

APPROFONDIMENTI

IL RUOLO DEI SISTEMI DI CCUS PER LA NEUTRALITÀ CARBONICA

Di Lisa Orlandi (RIE)

L'evidenza scientifica raggiunta oggi sul legame tra attività antropiche e cambiamenti climatici pone il settore energetico dinnanzi ad una grossa responsabilità. Secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), la combustione delle fonti fossili contribuisce a circa due terzi delle emissioni globali di gas serra, di cui la CO₂ è la principale componente. Pertanto, un processo di decarbonizzazione che si pone come obiettivo finale l'azzeramento delle emissioni nette di anidride carbonica entro la metà del secolo corrente implica una decisa trasformazione del paradigma energetico attuale.

Nell'ultimo ventennio, i progressi nella riduzione delle emissioni legate all'energia sono stati lenti: nel 2018 il volume complessivamente emesso di CO₂ ha segnato un nuovo record storico attorno a 33 miliardi di tonnellate, livello su cui si è stabilizzato anche nel 2019. Pur considerando la sensibile diminuzione delle emissioni attesa per il 2020, in conseguenza delle misure restrittive intraprese per il contenimento dei contagi da Covid-19 e alla crisi economica che ne è derivata, le proiezioni di medio e lungo termine sulla composizione della domanda mondiale di energia non sono confortanti. L'81% dei consumi energetici primari è ancora oggi coperto da petrolio, carbone e gas, un dato non troppo dissimile da quello di cinquant'anni fa, e le fonti fossili non sembrano destinate a scomparire nemmeno nei prossimi vent'anni: nello scenario di riferimento dell'ultimo World Energy Outlook - lo Stated Policies Scenario che riflette le intenzioni e gli obiettivi politici annunciati ad oggi - il loro peso sulla domanda mondiale di

energia è atteso rimanere su livelli pari al 77% al 2030 e al 73% al 2040. La portata della sfida che il settore energetico ha di fronte è quindi evidente: si tratta di soddisfare una domanda sempre crescente di servizi energetici affidabili ed economicamente accessibili abbattendo al contempo le correlate emissioni di carbonio. Una sfida per vincere la quale l'apporto della tecnologia risulta essere un alleato chiave.

Negli ultimi cinque anni, gli investimenti globali nelle clean energy technologies hanno stabilmente rappresentato quasi il 35% del totale investito nel settore energetico, per un ammontare prossimo a 600 miliardi di dollari¹. Sino ad ora, gli sforzi si sono prevalentemente concentrati sull'impiego di fonti a bassa impronta carbonica per la generazione elettrica, guidate da eolico e solare fotovoltaico. Tuttavia, ciò non è bastato a compensare il continuo aumento delle emissioni associato all'uso di combustibili fossili. Una delle ragioni è la contenuta applicazione di tecnologie energetiche pulite nei settori d'uso finale dell'energia, che nel 2019 hanno rappresentato il 55% delle emissioni di CO₂ legate al comparto energetico e al settore industriale.

In tale ambito, i miglioramenti di efficienza energetica sono stati il principale strumento di riduzione dell'impatto emissivo, arrivando a rappresentare un terzo degli investimenti globali in tecnologie pulite. Per quanto cruciale, questo tipo di misure - abbinato ad una quota crescente di generazione elettrica da fonti rinnovabili - non è più sufficiente per traghettare la completa decarbonizzazione del sistema al 2050.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2020

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

Il ruolo dei sistemi di CCUS per la neutralità carbonica

Di Lisa Orlandi (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2020 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) scende al minimo storico di 38,92 €/MWh, in riduzione del 25,6% sul 2019. Nell'anno dell'emergenza sanitaria legata al Covid19, la dinamica del Pun, analoga a quella registrata dalle quotazioni delle principali borse elettriche europee, riflette un prezzo del gas mai così basso, una domanda ai minimi storici e un buon livello di offerta rinnovabile. In calo anche gli scambi sul MGP, scesi a 280,2 TWh (-5,5%), mentre sale ai massimi storici la liquidità del mercato (74,9%), per effetto di una maggior tenuta dei volumi di borsa rispetto a quelli provenienti da contrattazioni bilaterali. Mai così

bassi anche tutti i prezzi di vendita, a 38/40 €/MWh nelle zone peninsulari e in Sardegna e poco sopra i 46 €/MWh in Sicilia.

