

APPROFONDIMENTI

ECONOMIA CIRCOLARE: COSA SERVE PER MANTENERE IL PRIMATO ITALIANO?

Di Mattia Santori (RIE)

Secondo OCSE¹ e Banca Mondiale², nei prossimi quarant'anni il consumo complessivo dei materiali come la biomassa, i combustibili fossili, i metalli e i minerali raddoppierà, e parallelamente la produzione annuale di rifiuti aumenterà del 70% entro il 2050. Da questi dati prende le mosse il nuovo piano d'azione per l'economia circolare, pubblicato a marzo 2020 dalla Commissione Europea, che rinnova e prosegue il percorso cominciato nel 2015 con il cosiddetto Pacchetto sull'Economia Circolare. L'implementazione delle misure adottate negli ultimi cinque anni viene considerata uno dei principali assi di quel Green Deal che dovrebbe traghettare l'Unione europea verso le zero emissioni nette al 2050. In un percorso che sostanzialmente vede la crescita economica dissociarsi dall'uso delle risorse, l'economia circolare diventa quindi il principale requisito per "ridurre l'estrazione e la trasformazione delle risorse, responsabili di metà delle emissioni totali di gas a effetto serra, di oltre il 90% della perdita di biodiversità e dello stress idrico"³. Il piano europeo sottolinea come l'applicazione di ambiziose misure di economia circolare in Europa possa portare ad un aumento del PIL dell'UE di un ulteriore 0,5% da qui al 2030, creando circa 700.000 nuovi posti di lavoro. Esisterebbe un chiaro vantaggio commerciale anche per le imprese manifatturiere che operano nei confini europei, e che oggi

destinano in media circa il 40% della spesa all'acquisto di materiali: i modelli a ciclo chiuso incrementerebbero la loro redditività, proteggendoli nel contempo dalle fluttuazioni dei prezzi delle risorse. Elettronica, batterie e veicoli, imballaggi, plastica, tessile, edilizia, alimenti: la diversità dei settori su cui si concentrano le indicazioni comunitarie ben descrive la portata del cambio di paradigma che sta attraversando l'attuale sistema di produzione e consumo. Le azioni previste vanno dalla progettazione dei prodotti al contrasto all'obsolescenza programmata, passando per un corretto smaltimento e recupero dei rifiuti e una maggiore consapevolezza del consumatore su ciò che acquista.

Dal canto suo, l'Italia, pur non avendo ad oggi una Strategia Nazionale per l'Economia Circolare, nel settembre 2020 ha emanato quattro decreti legislativi che recepiscono le Direttive europee su: imballaggi; pile e accumulatori e rifiuti elettronici (Raee); veicoli a fine vita; discariche. In termini di obiettivi, si punta al raggiungimento entro il 2025 del 55% di riciclo dei rifiuti urbani che dovrà aumentare al 65% nel 2035, mentre già nel 2030 per i soli imballaggi bisognerà aver raggiunto complessivamente il 70%. Quanto ai conferimenti in discarica, entro il 2035 il tetto massimo dovrà essere del 10%, mentre a partire dal 2023 la raccolta differenziata dei rifiuti organici diventerà obbligatoria.

continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GENNAIO 2021

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

Economia circolare: cosa serve per mantenere il primato italiano?

Di Mattia Santori (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il 2021 si apre con un Pun ai massimi degli ultimi due anni, pari a 60,71 €/MWh (+12,4% su dicembre e +27,9% sul 2020). La dinamica si inserisce in un contesto caratterizzato da una significativa crescita dei costi del gas e da ampi incrementi di prezzi registrati sulle principali borse elettriche limitrofe. Gli effetti dei rialzi di prezzo esteri si riflettono anche su base zonale, risultando le quotazioni centro-settentrionali più elevate rispetto a quelle registrate nel resto d'Italia (61 €/MWh contro 56/60 €/MWh). In calo su base annuale i volumi complessivamente contrattati nel MGP (24,8 TWh, -5,1%), con la liquidità del

mercato al 76,3%. Si segnala inoltre che, a partire dal 1 gennaio 2021, è entrata in vigore la nuova configurazione zonale del mercato elettrico in conformità a quanto disposto da ARERA con Deliberazione 103/2019/R/EEL. Tra le modifiche si evidenziano, in particolare, l'introduzione dalla zona Calabria e la contestuale eliminazione del polo di Rossano.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Febbraio 2020 chiude il periodo di contrattazione a 64,44 €/MWh (+10%). Ai minimi da oltre dieci anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A gennaio il Pun, pari a 60,71 €/MWh, tocca il massimo da febbraio 2019, in crescita di 6,68 €/MWh su dicembre (+12,4%) e di 13,24 €/MWh sul 2020 (+27,9%). L'aumento si realizza in un contesto internazionale rialzista (Francia: 59 €/MWh, +11/+21 €/MWh; Germania: 53 €/MWh, +9/+18 €/MWh), soprattutto nella prima metà del mese, cui si somma a livello nazionale l'ulteriore e repentino rialzo delle quotazioni del gas, anch'esse ai massimi degli ultimi due

anni (quasi 21 €/MWh il PSV, +4 €/MWh e +7 €/MWh). La tendenza risulta in parte attenuata a livello locale da una maggiore offerta rinnovabile, concentrata nelle zone centro-meridionali e sulle isole.

L'analisi per gruppi di ore mostra una crescita più intensa nelle ore a maggior carico (+18,99 €/MWh, +34,4%), per un rapporto picco/baseload a 1,22 (+0,06) (Grafico 1 e Tabella 1).

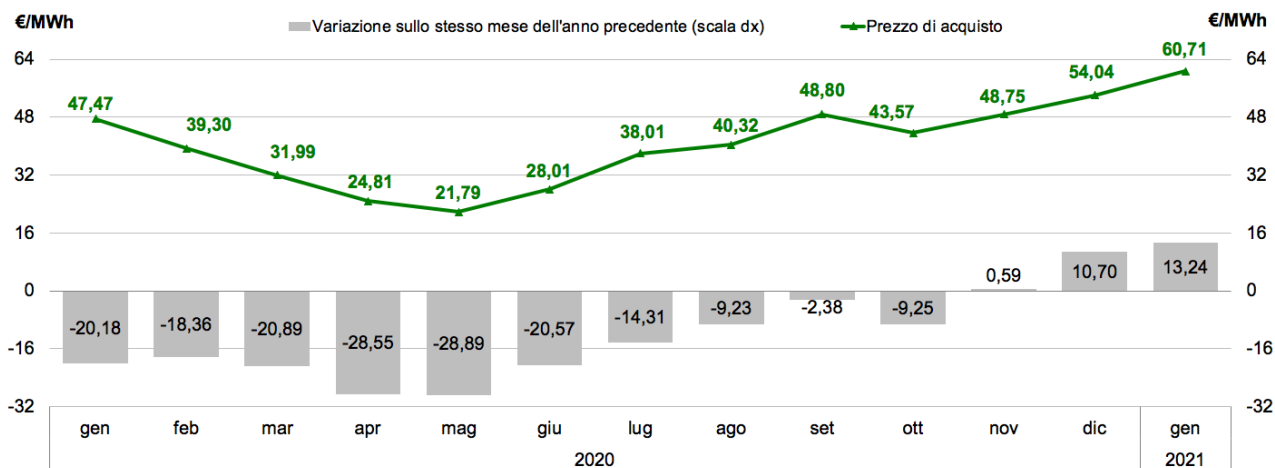
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	60,71	47,47	+13,24	+27,9%	25.461	-5,5%	33.364	-5,1%	76,3%	76,7%
<i>Picco</i>	74,16	55,17	+18,99	+34,4%	32.187	-4,2%	42.337	-3,4%	76,0%	76,7%
<i>Fuori picco</i>	54,77	43,52	+11,25	+25,8%	22.490	-4,5%	29.400	-4,3%	76,5%	76,7%
<i>Minimo orario</i>	30,76	27,03			14.435		20.130		65,9%	62,3%
<i>Massimo orario</i>	101,01	77,94			36.427		47.049		83,4%	82,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



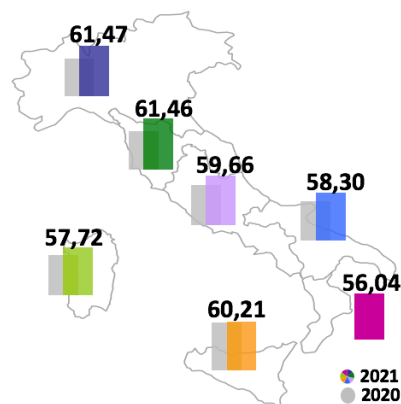
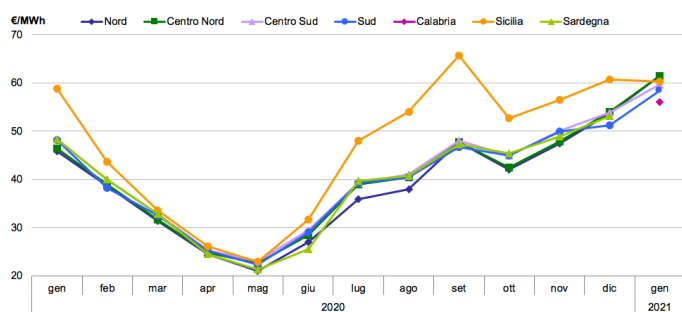
I PREZZI ZONALI

Nel contesto delineato anche i prezzi di vendita sulla penisola si portano ai massimi degli ultimi due anni, con incrementi relativamente più deboli nelle zone centro meridionali (58/60 €/MWh, +5/+7 €/MWh sul mese e +9/+11 €/MWh, con un minimo a 56,04 €/MWh nella nuova zona Calabria), che beneficiano di una accresciuta offerta rinnovabile, e più

intensi al Nord (61,47 €/MWh, +7/+8 €/MWh sul mese e +15/+16 €/MWh sull'anno), risultato importatore dalle altre zone continentali in oltre il 65% delle ore (+45 p.p. e +57 p.p.). Stabile, infine la Sicilia (60,21 €/MWh) ad un prezzo che, per la prima volta da marzo 2019, si attesta su livelli inferiori a quello del Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Dopo il rialzo di dicembre, il primo da ottobre 2019, torna in calo annuale l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,8 TWh (minimo degli ultimi sei anni per il mese, -5,1% sul 2020). In flessione sia i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,9 TWh (-5,5%) - che vedono un solo segno

positivo per gli acquisti degli operatori non istituzionali – che le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 5,9 TWh (-3,7%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato si attesta così al 76,3%, sostanzialmente stabile rispetto al 2020 e in aumento di 1,5 p.p. su dicembre (Grafico 3).

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

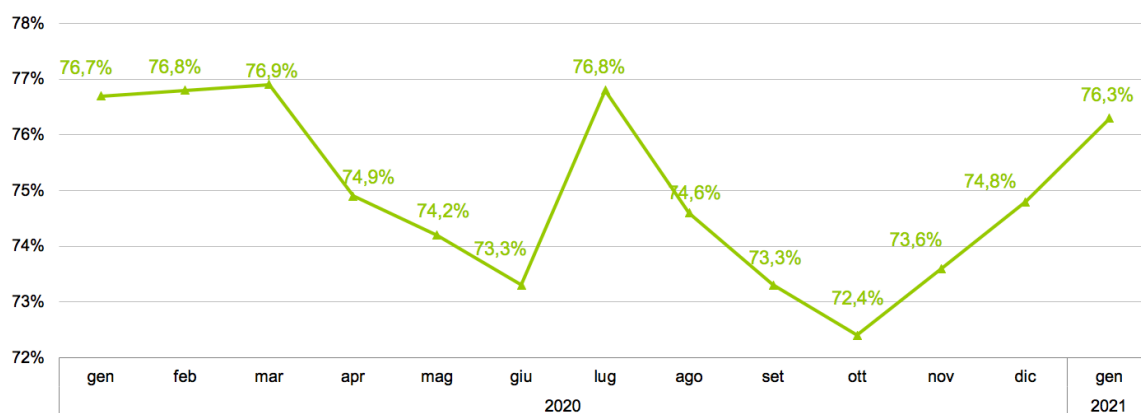
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.943.233	-5,5%	76,3%
Operatori	13.194.422	-3,5%	53,2%
GSE	1.928.953	-5,2%	7,8%
Zone estere	3.819.858	-12,1%	15,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.879.931	-3,7%	23,7%
Zone estere	104.400	-15,6%	0,4%
Zone nazionali	5.775.531	-3,5%	23,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.823.164	-5,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.655.005	+1,3%	
OFFERTA TOTALE	43.478.169	-2,4%	

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

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.943.233	-5,5%	76,3%
Acquirente Unico	4.145.238	-4,3%	16,7%
Altri operatori	10.786.826	+2,2%	43,5%
Pompaggi	7.596	+1652,3%	0,0%
Zone estere	582.154	-47,1%	2,3%
Saldo programmi PCE	3.421.419	-15,9%	13,8%
PCE (incluso MTE)	5.879.931	-3,7%	23,7%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.301.350	-8,6%	37,5%
Saldo programmi PCE	-3.421.419	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.823.164	-5,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	642.798	-16,0%	
DOMANDA TOTALE	25.465.963	-5,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Torna ad accentuarsi la flessione annuale degli acquisti nazionali, pari a 24,2 TWh (-3,3% sul 2020). A livello zonale si segnalano cali generalizzati, compresi tra -2,6% (al Nord) e -28,8% (al Sud), con uniche eccezioni osservata al Centro Sud (+6,7%) e in Sardegna (+2,1%). In riduzione anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,6 TWh (-3,3%), concentrati sulla frontiera greca, montenegrina e slovena (Tabella 4).

