

APPROFONDIMENTI

COVID E GREEN BOND: COME CAMBIA LA FINANZA VERDE

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

L'emergere della questione ambientale-climatica come prioritaria nell'agenda dei governi, della società civile, delle istituzioni europee ha attirato l'interesse dei mercati finanziari, con una crescita esponenziale di strumenti di debito "verdi", volti a finanziare la transizione energetica verso le tecnologie low-carbon. In particolare, il mercato dei green bond, focalizzati su progetti di mitigazione dell'impatto ambientale e di efficientamento energetico, ha registrato nel 2019 una crescita notevole superando i 250 miliardi di dollari (mld doll.)¹.

Il 2020, segnato dalla tragedia della pandemia da COVID-19, ha fatto emergere nuove priorità sociali, politiche, economiche a cui anche la finanza sostenibile si sta forzatamente allineando. La grande richiesta di capitali per affrontare l'emergenza sanitaria e finanziare la ripresa ha così ridimensionato il ruolo importante che avevano assunto le obbligazioni verdi. Nel proseguo dell'articolo si analizzano le dinamiche di questo mercato nel 2019 e nel primo semestre del 2020, per valutare le possibili future prospettive, pur in un quadro di forte incertezza legato all'evolversi della pandemia e al tempo di risoluzione della crisi in corso.

I dati del 2019

Il 2019 si è chiuso largamente in positivo per il mercato delle obbligazioni verdi con emissioni che hanno raggiunto un nuovo record per 259 mld doll² in aumento sul 2018 del 51%.

La crescita ha interessato tutti i soggetti e regioni come non si verificava dal 2016. L'Europa, in particolare, si è confermata l'area dove si è concentrata la maggior parte delle emissioni, con oltre 100 mld doll., in aumento del 74% sul 2018. Questo balzo la rende anche il principale driver di crescita, cui ha contribuito per il 57% del totale. La forte esposizione europea è evidente anche a livello di singoli paesi: nella classifica dei primi dieci paesi emittitori, sei sono nell'Unione Europea.

Al vertice, si confermano gli Stati Uniti - forti dello storico contributo della società Fannie Mae, primo emittitore a livello mondiale - con 51,3 mld doll., cui fanno seguito la Cina (31,3 mld doll.) e la Francia (30,1 mld doll.). Degno di nota è proprio l'aumento delle emissioni francesi il cui volume è più che raddoppiato rispetto al livello del 2018, attestandosi poco sotto a quello della Cina.

Anche l'Italia ha fatto registrare ottime performance con un aumento annuo del 128% che colloca il nostro paese per la prima volta nella top 10 dei maggiori emittitori mondiali³.

continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2020

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Covid e green bond: come cambia la
finanza verde

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il Pun, pari a 48,80 €/MWh, si porta ai massimi dallo scorso novembre e registra la più modesta riduzione annuale da oltre un anno e mezzo (+21,0% su agosto e -4,6% sul 2019). Si attenua anche la flessione annuale dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,1 TWh, -2,1%), tra cui restano in aumento quelli transitati in borsa che spingono la liquidità del mercato al 73,3% (+5,2 p.p.). Ininterrotta da

giugno la crescita mensile dei prezzi di vendita, saliti a 47/48 €/MWh sulla penisola e in Sardegna e a quasi 66 €/MWh in Sicilia, l'unica a segnare anche una crescita annuale.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Ottobre 2020 chiude il periodo di contrattazione stabile a 46,00 €/MWh. Sempre in calo da inizio anno le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Al quarto rialzo mensile, il Pun a settembre sale ai massimi da quasi un anno, a 48,80 €/MWh, e riduce ai minimi la flessione annuale ininterrotta da maggio 2019 (+8,48 €/MWh, +21,0% su agosto; -2,38 €/MWh, -4,6% sul 2019). La dinamica mensile risulta favorita dalla decisa crescita degli acquisti, dal rincaro dei costi del gas al PSV (ai massimi da febbraio, +3,23 €/MWh), oltre che dalla riduzione dell'offerta più competitiva idrica e a ciclo combinato. Dinamiche opposte di acquisti e offerta a più basso costo su base annuale spiegano la riduzione del Pun sul 2019, in parte mitigata dal minor import sulla frontiera settentrionale, ai minimi storici per il mese di settembre, anche in corrispondenza di quotazioni ai massimi da inizio 2019 in

Austria, Germania e Francia (scende, in particolare, ai minimi da dicembre 2018 il differenziale tra il riferimento italiano e la Francia, pari a +0,5 €/MWh).

L'analisi per gruppi di ore mostra una maggiore riduzione annuale dei prezzi nelle ore fuori picco, in particolare nei giorni festivi (-6,62 €/MWh, -14,7%), per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,18 (+0,04) (Grafico 1 e Tabella 1). In evidenza, infine, il prezzo massimo orario, pari a 162,57 €/MWh, che si porta sul livello più alto da dicembre 2017, realizzatosi alle ore 20 del 15 settembre, quando il Pun medio giornaliero raggiunge 71,32 €/MWh (massimo da gennaio 2019), in corrispondenza di tensioni sulle borse estere limitrofe.

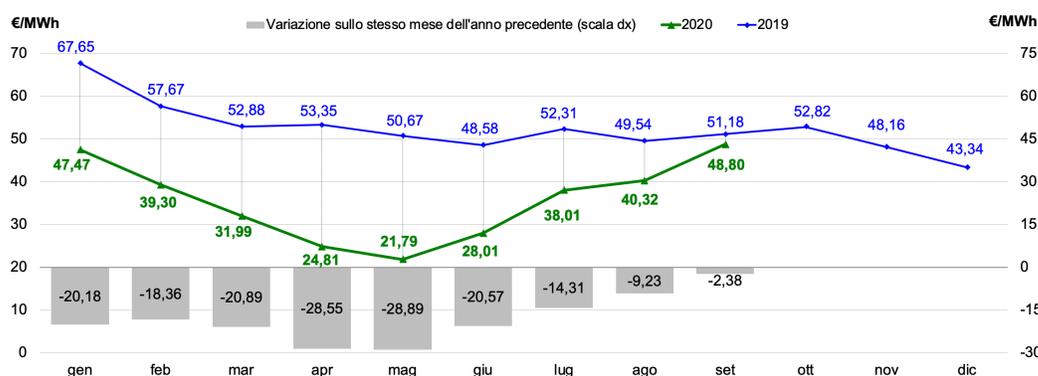
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	48,80	51,18	-2,38	-4,6%	24.538	+5,3%	33.472	-2,1%	73,3%	68,1%
<i>Picco</i>	57,38	58,50	-1,12	-1,9%	29.114	+4,0%	40.032	-3,1%	72,7%	67,8%
<i>Fuori picco</i>	43,83	47,24	-3,40	-7,2%	21.889	+5,4%	29.674	-2,2%	73,8%	68,4%
<i>Minimo orario</i>	24,10	30,50			15.463		21.611		67,0%	60,3%
<i>Massimo orario</i>	162,57	94,09			31.591		43.922		80,9%	78,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

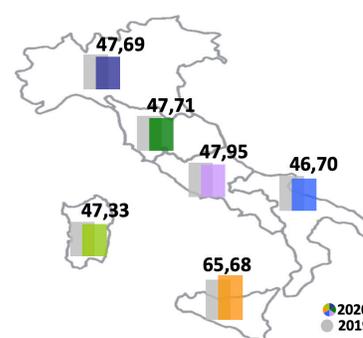
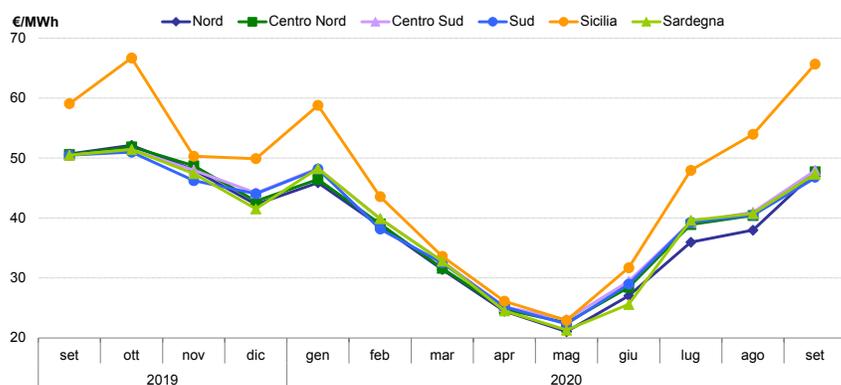


I prezzi di vendita tornano ad allinearsi a 47/48 €/MWh sulla penisola e in Sardegna, registrando flessioni uniformi di 3/4 €/MWh su base annuale. Su base mensile, invece, l'incremento risulta più intenso al settentrione (+10 €/MWh), dove si concentra la crescita degli acquisti e buona parte della riduzione dell'offerta più competitiva. In aumento anche il Sud (+6 €/MWh), caratterizzato dal restringimento del transito con Rossano nella prima parte del mese e da

indisponibilità di alcune unità termiche sempre sul polo. Penalizzata soprattutto dalle limitazioni al transito con il continente, nella seconda metà del mese, la quotazione siciliana è l'unica in aumento sia mensile che annuale, il primo da maggio 2019, e si porta a 65,68 €/MWh (massimo da novembre, +12/+7 €/MWh). Si registrano, infine, prezzi a 0 €/MWh in alcune ore del mese sia in Sicilia che in Sardegna (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Resta in calo annuale dallo scorso novembre, sebbene attenuato nell'ultimo bimestre, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,1 TWh (-2,1% su settembre 2019). A fronte di una crescita dei volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,7 TWh (massimo dal 2010 per il mese di settembre, +5,3% sul 2019), la diminuzione appare

trainata dalla nuova contrazione, la decima consecutiva, delle movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, risultate pari a 6,4 TWh (-18,0%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato, pari al 73,3%, aumenta di 5,2 punti percentuali sul 2019, pur in calo di 1,3 p.p. su agosto (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.667.690	+5,3%	73,3%
Operatori	12.618.409	+14,0%	52,4%
GSE	2.497.818	+5,7%	10,4%
Zone estere	2.551.463	-23,6%	10,6%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
PCE (incluso MTE)	6.431.794	-18,0%	26,7%
Zone estere	93.820	-16,6%	0,4%
Zone nazionali	6.337.974	-18,0%	26,3%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	24.099.484	-2,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.301.968	-5,8%	
OFFERTA TOTALE	38.401.452	-3,5%	

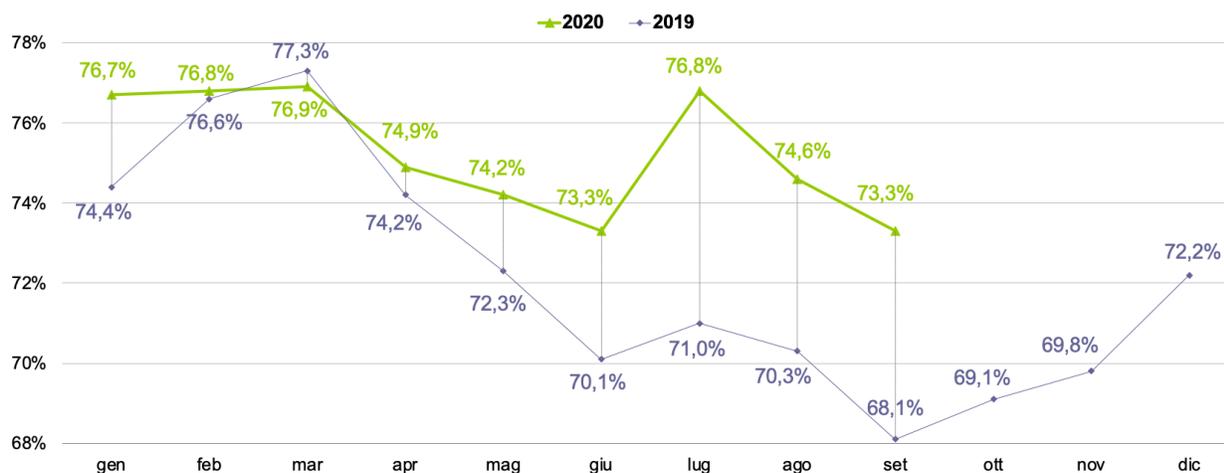
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.667.690	+5,3%	73,3%
Acquirente Unico	3.128.113	-8,9%	13,0%
Altri operatori	10.333.362	+9,8%	42,9%
Pompaggi	291	+9,4%	0,0%
Zone estere	546.876	-20,9%	2,3%
Saldo programmi PCE	3.659.049	+13,0%	15,2%
PCE (incluso MTE)	6.431.794	-18,0%	26,7%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.090.843	-8,9%	41,9%
Saldo programmi PCE	-3.659.049		
VOLUMI ACQUISTATI	24.099.484	-2,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	568.141	+12,0%	
DOMANDA TOTALE	24.667.625	-1,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Restano in diminuzione, progressivamente meno intensa da agosto, gli acquisti nazionali, pari a 23,6 TWh (-1,5% sul 2019). Ad eccezione delle zone centro meridionali (+1% circa), gli acquisti risultano in calo in tutte le zone, compreso tra -0,4% della Sicilia e -6,5% della Sardegna. In riduzione anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (-20,9%) (Tabella 4). Lato offerta, la persistente e decisa riduzione delle importazioni di energia dall'estero, pari a 2,6 TWh (minimo per il mese di settembre, -23,4%) - in particolare

sulla frontiera francese e svizzera, in corrispondenza di una maggiore frequenza di prezzi esteri superiori al riferimento italiano - favorisce l'aumento, il primo da quasi un anno, delle vendite nazionali, pari a 21,5 TWh (+1,4%). A livello zonale le vendite mostrano una crescita soprattutto al Nord (+6,7%) e sulle isole, tra cui in evidenza la Sicilia (+36,6%) dove, in presenza di una ridotta capacità in import, si portano ai massimi da quasi tre anni e coprono il 78% della domanda locale (+21 p.p. sul 2019) (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	19.100.418	26.528	+4,5%	11.756.810	16.329	+6,7%	13.027.323	18.094	-2,5%
Centro Nord	2.031.112	2.821	-7,4%	1.641.519	2.280	-5,9%	2.513.805	3.491	-1,6%
Centro Sud	4.152.734	5.768	-21,8%	2.089.301	2.902	-26,8%	3.826.907	5.315	+1,2%
Sud	6.232.919	8.657	-4,2%	3.876.945	5.385	+1,1%	2.012.682	2.795	+1,0%
Sicilia	2.646.883	3.676	+4,7%	1.145.879	1.591	+36,6%	1.468.689	2.040	-0,4%
Sardegna	1.466.232	2.036	-0,4%	943.747	1.311	+8,4%	703.203	977	-6,5%
Totale nazionale	35.630.298	49.487	-1,8%	21.454.201	29.798	+1,4%	23.552.609	32.712	-1,5%
Esteri	2.771.154	3.849	-20,8%	2.645.283	3.674	-23,4%	546.876	760	-20,9%
Sistema Italia	38.401.452	53.335	-3,5%	24.099.484	33.472	-2,1%	24.099.484	33.472	-2,1%

In termini di fonti, la crescita delle vendite nazionali risulta sostenuta dagli impianti rinnovabili (+7,5%), in particolare idrici e solari soprattutto al Nord ed eolici al Sud ed in Sicilia. In calo, invece, le vendite tradizionali (-1,6%), tra le quali cresce solo il ciclo combinato (+2,2%) al Nord e soprattutto in Sicilia.