Anche il Mercato Infragiornaliero mostra un prezzo sul livello più basso di sempre, praticamente allineato al Pun per il secondo anno consecutivo, e volumi in flessione.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2021 baseload chiude il periodo di contrattazione a 51,90 €/MWh, mostrando per l'anno in corso aspettative di una risalita dei prezzi sui livelli del 2019. Si confermano ai minimi dal 2011 le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nel peculiare scenario internazionale che ha caratterizzato il 2020, il Pun tocca il valore più basso mai registrato dall'avvio della borsa elettrica, pari a 38,92 €/MWh, (-13,41 €/MWh, -25,6%) seguendo una tendenza comune a tutte le principali quotazioni elettriche europee, dalle quali l'Italia riduce significativamente il suo differenziale, sceso sulla frontiera francese al livello più basso dal 2005 (5,6 €/MWh, -6,2 €/MWh). La dinamica ribassista del Pun, cominciata già a partire dal secondo semestre 2019 in corrispondenza dell'avvio del trend discendente delle quotazioni del gas al PSV, si acuisce nel contingente contesto di emergenza sanitaria che ha caratterizzato il 2020, con i consumi e il costo del gas ai minimi storici, raggiungendo il suo picco nei mesi di aprile e maggio (-30 €/MWh) - quando pesano con maggior forza sulla domanda gli effetti delle misure restrittive

imposte a gran parte delle attività produttive. Contribuisce alla riduzione, inoltre, una elevata disponibilità di offerta rinnovabile, inferiore solo al massimo del 2014.

Livelli minimi per il Pun anche nei gruppi di ore, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,16 (+0,03) (Grafico 1 e Tabella 1). Si evidenzia, infine, che il minimo orario del Pun torna a toccare 0 €/MWh in 5 ore del mese di aprile, come accaduto in passato solo in due occasioni a giugno 2013.

All'interno di questo scenario primi segnali di ripresa si osservano in Italia a dicembre, quando il prezzo torna ad essere superiore all'anno precedente, in un contesto caratterizzato da una forte contrazione dell'offerta rinnovabile, domanda al primo lieve aumento da oltre un anno e prezzo del gas ai massimi da giugno 2019.

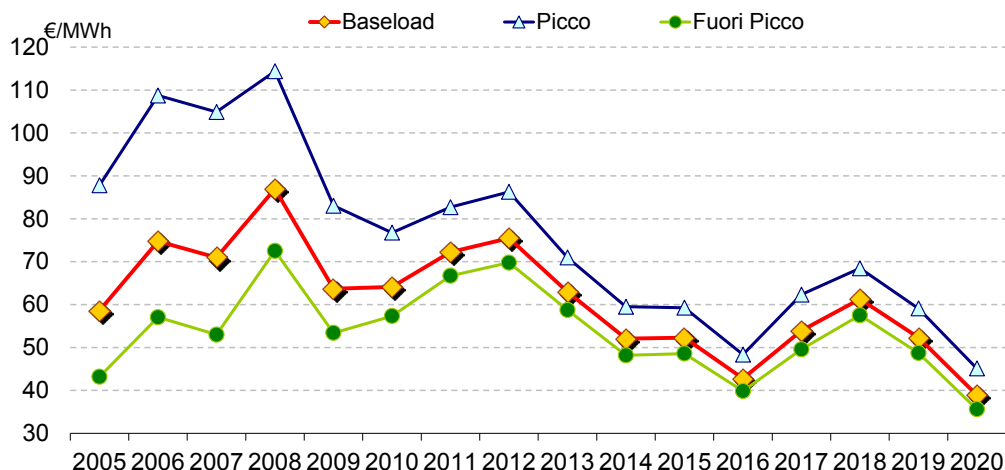
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Var vs 2019		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2019	MWh	Var vs 2019		
Baseload	38,92	52,32	-13,41	-25,6%	23.888	-1,9%	31.897	-5,5%	74,9%	72,1%
<i>Picco</i>	45,11	59,12	-14,01	-23,7%	28.766	-2,4%	38.533	-6,1%	74,7%	71,8%
<i>Fuori picco</i>	35,61	48,72	-13,12	-26,9%	23.282	7,7%	28.349	-5,2%	82,1%	72,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

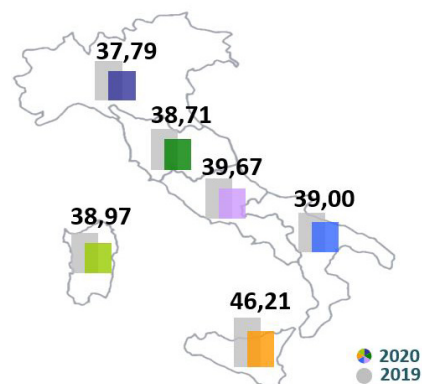
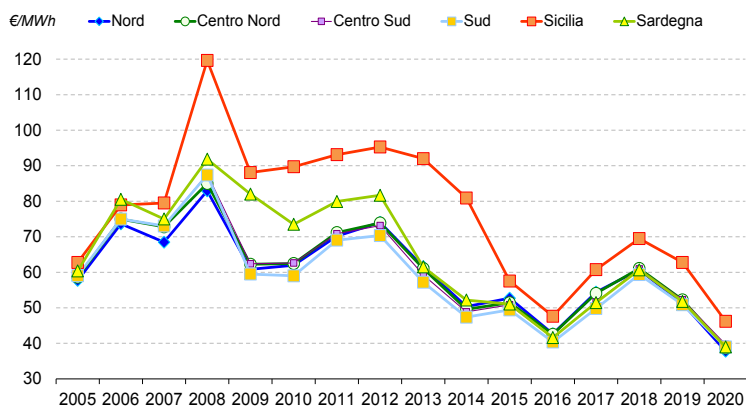


