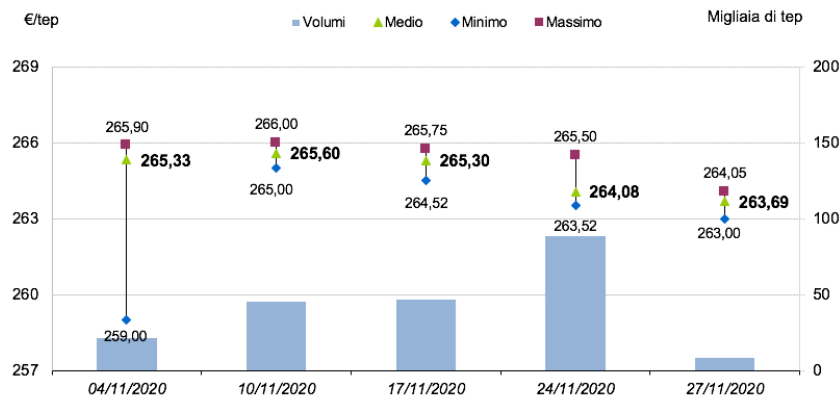


L'analisi delle singole sedute mostra un trend lievemente rialzista nella prima parte del mese, con il prezzo medio a 265,60 €/tep nella sessione del 10 novembre, a cui si contrappone un lieve calo nelle ultime tre sessioni, con un prezzo che scende

a 263,69 €/tep il 27 novembre. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di sessione raggiunge il massimo a 6,9 €/tep nella seduta del 4 novembre, mentre i volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 42,2 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A novembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende a 0,11 €/MWh, in flessione dell'11% rispetto al mese precedente, ed aggiorna nuovamente il minimo per il nuovo periodo di contrattazione. Cresce, invece, il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,44 €/MWh, +48%), allargando così il differenziale con il riferimento di mercato a 0,33 €/MWh (+0,15 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie pressoché allineate intorno ai 0,10-0,11 €/MWh, con il prezzo della

categoria Solare in aumento controtendenziale (+4%). Diffuse dinamiche rialziste, invece, sulla PBGO: la categoria Solare a 0,48 €/MWh (+13%), quella Idroelettrico a 0,31 €/MWh (+54%) e quella Eolico a 0,53 €/MWh (+37%). Si rilevano scambi anche sulla categoria Altro ad un prezzo medio pari a 0,36 €/MWh. I volumi scambiati sul mercato tornano a crescere, attestandosi a 176 mila MWh (+35% rispetto al mese precedente), con la liquidità che sale all'11% per effetto del contestuale calo dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (1,36 TWh, -21%).

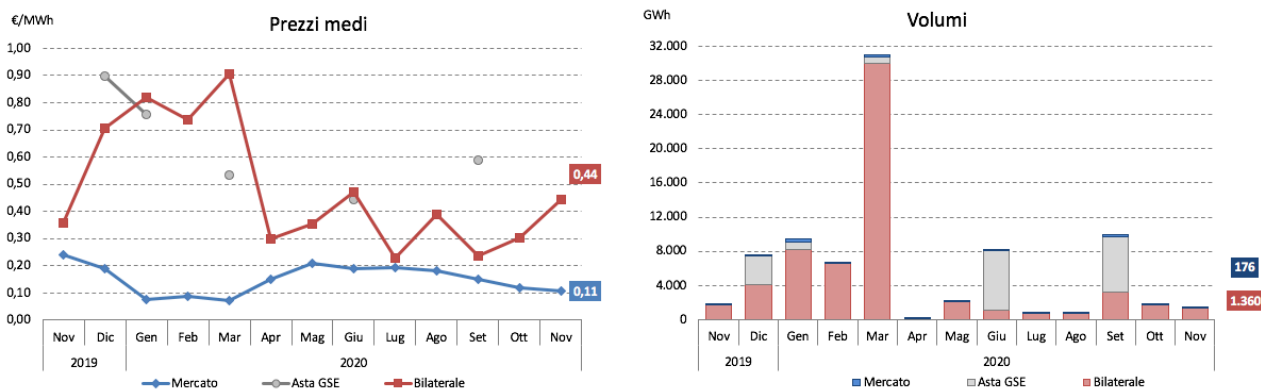
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,11	-10,7%	0,06	0,12	175.817	+34,8%	18.797	+20,3%
Bilaterali con prezzo >0	0,44	+47,8%	0,00	1,25	1.360.264	-20,9%	604.449	+16,9%
	0,46	+49,5%	0,01	1,25	1.324.730	-21,8%	604.449	+16,9%
Totale	0,41	+40,9%	0,00	1,25	1.536.081	-17,0%	623.246	+17,0%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