Lato offerta, le vendite nazionali scendono a 20,9 TWh (-3,6%), con riduzioni in doppia cifra sulla penisola, tra cui

la più intensa al Sud (-35,3%), come riflesso anche dello spostamento di alcune unità di produzione nella nuova zona Calabria conseguente all'entrata in vigore della nuova configurazione zonale, mentre resta in controtendenza la Sardegna (+13,6%), in corrispondenza di un'offerta rinnovabile ai massimi. In presenza dei rialzi di prezzo osservati sulle principali borse estere limitrofe, si osserva una significativa riduzione delle importazioni di energia dall'estero, pari a 3,9 TWh (-12,2% sul 2020), concentrata sulle frontiere francese e svizzera (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.116.117	28.382	-1,9%	10.433.223	14.023	-10,4%	13.646.234	18.342	-2,6%
Centro Nord	1.597.920	2.148	-28,8%	1.364.219	1.834	-20,4%	2.067.876	2.779	-22,3%
Centro Sud	5.407.819	7.269	+9,5%	2.684.035	3.608	+10,7%	4.317.705	5.803	+6,7%
Sud	4.133.984	5.556	-42,9%	2.641.977	3.551	-35,3%	1.473.917	1.981	-28,8%
Calabria	2.823.244	3.795	-	1.916.067	2.575	-	549.801	739	-
Sicilia	2.626.437	3.530	+7,0%	856.308	1.151	-8,5%	1.422.011	1.911	-6,6%
Sardegna	1.642.654	2.208	+5,6%	1.003.077	1.348	+13,6%	763.466	1.026	+2,1%
Totale nazionale	39.348.174	52.887	-1,5%	20.898.906	28.090	-3,6%	24.241.010	32.582	-3,3%
Estero	4.129.995	5.551	-10,4%	3.924.258	5.275	-12,2%	582.154	782	-47,1%
Sistema Italia	43.478.169	58.438	-2,4%	24.823.164	33.364	-5,1%	24.823.164	33.364	-5,1%

LE FONTI

In termini di fonti, la riduzione degli acquisti risulta assorbita interamente dagli impianti a fonte tradizionale, i cui volumi scendono su uno dei livelli più bassi per il mese di gennaio (poco più di 17,6 GWh medi orari, -2,1 GWh sul 2020), compresi anche dall'ampia disponibilità degli impianti rinnovabili (oltre 10,3 GWh medi orari, +12,6%). Forte e diffusa su base zonale la riduzione del gas (-12,6% a

livello nazionale), la cui quota sul totale si attesta a 53,3% (-5,5 p.p.), mentre, dopo mesi di calo torna a registrare un segno positivo il carbone (+4,7%). Alimentata soprattutto dalle vendite eoliche (ai massimi, +57,3%) la quota di mercato degli impianti rinnovabili sale invece al 36,8% (+5,3 p.p.), sostenute dal deciso e diffuso incremento dell'eolico (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

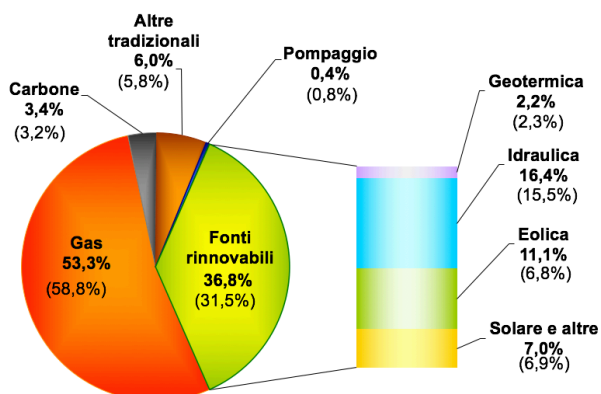
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.930	-11,3%	713	-34,8%	1.935	-13,1%	1.754	-51,9%	2.067	-	429	-43,7%	807	-3,0%	17.635	-10,7%
Gas	8.824	-11,1%	667	-33,6%	1.303	-21,9%	1.386	-56,8%	1.931	-	349	-51,2%	511	-15,9%	14.970	-12,6%
Carbone	136	-56,1%	-	-	372	+25,0%	210	+40,7%	0	-	-	-	252	+49,0%	969	+4,7%
Altre	970	+1,4%	47	-48,3%	261	-0,1%	158	-44,4%	136	-	80	+69,4%	44	-20,1%	1.695	+0,0%
Fonti rinnovabili	4.004	-6,0%	1.120	-7,3%	1.642	+62,5%	1.797	-2,7%	508	-	722	+45,5%	542	+52,3%	10.335	+12,6%
Idraulica	2.767	-9,1%	304	-13,0%	846	+73,8%	371	-19,4%	122	-	94	-12,7%	112	+32,9%	4.616	+1,8%
Geotermica	-	-	632	-4,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	632	-4,5%	
Eolica	13	+43,2%	38	+56,2%	585	+80,4%	1.227	+11,6%	342	-	558	+77,1%	362	+68,7%	3.126	+57,3%
Solare e altre	1.224	+1,3%	146	-15,6%	211	+5,6%	199	-30,7%	45	-	69	-4,6%	67	+18,9%	1.961	-1,8%
Pompaggio	90	-54,7%	-	-	30	+43,1%	-	-	-	-	-	-	-	120	-45,4%	
Totale	14.023	-10,4%	1.834	-20,4%	3.608	+10,7%	3.551	-35,3%	2.575	-	1.151	-8,5%	1.348	+13,6%	28.090	-3,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

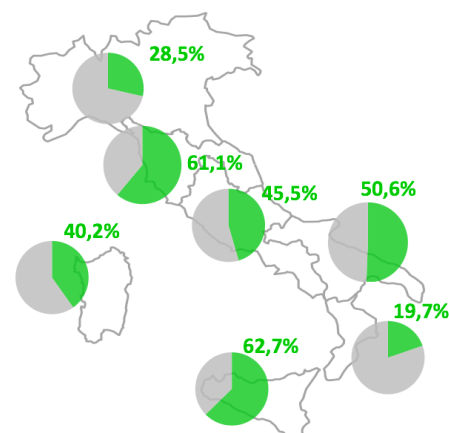
Fonte: GME

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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



LE FRONTIERE ESTERE

A gennaio l'Italia è risultata importatrice netta per complessivi 3,4 TWh (-1,0% sul 2020). L'analisi dei flussi per frontiera, pur confermando la presenza di volumi più consistenti provenienti da Francia e Svizzera, evidenzia rispetto al 2020 un deciso calo di questi ultimi, quasi interamente compensato dall'energia importata da Slovenia, Montenegro e Grecia (verso le quali, invece, lo scorso anno, l'Italia esportava). Il calo dei flussi dalla frontiera settentrionale riflette la crescita dei prezzi dei paesi limitrofi risultati più spesso superiori o uguali a quelli

del Nord: rispetto al 2020 questo ha comportato, sui confini gestiti in coupling, una drastica riduzione della frequenza di ore di import e un equivalente incremento delle ore di export, mentre sulla Svizzera, i cui flussi sono gestiti in asta esplicita, un incremento dei flussi inefficienti in import, saliti al 44% (+18 p.p.). Da segnalare l'attivazione delle aste esplicite giornaliere sulle interconnessioni con la Francia e l'Austria nella sessione del MGP relativa al 14 gennaio, interessata dalla situazione di partial decoupling dell'Italia dal resto d'Europa (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP, import e export

Fonte: GME

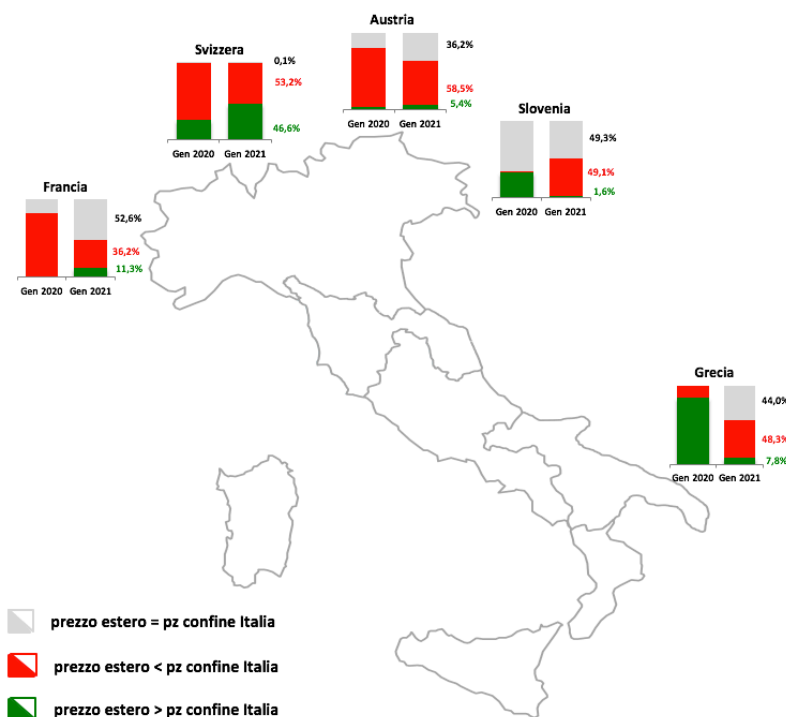
Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia	978.267 (1.920.204)	76,5% (97,0%)	23,4% (3,0%)	0,1% (0,0%)	34,0% (81,6%)	- (-)	2.572 (2.624)	1.122.724 (1.935.408)	1.072.955 (1.662.832)	1.120 (1.170)	144.457 (15.204)	144.457 (15.204)
Italia - Svizzera	1.611.264 (2.198.866)	96,4% (99,9%)	3,6% (0,1%)	- (-)	- (-)	- (-)	3.769 (3.896)	1.753.142 (2.264.651)	n/a n/a	3.185 (3.050)	141.878 (65.785)	n/a n/a
Italia - Austria	132.055 (171.822)	77,2% (86,3%)	9,4% (5,8%)	13,4% (7,9%)	68,0% (79,7%)	7,5% (4,6%)	262 (281)	139.361 (176.087)	137.680 (176.087)	119 (121)	7.306 (4.265)	7.306 (4.265)
Italia - Slovenia	282.416 (-279.833)	84,5% (14,4%)	11,4% (81,0%)	4,1% (4,6%)	60,5% (1,7%)	1,6% (34,1%)	586 (624)	306.193 (27.517)	306.193 (27.517)	670 (669)	23.777 (307.350)	23.777 (307.350)
Italia - Montenegro	315.750 (-212.309)	93,5% (21,1%)	6,2% (78,8%)	0,3% (0,1%)	16,8% (-)	- (11,3%)	605 (655)	350.554 (56.657)	n/a n/a	586 (590)	34.804 (268.966)	n/a n/a
Italia - Grecia	185.687 (-326.998)	78,5% (0,3%)	21,5% (99,7%)	- (-)	- (-)	- (-)	550 (558)	252.274 (11.021)	243.958 (-)	533 (525)	66.587 (338.020)	47.902 (-)
Italia - Malta	-68.006 (-)	0,1% (-)	96,5% (-)	3,4% (100,0%)	- (-)	- (-)	225 (214)	10 (-)	n/a n/a	225 (214)	68.016 (-)	n/a n/a
TOTALE*	3.437.432 (3.471.752)							3.924.258 (4.471.342)	1.760.786 (2.066.437)		486.826 (999.590)	223.443 (326.819)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* al netto dei volumi scambiati con la Corsica

Figura 1: MGP: differenziali di prezzo con le frontiere limitrofe

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Ai massimi degli ultimi due anni anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 60,00 €/MWh (+6,29 €/MWh, +11,7% su dicembre e +12,64 €/MWh, +26,7% sul 2020). Si allarga anche il differenziale negativo con il Pun (-0,71 €/MWh, +0,61 €/MWh) (Grafico 9). Sul livello più elevato almeno da giugno 2019 anche i prezzi nelle singole sessioni, compresi tra 58 €/MWh di MI7 e 65 €/MWh di MI4 e MI6 (+23/+29% sul 2020),

ma comunque inferiori al Pun calcolato nelle stesse ore (tra -0,8% di MI2 e -2,8% di MI7) (Figura 2 e Grafico 6 e 7). In aumento anche i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,3 TWh (+13,1% sul 2020). La riduzione interessa indistintamente tutti i mercati, tra cui in evidenza MI4 (+30,5%) e MI7 (+34,6%), con modeste variazioni annuali della quota di ciascuno sul totale (Figura 1 e Grafico 7).