A livello zonale, ai minimi storici anche tutti i prezzi di vendita, attestatisi a 38/40 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna (-12/-14 €/MWh) e scesi poco sopra i 46 €/MWh in Sicilia (-17 €/MWh). Effetti della pandemia si osservano anche nei differenziali di prezzo tra le zone: lo spread Nord-Sud, a fronte di più intensi impatti economici al Nord (acquisti -7,2%), risulta

per la prima volta negativo dal 2009 (-1,2 €/MWh), mentre quello Sicilia-Sud si riduce a 6,5 €/MWh, valore che negli ultimi tredici anni risulta leggermente superiore solo al minimo del 2016, per effetto di un allineamento tra le due quotazioni che nel trimestre marzo-maggio supera il 90% delle ore, come mai avvenuto in passato. (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Il significativo impatto dell'emergenza sanitaria sulle attività produttive si è riflesso anche sui volumi di energia elettrica scambiati sul Mercato del Giorno Prima, mai così bassi e pari a 280,2 TWh, in flessione del 5,5% sul 2019. Analizzandone le componenti si osserva una riduzione al minimo storico degli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati sul MGP, pari a 70,3 TWh (-15,0%) e una maggior tenuta dei

volumi negoziati in borsa, pari a 209,8 TWh (-1,9%). Questi ultimi registrano, lato offerta, incrementi delle vendite del GSE che contrastano in parte la forte diminuzione dei volumi degli altri operatori nazionali ed esteri, e lato domanda, una crescita dell'export sui livelli più elevati di sempre. In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato aggiorna il massimo storico, attestandosi al 74,9% (+2,8 p.p.) (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	209.833.425	-1,9%	74,9%
Operatori	139.951.023	-1,4%	50,0%
GSE	29.229.858	1,9%	10,4%
Zone estere	40.652.544	-6,1%	14,5%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
Contratti bilaterali	70.345.935	-15,0%	25,1%
Zone estere	1.244.704	-36,6%	0,4%
Zone nazionali	69.101.231	-14,5%	24,7%
Saldo programmi PCE	0		
VOLUMI VENDUTI	280.179.361	-5,5%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	216.567.619	4,0%	
OFFERTA TOTALE	496.746.980	-1,6%	

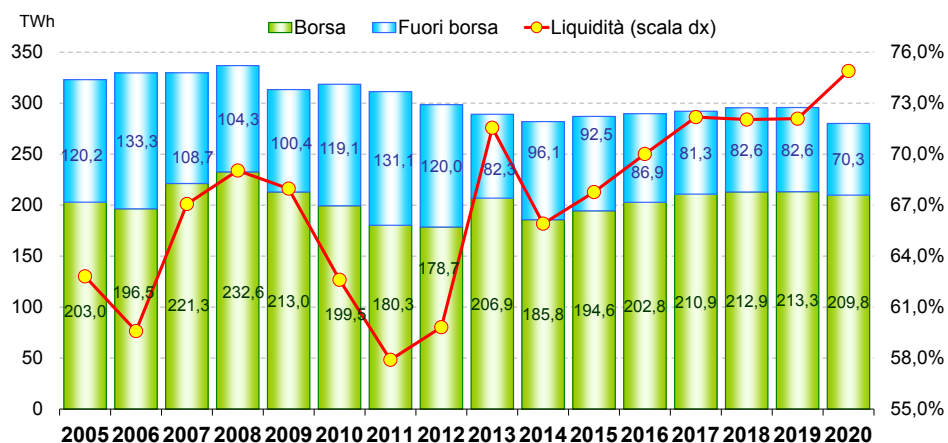
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	209.833.425	-1,9%	74,9%
Acquirente Unico	43.196.751	-5,1%	15,4%
Altri operatori	113.567.027	-0,8%	40,5%
Pompaggi	52.362	29,0%	0,0%
Zone estere	8.614.627	26,1%	3,1%
Saldo programmi PCE	44.402.659	-5,4%	15,8%
Contratti bilaterali	70.345.935	-15,0%	25,1%
Zone estere	3.877	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	114.744.717	-11,5%	41,0%
Saldo programmi PCE	-44.402.659		
VOLUMI ACQUISTATI	280.179.361	-5,5%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	7.061.296	9,0%	
DOMANDA TOTALE	287.240.657	-5,2%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica scendono a 271,6 TWh (-6,3% sul 2019), in flessione in tutte le zone, con variazioni comprese tra -4,4% del centro meridione e della Sicilia e -7,2% del Nord dove risultano inferiori di oltre 1.000 MWh rispetto alla media dei cinque anni precedenti. Viceversa, ai massimi gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 8,6 TWh (+26,2%), la cui crescita risulta sostenuta soprattutto dall'export verso la frontiera montenegrina al primo anno di operatività (Tabella 4).