In evidenza, in particolare, la flessione del carbone (-35,3%), attestatosi tuttavia ai livelli massimi dell'anno in corso. Sale pertanto al 36,5% la quota delle vendite rinnovabili sul totale, che guadagna circa 2 punti percentuali, sottratti soprattutto al carbone (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	9.912	+4,6%	1.127	-9,0%	1.927	-33,2%	3.492	-3,2%	1.136	+45,3%	996	+8,9%	18.591	-1,6%
Gas	9.075	+9,5%	1.058	-8,8%	1.390	-31,8%	2.940	-1,5%	1.098	+45,2%	558	+3,0%	16.120	+2,2%
Carbone	64	-79,6%	-	-	305	-55,2%	313	-7,4%	-	-	387	+21,3%	1.070	-35,3%
Altre	773	-11,4%	69	-12,5%	231	+39,9%	238	-15,6%	38	+50,4%	51	-4,7%	1.401	-5,2%
Fonti rinnovabili	6.117	+10,8%	1.153	-2,7%	947	-6,7%	1.893	+10,2%	455	+18,9%	315	+6,6%	10.879	+7,5%
Idraulica	4.378	+11,1%	237	-8,6%	317	-15,4%	501	-4,5%	119	-0,8%	55	+15,3%	5.607	+6,5%
Geotermica	-	-	638	-2,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	638	-2,3%
Eolica	8	-43,3%	19	-40,3%	318	-4,6%	987	+19,3%	222	+41,6%	150	-6,7%	1.704	+11,8%
Solare e altre	1.731	+10,6%	259	+7,5%	312	+1,6%	404	+10,4%	114	+7,6%	110	+26,5%	2.930	+9,6%
Pompaggio	299	-2,2%	-	-	28	-56,1%	-	-	0,06	-	-	-	327	-11,6%
Totale	16.329	+6,7%	2.280	-5,9%	2.902	-26,8%	5.385	+1,1%	1.591	+36,6%	1.311	+8,4%	29.798	+1,4%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

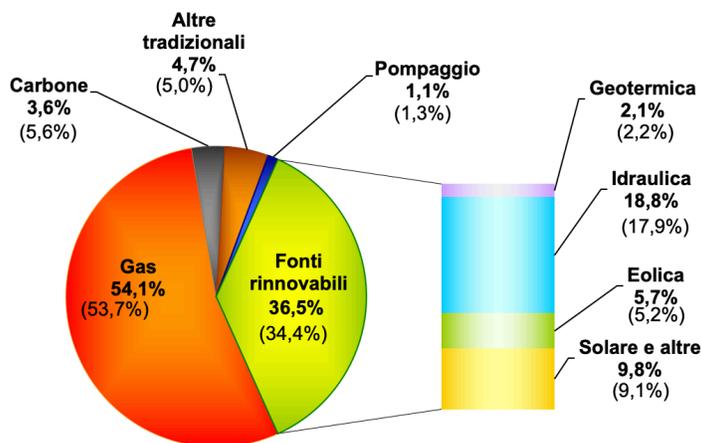
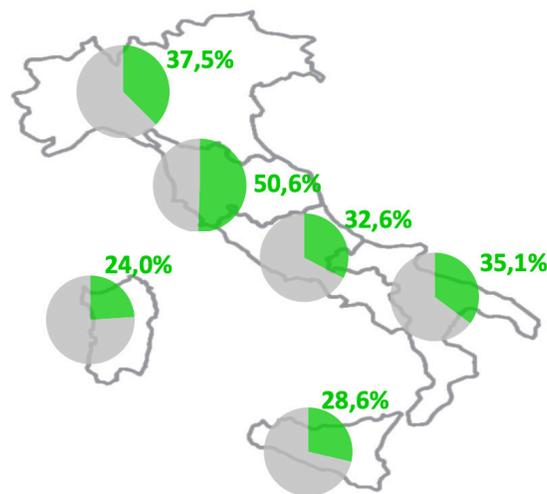


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 1.981 MWh, in riduzione di 654 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. Il calo si concentra sulla frontiera francese (-675 MWh), in corrispondenza di prezzi risultati anche questo mese superiori a quelli della zona Nord italiana in oltre la metà delle ore (55,4%, +52,1 p.p. su settembre

2019), fenomeno che favorisce flussi in export nel 22,6% delle ore (solo lo 0,6% un anno fa). In flessione l'import sulla frontiera austriaca, anche in corrispondenza di una ridotta NTC nella prima metà del mese, mentre tornano in crescita i flussi in entrata dalla frontiera slovena (76,9%, +55,9 p.p.), che dall'estate 2019 è risultata frequentemente importatrice dall'Italia (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	2.206 (2.166)	1.474 (2.149)	73,5% (99,4%)	28,9% (96,7%)	1.046 (1.049)	704 (734)	22,6% (0,6%)	9,6% (0,3%)
Italia - Austria	161 (228)	141 (227)	73,6% (95,0%)	67,6% (93,3%)	52 (89)	67 (82)	12,5% (3,8%)	11,9% (3,2%)
Italia - Slovenia	441 (476)	367 (260)	76,9% (21,0%)	52,6% (5,0%)	631 (631)	365 (433)	16,0% (79,0%)	4,9% (25,3%)

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

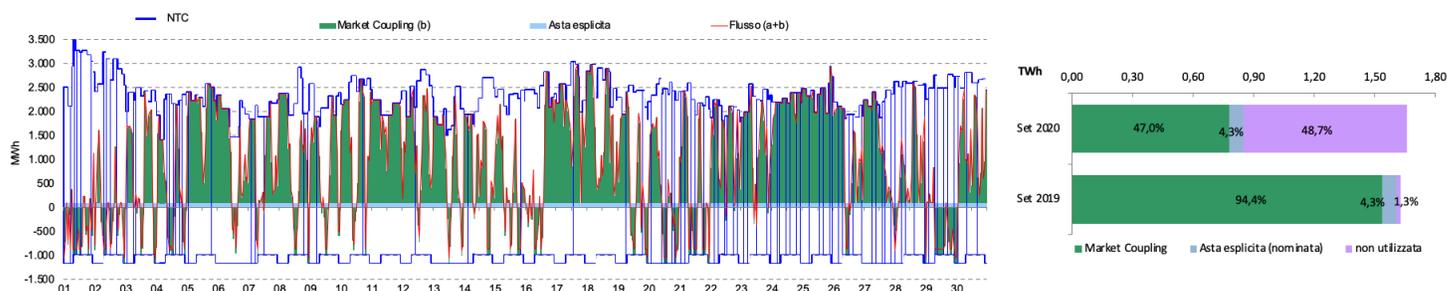


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

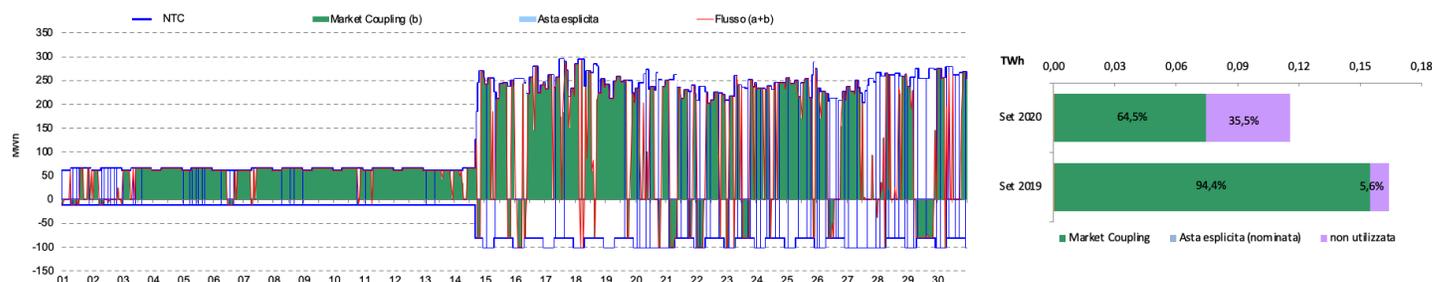
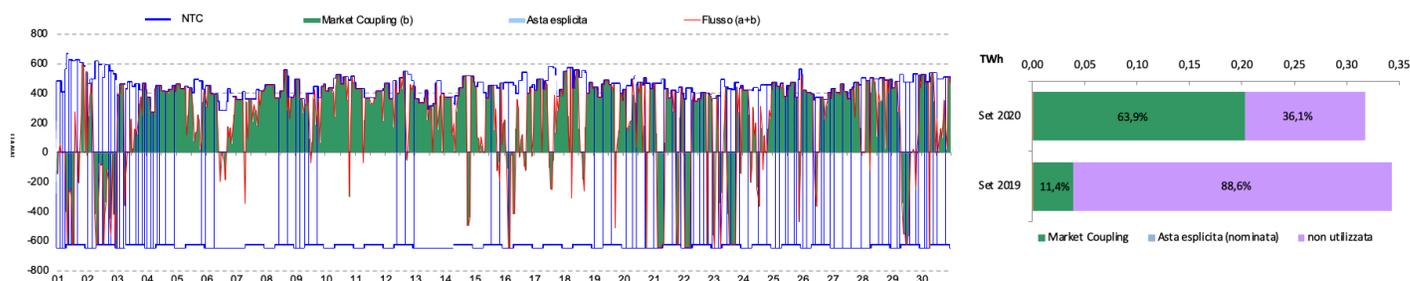


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sempre in crescita da giugno e ai massimi da novembre, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 48,11 €/MWh, che aumenta di quasi 8 €/MWh su agosto (+19,9%), segnando la più debole riduzione annuale da giugno 2019 (-2,39 €/MWh, -4,7%). In risalita, rispetto al livello esiguo del precedente quadrimestre, il differenziale con il Pun che resta comunque negativo (-0,69 €/MWh) (Grafico 9).

Ancora in crescita mensile anche i prezzi delle singole sessioni, ad eccezione di MI7 (-1,2%), compresi tra 48/49 €/MWh delle prime due sessioni e MI7 e 57 €/MWh di MI6 (-2/-6% fino a MI6 e -11% MI7).

Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi superiori su MI3 e MI4 (+1/+2%) e inferiori sulle altre sessioni, tra cui in evidenza ancora MI7 (-8,4%) (Figura 1 e Grafico 10).

Al secondo rialzo mensile e annuale, i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,2 TWh (+3,8% su agosto e +11,8% sul 2019). La crescita annuale interessa tutti i mercati, con MI1 che sale ai massimi da agosto 2019, toccando una quota sul totale che supera il 49% per la prima volta nell'ultimo anno (Figura 1 e Grafico 10).