Grafico 6: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

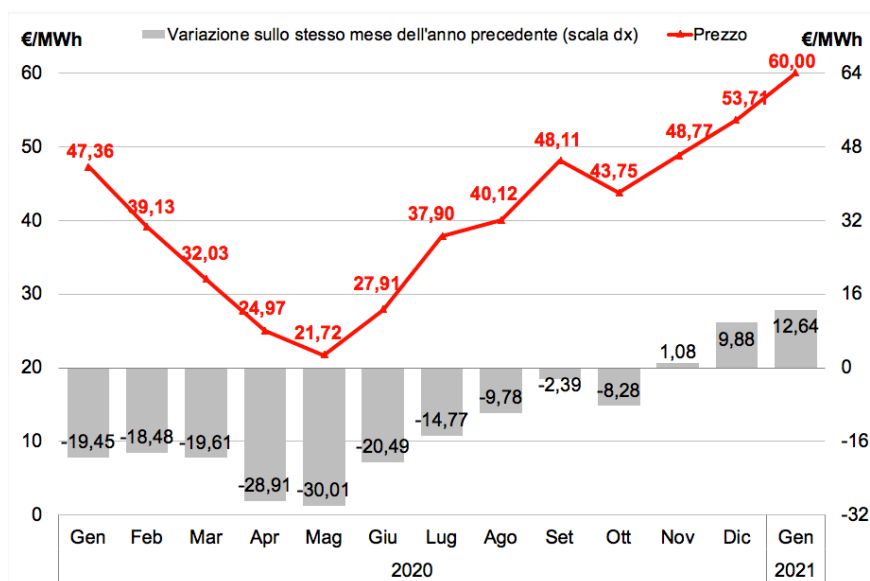


Figura 2: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto MWh			Volumi MWh		
	2021	2020	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	60,71	47,47	+27,9%	24.823.164	33.364	-5,1%
MI1 (1-24 h)	59,85 (-1,4%)	47,80	+25,2%	1.050.739	1.412	+16,3%
MI2 (1-24 h)	60,19 (-0,9%)	46,77	+28,7%	385.531	518	+3,1%
MI3 (5-24 h)	62,25 (-1,3%)	48,95	+27,2%	339.326	547	+9,3%
MI4 (9-24 h)	64,95 (-0,8%)	50,52	+28,6%	122.881	248	+30,5%
MI5 (13-24 h)	63,17 (-2,0%)	50,28	+25,6%	123.506	332	+5,0%
MI6 (17-24 h)	64,65 (-1,6%)	52,63	+22,8%	179.928	726	+13,8%
MI7 (21-24 h)	58,04 (-2,6%)	46,84	+23,9%	76.789	619	+34,6%

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

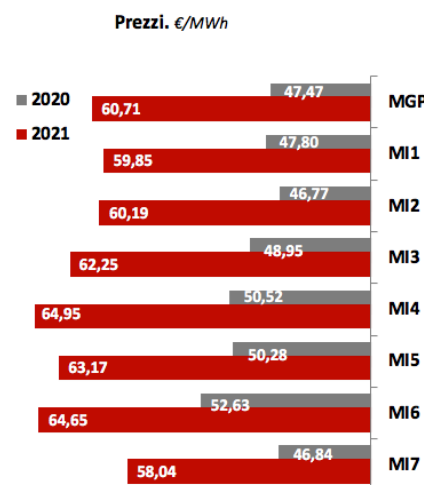
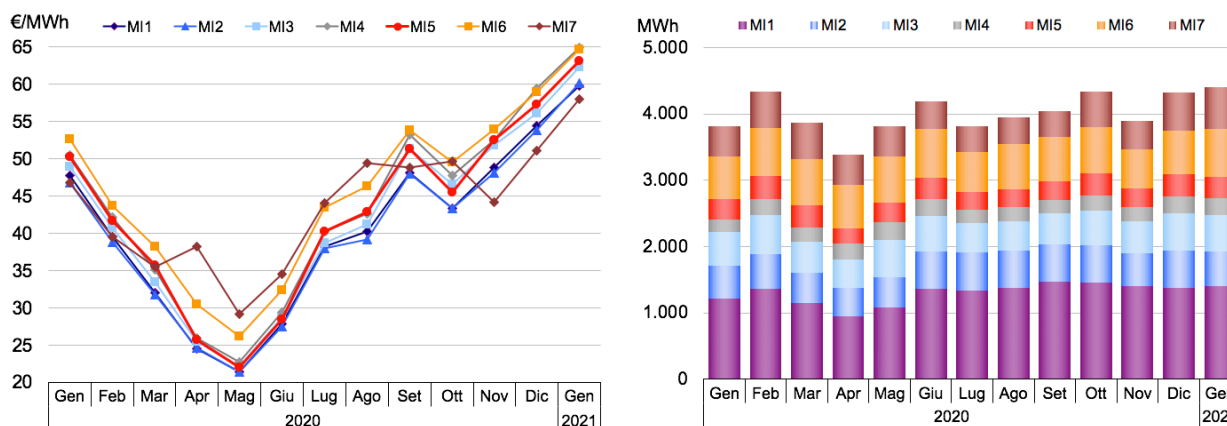


Grafico 7: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

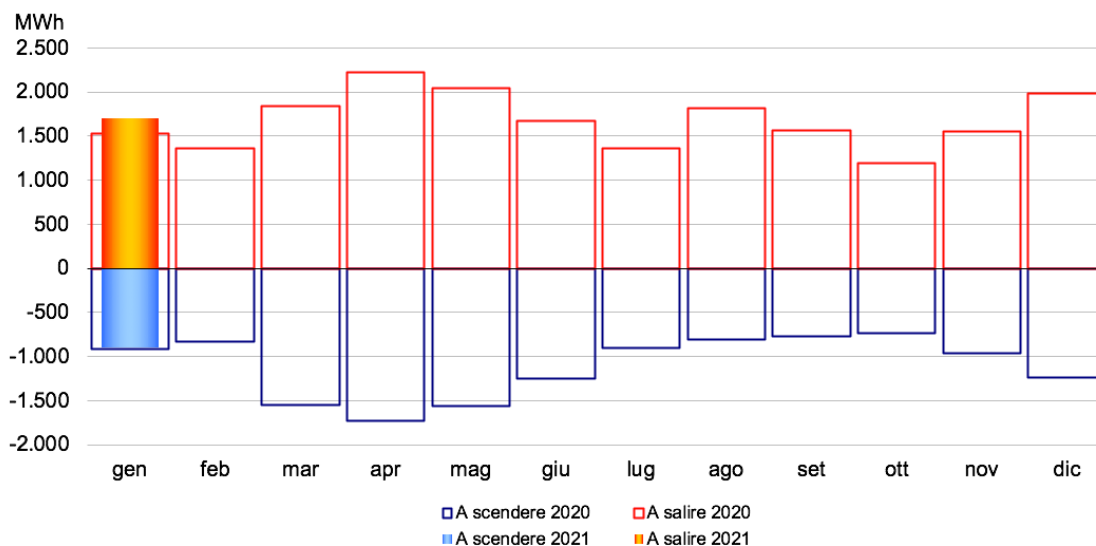


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

I volumi sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante salgono a 1,3 TWh per gli acquisti di Terna sul mercato a salire (+11,4% sul 2020), mentre scendono a 0,7 TWh le vendite di Terna sul mercato a scendere (-2,9%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 69 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', in crescita sul 2020 (+32), per un volume complessivo pari a 10,6 GWh (+3,7 GWh), ancora una volta relativi

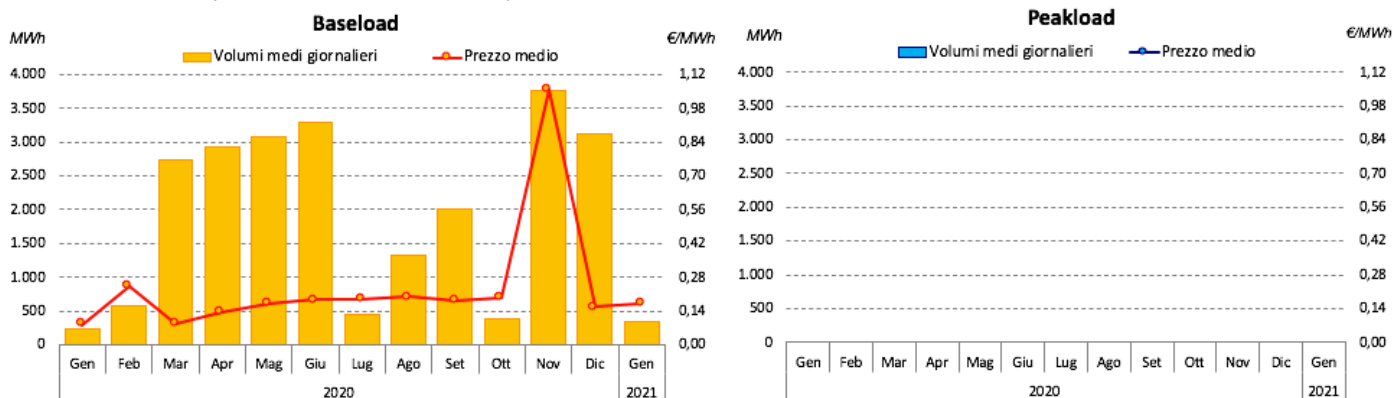
esclusivamente a prodotti baseload. Più che raddoppiato il prezzo medio, pari a 0,17 €/MWh (+0,9 €/MWh), in corrispondenza di scambi a prezzi fino a 0,85 €/MWh (Figura 3).

Figura 3: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzi			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	69	31/31	0,17	0,10	0,85	10.584	341
	(37)	28/31	(0,08)	(0,07)	(0,20)	(6.864)	(245)
Peakload	-	0/21	-	-	-	-	-
	(-)	0/23	(-)	(-)	(-)	(-)	(-)
Totale	69					10.584	
	(37)					(6.864)	

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 in generale rialzo.

Il prodotto Febbraio 2021 chiude il periodo di contrattazione

con un prezzo di controllo pari a 64,44 €/MWh sul baseload (39,30 €/MWh il corrispondente valore spot del 2020) e 74,66 €/MWh sul peakload (44,47 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 52 GWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

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
Febbraio 2021	64,44	+10,0%	-	-	-	-	-	74	49.728
Marzo 2021	55,98	+10,0%	-	-	-	-	-	74	54.982
Aprile 2021	50,50	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2021	53,93	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	55,44	+20,8%	-	-	-	-	-	66	144.144
III Trimestre 2021	57,00	+10,0%	-	-	-	-	-	66	145.728
IV Trimestre 2021	57,35	+5,0%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	58,85	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	53,50	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		490.648

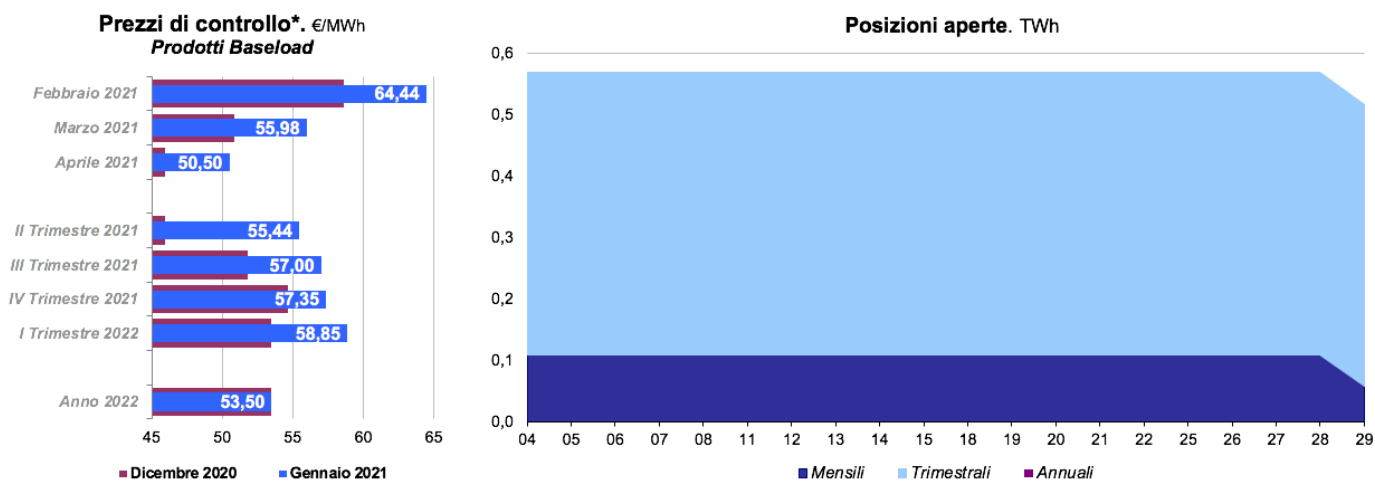
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2021	74,66	+11,7%	-	-	-	-	-	10	2.400
Marzo 2021	65,12	+12,0%	-	-	-	-	-	10	2.760
Aprile 2021	54,06	+11,9%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2021	57,78	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	60,56	+22,9%	-	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2021	67,13	+12,0%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2021	70,77	+9,3%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	69,71	+13,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	61,69	+1,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		26.400

TOTALE									
			-	-	-	-	-		517.048

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente
 ** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Restano in flessione anche in avvio del nuovo anno sia le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2021, pari a 20,4 TWh (-13,4% su gennaio 2020), che la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,5 TWh (-12,4%), entrambe ai minimi dal 2010 (Tabella 8). In risalita

dal basso livello di dicembre il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,78 (-0,02 sul 2020) (Grafico 10). Sempre in calo annuale anche i programmi registrati nei conti in immissione (5,9 TWh, -3,7%), quelli in prelievo (9,3 TWh, -8,6%) e i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,6 TWh, -19,9% e 2,2 TWh, -25,5%).