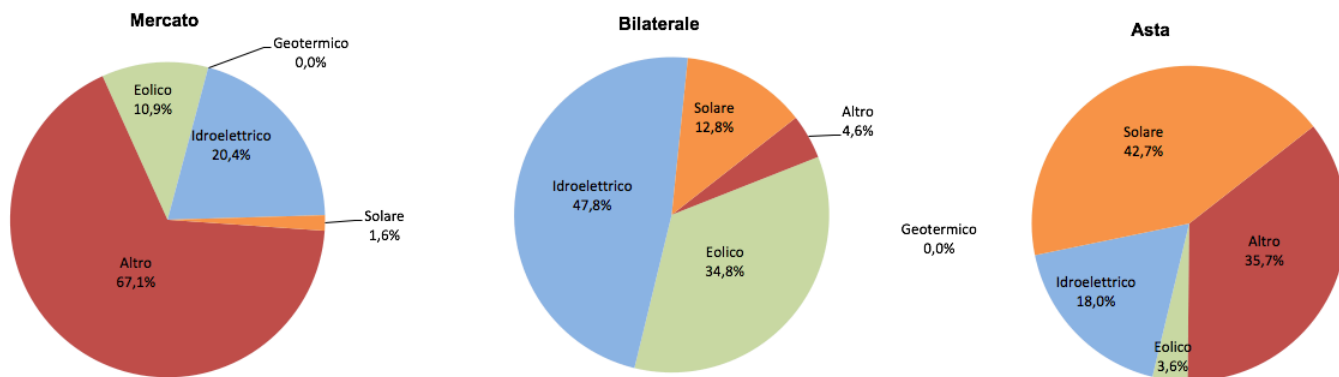


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia Altro rimane

predominante sul mercato (67%), mentre la tipologia Idroelettrico risulta quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (48%) e quella Solare in asta (43%).

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

Fonte: dati GME



EU ETS DALLA FASE 3 ALLA FASE 4: RISULTATI E OBIETTIVI PER IL 2030

Di Simona Soci (Ref-e)

(continua dalla prima)

I settori obbligati ad aderire al sistema sono quelli elettrico e della generazione di calore, l'industria pesante e l'aviazione commerciale. Per evitare distorsioni della concorrenza e ridurre il rischio di delocalizzazione delle attività industriali inquinanti nei paesi terzi in cui l'industria non è soggetta a vincoli analoghi di emissioni di carbonio, con il conseguente rischio di trasferimento delle emissioni di CO₂, è stata prevista l'allocatione gratuita di quote. La vendita all'asta delle quote è comunque la regola generale, con l'assegnazione gratuita come eccezione a tale regola.

La crisi economica del 2008 ha causato uno squilibrio tra offerta e domanda di permessi, aggravato dal fatto che nelle prime due fasi (2005-2012) la maggior parte dei permessi sono stati distribuiti gratuitamente anziché messi all'asta.

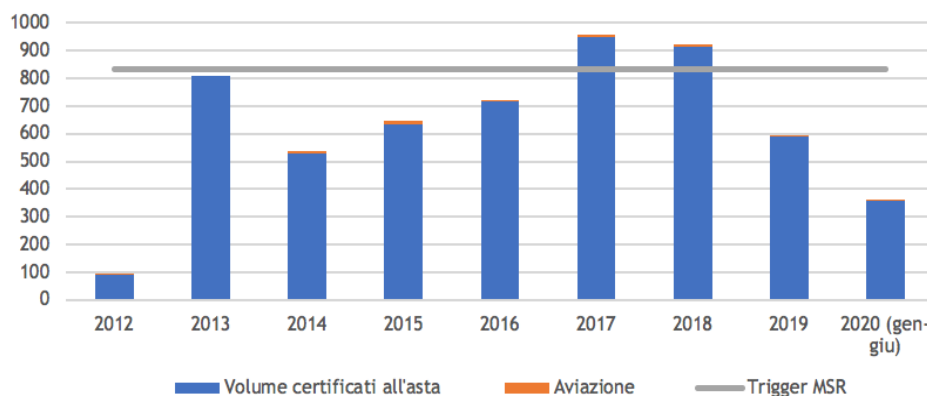
La Market Stability Reserve (MSR) e i volumi all'asta nella fase 3