Il meccanismo del market coupling sulla frontiera svizzera

alloca in asta implicita complessivamente in export 41,2 GWh su MI2 e 17,1 GWh su MI6, che rappresentano, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, meno della metà di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (-49%, -16 p.p. sul 2019). Le allocazioni in asta implicita in import risultano pari a 18,9 GWh su MI2 e a 9,3 GWh su MI6, pari al 32% di quanto transitato in vendita su tale confine (+27 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

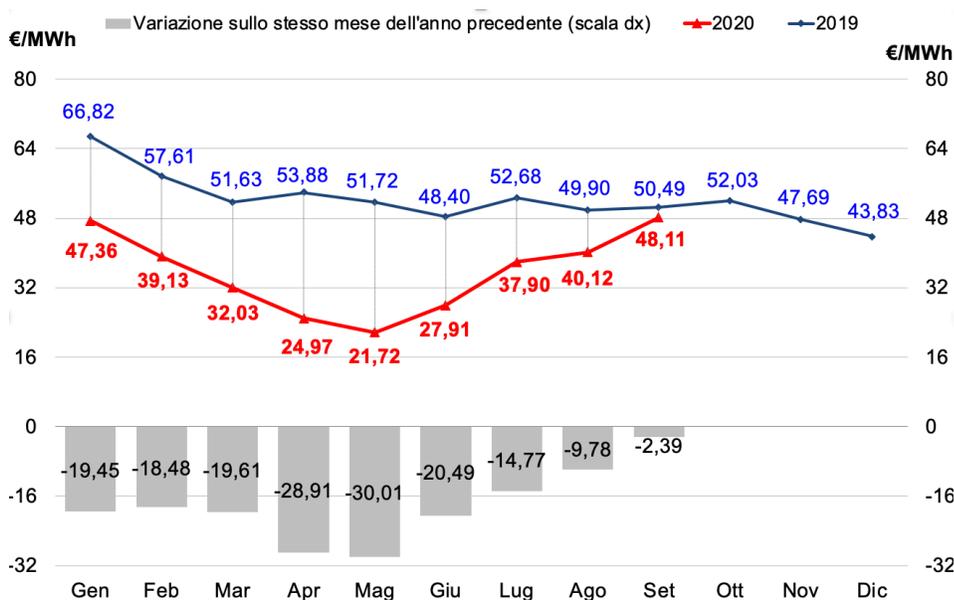
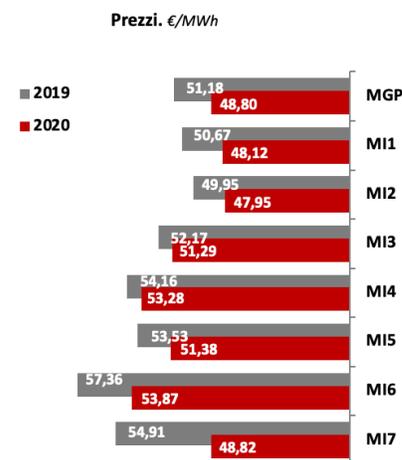


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

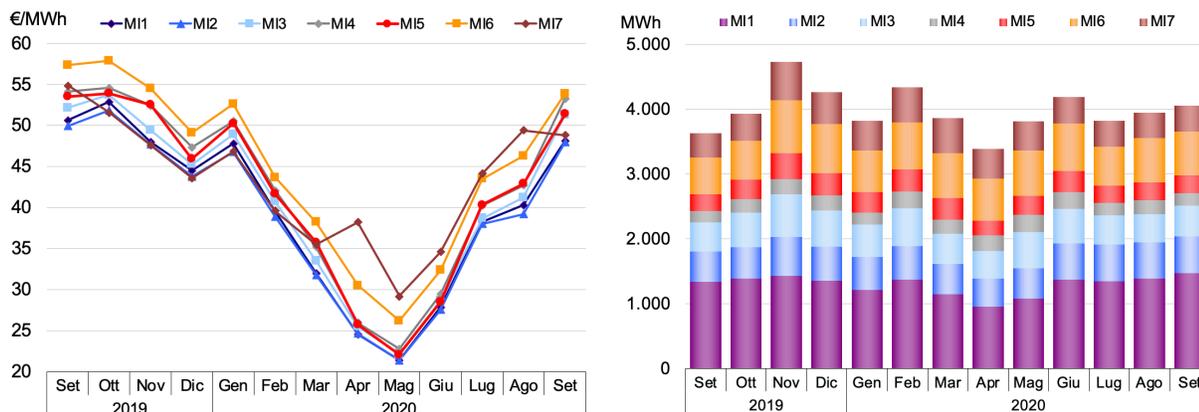
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	48,80	51,18	-4,6%	24.099.484	33.472	-2,1%
MI1 (1-24 h)	48,12 (-1,4%)	50,67	-5,0%	1.056.922	1.468	+10,2%
MI2 (1-24 h)	47,95 (-1,7%)	49,95	-4,0%	410.433	570	+22,0%
MI3 (5-24 h)	51,29 (+1,1%)	52,17	-1,7%	282.012	470	+3,8%
MI4 (9-24 h)	53,28 (+1,7%)	54,16	-1,6%	94.176	196	+13,9%
MI5 (13-24 h)	51,38 (-1,3%)	53,53	-4,0%	99.556	277	+6,6%
MI6 (17-24 h)	53,87 (-2,5%)	57,36	-6,1%	161.966	675	+18,8%
MI7 (21-24 h)	48,82 (-8,4%)	54,91	-11,1%	47.477	396	+5,8%



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



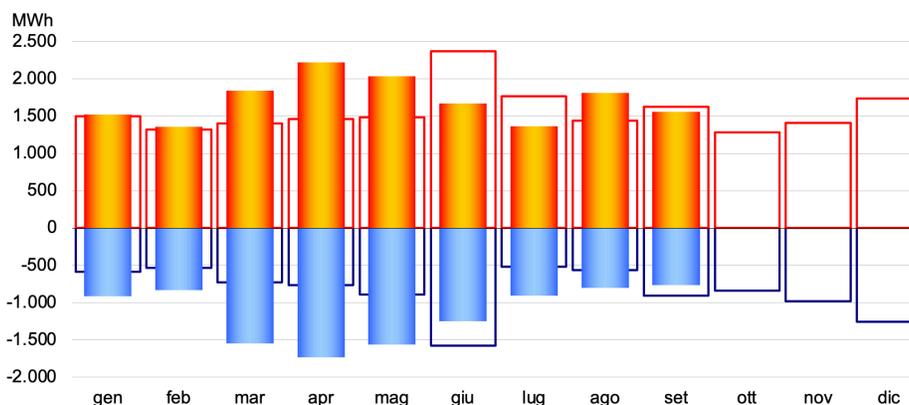
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Torna in riduzione il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 1,1 TWh (-4,0% su settembre

2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere, ai minimi da settembre 2019, a 0,6 TWh (-15,6%) (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 92 negoziazioni (+17 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 60,2 GWh (-29,2 GWh). Come accade da dicembre 2019,

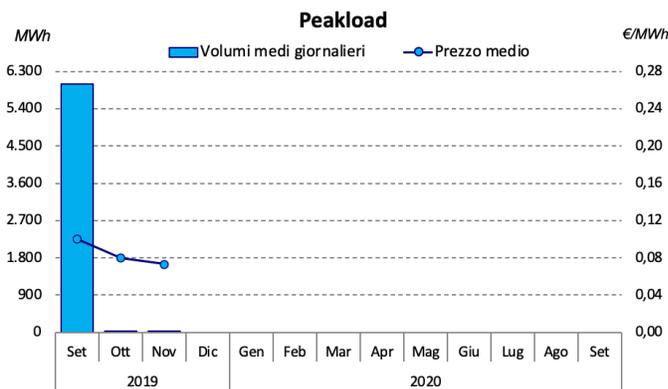
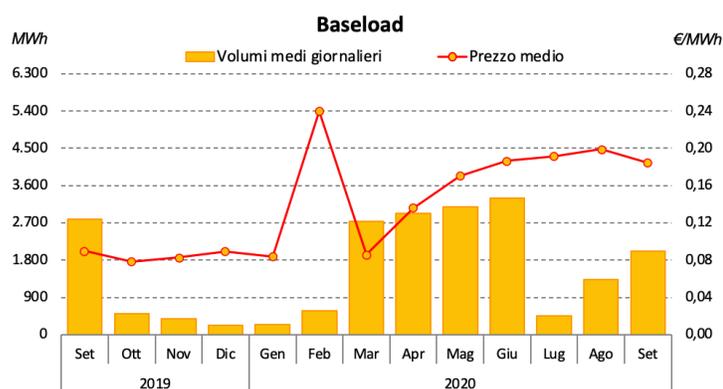
le negoziazioni hanno riguardato esclusivamente prodotti baseload. Gli scambiati si sono realizzati ad un prezzo medio doppio rispetto ad un anno fa, pari a 0,16 €/MWh (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	92 (74)	30/30 (30/30)	0,18 (0,09)	0,10 (0,08)	0,25 (0,10)	60.216 (83.400)	2.007 (2.780)
Peakload	- (1)	0/22 (1/21)	- (0,10)	- (0,10)	- (0,10)	- (6.000)	- (6.000)
Totale	92 (75)					60.216 (89.400)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 6 negoziazioni, per complessivi 62,5 GWh.

La posizione aperta complessiva a fine mese si attesta 0,6 TWh, in flessione del 6,5% su agosto. Il prodotto Ottobre 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 46,00 €/MWh sul baseload (52,82 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 52,75 €/MWh

sul peakload (61,24 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 107 GWh, mentre il prodotto IV Trimestre 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 49,17 €/MWh sul baseload (48,11 €/MWh lo spot del 2019) e 56,93 €/MWh sul peakload (57,78 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 291 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Settembre

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
Ottobre 2020	46,00	+0,0%	1	5	-	5	66,7%	137	102.065
Novembre 2020	51,25	-2,0%	1	5	-	5	-	134	96.480
Dicembre 2020	50,32	+9,2%	-	-	-	-	-	129	95.976
Gennaio 2021	51,87	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	49,17	+2,3%	-	-	-	-	-	129	284.961
I Trimestre 2021	51,87	+0,0%	-	-	-	-	-	3	6.477
II Trimestre 2021	43,83	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	49,35	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	52,15	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	49,30	+3,2%	2	6	-	6	-	49	429.240
Totale			4	16	-	16			628.173

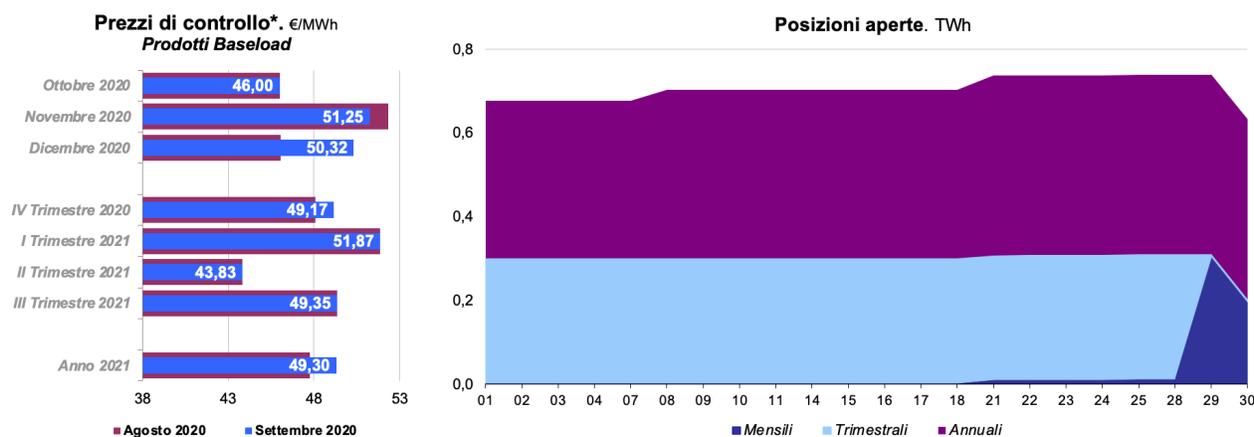
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2020	52,75	+2,4%	2	10	-	10	-	18	4.752
Novembre 2020	60,52	-1,4%	-	-	-	-	-	8	2.016
Dicembre 2020	57,64	+8,0%	-	-	-	-	-	8	2.208
Gennaio 2021	57,03	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	56,93	+2,9%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	57,16	-1,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	45,24	-1,2%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	54,18	+1,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	71,33	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	57,02	+5,7%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			2	10	-	10			4.224
TOTALE			6	26	-	26			632.397

* 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)

Costantemente in calo annuale da gennaio, le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a settembre 2020 si attestano a 22,8 TWh (-11,2%), e analoga resta la dinamica della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 12,5 TWh (-12,8%) (Tabella 8). In rialzo annuale

il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,82 (+0,04 su un anno fa) (Grafico 13). In riduzione i programmi registrati nei conti in immissione (6,4 TWh, -18,0, in quelli in prelievo (10,1 TWh, -8,9%) e i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 6,1 TWh, -6,6% e 2,5 TWh, -25,7%).

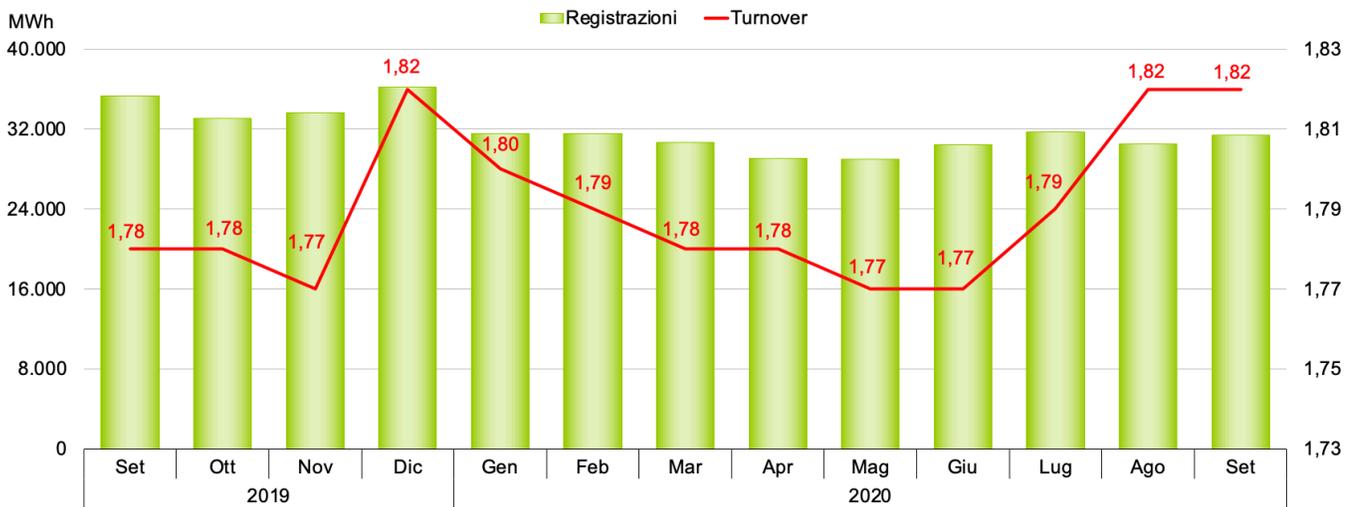
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.016.280	- 14,4%	26,4%	Richiesti	8.441.895	-16,1%	100,0%	10.110.880	-8,8%	100,0%
Off Peak	98.256	+16,0%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.878.167	-26,2%	45,9%	11.196	+284,1%	0,1%
Peak	71.184	- 47,2%	0,3%	Rifiutati	2.010.101	-9,7%	23,8%	20.037	+67,7%	0,2%
Week-end	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.010.020	-9,7%	23,8%	1.400	+362,4%	0,0%
Totale Standard	6.185.720	- 14,7%	27,1%	Registrati	6.431.794	-18,0%	76,2%	10.090.843	-8,9%	99,8%
Totale Non standard	16.443.114	- 9,7%	72,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.868.146	-38,4%	22,1%	9.796	+275,1%	0,1%
PCE bilaterali	22.628.833	- 11,1%	99,3%	Sbilanciamenti a programma	6.109.195	-6,6%	-	2.450.146	-25,7%	-
MTE	105.816	- 7,5%	0,5%	Saldo programmi	-	-	-	3.659.049	+13,0%	-
MPEG	60.216	- 32,6%	0,3%							
TOTALE PCE	22.794.865	- 11,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	12.540.989	- 12,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia segnano il secondo aumento consecutivo su base annua (+1,5%), attestandosi tra i livelli più elevati degli ultimi nove anni per il mese in analisi. Analoghe dinamiche per i consumi nel settore termoelettrico, favoriti dalle minori importazioni di energia elettrica, e industriale (+2%); in lieve aumento i consumi del comparto civile (+0,2%). La maggiore domanda di gas naturale è stata assorbita da una riduzione delle iniezioni nei siti di stoccaggio (-29%), mentre tornano a scendere le importazioni, in particolare tramite gasdotto (-4%); in flessione anche la produzione nazionale (-14%). La giacenza a fine mese si porta

sui livelli più alti dell'ultimo decennio per il mese in analisi, l'ultimo dell'anno termico 2019/2020, superiore dell'1% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 7,5 TWh, pari al 15% del totale consumato, in aumento sul mese precedente e soprattutto su base annua (+23%), trainato in entrambi i casi dagli scambi sul MI-Gas a negoziazione continua (3,7 TWh) e sui comparti AGS (1,8 TWh). Le quotazioni a pronti, al terzo rialzo consecutivo, si portano sui livelli più alti da febbraio, in linea con le dinamiche al PSV (11,7 €/MWh).