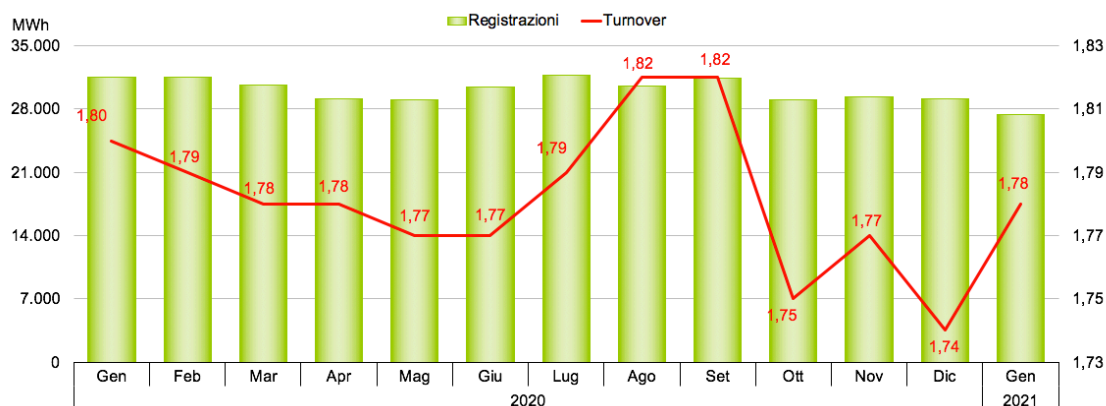
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.167.106	- 6,7%	30,2%	Richiesti	7.501.179	-15,2%	100,0%	9.323.497	-8,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	81.972	- 38,6%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.685.993	-38,9%	35,8%	13.645	+26,1%	0,1%
<i>Peak</i>	67.860	- 61,5%	0,3%	Rifiutati	1.621.248	-40,8%	21,6%	22.147	+264,4%	0,2%
<i>Week-end</i>	384	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.611.592	-41,1%	21,5%	5	+2612,7%	0,0%
Totale Standard	6.317.322	- 8,7%	30,9%							
Totale Non standard	14.040.417	- 15,2%	68,7%	Registrati	5.879.931	-3,7%	78,4%	9.301.350	-8,6%	99,8%
PCE bilaterali	20.357.739	- 13,3%	99,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.074.401	-35,1%	14,3%	13.640	+26,0%	0,1%
MTE	57.576	- 49,4%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	5.618.726	-19,9%		2.197.307	-25,5%	
MPEG	10.584	+54,2%	0,1%	Saldo programmi	-	-		3.421.419	-15,9%	
TOTALE PCE	20.425.899	- 13,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.498.658	- 12,4%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio i consumi di gas naturale in Italia confermano il trend rialzista dei cinque mesi precedenti (+3%), attestandosi su livelli tra i più alti degli ultimi dieci anni per il periodo in analisi. La crescita risulta trainata dai consumi del settore civile (+6%), favoriti dalle temperature più rigide, mentre arretrano quelli del comparto termoelettrico (-8%) ed industriale (-5%). Significativa la ripresa delle esportazioni, sui valori più elevati da oltre dieci anni (+96%). Lato offerta, si confermano in aumento le importazioni tramite gasdotto (+22%) e in flessione quelle tramite rigassificatori GNL (-43%), rispettivamente sui livelli più alti e più bassi da marzo 2018, mentre continua a ridursi la produzione nazionale (-9%). A fronte del maggior import risultano in

calo su base annua le erogazioni dai siti di stoccaggio (-8%), con la giacenza a fine gennaio inferiore di circa il 12% ai livelli molti elevati raggiunti nello stesso giorno dell'anno precedente.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico, a 14,3 TWh, con la quota sul totale consumato al 14% (+4 punti percentuali). In crescita gli scambi sui mercati a contrattazione continua e sul segmento day-ahead di AGS, anch'esso sui valori più alti mai registrati. Continuano a crescere le quotazioni a pronti, in linea con le dinamiche al PSV (20,6 €/MWh), ai massimi da febbraio 2019.

IL CONTESTO

Nel primo mese dell'anno i consumi di gas naturale in Italia segnano il sesto aumento consecutivo su base annua (+3%), attestandosi a 9.954 milioni di mc. In crescita i consumi del settore civile (6.058 milioni di mc, +6,3%), favoriti dalle basse temperature, e le esportazioni, quasi raddoppiate su base annua (367 milioni di mc, +96%), in particolare verso il Nord Europa (67 milioni di mc a Passo Gries e 21 milioni di mc a Bizzarone). In calo, invece, i consumi del settore termoelettrico (2.338 milioni di mc, -7,8%), frenati dalla minore domanda di energia elettrica e dalla maggiore disponibilità di offerta rinnovabile, e quelli del comparto industriale (1.191 milioni di mc, -4,7%).

Lato offerta, le importazioni di gas naturale registrano il secondo significativo incremento su base annua (+11%), sospinte esclusivamente dai flussi tramite gasdotto, che salgono sul livello più elevato da marzo 2018 (5.710 milioni di mc, +22%); per contro, si riducono le importazioni dai rigassificatori GNL (569 milioni di mc, -43%), ai minimi degli ultimi tre anni. Ancora in calo anche la produzione nazionale, pari a 311 milioni di mc (-9%). In corrispondenza della consistente ripresa delle importazioni, si registra una riduzione annuale delle erogazioni

dai siti di stoccaggio, pari a 3.363 milioni di mc (-8,3%) e al 34% del totale approvvigionato (era il 38% a gennaio 2020).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra una crescita concentrata nei punti di Mazara (1.848 milioni di mc, +42%) e di Tarvisio (3.046 milioni di mc, +64%), da cui complessivamente l'Italia importa il 79% del totale. In flessione, invece, i flussi del gas proveniente dalla Libia a Gela (276 milioni di mc, -26%) e, soprattutto, dal Nord Europa a Passo Gries (196 milioni di mc, -83%), con quest'ultimo risultato tuttavia in significativa ripresa dai livelli minimi dei tre mesi precedenti. Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, scendono ai minimi da marzo 2018 i flussi in ingresso a Panigaglia (20 milioni di mc, -79%), mentre risulta meno intensa la flessione a Cavarzere (549 milioni di mc, -6%); non operativo, infine, il terminal di Livorno.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 5.510 milioni di mc, in riduzione del 12% dal livello, tra i più elevati, raggiunto a fine gennaio 2020; a fronte di un incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente, il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 41% (-6 p.p.).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.279	66,5	+11,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.848	19,6	+41,5%
Tarvisio	3.046	32,2	+64,0%
Passo Gries	196	2,1	-82,7%
Gela	276	2,9	-26,0%
Gorizia	4	0,0	+694,0%
Melendugno	340	3,6	-
Panigaglia (GNL)	20	0,2	-78,9%
Cavarzere (GNL)	549	5,8	-6,4%
Livorno (GNL)	0	0,0	-100,0%
Produzione Nazionale	311	3,3	-9,0%
Erogazioni da stoccaggi	3.363	35,6	-8,3%
TOTALE IMMESSO	9.954	105,3	+2,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	9.587	101,5	+1,1%
Industriale	1.191	12,6	-4,7%
Termoelettrico	2.338	24,7	-7,8%
Reti di distribuzione	6.058	64,1	+6,3%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	367	3,9	+96,2%
TOTALE CONSUMATO	9.954	105,3	+2,9%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	9.954	105,3	+2,9%

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

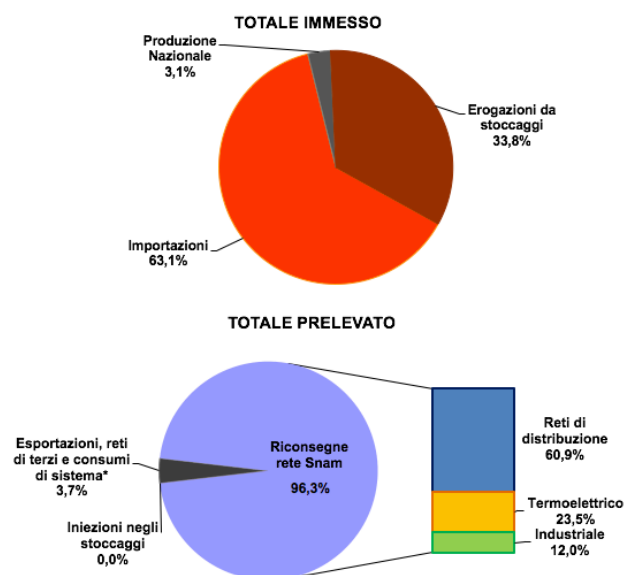
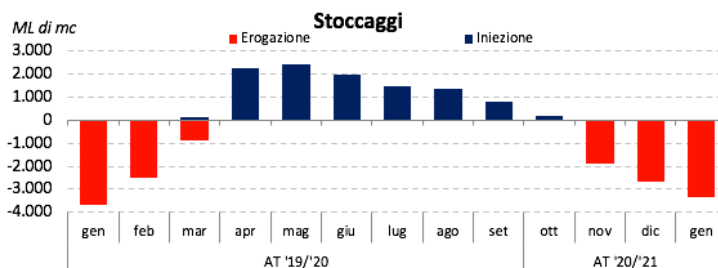
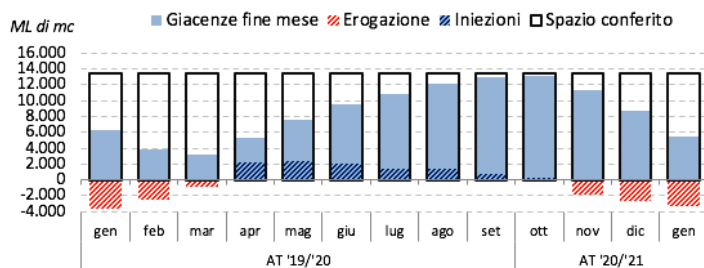


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2021)	5.510	-12,3%
Erogazione (flusso out)	3.363	-8,3%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	3.363	-8,3%
Spazio conferito	13.466	+0,5%
Giacenza/Spazio conferito	40,9%	-6,0 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV rafforza il trend rialzista degli ultimi sette mesi e sale al massimo da febbraio 2019, pari a 20,6 €/MWh, in aumento di 7,25 €/MWh (+54%) su base annua e di 14,6 €/MWh (+243%) sul minimo registrato a giugno 2020. Analoghe dinamiche per i prezzi dei principali hub europei, tra i quali il riferimento al TTF si porta a 20,40 €/MWh, mostrando più intensi incrementi

congiunturali e tendenziali (+82% su gennaio 2020). In conseguenza di ciò, lo spread mensile tra il riferimento italiano e quello olandese scende a 0,20 €/MWh (era 0,49 €/MWh a dicembre, 2,14 €/MWh lo scorso anno), con la quotazione al TTF risultata superiore al PSV in oltre la metà dei giorni del mese, concentrati in particolare nell'ultima decade quando il differenziale TTF-PSV supera i 2,2 €/MWh.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico e si portano a 14,3 TWh, in aumento del 52% su base annua e del 4% sul mese precedente; a fronte di una più modesta crescita della domanda, la quota degli scambi a pronti sul totale consumato sale al 14%, guadagnando 4 p.p. rispetto allo scorso anno.

La significativa ripresa dei volumi su MP-GAS è concentrata nei mercati a negoziazione continua (entrambi +50% circa) e, soprattutto, nel comparto ad asta di MGP-Gas (superiore di circa sei volte il livello di gennaio 2020, primo mese di operatività). Le quantità scambiate day-ahead nel comparto AGS, tutte relative ad acquisti SRG, raggiungono i 5,7 TWh, valore più alto registrato su tutti i mercati a pronti del GME, spingendo la loro quota sul totale negoziato al 40%, con un picco al 58% in corrispondenza di scambi ai massimi storici (0,4 TWh) registrati per il giorno gas 12 gennaio. Intensa la crescita anche degli scambi su MGP-Gas a contrattazione continua, che salgono a 3,7 TWh (+45% su base annua), con una quota sul totale a pronti del 26%. I volumi su MI-Gas si attestano a 4,4 TWh (+9%), pari al 31% degli scambi, con un incremento sostenuto sia dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, al massimo storico di 3,2 TWh (+9% sullo scorso anno e pari al 73% del totale scambiato nel comparto), sia dalle movimentazioni del RdB (anch'esse +9%), concentrate prevalentemente su lato della

vendita (0,8 TWh, +85% su base annua); deboli, invece, gli acquisti del RdB (0,4 TWh, -38%). Modesti i volumi negoziati nel comparto AGS intraday (0,1 TWh), ancora in significativo calo rispetto ai livelli molto elevati osservati nei primi mesi di operatività del mercato (-91%).

Sul MGS le quantità scambiate continuano a mostrare un evidente calo tendenziale, attestandosi a 0,43 TWh (-31% su base annua), al secondo rialzo consecutivo dopo il minimo storico di novembre.

La flessione tendenziale dei volumi scambiati per l'impresa operativa Stogit appare attribuibile sia alle minori vendite da parte di Snam con finalità di Bilanciamento, pari a 0,06 TWh (erano 0,1 TWh a gennaio 2020), che ai ridotti scambi tra operatori terzi (0,3 TWh, -3%).