A partire dal 2009 sul mercato degli ETS si è quindi creata un'eccedenza di quote in circolazione che ha portato la Commissione europea a mettere in atto una prima misura di contenimento chiamata Back loading consistente nella posticipazione della messa all'asta 900 milioni di certificati

al 2019-2020 e, successivamente, all'implementazione di un meccanismo di stabilizzazione di lungo termine, Market Stability Reserve (MSR), volto a ridurre permanentemente l'eccedenza di quote e a migliorare la resilienza del meccanismo agli shock futuri. I 900 milioni di certificati relativi al Back loading che avrebbero dovuto essere messi in asta al 2019-2020 sono quindi stati messi direttamente a riserva. Il funzionamento a regime del meccanismo prevede che, nel caso in cui nel corso di un anno venga superato il limite di 833 milioni di permessi in circolazione, ne venga messo a riserva il 12%.

L'MSR è stato successivamente potenziato aumentando la percentuale dei certificati messa a riserva al 24% per il periodo compreso tra il 2019 e il 2023 (il normale tasso di alimentazione del 12% sarà ripristinato a partire dal 2024) e, come misura a lungo termine per migliorare il funzionamento dell'ETS UE. Se non altrimenti deciso nel primo riesame della riserva stabilizzatrice del mercato, previsto nel 2021, a partire dal 2023 in poi il numero di quote nella riserva non dovrà essere superiore al volume d'asta dell'anno precedente. Le quote presenti a riserva oltre tale quantitativo perderanno la loro validità.

Totale dei volumi messi all'asta nella fase 3 (Mln)



Dati Commissione europea - elaborazione REF-E

L'entrata in funzionamento del MSR a gennaio 2019 ha portato alla forte riduzione dei volumi messi all'asta, a cui ha contribuito anche la sospensione delle allocazioni per il Regno Unito, decisa dalla Commissione in attesa degli sviluppi del dossier Brexit quale misura di salvaguardia. Nel 2020, per cui sono disponibili dati fino al III trimestre, si registra invece un aumento dei volumi, legato sia alla

ripresa delle aste delle quote britanniche (a partire dal 4 marzo 2020, a seguito dell'entrata in vigore dell'accordo che disciplina l'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, è stata revocata la sospensione dei processi di allocazione) che all'incremento delle quote collocate sulla piattaforma comune europea (+22%) per l'avvio delle aste i cui proventi sono destinati al Fondo Innovazione (programma per la

(continua)

raccolta di circa 10 milioni di euro con cui Bruxelles investirà in progetti sulle tecnologie pulite che siano promettenti e abbastanza maturi per il mercato, quali l'idrogeno pulito, le rinnovabili o altre soluzioni a basse emissioni di carbonio per industrie ad alta intensità energetica).

Dalla fase 3 alla fase 4 e verso i più ambiziosi target del piano 2030 per il clima e l'energia