Lato offerta, la complessiva riduzione degli acquisti comprime le vendite delle unità di produzione nazionali, pari

a 238,3 TWh (-5,2%), superiori solo ai minimi registrati nel biennio 2014/15, con cali di minore intensità al Nord (-2,3%) rispetto a tutte le altre zone (-4%/-17%). Ai minimi storici le vendite sulle zone estere (importazioni), scese a 41,9 TWh (-7,4%), con dinamica concentrata soprattutto sulla frontiera francese, sia in virtù di restringimento della NTC in import nei mesi del lockdown, tipicamente programmato dal gestore della rete di trasmissione in periodi di ridotta domanda al fine di garantire la sicurezza della rete stessa, che di quotazioni di borsa più spesso uguali o superiori al prezzo del Nord, soprattutto da giugno in poi (mediamente il 43% delle ore, +29 p.p. sul 2019) (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	244.360.285	27.819	+3,0%	128.593.871	14.640	-2,3%	150.759.968	17.163	-7,2%
Centro Nord	24.743.392	2.817	-9,2%	18.664.265	2.125	-4,4%	28.908.184	3.291	-6,9%
Centro Sud	50.909.910	5.796	-12,0%	22.799.343	2.596	-17,4%	43.842.825	4.991	-4,4%
Sud	86.093.701	9.801	+0,7%	47.100.040	5.362	-5,2%	23.015.230	2.620	-4,4%
Sicilia	29.457.039	3.353	-9,4%	11.057.043	1.259	-3,9%	16.629.083	1.893	-4,4%
Sardegna	17.732.305	2.019	-3,7%	10.067.551	1.146	-11,9%	8.405.566	957	-5,9%
Totale nazionale	453.296.632	51.605	-1,2%	238.282.113	27.127	-5,2%	271.560.857	30.915	-6,3%
Estero	43.450.348	4.947	-5,9%	41.897.248	4.770	-7,4%	8.618.504	981	+26,2%
Sistema Italia	496.746.980	56.551	-1,6%	280.179.361	31.897	-5,5%	280.179.361	31.897	-5,5%

In termini di fonti, la riduzione delle vendite nazionali si concentra sugli impianti a fonte tradizionale (140,5 TWh, -8,8%), tra cui quelli alimentati a gas, sebbene in calo (120,1 TWh, -6,2 TWh) mantengono i loro volumi inferiori negli ultimi nove anni solo a quelli del 2019 (-5,3%), mentre quelli a carbone, quasi dimezzati (7,1 TWh, -47,9%), scendono al nuovo minimo storico, anche in corrispondenza di costi di emissione praticamente allineati al massimo del 2019. Nuovo record negativo anche per le vendite degli altri impianti tradizionali (13,3 TWh, -14,2%). Inferiori solo al massimo del 2014, invece, le vendite degli impianti a fonte rinnovabile (95,9

TWh, +0,4%), tra le quali la forte riduzione dei volumi eolici (-8,1%), inferiori comunque solo al massimo dello scorso anno, appare compensata dalla crescita degli impianti idroelettrici (+1,6%), concentrata al Nord nei primi cinque mesi dell'anno, e solari (+5,7%) (Tabella 5).

Supera così il 40% la quota di mercato delle vendite rinnovabili (40,1%, +2,2 p.p.), di cui oltre la metà resta relativa agli impianti idroelettrici (20,3%, +1,4 p.p.) e il 10,3% a impianti solari (+1,1 p.p.). Praticamente invariata la quota del gas (oltre il 50%), mentre scende al minimo del 3% quella del carbone (-2,4 p.p.) (Grafico 4 e 5).

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	8.625	-7,8%	884	-7,4%	1.511	-23,6%	3.431	-4,9%	745	+2,8%	795	-14,0%	15.992	-8,8%
Gas	7.687	-4,2%	806	-8,3%	1.006	-19,1%	2.976	-4,8%	694	+2,6%	499	+1,5%	13.669	-5,3%
Carbone	106	-77,0%	-	-	273	-45,7%	185	-16,3%	-	-	243	-33,3%	808	-47,9%
Altre	832	-4,6%	79	+2,4%	232	+0,9%	269	+4,0%	50	+5,1%	53	-22,6%	1.515	-2,5%
Fonti rinnovabili	5.778	+6,3%	1.241	-2,1%	1.069	-5,4%	1.931	-5,7%	514	-12,1%	351	-6,4%	10.883	+0,4%
Idraulica	4.116	+6,0%	317	-6,0%	408	-11,9%	461	-11,5%	124	-12,0%	69	+6,2%	5.495	+1,6%
Geotermica	-	-	646	-1,1%	-	-	0	-	-	-	-	-	646	-1,1%
Eolica	9	-8,1%	24	-17,1%	363	-2,8%	1.091	-6,5%	280	-16,2%	190	-16,6%	1.958	-8,6%
Solare e altre	1.652	+7,2%	254	+2,4%	299	+1,5%	379	+5,3%	109	+0,4%	91	+12,1%	2.784	+5,7%
Pompaggio	237	+17,8%	-	-	15	-56,3%	-	-	0	-	0	-97,9%	252	+6,6%
Totale	14.640	-2,3%	2.125	-4,4%	2.596	-17,4%	5.362	-5,2%	1.259	-3,9%	1.146	-11,9%	27.127	-5,2%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