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.785 milioni di mc, livello tra i più alti degli ultimi nove anni per il mese in analisi, in aumento dell'1,5% su base annua, il secondo consecutivo dopo circa un anno. Ai massimi dal 2011 per il mese di settembre anche i consumi del settore termoelettrico (2.337 milioni di mc, +1,6%), favoriti dalle ridotte importazioni di energia elettrica, e del settore industriale (1.158 milioni di mc, +2,0%), questi ultimi anche sui valori più alti dell'ultimo semestre. In lieve aumento anche i consumi del settore civile (1.094 milioni di mc, +0,2%), caratterizzati da un'impennata negli ultimi giorni del mese (+29% rispetto alla media dei giorni precedenti) in seguito al calo delle temperature. In ripresa le esportazioni (196 milioni di mc, +3,5%).

A fronte della maggiore domanda di gas naturale si riducono significativamente su base annua le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 790 milioni di mc (-29% e minimo dal 2015 per il mese in analisi), riducendo la propria quota sul totale prelevato al 14% (-5 p.p. sul 2019).

Lato immissione, tornano a ridursi le importazioni di gas tramite gasdotto, su livelli tra i più bassi degli ultimi quindici anni per settembre (4.159 milioni di mc, -4%), e si confermano in calo anche quelle tramite rigassificatori GNL (1.114 milioni

di mc, -2%), risultate tuttavia in ripresa dal valore minimo registrato nel mese di agosto (+24%) in corrispondenza di tensioni internazionali sull'offerta GNL; in calo la produzione nazionale (303 milioni di mc, -14%).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra la ripresa dei flussi a Mazara, gli unici con segno positivo (1.062 milioni di mc, +43% su base annua), con una quota sul totale importato che supera il 20% (+7 p.p.); la flessione, invece, negli altri punti di ingresso risulta del 9% a Tarvisio, del 14% a Gela (rispettivamente 2.307 e 384 milioni di mc) e del 32% a Passo Gries, dove i flussi scendono al minimo dell'ultimo decennio per settembre (405 milioni di mc). Per quanto riguarda i rigassificatori GNL, si confermano in crescita tendenziale le importazioni di gas al terminale di Panigaglia (280 milioni di mc, +19%) e a Livorno (249 milioni di mc, +12%), mentre rimangono in calo quelle a Cavarzere (585 milioni di mc, -15%), tuttavia in aumento dal livello molto basso toccato ad agosto (283 milioni di mc, minimo da ottobre 2014).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 12.965 milioni di mc (ancora sui livelli più elevati degli ultimi dieci anni per il mese di settembre), in aumento dell'1% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito al 97% (+1 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.273	55,8	-3,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.062	11,2	+43,4%
Tarvisio	2.307	24,4	-9,4%
Passo Gries	405	4,3	-32,4%
Gela	384	4,1	-13,4%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	280	3,0	+19,4%
Cavarzere (GNL)	585	6,2	-14,6%
Livorno (GNL)	249	2,6	+11,8%
Produzione Nazionale	303	3,2	-13,8%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.576	59,0	-4,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.589	48,6	+1,4%
Industriale	1.158	12,3	+2,0%
Termoelettrico	2.337	24,7	+1,6%
Reti di distribuzione	1.094	11,6	+0,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	196	2,1	+3,5%
TOTALE CONSUMATO	4.785	50,6	+1,5%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	790	8	-28,9%
TOTALE PRELEVATO	5.576	59,0	-4,3%

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

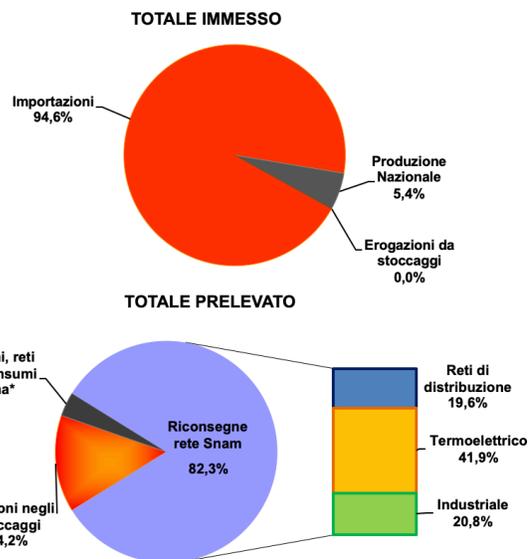
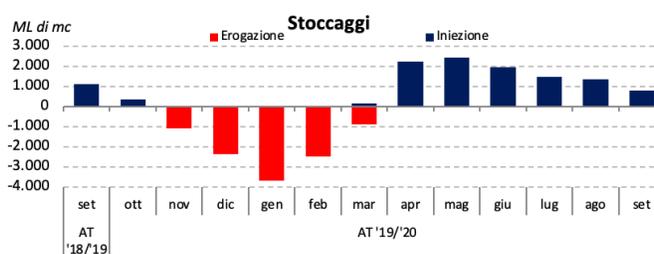
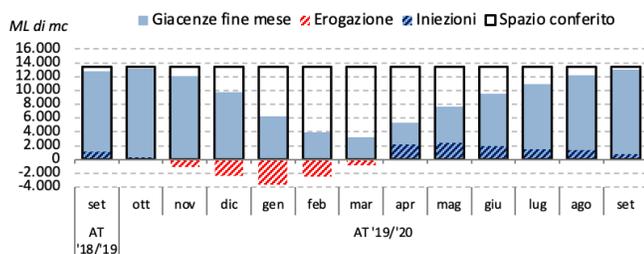


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2020)	12.965	+1,0%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	790	-28,9%
Flusso netto	790	-28,9%
Spazio conferito	13.396	-
Giacenza/Spazio conferito	96,8%	+1,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV, al terzo rialzo consecutivo, si porta a 11,67 €/MWh (massimo dallo scorso febbraio), in aumento di 3,23 €/MWh sul mese precedente (+38%), ma ancora in calo su base annua (-1,3 €/MWh, -10%). I prezzi dei principali hub europei, tutti in ripresa congiunturale ed ai massimi degli ultimi otto mesi, tornano a mostrare, dopo circa un anno e mezzo, anche un incremento su base annua

in Olanda e nel Regno Unito; la quotazione al TTF cresce di 1,5 €/MWh rispetto a settembre 2019 (+16%), attestandosi a 11,10 €/MWh. Il differenziale tra il prezzo italiano e quello olandese si porta, pertanto, sul livello più basso da dicembre 2018, pari a 0,6 €/MWh (-0,7 €/MWh su agosto, -2,8 €/MWh su base annua); lo stesso spread risulta più che dimezzato se consideriamo l'ultima decade del mese (0,25 €/MWh).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), ancora in aumento su base annua (+23%), tornano a crescere anche sul mese precedente (+2%), attestandosi a 7,5 TWh, con una quota sul totale consumato al 15%, in calo rispetto ai livelli elevati dei sei mesi precedenti, ma più alta di circa 3 p.p. rispetto al 2019.

L'incremento dei volumi scambiati, su entrambi i riferimenti temporali, appare riconducibile alle maggiori contrattazioni sui nuovi comparti AGS, in particolare day-ahead (1,8 TWh, +46% sul mese precedente), e sul segmento a negoziazione continua di MI-Gas (+5% su agosto, +25% su settembre 2019). Gli scambi intraday in continua, pari a 3,7 TWh, confermano per il terzo mese consecutivo una quota sul totale negoziato a pronti pari al 50%, ai massimi da inizio anno (+12 p.p. rispetto alla quota del primo semestre del 2020); tali sviluppi rialzisti sono trainati anche questo mese dalle maggiori movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,4 TWh, +20% sul mese precedente e +4% su base annua) prevalentemente lato acquisto (1,3 TWh). In aumento rispetto allo scorso anno anche i volumi scambiati

tra operatori diversi dal RdB, pari a 2,4 TWh (+42%), rappresentando oltre il 63% degli scambi di MI-Gas. I volumi scambiati su MGP-Gas a negoziazione continua si attestano a 1,6 TWh, ancora in calo congiunturale (-13%) e, per il terzo mese consecutivo, in significativa flessione anche su base annua (-16%). Si conferma residuale l'operatività del comparto AGS intraday con 20 GWh di volumi scambiati (2 sessioni).

Le quantità negoziate sul MGS scendono al minimo storico, pari a 0,3 TWh, in calo del 31% su agosto e del 76% su base annua. La riduzione tendenziale dei volumi per l'impresa operativa Stogit è riconducibile sia alle ridotte movimentazioni da parte di SRG, relative esclusivamente al bilanciamento (0,07 TWh complessivi, -91%), che ai minori scambi tra operatori terzi (0,2 TWh, -38%).

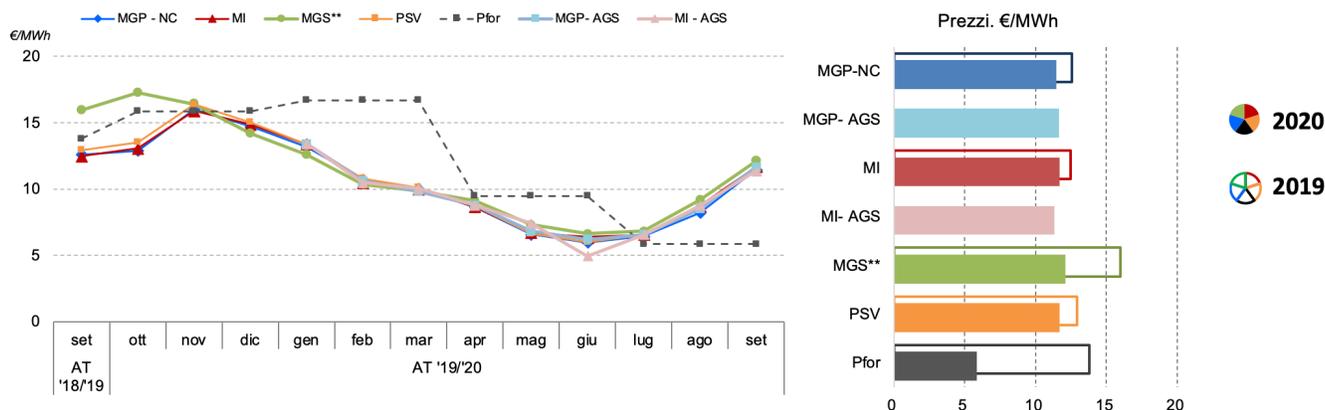
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti segnano ovunque il terzo rialzo consecutivo dai livelli minimi storici toccati a giugno, confermando, invece, il ribasso tendenziale; i prezzi si attestano poco sotto gli 11,7 €/MWh sui mercati title, in linea con il riferimento al PSV, ed a 12,09 €/MWh su MGS.