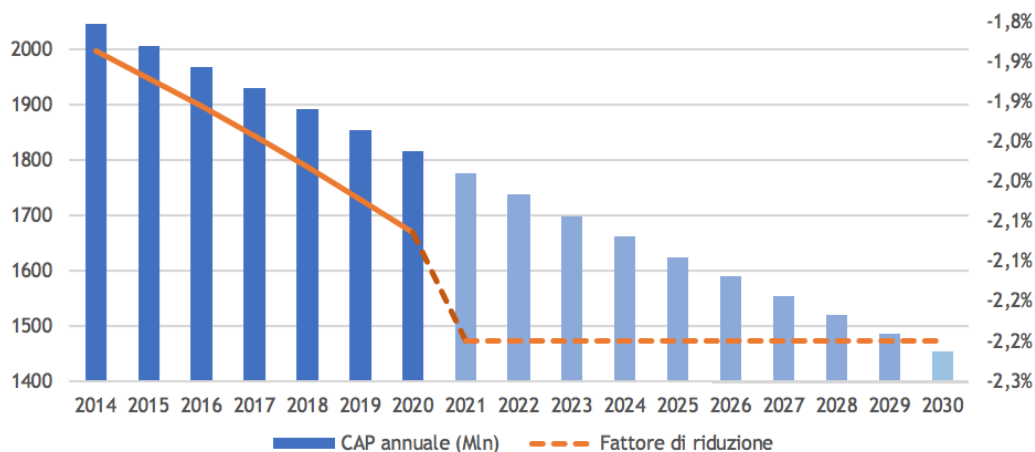
Il quadro regolatorio per il prossimo periodo di scambio (fase 4: 2021-2030) è stato definito dalla direttiva UE 2018/410 del 14 marzo 2018 con un obiettivo di riduzione delle emissioni al 2030 del 40% rispetto al 1990. Le principali caratteristiche della fase 4 sono l'applicazione di un fattore di riduzione costante del volume di emissioni e l'introduzione di nuove norme per l'assegnazione di quote gratuite, con variazioni più dinamiche delle allocazioni a titolo gratuito basate su calo di produzione di $\pm 15\%$ e l'aggiornamento dei benchmark per tenere conto dei progressi tecnologici, la costituzione di una riserva per i nuovi entranti. Nella fase 4 non sono inoltre previste allocazioni a titolo gratuito per

i produttori di energia elettrica, ad eccezione degli Stati Membri in cui è necessaria la modernizzazione del settore elettrico.

Il fattore di riduzione lineare del volume di emissioni

Nel corso della fase 3 il fattore di riduzione è passato dal (dal 1.8% nel 2013 al 2.1% nel 2020). A partire dal 2020 viene applicato un fattore di riduzione costante al 2.2%, deciso dalla Commissione tenendo conto dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea (effettiva dal 1° gennaio 2021), e porterà ad un abbassamento del cap a 1.400 milioni nel 2030 (-40% rispetto al 2005). Tale tasso potrebbe venire rivisto ulteriormente al rialzo nel corso della stessa fase 4, come segnalato nell'Inception Impact Assessment sulla revisione dell'EU ETS, pubblicato lo scorso 29 ottobre dalla Commissione europea in concomitanza con piano 2030 per il clima e l'energia e su cui è in atto una pubblica consultazione che terminerà il 5 febbraio 2021. La Commissione dovrà infatti ricalibrare tutta la regolamentazione rilevante al fine di raggiungere il target di riduzione delle emissioni al 55%.

CAP annuale (Mln) e fattore di riduzione



Dati Commissione europea - elaborazione REF-E

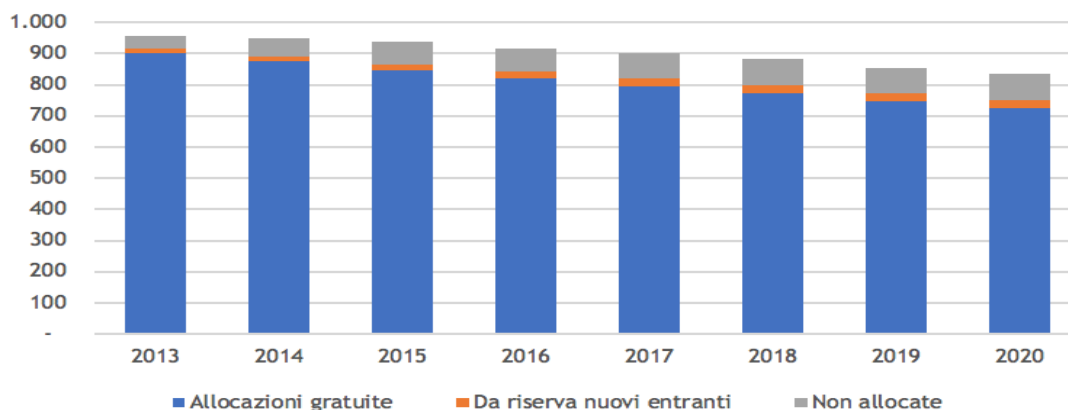
Introduzione di nuove norme per il calcolo dell'assegnazione gratuita