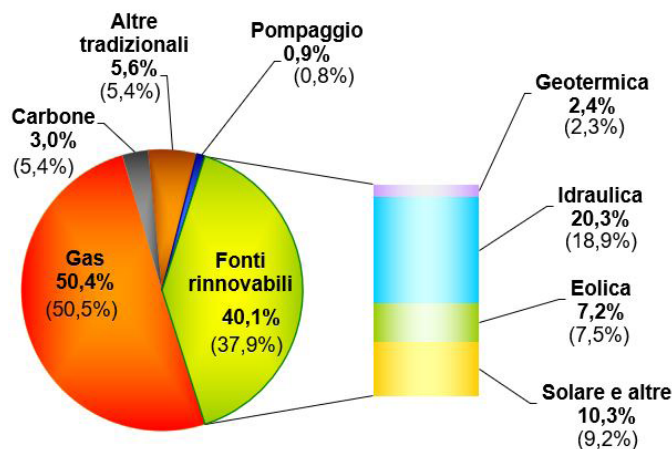
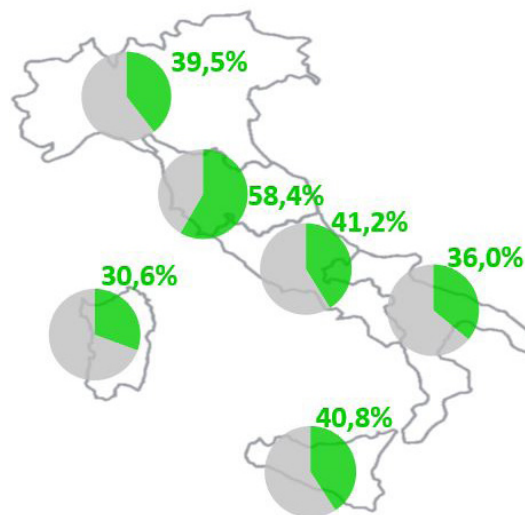


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Nel 2020 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.645 MWh in import e di 1.170 MWh in export, registrando modeste variazioni rispetto al 2019 (rispettivamente -182 MWh e -57 MWh), entrambe più marcate sul confine francese (-110 MWh e -68 MWh). Su tutte e tre le frontiere, in corrispondenza di prezzi sulle borse estere limitrofe più spesso superiori o uguali a quelli del Nord, si osservano un

deciso incremento della capacità non utilizzata in import e una crescita della frequenza di export ai massimi storici o prossima ad essi (Tabella 6 e Grafico 6).

In evidenza, infine, l'avvio a fine 2020 del market coupling sulla frontiera greca, con il Sud che nei primi 15 giorni di operatività è risultato prevalentemente esportatore (63% delle ore) per 362 MWh, con saturazione del transito in oltre un terzo delle ore.

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	2.375 (2.275)	2.053 (2.164)	84,7% (96,4%)	60,9% (85,7%)	1.113 (1.118)	675 (743)	10,0% (2,9%)	3,7% (1,1%)
Italia-Austria	236 (231)	231 (229)	73,4% (92,2%)	71,6% (90,8%)	101 (101)	90 (95)	13,0% (4,0%)	11,8% (3,5%)
Italia-Slovenia	526 (519)	360 (434)	47,2% (65,4%)	23,0% (41,4%)	641 (634)	405 (388)	43,4% (32,8%)	14,5% (11,5%)
Italia-Grecia**	518 (-)	349 (-)	37,0% (-)	15,4% (-)	482 (-)	362 (-)	63,0% (-)	37,2% (-)