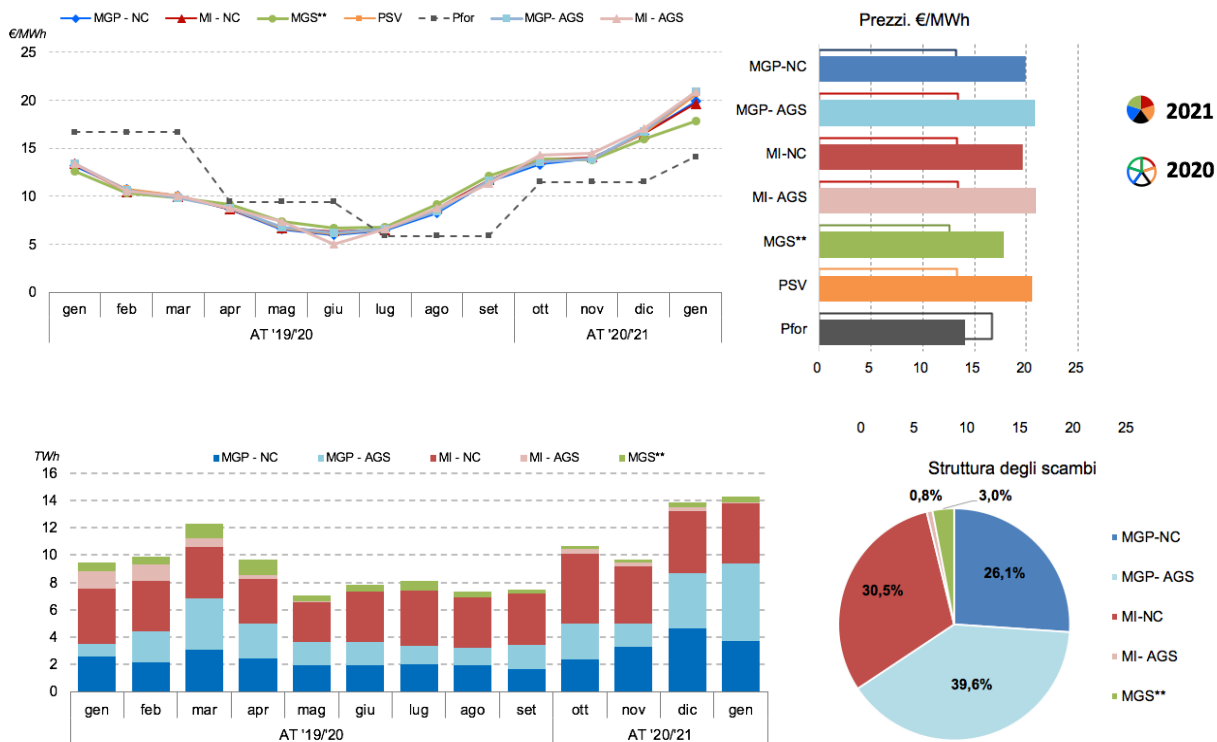
Con riferimento alle quotazioni registrate sui mercati a pronti, si registra una significativa generalizzata crescita sia su base annua che sul mese precedente, con livelli ai massimi da oltre un anno e mezzo. I prezzi dei due comparti AGS, pari a 20,9 €/MWh, risultano i più alti, anche rispetto alla quotazione al PSV; in particolare, nel comparto day-ahead l'incremento è concentrato nei giorni gas compresi tra l'11 e il 13 gennaio (con un picco di prezzo a 37,32 €/MWh), in corrispondenza di un aumento dei volumi scambiati e in un generale contesto rialzista delle quotazioni, sia nazionali che internazionali. I prezzi dei restanti mercati a pronti si attestano, invece, sotto i 20 €/MWh, con un minimo su MGS a 17,83 €/MWh.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MP-GAS					
<i>MGP</i>					
Negoziazione continua	19,88	(13,18)	16,40	30,38	3.733.632 (2.578.056)
Comparto AGS	20,85	(13,40)	17,02	37,32	5.670.840 (964.392)
<i>MI</i>					
Negoziazione continua	19,64	(13,35)	16,30	28,70	4.371.624 (4.017.888)
Comparto AGS	20,89	(13,40)	17,51	27,40	116.544 (1.271.856)
<i>MGS**</i>					
Stogit	17,83	(12,60)	16,80	19,10	430.065 (621.426)
Edison	-	(-)	-	-	- (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

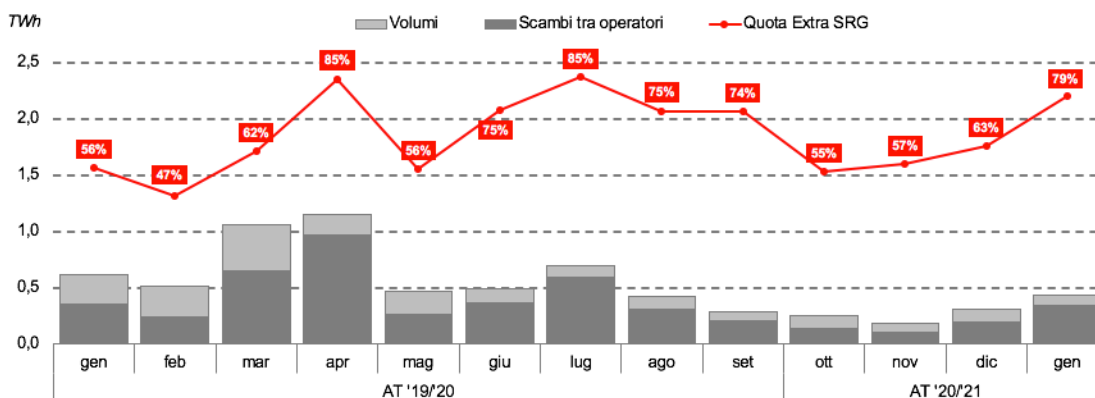
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

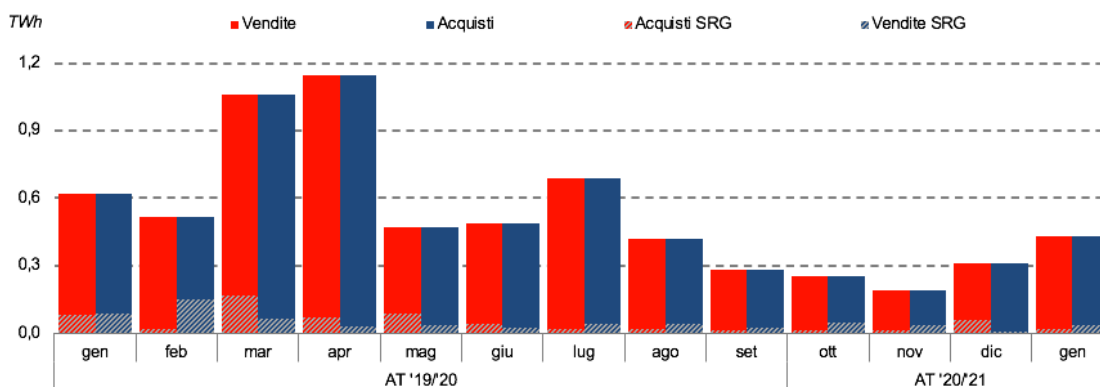
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Totale	430.065	(621.426)	430.065	(621.426)	-	(-)	-	(-)
SRG	28.389	(3.363)	61.268	(104.196)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	28.389	(3.363)	61.268	(104.196)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	401.675	(618.063)	368.797	(517.230)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio sono stati scambiati 4,8 GWh, in lieve ripresa rispetto a dicembre, tutti relativi ai prodotti mensili di prossima consegna. Il mensile M-2021-02 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 21,58 €/MWh (+29% rispetto

all'ultimo riferimento di dicembre) ed una posizione di 7,4 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano, invece, a 11 GWh (erano 10 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo dei restanti prodotti risultano tutti stabili (quelli con consegna più lontana) o in aumento (+11/+14%).

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-2021-01	-	-	18,78	12,0%	-	-	-	-	-	-	120	240
BoM-2021-02	-	-	21,48	-	-	-	-	-	-	-	264	6.600
M-2021-02	19,75	20,00	21,58	28,8%	2	4.032	-	-	4.032	-	264	7.392
M-2021-03	19,00	19,00	19,13	12,8%	1	744	-	-	744	-	144	4.464
M-2021-04	-	-	18,45	12,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-05	-	-	16,73	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-02	-	-	17,65	13,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	16,53	10,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	17,23	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	18,13	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	16,97	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					3	4.776			4.776		408	11.064

*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 gennaio non sono stati registrati scambi per il prodotto Marzo 2021.

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A gennaio si conferma il trend rialzista di tutte le commodities energetiche. Prosegue, infatti, la crescita delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati, salite ai massimi dell'ultimo anno circa, e del carbone, sul livello più alto da aprile 2019. Forti incrementi anche per le quotazioni europee del gas, con il PSV

e il TTF sostanzialmente allineati sui 20/21 €/MWh, record da febbraio 2019. In tale contesto si inserisce la significativa risalita dei prezzi europei dell'elettricità, con il riferimento italiano che riduce il suo differenziale dalle quotazioni limitrofe (Italia: 60,71 €/MWh, Francia: 59,48 €/MWh).

A gennaio non si arrestano i progressivi rialzi registrati a partire da novembre sulle quotazioni dei combustibili che tuttavia, ad eccezione del carbone, rimangono su livelli inferiori allo scorso anno. Ai massimi da marzo il greggio (54,39 \$/bbl, +9% su dicembre e -16% sul 2020), così come il gasolio (440,73 \$/MT, +9% e -21%) e l'olio combustibile (399,56 \$/MT, +11% e -23%). Salgono invece ai massimi da aprile 2019 le quotazioni del carbone (67,99 \$/MT) che, in aumento del 6% su base

mensile, registrano anche il secondo deciso rialzo annuale (+32%). I mercati futures indicano prezzi ancora in moderato aumento nel breve e medio periodo, con revisioni al rialzo per tutti i combustibili. Infine, con il tasso di cambio euro/dollaro a 1,22 €/€, valore più elevato da maggio 2018 e maggiore del 10% rispetto al gennaio scorso, si accentuano le flessioni annuali di greggio e derivati e si attenua la crescita del carbone nella conversione in euro delle quotazioni delle commodities.

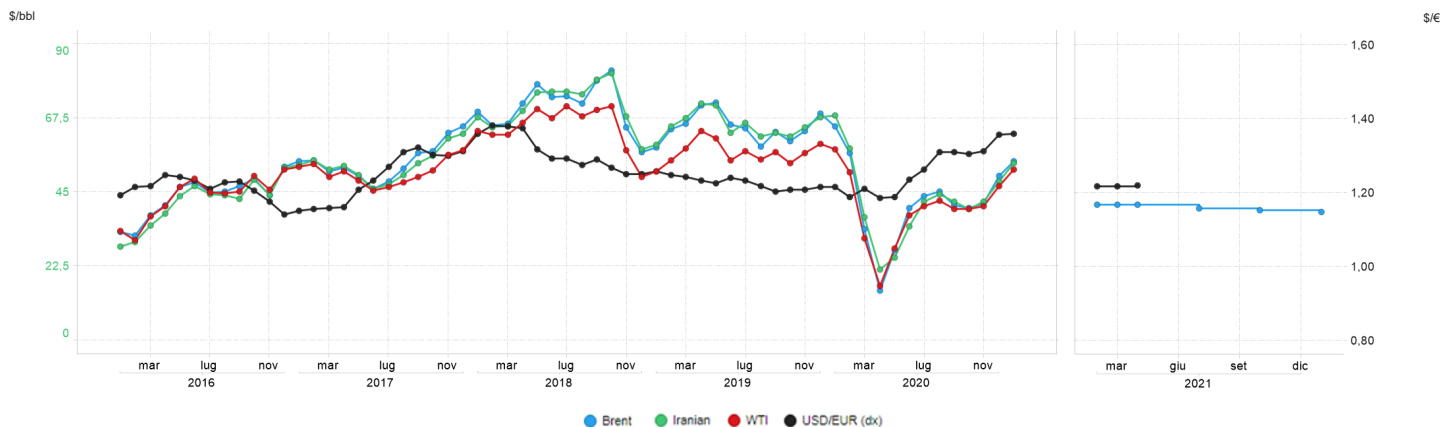
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

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	54,39	9%	-16%	51,63	55,00	10%	55,32	10%	55,17	10%	51,72	
Olio Combustibile	USD/MT	399,56	11%	-23%									
Gasolio	USD/MT	440,73	9%	-21%	420,75	449,83	8%	452,24	8%	453,73	8%	457,25	
Carbone	USD/MT	67,99	6%	32%	70,25	69,37	11%	68,28	1%	71,50		69,94	