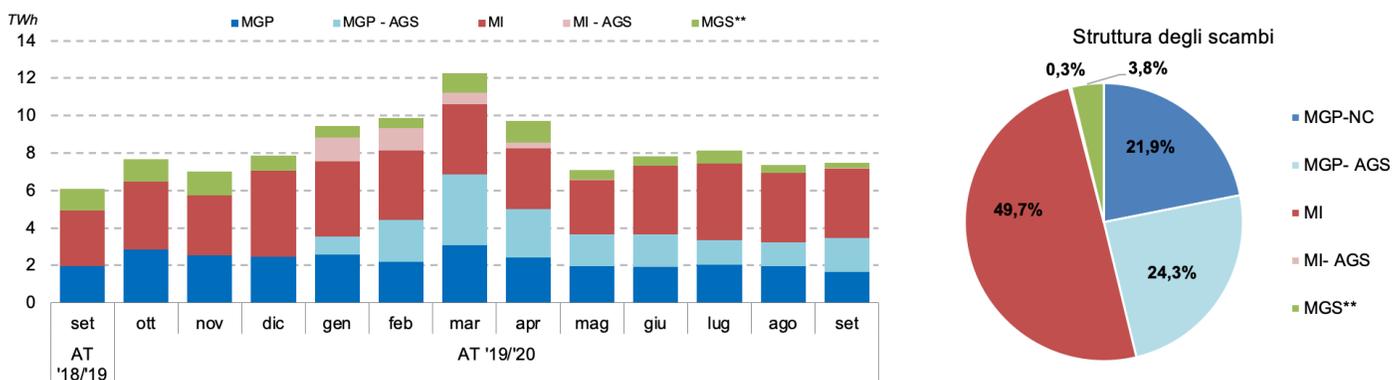
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MGP						
Negoziazione continua	11,46	(12,58)	9,00	13,10	1.637.784	(1.953.360)
Comparto AGS	11,66	(-)	10,40	12,90	1.820.712	(-)
MI						
Negoziazione continua	11,68	(12,48)	9,60	14,50	3.721.392	(2.968.296)
Comparto AGS	11,34	(-)	10,49	12,20	19.536	(-)
MGS**						
Stogit	12,09	(15,97)	11,15	12,93	282.064	(1.161.603)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





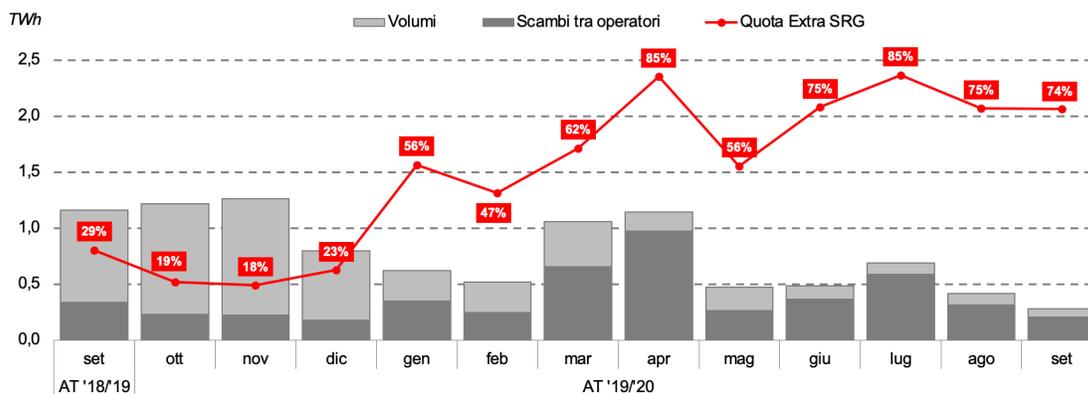
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

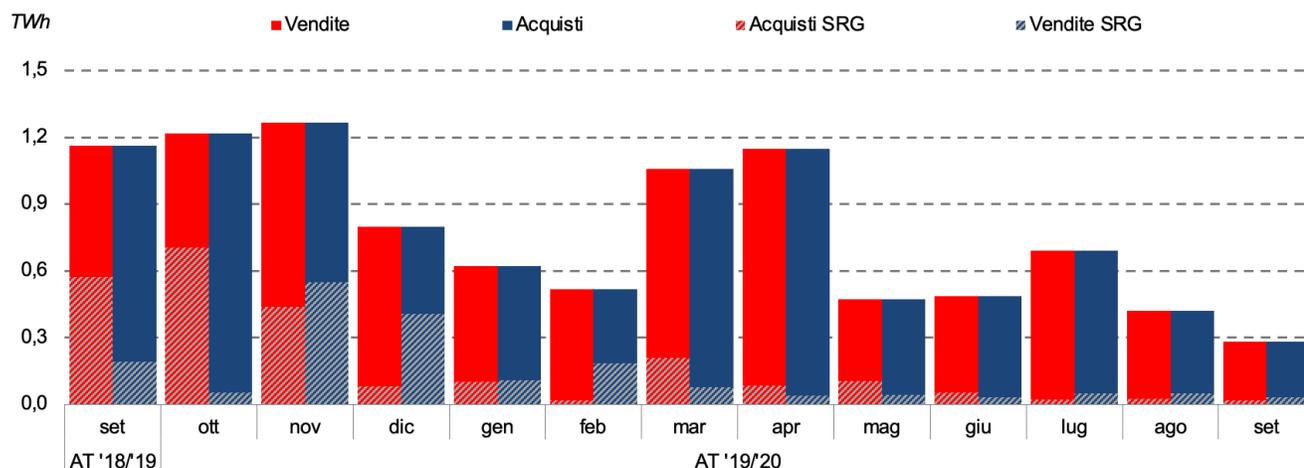
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	282.064	(1.161.603)	282.064	(1.161.603)	-	(-)	-	(-)
SRG	27.097	(537.127)	45.009	(23.731)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	27.097	(218.627)	45.009	(23.731)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(318.500)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	254.967	(624.475)	237.055	(1.137.871)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a settembre non sono stati registrati scambi. Il mensile M-2020-10 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 11,22 €/MWh, in linea con l'ultimo

riferimento di agosto. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 39 GWh (erano 72 GWh il mese precedente), mentre risultano stabili anche i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziabili.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC			Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2020-09	-	-	11,22	20,4%	-	-	-	-	-	-	552	1.104
BoM-2020-10	-	-	11,72	-	-	-	-	-	-	-	312	8.736
M-2020-10	-	-	11,22	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-11	-	-	12,19	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	9.360
M-2020-12	-	-	14,46	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	9.672
M-2021-01	-	-	14,21	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	11,32	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	28.704
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	12,55	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											1.368	38.568

*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 settembre, secondo mese di contrattazione

per l'anno termico 2020/2021, non sono stati registrati scambi per il prodotto Novembre 2020.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A settembre si interrompe la crescita del greggio (41,00 \$/bbl, -9%) e dei suoi derivati, mentre conferma il suo trend rialzista il carbone, che sfiora quota 52 \$/MT (+4%). Prosegue la robusta crescita delle quotazioni del gas ai principali hub europei, con il PSV che si attesta a 11,67 €/MWh (+38%), ai massimi da gennaio, e il TTF che si

attesta sugli 11 €/MWh (+54%). Ancora in aumento, infine, le principali borse europee, con l'Italia che torna a ridosso dei 50 €/MWh (48,80 €/MWh, +21%); aumenti anche nel resto d'Europa, con picchi di prezzo orari, soprattutto nelle ore serali, fino a 200 €/MWh per Francia, Germania ed Austria).

La quotazione del greggio, dopo quattro rialzi consecutivi, torna in calo (41,00 \$/bbl, -9%), restando stabilmente inferiore di circa un terzo rispetto ai livelli del 2019 (-35%). Risultano in diminuzione anche i suoi derivati con l'olio combustibile a 288,23 \$/MT (-5%) e il gasolio a 315,75 \$/MT (-12%). Le quotazioni a termine confermano il rallentamento della crescita del greggio, dato sui 41/42 \$/bbl per i prossimi mesi, mentre risultano in calo le aspettative per il 2021 (45,24 \$/bbl, -6%). Ancora in crescita mensile, invece, il

carbone (51,79 \$/MT, +4%), sebbene perda il 13% su base tendenziale. Più robusta la crescita attesa per i prossimi mesi, con quotazioni futures che dovrebbero attestarsi sui 56 \$/MT per dicembre. Infine, il tasso di cambio dell'euro sul dollaro, invariato su base congiunturale (1,18 €/€), risulta in deciso apprezzamento quello su base tendenziale (+7%), in corrispondenza del quale si osserva un incremento rispetto al 2019 delle variazioni delle 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	41,00	-9%	-35%	45,30	42,44	-6%	41,87	-8%	42,43	-8%	45,24	-6%
Olio Combustibile	USD/MT	288,23	-5%	-12%									
Gasolio	USD/MT	315,75	-12%	-46%	362,00	331,40	-12%	337,52	-12%	342,33	-11%	371,82	-10%
Carbone	USD/MT	51,79	4%	-13%	51,40	53,62	5%	55,35	7%	56,04	9%	57,85	2%

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	34,76	-9%	-40%		35,98	-	35,48	-	35,92	-	38,07	-
Olio Combustibile	EUR/MT	244,38	-5%	-18%									
Gasolio	EUR/MT	267,68	-12%	-49%		280,98	-	285,99	-	289,87	-	312,88	-
Carbone	EUR/MT	43,92	4%	-18%		45,47	-	46,91	-	47,46	-	48,68	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	0%	7%	1,19	1,18	-	1,18	-	1,18	-	1,19	-

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

Fonte: Refinitiv

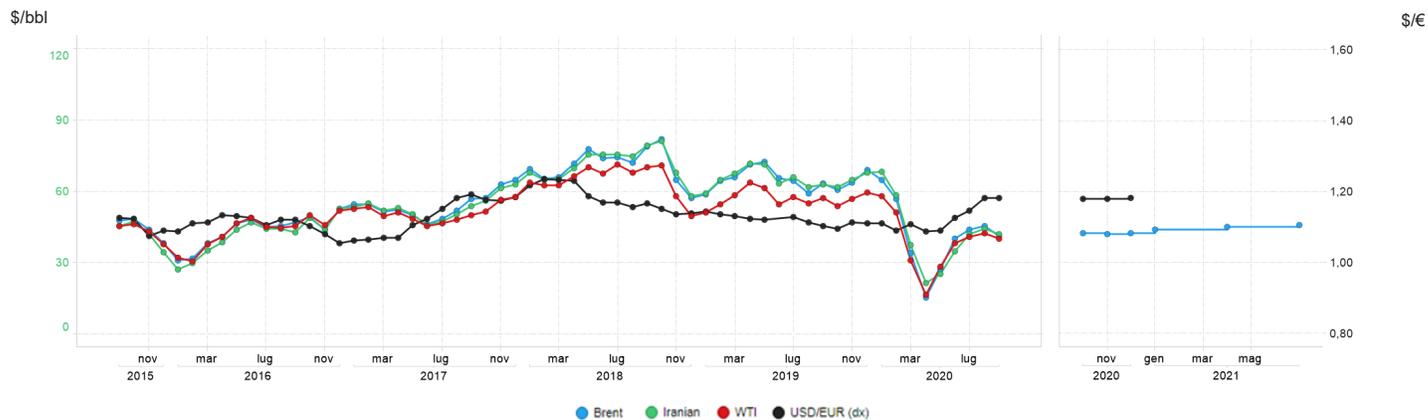


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

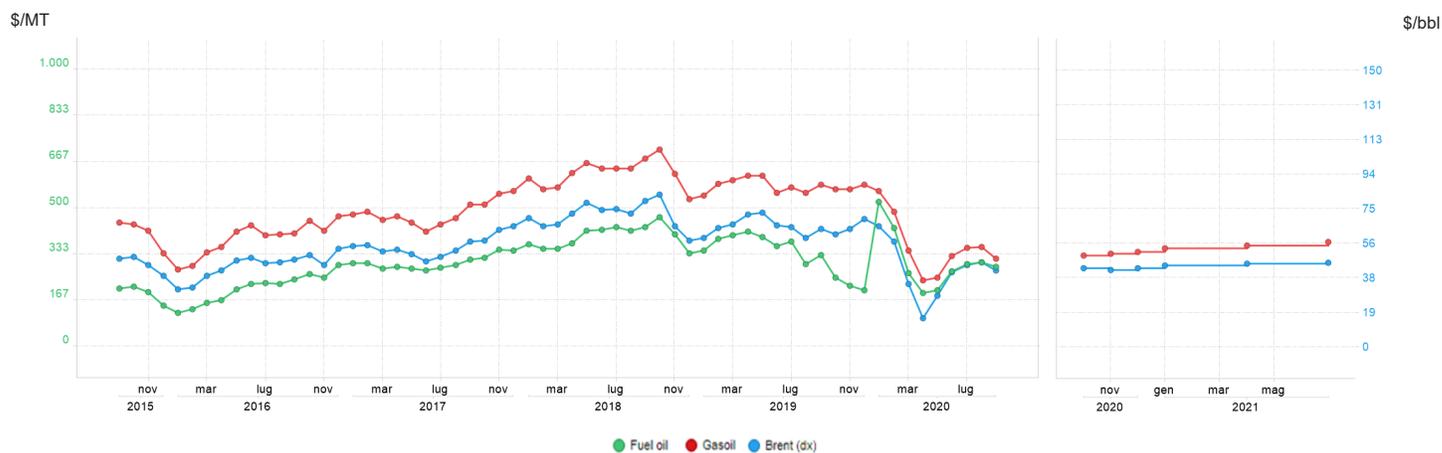
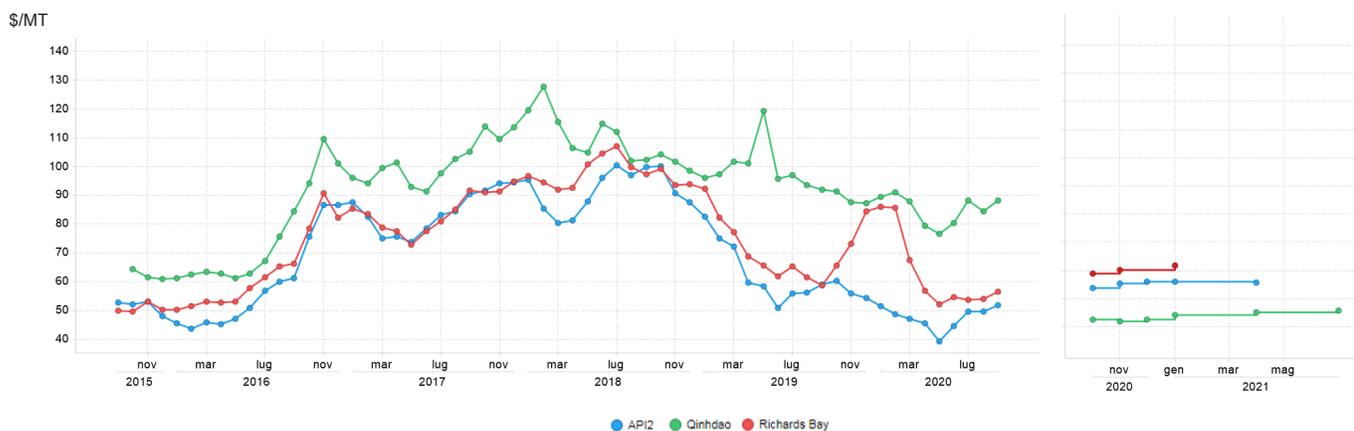


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



In forte crescita le quotazioni registrate ai principali hub europei: PSV a 11,67 €/MWh (+38%), ai massimi da gennaio ma ancora in calo rispetto al valore del 2019 (-10%), e TTF a 11,10 €/MWh, caratterizzato da un aumento ancora più intenso sia su base mensile (+54%) che tendenziale (+16%). In conseguenza

di tali dinamiche il differenziale PSV – TTF risulta in calo a 0,57 €/MWh (-0,68 €/MWh). Anche le aspettative a termine confermano la crescita, con il PSV che dovrebbe toccare i 14 €/MWh a dicembre, realizzando uno spread atteso col TTF, dato per lo stesso mese a 13,66 €/MWh, sui 0,60 €/MWh circa.