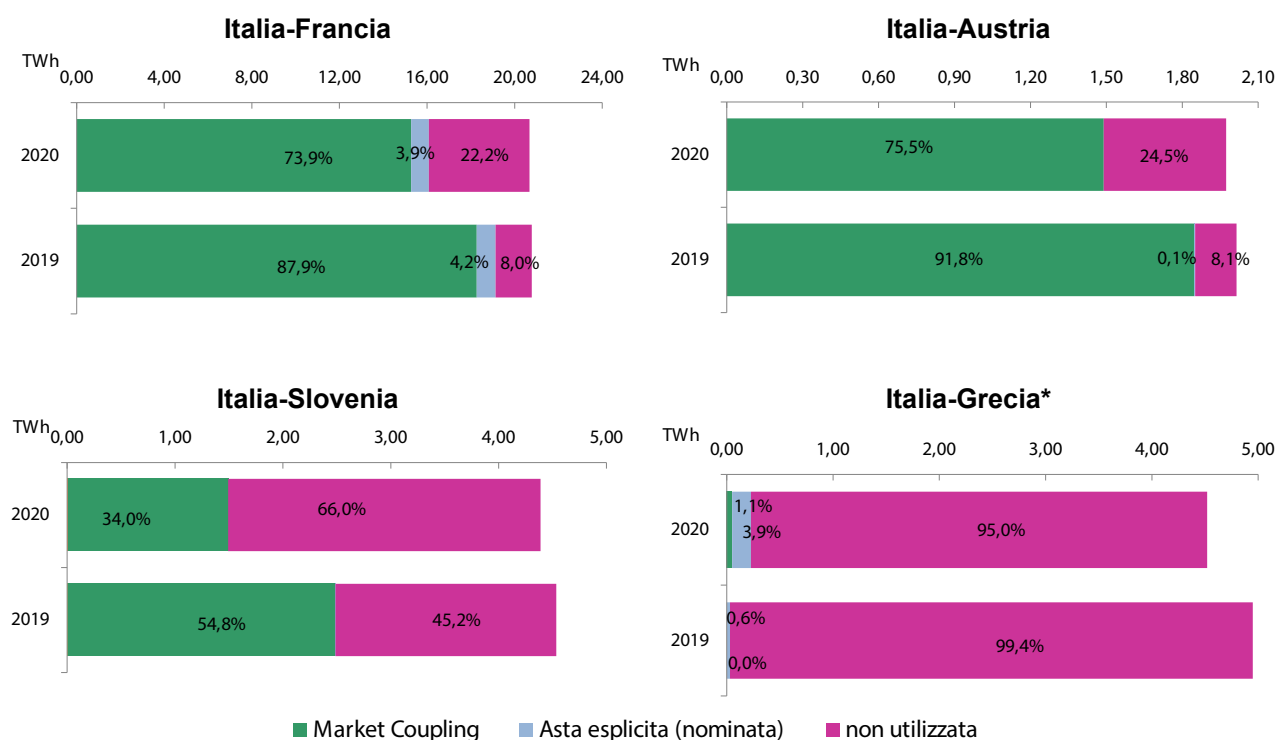
Tra parentesi il valore dell'anno precedente

*Valori medi orari

** avviato il 16 dicembre 2020

Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



* avviato il 16 dicembre 2020

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Sul livello più basso di sempre anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) che scende a 38,80 €/MWh (-13,40 €/MWh, -25,7% sul 2019), risultando per la seconda volta consecutiva praticamente allineato al prezzo MGP.

Ai minimi di sempre anche i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra i circa 38 €/MWh di MI2 e i 44 €/MWh di MI6, inferiori del 24/26% rispetto al 2019 e tutti allineati o inferiori ai prezzi calcolati su MGP nelle stesse ore, con le uniche eccezioni di MI3 e MI4 risultati leggermente più alti.

Tornano in calo i volumi di energia complessivamente scambiati nel MI, pari a 24,9 TWh (-5,5% sul 2019). La flessione interessa MI1 (-10,8%), MI3 e MI5

(rispettivamente -14,4% e -6,5%), mentre tra gli altri in evidenza la crescita in doppia cifra di MI4 e MI7 (+11/12%). Risulta pertanto ulteriormente ridimensionata la quota di MI1 sul totale dei volumi scambiati, scesa al 32,6% (era il 35,4 nel 2019 e il 40,1% nel 2018), mentre guadagnano terreno soprattutto MI6 e MI7 saliti al 28,5% (erano rispettivamente al 25,5% e al 23,0%) (Figura 1 e Grafico 7). Il market coupling con la Svizzera, avviato ad aprile 2019, ha allocato volumi complessivamente pari a 289 GWh in import e a 377 GWh in export su MI2 e rispettivamente a 96 GWh e 126 GWh su MI6, rappresentando lato domanda il 62% della totalità degli scambi sulla frontiera (+8 p.p. sul 2019) e lato vendita il 49% (+29 p.p.).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2020	2019	variazione	2020	2019	variazione
MGP (1-24 h)	38,92	52,32	-25,6%	31.897	33.770	-5,5%
MI1 (1-24 h)	38,89 (-0,1%)	52,45	-25,9%	1.296	1.453	-10,8%
MI2 (1-24 h)	38,47	51,84	-25,8%	521	506	+2,9%
MI3 (5-24 h)	40,43 (+0,3%)	53,75	-24,8%	498	575	-13,4%
MI4 (9-24 h)	41,85 (+0,4%)	55,37	-24,4%	229	205	+11,9%
MI5 (13-24 h)	41,18 (-1,5%)	54,49	-24,4%	299	320	-6,5%
MI6 (17-24 h)	44,16 (-0,9%)	57,96	-23,8%	670	622	+7,8%
MI7 (21-24 h)	42,64 (-0,1%)	56,13	-24,0%	465	419	+11,0%