Nel corso della fase 3 circa il 43% dei certificati disponibili è stato allocato gratuitamente. A fine giugno 2020 il totale

delle allocazioni gratuite approvate all'inizio della fase 3 per il periodo di riferimento si è ridotto di 570 milioni a seguito di chiusure di impianti, riduzione della produzione o della capacità di produzione, mentre 171 milioni sono stati messi a riserva per nuovi entranti.

(continua)

Allocazioni gratuite (Mln)



Dati Commissione europea - elaborazione REF-E

Permanendo l'esigenza di evitare la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio il conseguente rischio di un aumento delle emissioni di gas a effetto serra nei paesi terzi in cui l'industria non è soggetta a vincoli analoghi di emissioni di carbonio, la vendita all'asta integrale delle quote resta inapplicabile anche nella fase 4. L'assegnazione gratuita di quote continuerà quindi come salvaguardia della competitività internazionale dei settori industriali a rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio, ma con regole mirate che riflettano il progresso tecnologico e aiutino l'industria e il settore energetico a rispondere alle sfide dell'innovazione e degli investimenti della transizione a basse emissioni di carbonio. Il sistema di assegnazione gratuita è stato rivisto per concentrarsi sui settori a più alto rischio di rilocalizzazione della produzione al di fuori dell'UE.

Questi settori (che comprendono manifatturiero, minerario e petrolchimico) riceveranno il 100% delle quote a titolo gratuito. I benchmark di settore si basano tuttavia sulle prestazioni degli impianti più efficienti del 10% in ciascun settore, il che significa che solo questi ultimi avranno il loro fabbisogno di carbonio pienamente soddisfatto attraverso l'assegnazione gratuita. Per i settori meno esposti, l'assegnazione gratuita dovrebbe essere gradualmente eliminata dopo il 2026 da un massimo del 30% a 0 alla fine della fase 4 (2030). Nel complesso, nel corso del periodo 2021-2030 dovrebbero comunque essere assegnati alle imprese a titolo gratuito più di 6 miliardi di quote. Le quote del quantitativo totale disponibile per l'assegnazione gratuita che non sono state assegnate alla fine della fase 3 e 200 milioni di quote del MSR saranno accantonate per impianti nuovi e in espansione.

L'assegnazione delle quote ai singoli impianti potrà essere adeguata ogni anno per tener conto dei pertinenti aumenti e cali della produzione. La soglia per gli adeguamenti è stata fissata al 15% e verrà valutata sulla base di una media

mobile di due anni. Il forte calo delle emissioni legato al Covid nella prima parte del 2020 potrebbe avere l'effetto di ritardare adeguamenti al ribasso delle quote allocate. Per evitare manipolazioni e abusi del sistema di adeguamento delle assegnazioni, la Commissione potrà adottare atti di esecuzione che definiscano ulteriori modalità per gli adeguamenti. L'elenco degli impianti disciplinati dalla direttiva e ai quali possono essere assegnate quote gratuite verrà aggiornato ogni 5 anni. I 54 valori dei parametri di riferimento per la determinazione del livello delle quote assegnate a titolo gratuito a ciascun impianto saranno aggiornati due volte nella fase 4 per evitare profitti imprevisti e riflettere il progresso tecnologico.

Per alcuni Stati membri, nel corso del prossimo decennio, resterà inoltre disponibile l'assegnazione transitoria a titolo gratuito agli impianti di produzione di energia elettrica, con lo scopo di continuare a finanziare la modernizzazione dei settori dell'energia elettrica e favorire così la diversificazione il mix energetico.