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	11,67	38%	-10%	10,80	11,99	10%	13,69	6%	14,23		14,72	3%
TTF	NL	11,10	54%	16%	10,30	11,44	19%	13,05	8%	13,66		13,58	4%
CEGH	AT	11,31	29%	-3%	10,56	11,55	13%	13,04	5%	13,53			
NBP	UK	11,20	51%	16%		8,76	24%	10,49	8%	11,51			

€/MWh



Prosegue la crescita anche per le quotazioni delle principali borse europee: l'Italia si attesta a 48,80 €/MWh (+21%), mentre le restanti borse variano tra i 43,69 €/MWh della Germania (+25%) e i 47,20 €/MWh della Francia (+28%). Si segnalano, in particolare, le alte quotazioni orarie registrate nell'area centrale europea, con picchi a 200 €/MWh all'ora 20 di lunedì 21 settembre in Francia (massimo orario da novembre 2018), Germania ed Austria (massimo dal 2012) e a 189 €/MWh all'ora 20 del 15 settembre. Nelle medesime ore in Italia il Pun si è attestato su livelli significativamente inferiori, (rispettivamente 85 €/MWh e 162,57 €/MWh), favorendo la formazione di

flussi di export verso le frontiere settentrionali limitrofe. Decisi apprezzamenti, infine, per l'area scandinava, che recupera parzialmente dai minimi dei mesi precedenti (15,73 €/MWh, +79%). Andamento contrastato, invece, su base tendenziale: in calo l'Italia (-5%) e l'area scandinava (-52%), stabile la Spagna, in aumento le restanti zone, in particolare la Francia (+33%). Le quotazioni a termine confermano il trend rialzista osservato sui mercati a pronti, con aspettative per l'Italia sui 52 €/MWh a novembre e dicembre, mesi in cui la Francia è attesa poco sopra i 60 €/MWh, per uno spread tra i due paesi prossimo a 8 €/MWh.

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

Fonte: Refinitiv

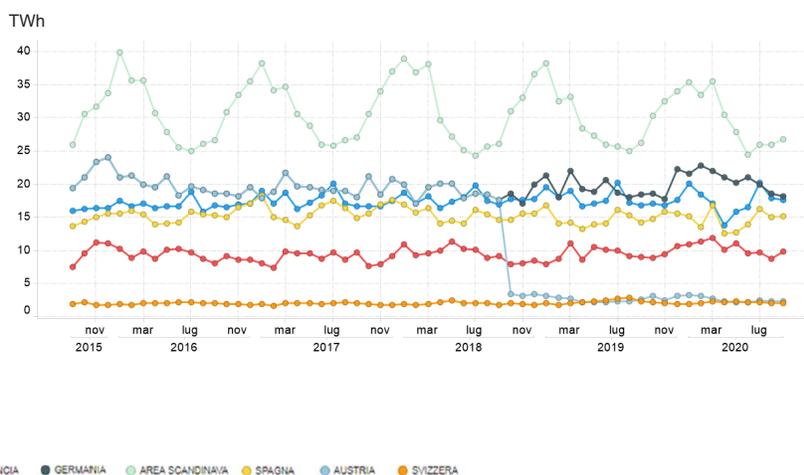
Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	48,80	21%	-5%	43,43	47,20	7%	52,49	8%	51,55	12%	49,14	3%
FRANCIA	47,20	28%	33%	44,83	45,19	7%	60,18	4%	60,36		47,69	5%
GERMANIA	43,69	25%	22%	40,39	39,14	7%	42,72	4%	40,10		41,57	3%
AREA SCANDINAVA	15,73	79%	-52%	22,75	19,57	22%	24,27	11%	26,05		24,34	10%
SPAGNA	41,96	16%	0%	42,62	43,23	4%	45,62	6%	45,70		45,55	3%
AUSTRIA	45,55	27%	20%									
SVIZZERA	45,90	29%	23%									



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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	17,7	2%	5%
FRANCIA	9,8	16%	9%
GERMANIA	18,2	1%	-1%
AREA SCANDINAVA	26,7	6%	2%
SPAGNA	15,1	4%	7%
AUSTRIA	2,3	1%	-11%
SVIZZERA	2,0	-1%	-14%



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

Contrastato l'andamento dei volumi scambiati sui mercati elettrici spot su base tendenziale: in crescita l'Italia (17,7 TWh, +5%), insieme alla Francia (9,8 TWh, +9%) e alla Spagna

(15,1 TWh, +7%); sostanzialmente stabili la Germania (18,2 TWh, -1%) e l'area Scandinava (26,7 TWh, +2%), in calo infine l'Austria (2,3 TWh, -11%) e la Svizzera (2,0 TWh, -14%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio sale a ridosso dei 263 €/tep (+1,4 €/tep), a fronte di un calo del prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (-12 €/tep), con conseguente ampliamento del loro differenziale a circa 45 €/tep. Tornano a crescere gli scambi sul mercato, con la liquidità che sale al 70%, in corrispondenza anche di un lieve calo delle contrattazioni bilaterali (-7%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il

prezzo medio mostra una nuova flessione che lo porta a 0,15 €/MWh, confermandosi inferiore rispetto alle quotazioni bilaterali (0,23 €/tep). In ripresa sia gli scambi sul mercato (+64%) che sulla piattaforma bilaterale (+358%). Nella sessione d'asta del GSE sono stati assegnati 6,6 TWh ad un prezzo medio di 0,59 €/MWh, in rialzo di 0,15 €/MWh rispetto alla precedente seduta di giugno.

Nel mese di settembre non sono stati registrati scambi sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo.

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

A settembre le quotazioni medie sul mercato organizzato si portano poco sotto i 263 €/tep, in aumento dello 0,5% rispetto al mese precedente. Sulla piattaforma bilaterale, invece, il prezzo medio scende a 217 €/tep (-5%), livello più basso da oltre 2 anni; lo spread con il corrispondente valore di mercato risulta pertanto in aumento a circa 45 €/tep (+13 €/tep circa su agosto). La differenza tra i due riferimenti si riduce a meno di 5 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi complessivi bilaterali scende all'84% (-8 p.p.). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (261,00-263,57 €/tep),

scende al 40% (-17 p.p. sul mese precedente).

I volumi negoziati su MTEE salgono a 157 mila tep, in netto aumento rispetto alle due sessioni di agosto, ma quasi dimezzati rispetto ad un anno fa (-49%). La liquidità, tuttavia, risulta in aumento di circa 20 p.p. su entrambi gli orizzonti temporali, in corrispondenza di un arretramento delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (66 mila tep, -7% su agosto, -80% su settembre 2019).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 63.105.226 tep, in aumento di 115.441 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili è pari a 5.248.140 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	262,85	+0,5%	261,00	263,57	157.402	+119,2%	41,37	+120,4%	14.846	+625,6%	9,4%	+6,6 p.p.	8	+5
Bilaterali	217,43	-5,3%	0,00	263,16	66.481	-6,6%	14,45	-11,6%						
con prezzo >1	258,09	+3,3%	102,00	263,16	55.995	-14,5%	14,45	-11,6%						
Totale	249,36	+1,5%	0,00	263,57	223.883	+56,6%	55,83	+58,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

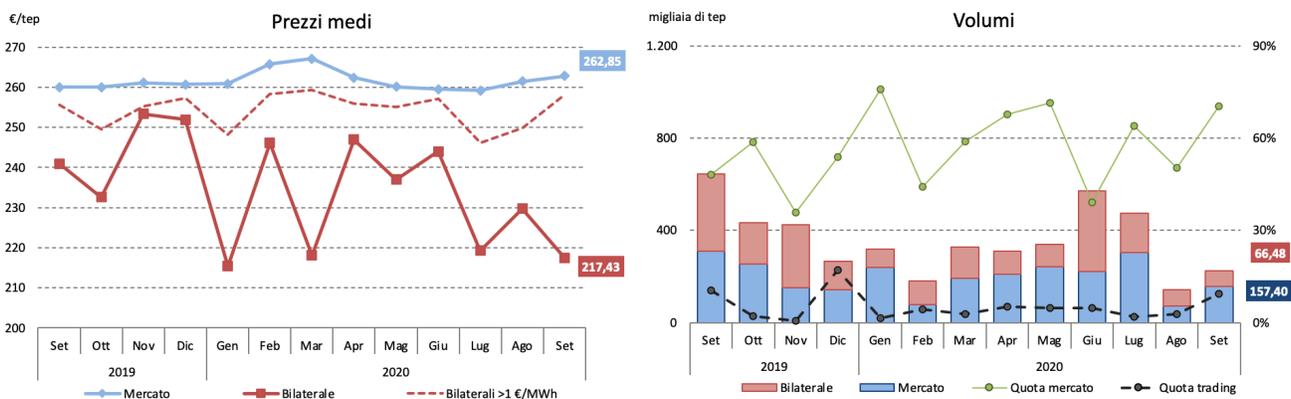


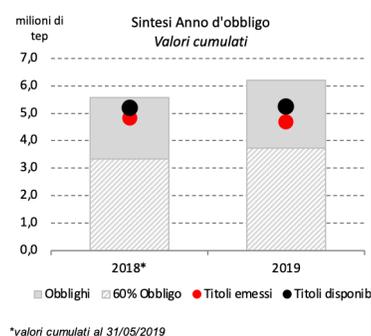
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
Sessioni	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep					
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	
64	260,96	3.195.247	1.890.341	256,17	1.653.305	250,00	5.248.140	63.105.226	

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

**Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

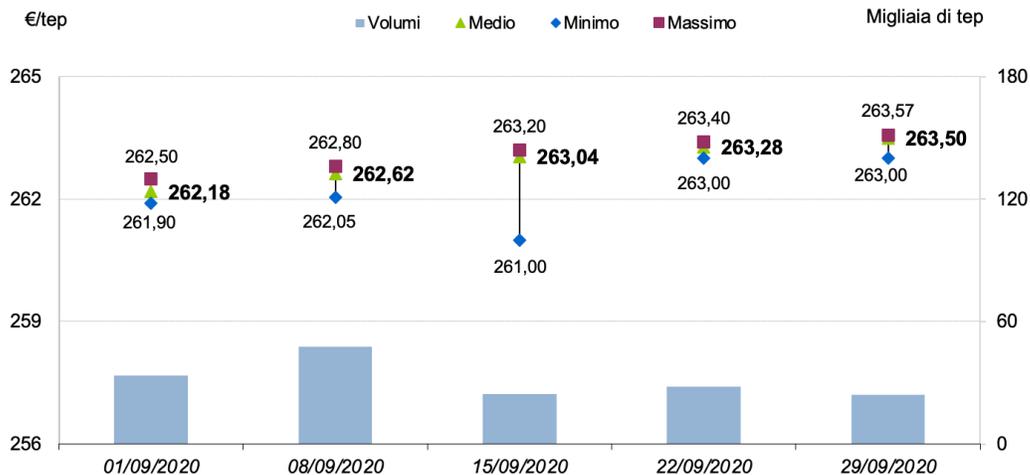


L'analisi delle singole sedute mostra un lieve trend rialzista nel corso del mese, con il prezzo medio che passa dai 262 €/tep della prima seduta a 263,50 €/tep dell'ultima. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo, fatta eccezione

per la sessione del 15 settembre, in cui sale a 2,20 €/tep, risulta mediamente pari a 0,58 €/tep. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 31,5 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A settembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende a 0,15 €/MWh, in flessione del 16% rispetto al mese precedente ed ai minimi per il nuovo periodo di contrattazione. In diminuzione anche il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,23 €/MWh, -40%) che riduce il differenziale con il riferimento di mercato a soli 0,08 €/MWh (-0,13 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra un allineamento delle quotazioni a 0,15 €/MWh, con una flessione più intensa per la categoria Eolico (-25%) rispetto a quella Idroelettrico (-10%) e Altro (-17%). Sulla PBGO, invece, in controtendenza solo la quotazione media del prodotto Eolico (0,42 €/MWh; +7%); stabile a 0,41 €/MWh la quotazione della categoria Solare, mentre scende quella

della tipologia Idroelettrico (0,17 €/MWh; -51%). I volumi scambiati sul mercato segnano un aumento, attestandosi a 234 mila MWh (+64% rispetto al mese precedente), nuovo massimo dallo scorso aprile, con la liquidità che scende, tuttavia, al 7% (-10 p.p.), in corrispondenza della forte crescita dei volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (3,16 TWh, +358%), anch'essi sul livello più alto degli ultimi sei mesi.

Nella seconda asta del GSE relativa alle garanzie del 2020 sono stati assegnati 6,6 TWh (-5% rispetto alla sessione di giugno) ad un prezzo medio di 0,59 €/MWh (+34%), significativamente più alto rispetto al riferimento di mercato e bilaterale.