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

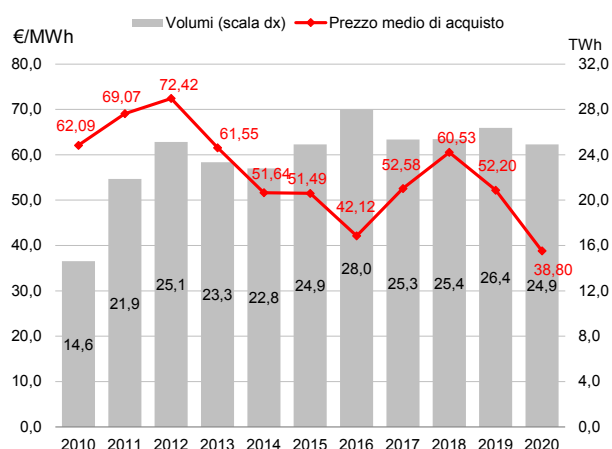
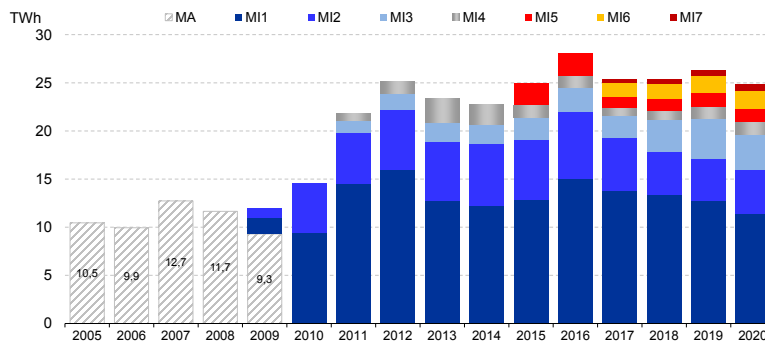
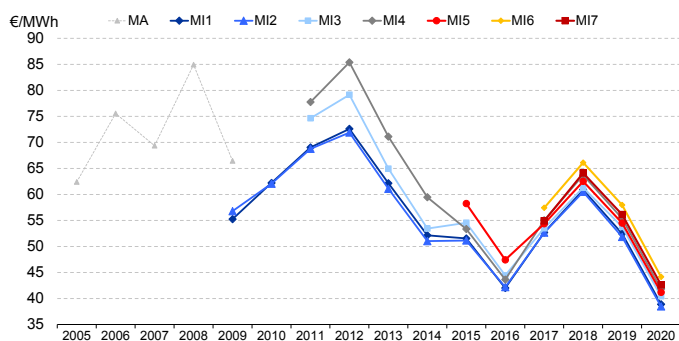


Grafico 7: MA/MI, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME



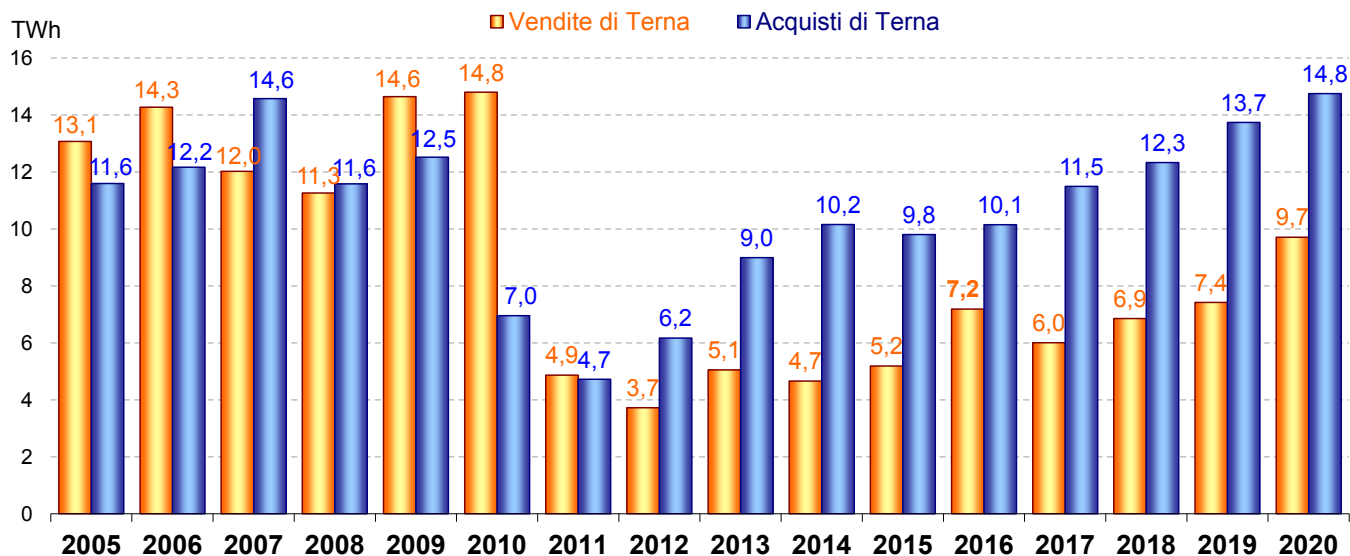
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