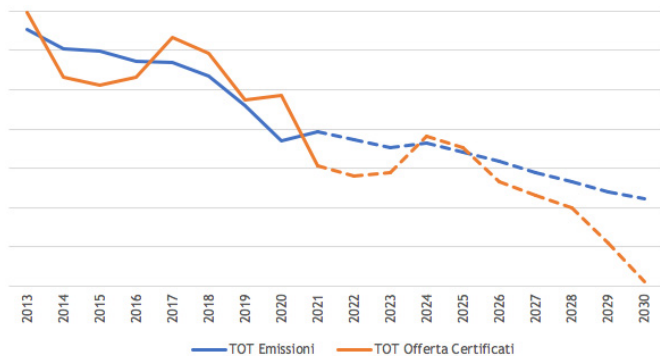
Nel corso del periodo 2013-2020 le compagnie aeree continueranno infine a ricevere la maggior parte delle loro quote a titolo gratuito.

Andamento della domanda e bilancio domanda-offerta

Nel report del 18 novembre la Commissione europea riporta una riduzione delle emissioni da impianti fissi nel 2019 del 9.1% rispetto al 2018, guidata prevalentemente dalla produzione di elettricità e calore (le cui emissioni si sono ridotte del 15% y/y) grazie alla sostituzione di impianti a carbone con rinnovabili e gas naturale.

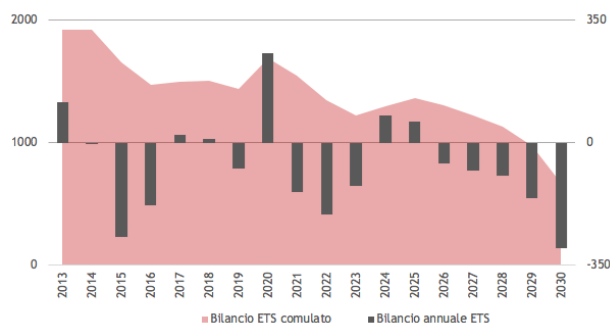
Le emissioni dell'industria si sono ridotte del 2%. Si stima che nel 2020 la riduzione delle emissioni rispetto al 2019 sia superiore al 12% a causa anche dell'interruzione delle attività produttive legata alle misure di contenimento del Covid-19.

EU CO₂ - Domanda e offerta (Mln)



Dati Reuters - Elaborazione REF-E

Bilancio D-O ETS (Mln)



Dati Reuters - Elaborazione REF-E

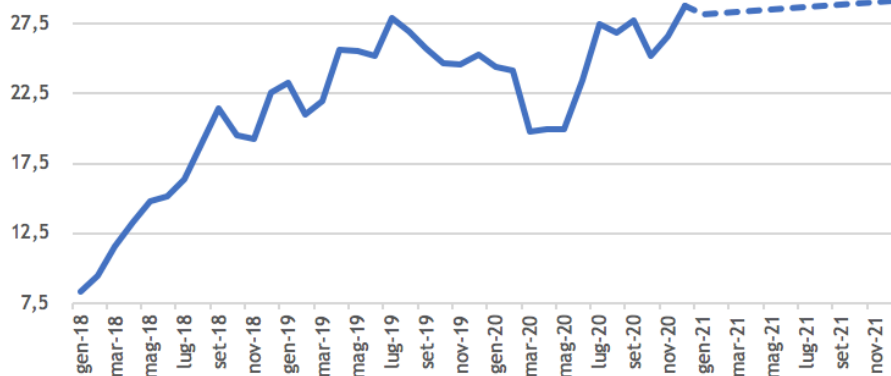
Sulla base dell'attuale funzionamento del MSR e del progressivo abbassamento del CAP alle emissioni l'offerta continuerà a ridursi avvicinandosi a 550 milioni nel 2030, portando ad un'ulteriore progressiva riduzione del surplus.

Andamento dei prezzi e prospettive future

Nonostante il brusco calo della domanda elettrica e le forti

difficoltà incontrate dall'industria e dall'aviazione causate quest'anno dalla crisi legata alla diffusione del Covid-19, il prezzo dell'ETS CO₂ ha dimostrato ottime doti di tenuta. Da inizio 2020 le quotazioni sono rimaste infatti stabili nell'intorno dei 25 €/ton, ad eccezione del periodo compreso tra marzo e maggio quando la prima ondata di contagi ha causato un ritorno in area 20 €/ton.