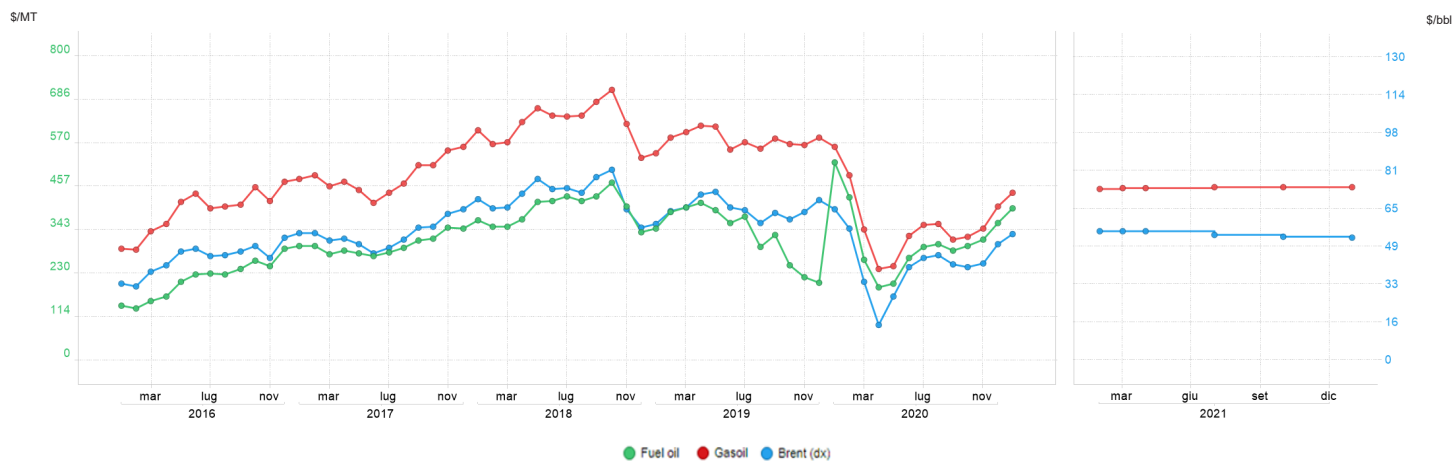
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	44,68	9%	-23%		45,17	-	45,40	-	45,25	-	42,15	-
Olio Combustibile	EUR/MT	328,25	11%	-30%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	362,07	9%	-28%		369,40	-	371,16	-	372,11	-	372,63	-
Carbone	EUR/MT	55,85	6%	20%		57,01	-	56,08	-	58,68	-	57,04	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,22	0%	10%	1,22	1,22	-	1,22	-	1,22	-	1,23	-

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



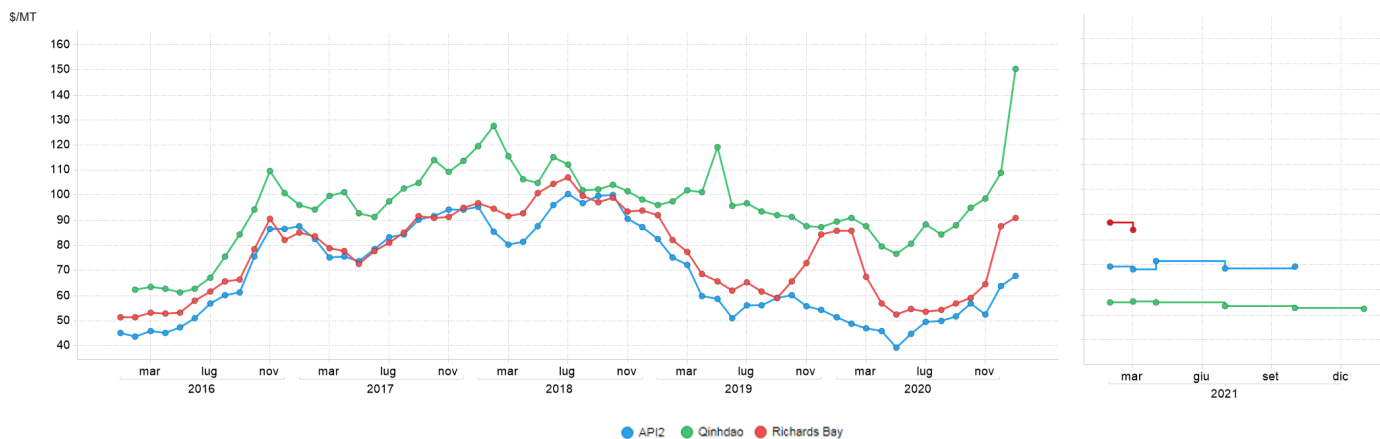
Fonte: Refinitiv

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



Fonte: Refinitiv

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



Fonte: Refinitiv

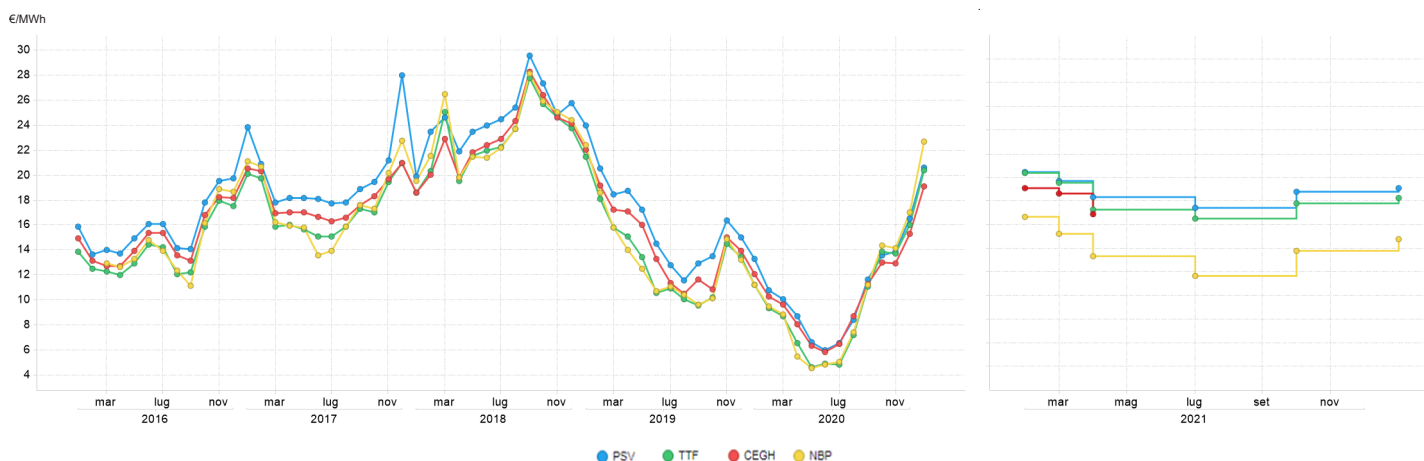
Con riferimento ai principali hub europei del gas, il perpetuarsi della dinamica rialzista osservata nell'ultimo semestre porta a gennaio i prezzi sui valori più elevati degli ultimi due anni. Il PSV sale a 20,60 €/MWh (+25% su dicembre e +54% sul 2020) e di poco inferiore risulta il TTF, a 20,40 €/MWh (+27% su dicembre e +82% sul 2020), con

quest'ultimo superiore al riferimento italiano nella metà dei giorni del mese. Le aspettative per i mesi a venire, sebbene in crescita rispetto a dicembre, mostrano una progressiva lenta discesa dei prezzi, con un differenziale atteso tra il riferimento italiano e quello olandese che risulta superiore a 1 €/MWh soltanto ad aprile.

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	20,60	25%	54%	17,75	20,47	25%	19,68	17%	18,34		17,27	
TTF	NL	20,40	27%	82%	19,08	20,38	25%	19,55	23%	17,28		16,34	
CEGH	AT	19,12	25%	58%	17,34	19,11	21%	18,61	19%	16,88			
NBP	UK	22,70	33%	102%	15,81	16,63	22%	15,21	22%	13,30			



Nel contesto delineato anche le quotazioni sulle principali borse elettriche europee, al terzo rialzo mensile consecutivo, si portano tutte ai massimi da almeno due anni. Relativamente più modesta la crescita del PUN italiano, a 60,71 €/MWh (+12% su dicembre e +28% sul 2020), che riduce la sua distanza dalle quotazioni confinanti e dalla Spagna, allineate a 58/60 €/MWh (+15/+43% e +42/+57%). Restano più basse le quotazioni in

Germania e nell'area scandinava, rispettivamente a 52,81 €/MWh (+21% e +51%) e 45,81 €/MWh, risultate comunque entrambe in netta ripresa sia su base mensile che sul 2020. I mercati elettrici a termine indicano per Italia, Francia e Germania ulteriori rialzi dei prezzi a febbraio, con successivo ripiegamento nei due mesi successivi, e uno spread atteso tra Italia e Francia mai superiore ai 3 €/MWh.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	60,71	12%	28%	56,65	64,44	16%	55,98	16%	49,78	8%	53,50	0%
FRANCIA	59,48	23%	57%	63,52	62,32	3%	53,70	11%	46,73		51,46	
GERMANIA	52,81	21%	51%	54,53	53,42	9%	48,89	11%	44,64		49,99	
AREA SCANDINAVA	45,81	128%	90%	32,65	42,43	78%	35,79	99%	32,19		26,28	
SPAGNA	60,17	43%	47%	56,03	56,20	8%	48,08	8%	45,34		47,05	
AUSTRIA	57,69	15%	42%									
SVIZZERA	60,49	18%	42%									

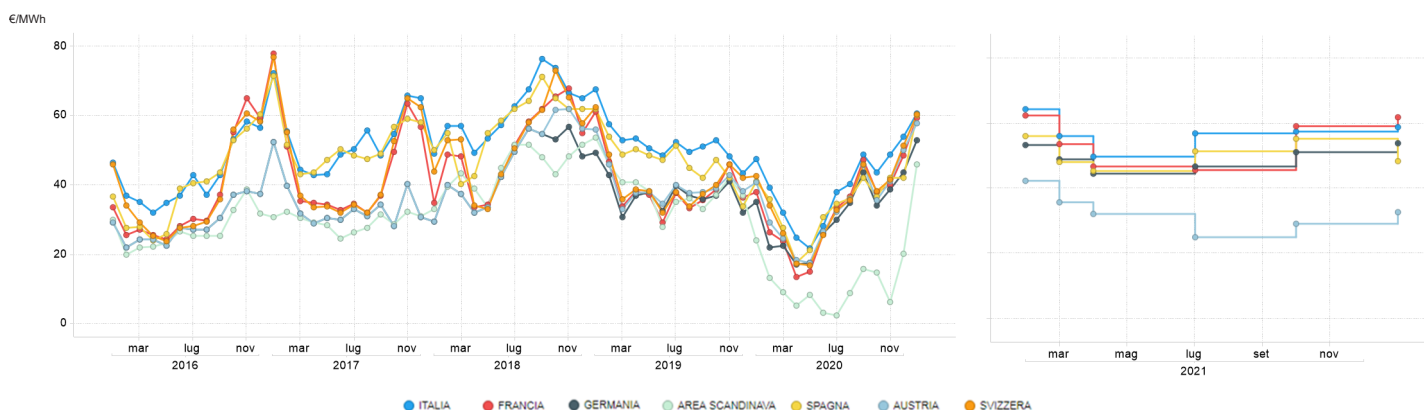
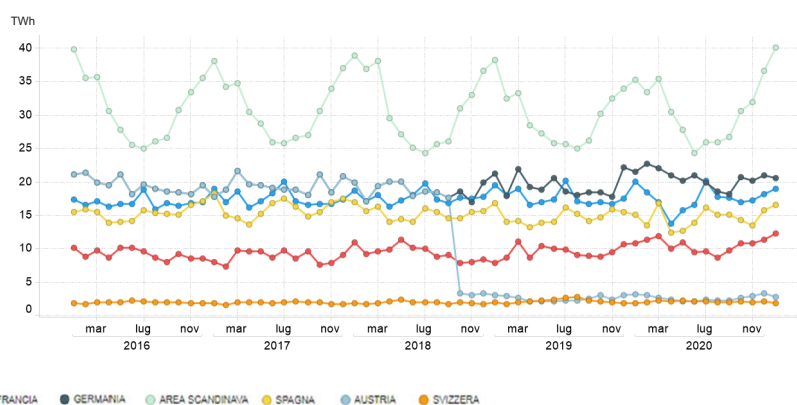


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,9	4%	-6%
FRANCIA	12,3	8%	13%
GERMANIA	20,6	-2%	-5%
AREA SCANDINAVA	40,1	10%	14%
SPAGNA	16,6	5%	9%
AUSTRIA	2,8	-18%	-13%
SVIZZERA	1,8	-15%	-6%



* 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 (12,3 TWh, +13%) e alla Spagna (16,6 TWh, +9%), mentre cali del 5/6% interessano la Germania (20,6 TWh) e l'Italia (18,9 TWh).

N.B.: A seguito dello splitting intercorso tra le zone Germania e Austria sulla borsa EPEX, a partire dal giorno di flusso 01/10/2018 i valori della zona Austria si riferiscono specificatamente agli esiti registrati per la zona "AT" su detta borsa.

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), il prezzo medio si attesta a 264,46 €/tep aumentando di 1,4 €/tep rispetto a dicembre. Il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale, invece, si porta a 209,93 €/tep (-41,48 €/tep), ai minimi da luglio 2018, portando a circa 55 €/tep il differenziale con il corrispondente valore di mercato. In calo gli scambi sul mercato (-12%), con una liquidità che invece cresce ancora al 78%, in corrispondenza di una più intensa flessione delle contrattazioni bilaterali (-72%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO)

il prezzo medio, dopo quattro cali consecutivi, rimane stabile a 0,09 €/MWh, confermandosi inferiore rispetto alle quotazioni bilaterali, in crescita a 0,65 €/MWh. Continuano a crescere gli scambi sul mercato (+26%), così come quelli sulla piattaforma bilaterale (+68%). Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 1,3 TWh, ad un prezzo medio pressoché stabile a 0,40 €/MWh.

Nessuna sessione prevista invece per gennaio sul Mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (MCIC).