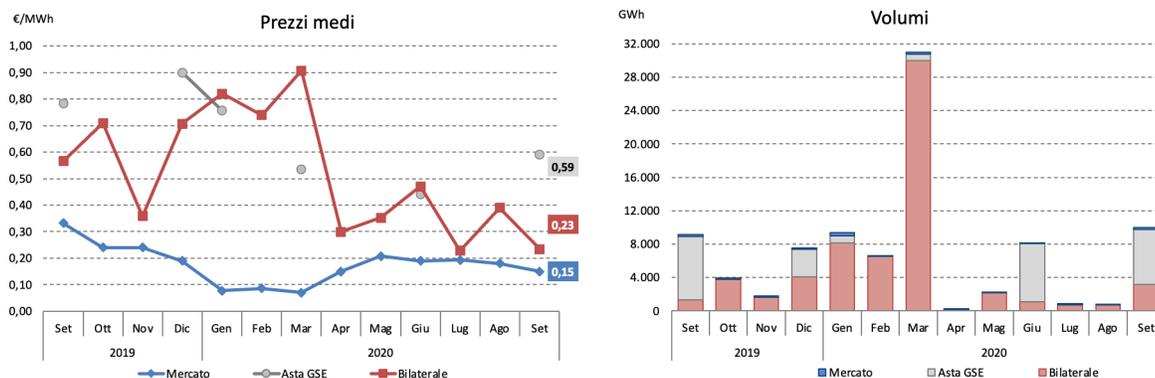
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio		Minimo	Massimo				
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
Mercato	0,15	-16,4%	0,14	0,17	233.521	+63,9%	35.101	+37,0%
Bilaterali con prezzo >0	0,23	-39,9%	0,00	1,25	3.161.359	+358,1%	741.578	+175,5%
	0,24	-41,9%	0,04	1,25	3.107.818	+373,9%	741.578	+175,5%
Totale	0,23	-35,4%	0,00	1,25	3.394.880	+307,7%	776.679	+163,5%
Asta GSE	0,59	-	0,38	0,71	6.574.243	-	3.879.970	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

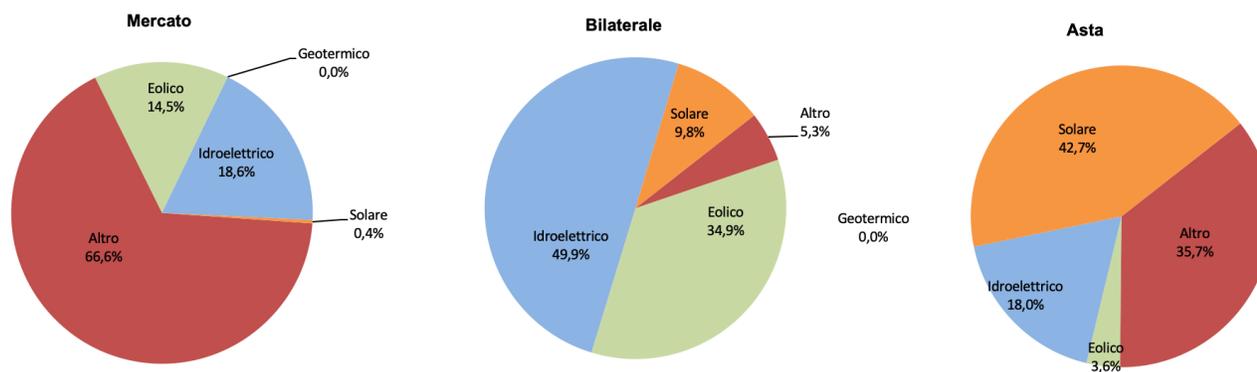


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La

tipologia Altro rimane predominante sul mercato (67%), mentre la tipologia Idroelettrico risulta quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (50%) e quella Solare in asta (43%).

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

Fonte: dati GME



COVID E GREEN BOND: COME CAMBIA LA FINANZA VERDE

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

(continua dalla prima)

Top 10 paesi emettitori, 2019

Fonte: Climate Bond Initiative

Paesi	N. emettitori	Accordi	Ammontare	Var. 2018-19
1 USA	105	1128	51,3	+44%
2 Cina	79	99	31,3	+1%
3 Francia	19	54	30,1	+113%
4 Germania	12	25	18,7	+144%
5 Paesi Bassi	15	17	15,1	+105%
6 Svezia	40	106	10,3	+66%
7 Giappone	47	66	7,2	+73%
8 Canada	14	17	7	+63%
9 Italia	10	11	6,8	+128%
10 Spagna	11	17	6,5	+3%
Top 10	352	1540	184,3	+49%
Top 10 (%)	69,6%	85,5%	71,2%	-0,9%

Aumenta anche il numero dei paesi interessati all'emissione di titoli obbligazionari "green" che si attesta a 62, con 8 entranti solo nell'ultimo anno: Russia, Arabia Saudita, Grecia, Kenya Barbados, Ecuador, Panama e Ucraina.

Guardando all'intero mercato del debito sostenibile, i green bond si confermano come lo strumento privilegiato della finanza verde con oltre la metà delle obbligazioni a livello globale. Nonostante ciò, negli ultimi anni si sta assistendo ad un crescente interesse verso altri strumenti di debito certificati che rispondono a nuove esigenze di investimento. In particolare, nel 2019, si è assistito ad un aumento sostanziale dei sustainability-bonds che dedicano particolare attenzione al finanziamento di progetti climatici e di transizione verso una economia low carbon.

A priorità politica, quindi, corrisponde strumento finanziario più adatto. Quel che avviene anche nel contesto attuale con i governi costretti a rispondere alle nuove sfide sociali ed economiche emerse a seguito dello scoppio della pandemia a marzo 2020.

I trend del 2020

La diffusione del virus COVID-19 ha fortemente influito sulla dinamica del mercato finanziario nel primo semestre del 2020. In particolare, emergono novità che sono attese protrarsi per il resto dell'anno e almeno fino alla risoluzione della pandemia.

Innanzitutto, la battuta d'arresto nelle emissioni di green

bond che, dall'essere preponderanti nel mercato della finanza sostenibile, hanno registrato nel primo semestre un calo del 26% rispetto al 2019, con emissioni per 92 mld doll. Guardando ai soggetti emittenti, emerge il ruolo degli enti governativi, responsabili di un quarto delle emissioni, in aumento rispetto al trend degli ultimi anni in cui a trainare è stato soprattutto il mondo delle imprese. Inoltre, diversi paesi europei hanno emesso di recente il loro primo green bond sovrano o hanno dichiarato l'intenzione di farlo nella seconda parte dell'anno, rafforzando il ruolo dei soggetti pubblici⁴. A livello paese, si rafforza il ruolo delle economie sviluppate che hanno contribuito per l'82% alle emissioni rispetto ai mercati emergenti, il cui peso è sceso dal 21% al 13% sul pari periodo del 2019. Ai vertici della classifica, si confermano gli Stati Uniti e la Francia che complessivamente sono responsabili di oltre 30 mld doll. di obbligazioni verdi; seguono Paesi Bassi, Germania e, in forte salita, la Spagna che balza al quinto posto in aumento di cinque posizioni rispetto al 2019. Grande assente la Cina, che scivola al settimo posto con meno di 5 miliardi di green bond emessi. Anche l'Italia risulta meno dinamica rispetto al 2019 se non per il fatto che il governo sta valutando l'emissione del suo primo green bond sovrano nel secondo semestre dell'anno. Altra novità del 2020 è l'exploit dei social bond nel mercato del debito sostenibile. Con lo scoppio della pandemia e il successivo lockdown, si è registrata una forte crescita di obbligazioni sociali, ovvero bond che finanziano progetti con

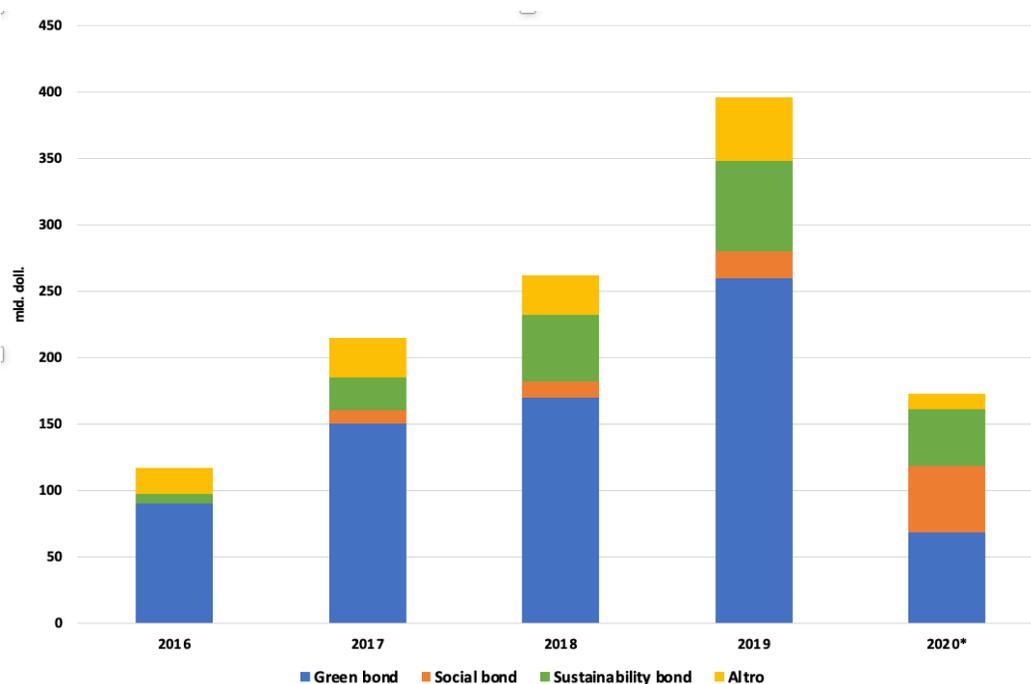
(continua)

obiettivi di cui beneficia la collettività quali il miglioramento della sicurezza alimentare, l'accesso all'istruzione e l'assistenza sanitaria. Nel caso dei COVID-19 social bond, si tratta di strumenti utili a trovare fondi per ridurre i rischi sociali derivanti dalla pandemia e per aiutare imprese ed enti territoriali a far fronte all'emergenza in corso⁵. Secondo Morgan Stanley, nel solo mese di aprile sono

stati emessi 32 miliardi di dollari tra obbligazioni sociali e di sostenibilità, superando per la prima volta il valore dei green bond emessi nello stesso periodo. La pandemia, infatti, ha accelerato l'interesse degli emittenti privati per progetti di mitigamento dei rischi sociali ad essa collegati, determinando l'aumento di strumenti idonei al loro finanziamento.

Il mercato del debito sostenibile

Fonte: Standard & Poor's



*al 15 giugno 2020

È prevedibile che il mercato dei social bond sia sempre più attivo nell'interesse dei governi, imprese, organismi sovranazionali per finanziare l'emergenza sanitaria e sociale.

Si ritiene anche che vi potrà essere una sempre maggiore diversificazione degli emittitori di social bond, con un ruolo crescente di soggetti privati in un ambito che è stato sinora appannaggio soprattutto delle organizzazioni sovranazionali, in modo speculare a quanto accaduto ai green bond. Sebbene sia troppo presto per valutare gli impatti a lungo termine di una maggiore attenzione verso le questioni sociali, esiste il potenziale per un'importante

rivalutazione di questa dimensione nella finanza verde e nei rating ESG (Environmental, Social and Governance).

Transizione energetica e pandemia

La crisi del COVID-19, insomma, non ha ridotto la preferenza degli investitori per gli investimenti sostenibili – che rispondono ai criteri ESG – ma li ha direzionati verso gli aspetti sociali e di governance – la parte “S” e “G” dell’acronimo – che riguardano specialmente il modo in cui rispondere all'emergenza pandemica in corso. Se questo sforzo di investimenti sarà sufficiente ad accelerare il processo di decarbonizzazione, è tutto da valutare.

(continua)

Bisogna, infatti, considerare che il mercato del debito sostenibile rappresenta ancora una quota minoritaria nel mercato obbligazionario globale; pertanto, seppur è indubbio uno spostamento della finanza mondiale verso il settore green, il valore assoluto di questo mercato non induce a ritenere che sia in atto un definitivo cambio di direzione della finanza mondiale⁶.

Guardando ai dati della decarbonizzazione, si arriva alla medesima conclusione. Un parametro su tutti è l'intensità carbonica dell'energia ovvero il rapporto tra la CO₂ emessa e l'energia consumata; se confrontiamo questo dato negli ultimi tre decenni, emerge un quadro in sostanziale stallo con un rapporto pari a 2,39 nel 1990 che scende ad appena 2,32 nel 2018, facendo emergere la lentezza con cui sta procedendo la decarbonizzazione mondiale. Ancor più negativo l'andamento dell'intensità carbonica dell'elettricità, che nello stesso periodo è addirittura aumentata passando da 2,50 a 2,52, a dimostrazione di una mancata decarbonizzazione⁷. Occorre accelerare i tempi della transizione se si vuole dare risposte concrete ai problemi globali senza lasciare l'onere della loro risoluzione alle generazioni future. La pandemia che ruolo gioca in questo processo? Da una parte, essa ha fatto emergere ancor più le criticità di carattere globale che richiedono necessariamente azioni concertate

tra istituzioni e paesi⁸. Inoltre, le misure di contenimento del virus e la recessione economica che ne è scaturita, determinando un calo della domanda di energia e un forte crollo dei prezzi del petrolio, stanno impattando notevolmente sulle prospettive del settore petrolifero globale. Questo momento storico potrebbe essere l'occasione per ripensare al rilancio dell'attività economica all'interno di un percorso di sostenibilità, permettendo così un'accelerazione della transizione energetica. Tuttavia, bisogna considerare che la crisi economica derivante dalla pandemia ha reso ancor più incerte le prospettive di investimento future, potendo costituire un ostacolo più che un trampolino per la decarbonizzazione. La neutralità carbonica, infatti, richiede investimenti per 50.000 miliardi di dollari al 2050 e una prolungata recessione globale potrebbero ostacolare questo processo⁹. C'è insomma ancora molta strada da fare e per ora la transizione energetica in corso non sembra assumere una dimensione tale da poter contrastare il cambiamento climatico in linea con le prescrizioni formulate dall'IPCC. Per contenere la crescita della temperatura mondiale almeno entro i 2°C, servono maggiori investimenti nelle tecnologie low carbon e azioni congiunte della politica internazionale. D'altronde, a problemi globali corrispondono soluzioni altrettanto globali. Che è poi la lezione più importante che il virus ci sta insegnando.