Andamento prezzo ETS CO₂ (€/ton)



Dati Reuters - Elaborazione REF-E

Le recenti conferme da parte della Commissione europea circa il ruolo centrale del EU ETS nel raggiungimento degli obiettivi di decarbonizzazione e neutralità climatica sostengono il mercato lasciando i prezzi su un percorso di graduale crescita verso l'equilibrio di lungo termine.

I ricavi totali generali dalle aste ETS tra il 2012 e giugno 2020 sono superiori a 57 miliardi, di cui una larga parte sono investiti a supporto di politiche per il clima. Ad eccezione di quest'anno, le cui circostanze sono state eccezionali, la conformità al sistema è rimasta elevata. Nel 2019 oltre il

99% degli operatori di impianti fissi hanno infatti rispettato gli obblighi di legge.

Nel rapporto dello scorso novembre, la Commissione europea ha valutato l'architettura del sistema EU 42 ETS come robusta e l'amministrazione degli Stati membri efficace. Nei prossimi anni il sistema andrà probabilmente incontro a importanti revisioni in senso rafforzativo in una prospettiva di adeguamento all'ambizioso piano per l'energia e il clima al 2030, con l'anno 2021 che sarà chiave sia per la trasformazione in atto che per l'avvio della fase 4 del sistema.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 17 novembre 2020 n. 474/2020/R/EEL | “Approvazione della richiesta di deroga al termine per l'applicazione di un periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti, di cui all'articolo 53 del Regolamento (UE) 2017/2195 (Regolamento Balancing)” | pubblicata il 19 novembre 2020
<https://www.arera.it/it/docs/20/474-20.htm>

Con la presente deliberazione, l'Autorità di Regolazione per l'Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), ha approvato la richiesta di deroga, avanzata da Terna, del termine per l'applicazione del periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti a tutte le unità di produzione e consumo, previsto ai sensi dell'articolo 53, comma 53.1 del Regolamento Balancing¹.

In particolare, l'ARERA con il provvedimento in oggetto ha fissato alla data del 1 gennaio 2025 il nuovo termine entro il quale applicare il periodo di settlement degli sbilanciamenti di 15 minuti, riconoscendo che il passaggio a detto periodo di settlement - da coordinare peraltro con l'introduzione dei prodotti quart'orari nei mercati dell'energia - determina un forte impatto sui diversi attori e sui processi del sistema elettrico e che, pertanto, lo stesso richiede un adeguato orizzonte temporale ai fini della relativa applicazione.

Comunicato dei NEMO e dei TSO del progetto Italian Border Working Table (IBWT) | “Extension of Single Day-Ahead Coupling (SDAC) to Greece – Go-live planned for 15 December 2020” | del 16 Novembre 2020 Download
<https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), in coordinamento con TERNA S.p.A. e con gli ulteriori NEMOs e TSOs coinvolti nel progetto di coupling regionale Italian Borders Working Table (IBWT) - avviato nel febbraio 2015 e successivamente confluito nell'ambito del Single Day Ahead Coupling (SDAC) UE - ha reso noto che il go-live per l'estensione dello SDAC sul confine tra Italia e Grecia è previsto per il 15 dicembre 2020 (1st trading day), ferma restando la conferma dell'esito positivo delle attività di testing, nonché delle relative approvazioni da parte delle Autorità di Regolazione greca (RAE) e italiana (ARERA).

Con il medesimo comunicato, le parti del progetto IBWT hanno altresì reso noto che HELLENIC ENERGY EXCHANGE S.A. (HEEx), in qualità di NEMO designato per l'area mercato Grecia, ha avviato positivamente, in

data 1 novembre u.s., le attività operative per la gestione del Day A-head market nazionale utilizzando l'algoritmo di risoluzione pan-europeo Euphemia, sviluppato nell'ambito del progetto Price Coupling of Regions (PCR).