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

A gennaio la quotazione media sul mercato organizzato si porta a 264,46 €/tep, in aumento dello 0,5% rispetto al mese precedente (+1,4 €/tep), mentre scende il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, ai minimi da luglio 2018 e pari a 209,93 €/tep (-16,5%). Lo spread tra i due riferimenti risulta pertanto in crescita a circa 55 €/tep (+43 €/tep rispetto a dicembre), il più alto da maggio del 2018. Tuttavia, tale differenza si riduce significativamente a 8 €/tep, considerando esclusivamente le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi scende all'82% (-14 p.p.). In crescita, invece, al 73% il peso delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito nel range compreso tra i livelli minimo e massimo di abbinamento

osservati sul mercato (260,00-269,99 €/tep) (+6 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE si attestano a 157,5 mila tep, in calo del 12,1% rispetto a dicembre e del 34,5% rispetto ad un anno fa. La liquidità del mercato cresce comunque al 78%, più alta di circa 26 p.p. rispetto al mese scorso e di circa 2 p.p. rispetto ad un anno fa, in corrispondenza di quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale in calo a 45 mila tep (-73% rispetto a dicembre, -41% su gennaio 2020). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 63.875.000 tep, in aumento di 147.593 tep rispetto a fine dicembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.182.219 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep				
Mercato	264,46	+0,5%	260,00	269,99	157.520	-12,1%	41,66	-11,7%
Bilaterali	209,93	-16,5%	0,00	303,60	45.400	-72,6%	9,53	-77,1%
con prezzo >1	256,38	-2,1%	80,00	303,60	37.174	-76,6%	9,53	-77,1%
Totale	252,26	-2,0%	0,00	303,60	202.920	-41,2%	51,19	-42,4%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

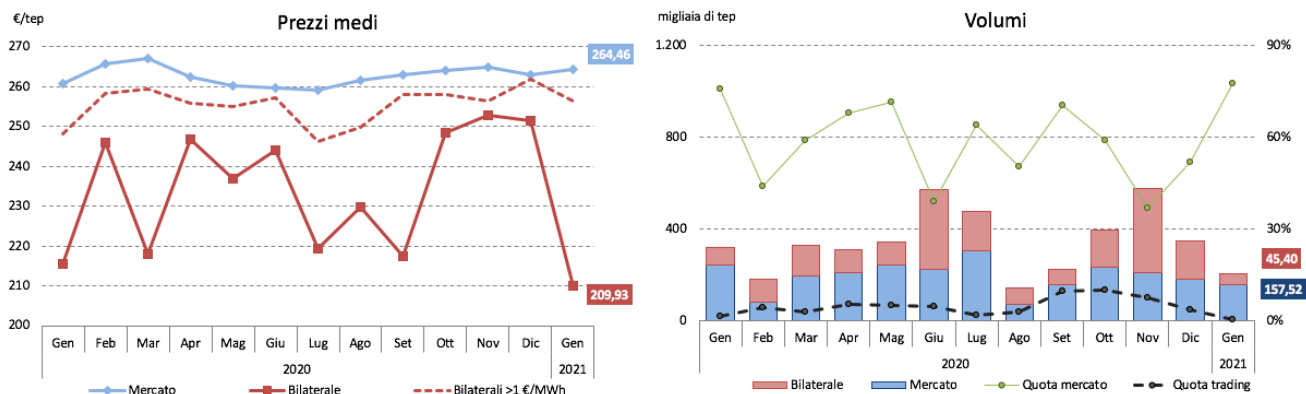


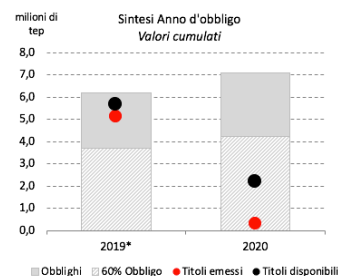
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

MTEE			PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	Volumi >260 €/tep						
6	263,71	336.785	31.319	14.419	254,74	14.419	250,00	2.182.219	63.875.000	1.202.342

*La stima del contributo tariffario viene effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA con delibera 487/2019/R/EFR e ss.mm.ii. Il GME non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

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



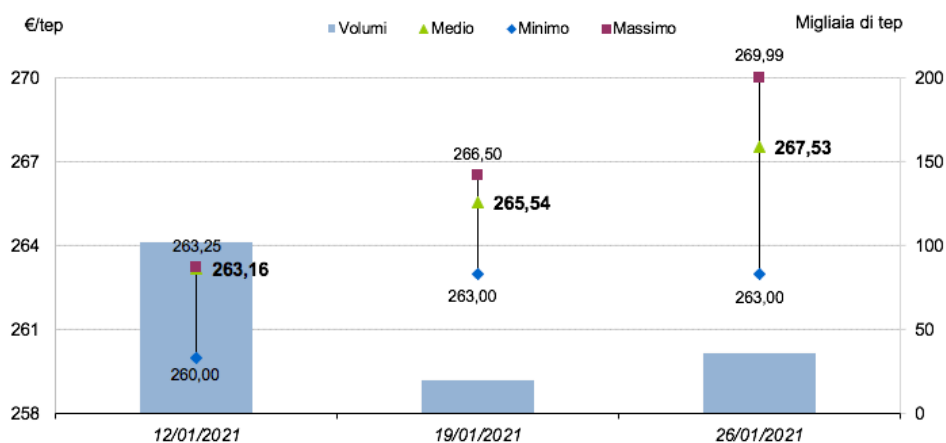
*valori cumulati al 30/11/2020

L'analisi delle singole sedute mostra un trend lievemente rialzista nelle tre sessioni di inizio anno, passando dai 263,16 €/tep del 12 gennaio ai 267,53 €/tep del 26 gennaio, quando lo spread tra il prezzo minimo e massimo

raggiunge i 6,99 €/tep (massimo da aprile dello scorso anno). I volumi risultano concentrati nella prima seduta (65% del totale mensile), mentre la media si attesta a 53 mila tep.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A gennaio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, risulta stabile a 0,09 €/MWh, confermandosi al minimo per il corrente periodo di contrattazione. Cresce, invece, il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,65 €/MWh, +48% su dicembre), con conseguente allargamento del suo differenziale con il riferimento di mercato a 0,56 €/MWh (+0,21 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra quotazioni medie pressoché allineate intorno ai 0,09-0,10 €/MWh; diffuse dinamiche rialziste, invece, sulla PBGO, con la categoria Idroelettrico a 0,62 €/MWh (+16%), quella Eolico a 0,55 €/MWh (+69%), quella Altro a 0,51 €/MWh (+284%); in controtendenza la sola categoria Solare, in calo a

0,29 €/MWh (-25%).

In linea con il mese precedente, invece, il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE, pari a 0,40 €/MWh, con dettaglio per tipologia che mostra quotazioni comprese tra 0,57 €/MWh della fonte Eolico e 0,34 €/MWh della categoria Idroelettrico.

I volumi scambiati sul mercato tornano a crescere, attestandosi a 178 mila MWh (+26% rispetto al mese precedente), confermandosi esigui rispetto a quelli registrati sulla piattaforma bilaterale che salgono a 7,7 TWh (+68%). Le garanzie d'origine assegnate tramite asta del GSE si attestano, invece, a 1,3 TWh (-75% su dicembre).

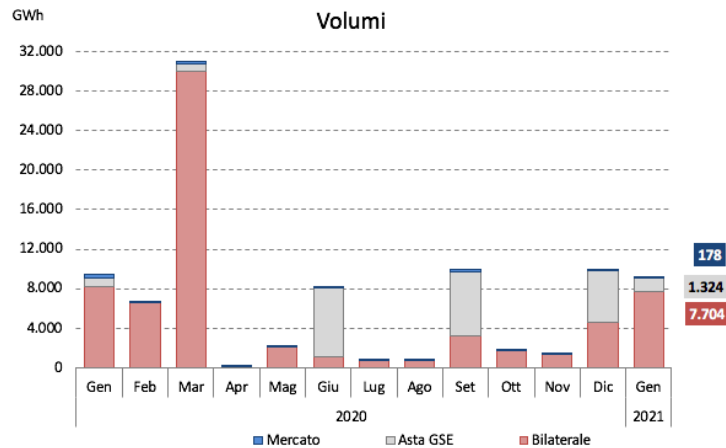
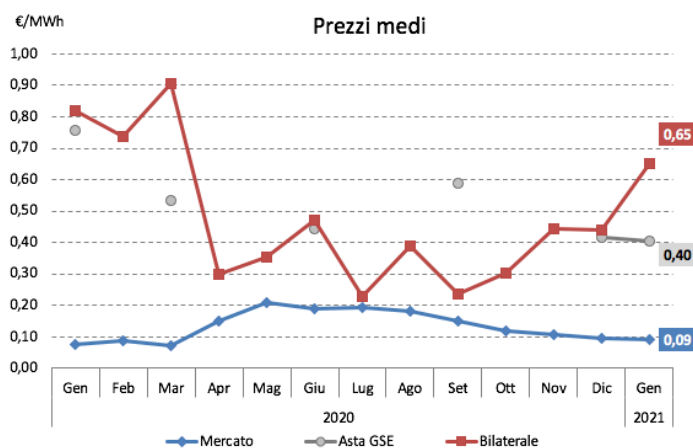
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,09	-2,0%	0,08	0,10	178.370	+26,1%	16.264	+23,6%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,65	+47,7%	0,00	1,63	7.704.129	+67,7%	5.008.556	+147,6%
	0,69	+55,5%	0,01	1,63	7.308.755	+59,2%	5.008.556	+147,6%
Totale	0,64	+48,3%	0,00	1,63	7.882.499	+66,4%	5.024.819	+146,8%
Asta GSE	0,40	-2,7%	0,31	0,75	1.323.614	-74,9%	534.353	-75,6%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

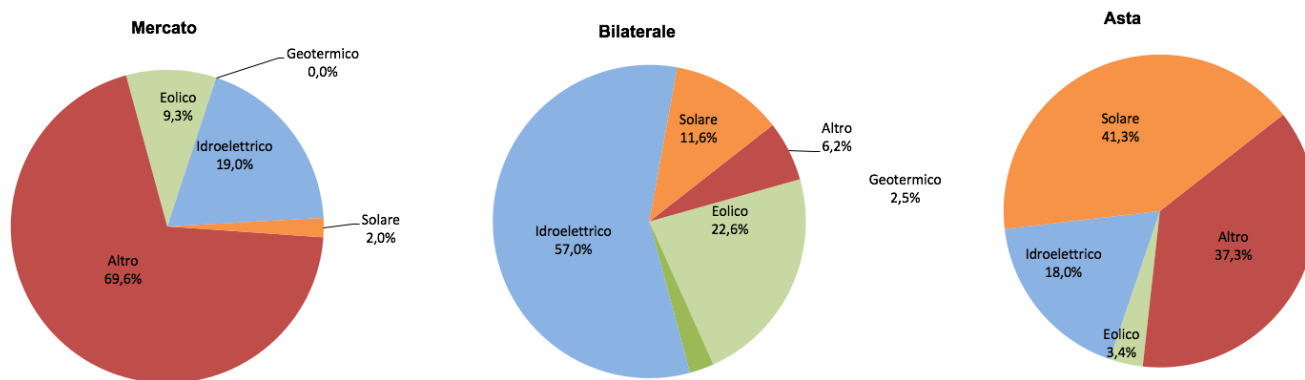


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 conferma una diversa distribuzione delle garanzie d'origine contrattate

sulle tre piattaforme: la tipologia Altro rimane predominante sul mercato (70%), quella Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (57%), mentre quella Solare in asta (41%).

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

Fonte: dati GME



ECONOMIA CIRCOLARE: COSA SERVE PER MANTENERE IL PRIMATO ITALIANO?

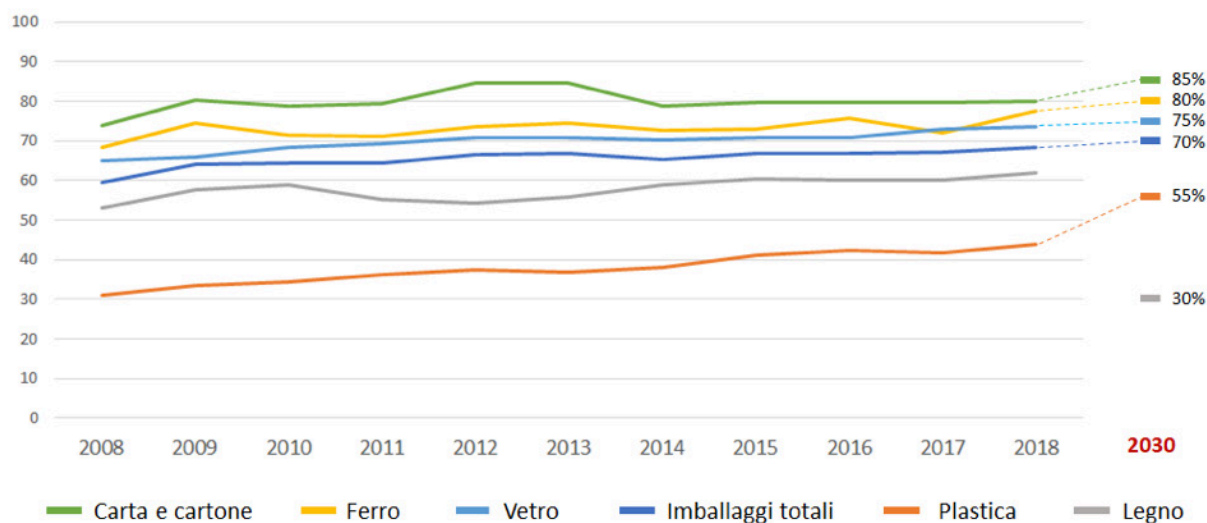
Di Mattia Santori (RIE)

(continua dalla prima)

Target che non suonano irraggiungibili per un paese come il nostro che, negli ultimi dieci anni, ha puntato sul riciclo e sul recupero delle materie. Il percorso virtuoso intrapreso dall'Italia vede ad oggi quasi tutte le filiere di recupero dei

rifiuti sulla giusta traiettoria per adempiere agli obiettivi 2030, ad eccezione degli imballaggi in legno - in cui l'obiettivo è già stato ampiamente superato - e della plastica, dove rimane da colmare un gap di 11,2 percentuali.