¹ Climate Bond Initiative, Green Bonds: Global State of the Market 2019.

² Sulla base dei dati forniti dal Climate Bond Initiative, emerge come il valore delle emissioni di green bond certificati abbia raggiunto ogni anno cifre record, passando dagli iniziali 800 milioni di dollari nel 2007 ai 259 miliardi nel 2019. Il totale cumulato ha raggiunto i 754 miliardi di dollari. Per un approfondimento, si veda precedente articolo a firma dell'autrice sulla finanza verde pubblicato nella Newsletter GME n. 112 del 2018 dal titolo "La finanza verde a 10 anni dal primo green bond".

³ Ad investitori già presenti sul mercato come Enel, Iren, Ferrovie dello Stato, Hera e Terna, si sono aggiunti nuovi entranti come Generali, A2A, Erg e Ubi. Fonte: Ansa.

⁴ La Germania ha emesso il primo green bond sovrano a fine agosto dal valore di 6,5 miliardi di dollari, mentre la Svezia a inizio settembre ha proceduto all'emissione del primo green bond sovrano per un valore di 20 miliardi SEK. Tra i potenziali candidati sovrani europei, ci sono anche Italia e Spagna che prevedono l'emissione dei primi green bond entro l'anno.

⁵ I progetti sociali ammissibili possono includere il miglioramento dell'assistenza sanitaria e la ricerca medica correlate al coronavirus, lo sviluppo di vaccini e investimenti in attrezzature mediche.

⁶ Questo viene confermato anche dalla dinamica degli Exchange Traded Fund (ETF), fondi a basse commissioni di gestione negoziati in Borsa come le normali azioni, ed in particolare la loro sottocategoria green ovvero gli ESG ETF. Questo strumento finanziario, pur avendo conosciuto una crescita sostenuta nell'ultimo decennio (+28% m.a. con un volume degli asset gestiti passato dai 5 mld doll. nel 2009 ai 58 nel 2019), è ancora sotto all'1% del totale di ETF a livello globale. Per un maggior approfondimento sul tema, si veda l'articolo di Enzo di Giulio e Stefania Migliavacca, Quanto è green la finanza mondiale? In Rivista Energia n. 3/2020.

⁷ Ibidem.

⁸ Vale anche considerare che, secondo l'Organizzazione Mondiale della Sanità, la diffusione delle epidemie è cresciuta anche per effetto dei cambiamenti climatici. Vedi per approfondimento l'articolo di Ivan Faiella e Filippo Natoli, Il COVID-19 ha infettato la finanza verde? In Rivista Energia n. 3/2020.

⁹ Ibidem.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

CACM Annual Report 2019 | pubblicato il 30 settembre 2020 | Download <http://www.nemo-committee.eu>

Si informa che il NEMO Committee¹, in collaborazione con l'associazione dei gestori di rete europei (ENTSO-E²), ha pubblicato la relazione annuale 2019 (CACM Annual Report 2019) nell'ambito della quale viene illustrato lo stato di attuazione delle disposizioni previste dal Regolamento CACM³, nonché dalla "Algorithm Methodology"⁴ allo stesso associata.

Con riferimento al Single Day-Ahead Coupling (SDAC) - che include 27 paesi europei - la relazione rappresenta che i volumi scambiati sono cresciuti fino a 1.500 TWh con prezzi di compensazione in forte calo rispetto al precedente anno 2018. Le operazioni in ambito SDAC, fatte salve limitatissime casistiche, hanno continuato ad essere estremamente affidabili.

Sul fronte delle prestazioni, l'algoritmo SDAC ha continuato ad essere altamente affidabile e, per il prossimo biennio 2020-2022, le simulazioni confermano che l'algoritmo dovrebbe essere in grado di supportare il completamento dello SDAC, consentendo l'estensione a tutta l'Europa dei requisiti e delle funzionalità esistenti. Tuttavia, segnala il report, l'implementazione della Market Time Unit (MTU) di 15/30 minuti richiederà miglioramenti delle prestazioni e potenzialmente nuove funzionalità, entrambe attese dopo il 2023.

Con riferimento invece, al Single Intra-Day Coupling (SIDC) le transazioni di mercato in esito al "2nd Wave Go-live" di novembre 2019, hanno registrato volumi scambiati per 57 TWh e oltre 30 milioni di compravendite. In considerazione dell'estensione del perimetro di attività, il livello di utilizzo dell'algoritmo Intra-day per il continuous trading XBID è aumentato drasticamente, attese anche le complessità introdotte nell'ambito della relativa configurazione di rete. Gli ordini e gli scambi eseguiti sono quasi raddoppiati, mostrando un significativo trend al rialzo nel corso dell'anno. Da ultimo, la relazione annuale riporta che gli stress test effettuati sugli algoritmi SDAC/SIDC per le funzionalità esistenti hanno sempre registrato un esito positivo, dimostrando la resilienza delle soluzioni individuate.

Deliberazione 22 settembre 2020 n. 344/2020/R/EEL "Verifica di conformità di proposte di modifica del codice di trasmissione, Dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete in relazione ad aspetti attinenti al dispacciamento e alle connessioni dei

produttori di energia elettrica, anche in attuazione del regolamento europeo sul Bilanciamento elettrico" | pubblicata il 25 settembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/344-20.htm>

Con il provvedimento de quo l'ARERA ha verificato positivamente le modifiche apportate da Terna ai capitoli 4 e 7 e agli Allegati A.23, A.25, A.36 e A.57 del proprio Codice di Rete. Tali modifiche sono state poste in consultazione da Terna ed hanno ad oggetto, inter alia, la definizione delle regole per il coordinamento tra MSD e la piattaforma per lo scambio di Replacement Reserve (piattaforma RR) sviluppata ai fini dell'integrazione dei mercati di bilanciamento a livello europeo ai sensi di quanto previsto dal regolamento Balancing⁵ nell'ambito del progetto T.E.R.R.E. (Trans-European Replacement Reserves Exchange).

In tale ambito, in attuazione di quanto richiesto dall'ARERA con la precedente deliberazione 535/2018/R/eel⁶, Terna ha infatti definito ed introdotto ulteriori obblighi e facoltà con riferimento alla presentazione delle offerte da parte degli operatori ai fini della partecipazione alla piattaforma RR.

Le modifiche al Codice di Rete approvate dall'ARERA con il presente provvedimento aggiornano altresì la configurazione zonale italiana della rete rilevante, al fine di tenere conto del relativo processo di revisione completato, coerentemente con i requisiti previsti dal Regolamento CACM, con la deliberazione 103/2019/R/eel⁷.

GAS

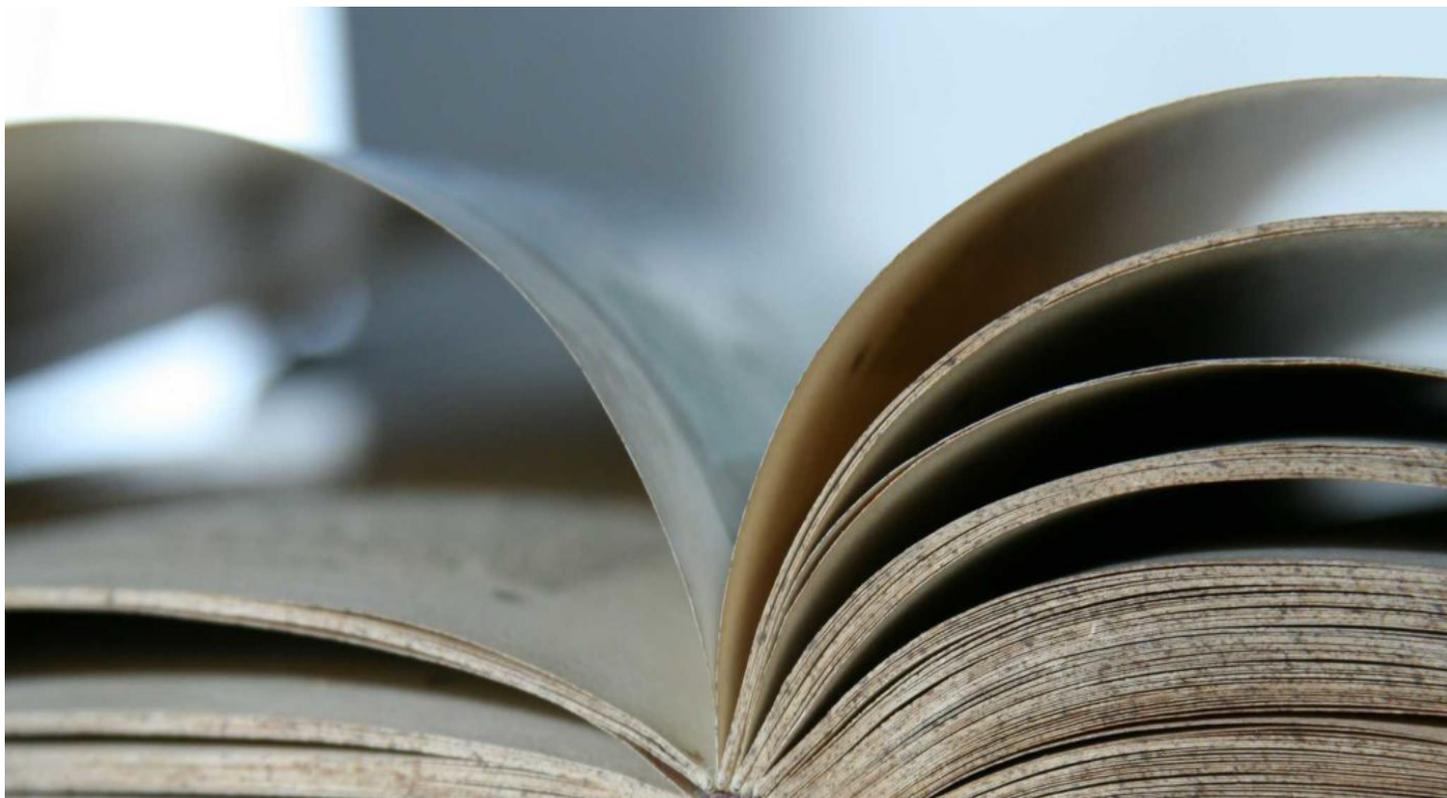
Comunicato del GME | "Mercato del Gas naturale (MGAS) e Piattaforma di negoziazione per lo scambio di gas naturale (P-GAS): nuovo codice identificativo PSV" | del 05 ottobre 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

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 p.v. - su indicazione di Snam Rete Gas S.p.A. - il codice utilizzato per l'identificazione degli operatori presso il "Punto di Scambio Virtuale" (PSV) sarà l'Energy Identification Code (EIC), in sostituzione dell'attuale codice PSV.

Nel medesimo comunicato, il GME ha precisato che la modifica interesserà l'attività di sottomissione delle offerte tramite file XML nonché la reportistica prodotta sia in relazione alla piattaforma del Mercato del Gas naturale (MGAS)⁸, sia con riferimento alla Piattaforma di

negoziante per lo scambio di gas naturale (P-GAS) che, ad oggi, utilizzano il codice PSV. Il GME ha altresì informato gli operatori dell'organizzazione

di apposite prove in bianco, al fine di consentire ai medesimi di testare le modifiche conseguenti al passaggio al codice EIC.



¹ Il Nemo Committee è l'organismo di coordinamento dei Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) europei.

² Per ENTSO-E s'intende l'associazione dei Transmission System Operators (TSO) europei costituita ai sensi del Regolamento CE n. 714/2009 inserito nel Terzo Pacchetto Energia.

³ Regolamento CE n. 1222/2015 (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/IT/TXT/?uri=CELEX%3A32015R1222>)

⁴ Annex I to the ACER Decision 04/2020 on the Algorithm Methodology of 30 January 2020.

⁵ Regolamento (UE) n.2017/2195 del Parlamento e del Consiglio europeo del 23 novembre 2017.

⁶ <https://www.arera.it/it/docs/18/535-18.htm>

⁷ <https://arera.it/it/docs/19/103-19.htm>

⁸ Nello specifico, MT-GAS, MGP-GAS (ivi incluso il comparto AGS), MI-GAS (ivi incluso il comparto AGS), MGS ed MPL.



Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche: al via le selezioni per la XXII

Il settore energetico sta attraversando una fase di grandi trasformazioni. Nuovi modelli di sviluppo si stanno affermando per far fronte alle crescenti sfide ambientali e sociali. Il mondo dell'energia avverte sempre più la necessità di avvalersi di professionalità con formazione multidisciplinare e sensibilità per le tematiche ambientali, in grado di cogliere le nuove opportunità e di sviluppare un proficuo dialogo tra le varie realtà coinvolte.

Il Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche, giunto alla XXII edizione, è un percorso di alta formazione professionale con un percorso multidisciplinare e di carattere fortemente operativo, realizzato con la partecipazione di oltre 150 docenti e più di 100 tra imprese e istituzioni del settore.

Il programma didattico è oggetto di innovazione sistematica dei temi e delle relative modalità di erogazione, per adattare l'offerta formativa ai cambiamenti del settore energetico e alle evoluzioni del mercato del lavoro. Le docenze del corso sono affidate ad affermati professionisti del settore, manager dell'industria e

della consulenza, che mettono a disposizione dei partecipanti il proprio know how e la propria competenza.

Il percorso di formazione SAFE prevede 7 mesi di formazione full time, da Gennaio a Luglio 2021, con 600 ore didattiche in aula, giornate in aziende, visite a siti operativi e circa 300 ore di Project Work aziendali.

Oltre il 95% dei partecipanti ha trovato opportunità professionali negli ambiti: progettazione, project management, energy management, marketing e comunicazione, affari istituzionali e regolatori, trading, business development, consulenza strategica.

GME collabora con il Master SAFE in "Gestione delle Risorse Energetiche", attraverso docenze tenute dai nostri professionisti e giornate di formazione esperienziale.

Per maggiori informazioni:

<http://www.safeonline.it/iscrizione-master-safe/>

Telefono: 06/ 53272239

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.