GAS

Deliberazione 3 novembre 2020 n. 443/2020/R/GAS “Monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale - Approvazione del preconsuntivo dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2020 e del preventivo dei costi per l'anno 2021” | pubblicata il 4 novembre 2020 | Download
<https://www.arera.it/it/docs/20/443-20.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione 443/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - ai sensi dell'articolo 10, comma 10.3, lettera a), dell'Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (c.d. “TIMMIG”) - il preventivo dei costi per le attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale presentato dal GME relativamente all'anno 2021, nonché il preconsuntivo relativo ai costi sostenuti per le suddette attività nel corso dell'anno 2020.

Comunicato del GME | “Servizio di Market Making: Aggiornamento della DTF n. 18 MGAS” | del 12 Novembre 2020 Download
<https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, in data 12 Novembre 2020, è entrata in vigore con la relativa pubblicazione, la versione aggiornata della DTF n. 18 MGAS, nella quale è stato ridotto da 10 a 7 il numero massimo di operatori che possono essere selezionati come “Liquidity Provider” (LP) ai fini dello svolgimento del servizio di market making.

La suddetta modifica verrà applicata ai fini del calcolo del numero di LP a partire dal prossimo aggiornamento semestrale dell'elenco degli operatori LP, con decorrenza 1° febbraio 2021.

Determina 13 novembre 2020 n. 5/DMEA/20 “Monitoraggio gas - Approvazione della proposta di aggiornamento degli elenchi dati, indici e report dell'Allegato A (TIMMIG) alla deliberazione n. 631/2018/R/GAS” | pubblicata il 16 novembre 2020 | Download
<https://www.arera.it/it/docs/20/005-20dmea.htm>

Con la pubblicazione della determina 5/DMEA/20, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - ai sensi dell'articolo 4, comma 4.6, dell'Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (c.d. "TIMMIG") - la proposta di aggiornamento degli elenchi dati, indici e report trasmessa dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) in attuazione di quanto disposto al punto 6 della deliberazione 451/2019/R/GAS.

A tal proposito si ricorda che l'Autorità, con la predetta delibera 451/2019/R/GAS, ha richiesto al GME di elaborare - per gli aspetti di propria competenza inerenti il monitoraggio della c.d. "dimensione concorrenziale" del mercato all'ingrosso del gas naturale - una proposta di aggiornamento degli elenchi dati, indici e report del TIMMIG, alla luce delle nuove disposizioni introdotte dalla medesima deliberazione in materia di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas da parte dell'impresa maggiore di trasporto².

Comunicato del GME | "Aggiornamento della DTF n. 6 MGAS" | del 24 novembre 2020 Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che, a partire dal 24 novembre 2020, è entrata in vigore la DTF n. 6 MGAS opportunamente aggiornata per recepire l'adozione da parte di Snam Rete Gas S.p.A. del nuovo codice per l'identificazione degli operatori presso il PSV (c.d. "Punto di Scambio Virtuale").

In particolare, a partire dalla predetta data, il nuovo codice utilizzato ai fini dell'identificazione dei soggetti abilitati ad

operare sia sul Mercato del Gas naturale (MGAS) che sulla Piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale (P-GAS) è l'"Energy Identification Code" (EIC).

OIL

Comunicato del GME | "PDC-OIL: Comunicazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali - I QUADRIMESTRE 2021" | del 10 novembre 2020 Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che l'intervallo temporale relativo alla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e di transito di oli minerali riferita al 1° quadrimestre 2021, è stato definito nel periodo compreso tra il 1° dicembre ed il 22 dicembre 2020 dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30.

Pertanto, nel suddetto periodo, 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 - mediante la Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali (PDC-OIL) - i dati relativi alla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali riferita al periodo gennaio - aprile 2021.

Ai fini dell'individuazione dell'ambito soggettivo di applicazione del predetto obbligo di comunicazione, si ricorda che, in base a quanto disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico con Circolare n. 0014614 del 5 giugno 2018, sono esclusi dalla rilevazione dei dati sulla capacità mensile di stoccaggio e transito di oli minerali i depositi di GPL ad uso autotrazione.

¹ Regolamento (UE) 2017/2195 della Commissione del 23 novembre 2017, che stabilisce orientamenti in materia di bilanciamento del sistema elettrico.

² Cfr. Newsletter n. 132 dicembre 2019 e Newsletter n. 133 gennaio 2020.

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.