Quote di riciclo (%) per tipologia di imballaggi e confronto con target EU al 2030



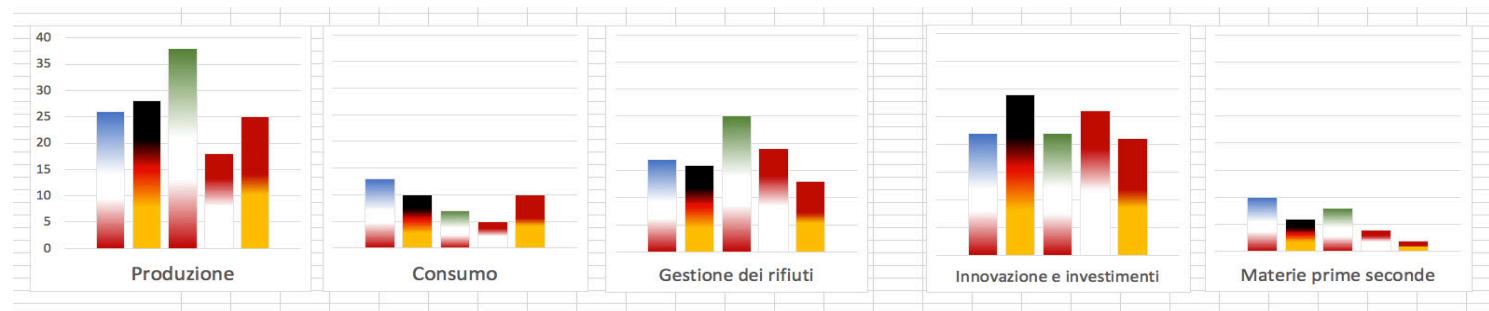
Fonte: elaborazioni RIE su dati Eurostat

Come ben descrive il “Rapporto 2020 sull’economia circolare” pubblicato da ENEA, l’Italia difende il suo primato in Europa in termini di performance di circolarità. Nel rapporto vengono presi in considerazione i cinque settori del Piano europeo per l’economia circolare presentato nel 2015: produzione, consumo, gestione dei rifiuti, materie prime seconde e innovazione e investimenti. Per ciascuno di questi settori è individuato un set di indicatori, sulla base dei quali viene attribuito un punteggio e realizzata una comparazione fra le cinque principali economie dell’Unione Europea: Germania, Francia, Italia, Spagna e Polonia. Sommando i punteggi di ogni settore, si ottiene “l’indice

complessivo di circolarità”, che per l’Italia è superiore agli altri paesi presi in considerazione. In particolare, rispetto ai cinque ambiti presi in considerazione dal rapporto, l’Italia si conferma leader sia per quanto concerne il maggiore valore economico generato per unità di consumo di materia (produzione) che nella capacità di differenziazione, recupero e valorizzazione dei rifiuti (gestione dei rifiuti); mantiene la seconda posizione, dietro la Francia, nel tasso di utilizzo circolare di materia (materie prime seconde); è rispettivamente terza e quarta nelle prestazioni relative a investimenti e occupazione (innovazione e investimenti) e alla quantità di materia consumata (consumo).

(continua)

Performance di circolarità tra le cinque principali economie UE (Francia, Germania, Italia, Polonia, Spagna)



Fonte: elaborazioni Rie su dati Enea

La fotografia di Eurostat - scattata nel 2018 e punto di partenza dell'analisi di Enea - ritrae un'Italia ben posizionata per essere "circolare". In primis, è tra le economie che vanta il maggiore valore economico generato per unità di consumo di materia. In altri termini, a parità di potere d'acquisto, per ogni kg di risorsa consumata si generano 3,5 € di PIL, contro una media europea di 2,24. La stessa cosa avviene nell'ambito della produttività energetica, dove per ogni kg equivalente di petrolio si producono 9,9 €, contro una media europea di 8,26. Sempre la cartolina di Eurostat ci riporta a un Paese in cui la produzione pro-capite di rifiuti urbani, sostanzialmente

stabile dal 2013 al 2018, risulta ormai disaccoppiata dal PIL (+4,6% nello stesso periodo). Un Paese dove la percentuale di riciclo di tutti i rifiuti è pari al 68% - nettamente superiore alla media europea (57%) - e lo smaltimento in discarica scende dal 48% del 2009 al 22% del 2018, in linea con la media europea ma con valori ancora elevati rispetto alla Germania e alla Francia. Un Paese, infine, che nel 2017 aveva un tasso di utilizzo circolare di materia pari al 17,7%, tra i più alti del continente, ma che nello stesso anno è dovuto ricorrere a ingenti importazioni per soddisfare la domanda interna di materie prime seconde.

Economia circolare: confronto tra Italia e UE

<i>(ultimo dato disponibile)</i>	Italia	Media UE27
Produzione e consumo di rifiuti		
Produzione di rifiuti urbani pro capite (kg/ab) - anno 2018	499	492
Gestione dei rifiuti		
Tasso di riciclo dei rifiuti urbani (%) - anno 2018	49,8	47,3
Materia prima secondaria		
Tasso di circolarità della materia (%) - anno 2018	18,7	11,6
Competitività e innovazione		
Numero di brevetti per milione di abitanti - anno 2016	0,23	0,60

Fonte: elaborazioni RIE su dati Eurostat

(continua)

Vi sono tuttavia alcuni ambiti in cui la situazione potrebbe decisamente migliorare quali, come si è visto, il tasso di smaltimento in discarica e il ricorso all'importazione di materie prime seconde, nonché il basso numero di brevetti che evidenzia una scarsa spinta innovatrice del nostro paese. Una delle note dolenti riguarda la circolarità del consumo. L'Italia registra un consumo interno di materia che nel 2018 è stato pari a 500 milioni di tonnellate (in lieve calo) e un consumo di energia pari a 116 mila TEP (Tonnellate Equivalenti Petrolio) all'anno (costante). Sul piazzamento dell'Italia pesa il ritardo nello sviluppo della sharing economy, cioè tutte quelle forme innovative di consumo che promuovono l'utilizzo di prodotti e di servizi anziché il possesso di prodotti o infrastrutture. Il fatturato delle imprese di noleggio e leasing di apparecchiature per uffici, compresi i computer risulta infatti più basso rispetto agli altri Paesi (1.401,6 M€). Stessa cosa avviene nel settore della riparazione, dove sia il valore annuo generato da un'impresa (87.000€, in calo) che il numero di addetti impiegati (13.000, in lieve crescita) rimangono mediamente più bassi rispetto alle economie concorrenti. Non bastano quindi le buone performance sul fronte della sharing mobility, - che cresce di un 12% annuo tra il 2015 e il 2018 - a nascondere il potenziale di miglioramento del nostro paese. Spostandosi sul mercato delle materie prime seconde l'orizzonte appare meno cupo, ma comunque perfettibile. Il tasso di utilizzo circolare di materia (17,7% nel 2017), infatti, pur riprendendo una leggera crescita, non ha ancora recuperato le performance raggiunte nel 2014 (18,5%) e risulta inferiore a Paesi Bassi (29,9%), Francia (18,6%), Belgio (17,8%) e Regno Unito (17,8%). Allo stesso tempo, il bilancio tra l'export e l'import del materiale riciclato registra un rapporto dell'import di oltre il doppio rispetto all'export, segnalando non solo una potenzialità insoddisfatta di reimmissione di questi materiali nei processi produttivi interni, ma anche una movimentazione complessiva di oltre 99 milioni di tonnellate di merce. Questo dato fornisce due segnali, uno positivo e l'altro negativo. Il primo ci dice che il sistema produttivo italiano è capace di valorizzare il materiale riciclato e che quindi ne esiste una domanda. Il secondo è che non siamo in grado di soddisfare appieno questa domanda mediante una maggiore valorizzazione dei rifiuti sul nostro territorio. Considerando, infatti, che tra rifiuti urbani e speciali oggi in Italia finiscono in discarica circa 18 Mt, possiamo ragionevolmente sostenere

che la nostra economia sia pronta per sostenere un'ulteriore diminuzione di questa forma di smaltimento. Ma ciò è possibile solo potenziando il sistema infrastrutturale del settore del trattamento mirato alla valorizzazione dei rifiuti.

Infine, sulla valutazione complessiva delle prestazioni relative a investimenti e occupazione, l'Italia risulta ultima sul numero di brevetti depositati dalle prime cinque economie europee relativi al riciclo dei rifiuti. Un altro elemento di debolezza è dato dal basso livello dell'indice di input di eco innovazione - 2,5 volte più basso rispetto a quello della Germania e 2 volte inferiore a quello della Francia - a significare un insufficiente livello di investimenti privati e stanziamenti pubblici.

Un livello che mal si concilia con un settore che può vantare in termini di posti di lavoro nei principali settori dell'economia circolare (riparazione, riutilizzo e riciclo) una quota del 2,06% rispetto all'occupazione nazionale totale. Fermo restando che il valore aggiunto nei settori dell'economia circolare in Italia è stato nel 2017 di 18.632 M€, ossia pari all'1,07% del PIL, leggermente in crescita rispetto al 2016 e in linea con il dato europeo, è bene considerare la velocità con cui cresce altrove. La Polonia, ad esempio, dal 2009 al 2017 ha fatto registrare il valore più alto tra le cinque principali economie europee analizzate (con valori oscillanti intorno all'1,1%). Il timore è che gli investimenti lordi in beni materiali in valore assoluto, che in Italia rappresentano solo lo 0,09% del PIL, non siano sufficienti a mantenere il primato del Belpaese.

A livello nazionale, la legge di bilancio per il 2020 contiene alcune prime misure per il "Green new deal", con l'istituzione di un fondo per gli investimenti pubblici (4,24 miliardi di euro per gli anni dal 2020 al 2023), destinato a sostenere progetti e programmi di investimento innovativi ad elevata sostenibilità ambientale. Saranno supportati investimenti per l'economia circolare, oltre che per la decarbonizzazione dell'economia, la rigenerazione urbana, il turismo sostenibile, l'adattamento e la mitigazione dei rischi derivanti dal cambiamento climatico. Un primo segnale che però rischia di non bastare. L'auspicio è che la definizione del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza e il conseguente piano di spesa dei fondi europei in arrivo grazie al Next Generation EU, sappiano sanare le contraddizioni di un sistema circolare nazionale che ad oggi sembra dipendere più dalla creatività e dagli investimenti privati che dalla quantità di risorse pubbliche destinate all'avanzamento tecnologico.

¹ OCSE (2018), Global Material Resources Outlook to 2060.

² Banca mondiale (2018), What a Waste 2.0: A Global Snapshot of Solid Waste Management to 2050.

³ European Commission (2020); A new Circular Economy Action Plan. For a cleaner and more competitive Europe

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato GME | “Avvio operativo Piattaforma RR – aggiornamento della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 rev.8 MPE” | del 13 gennaio 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=454>

Con il comunicato in oggetto il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) - ai fini dell'avvio operativo, in data 13 gennaio u.s., della Piattaforma Replacement Reserve (Piattaforma RR), sviluppata nell'ambito del progetto europeo T.E.R.R.E. (Trans-European Replacement Reserves Exchange) - ha pubblicato la versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 rev.8 MPE, recante l'adeguamento delle tempistiche di svolgimento delle attività relative alle sessioni del MSD, conseguenti all'entrata in esercizio della medesima Piattaforma RR.

GAS

Deliberazione 26 gennaio 2021 19/2021/R/GAS | “Approvazione di una proposta di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale” | pubblicata in data 28 gennaio 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/019-21.htm>

Con la deliberazione 19/2021/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato una proposta di aggiornamento delle “Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale” (nel seguito: Condizioni PSV), predisposta da Snam Rete Gas S.p.A.. In

particolare, le Condizioni PSV sono state aggiornate al fine di introdurre modifiche funzionali alla registrazione, presso il “Punto di Scambio Virtuale” (PSV):

- delle transazioni riferite ai quantitativi di biometano oggetto di “ritiro dedicato” da parte del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (GSE), ai sensi dei Decreti interministeriali 5 dicembre 2013 e 2 marzo 2018;

- dei quantitativi di gas oggetto del servizio di rigassificazione, da parte delle imprese di rigassificazione, in attuazione di quanto disposto dall'Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS (c.d. TIRG) e dai Codici di Rigassificazione.

OIL

Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità anno 2020” | del 28 gennaio 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=456>

Con il comunicato in oggetto è stato reso noto che, nel periodo compreso tra il 1 marzo e il 31 marzo 2021, i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 2, comma 2.1, del Decreto Ministeriale 5 luglio 2017, n.17433 (nel seguito: soggetti obbligati), dovranno inviare al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) - mediante accesso alla “Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali” (PDC-OIL) - i dati relativi alla situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2020.

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

¹ Si ricorda che, con deliberazione 22/04, l'Autorità ha introdotto il sistema per la registrazione delle transazioni di compravendita di gas naturale e approvato la relativa disciplina contenuta nelle “Condizioni PSV”.

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.