L'incertezza sull'evoluzione in tempo reale delle immissioni e dei prelievi sulla rete, in particolare nel trimestre marzo-maggio caratterizzato dal lockdown, ha favorito un maggior ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento. Gli acquisti di Terna nel mercato ex-ante a salire si

portano così al massimo storico di 14,8 TWh, (+7,1% sul 2019), confermandosi, come negli ultimi anni, notevolmente superiori rispetto alle vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 9,7 TWh e sul livello più alto dal 2011 (+30,5%), (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 1.132 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (+7,9% sul 2019), per la prima volta relative esclusivamente a prodotti baseload. In lieve aumento annuale i volumi scambiati, pari a 0,7 TWh (+2,8%), con incrementi concentrati soprattutto negli ultimi due mesi dell'anno (Figura

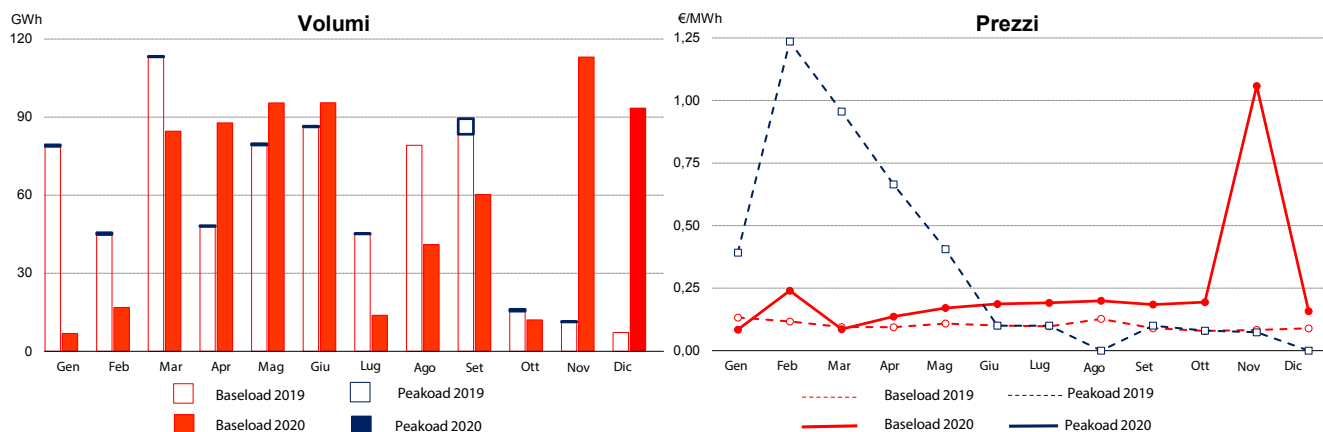
2). Il prezzo medio dei prodotti giornalieri baseload sale a 0,24 €/MWh (+0,14 €/MWh), con livelli mensili che, con poche eccezioni, superano costantemente quelli del 2019 e confermano una debole volatilità infrannuale, se si esclude il mese di novembre, quando il prezzo baseload si porta al massimo storico di 1,06 €/MWh.

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	1.132 (959)	361/366 (359/365)	0,24 (0,10)	0,06 (0,07)	2,50 (1,00)	720.825 (692.074)	1.997 (1.928)
Peakload	- (90)	0/262 (89/261)	- (0,52)	- (0,07)	- (5,00)	- (9.180)	- (103)
Totale	1.132 (1.049)					720.825 (701.254)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2020 il Mercato a Termine dell'energia (MTE) si porta sui livelli minimi dal 2010 in termini di abbinamenti (62, -114 rispetto al 2019), di contratti scambiati (213 vs 596) e di volumi complessivamente negoziati (0,8 TWh contro 1,6 TWh). In decisa contrazione anche le posizioni aperte a fine anno che ammontano a 569 GWh (-75,0%). Come negli ultimi anni non

si osservano registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing (Tabella 7 e Grafico 9).

Il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni si conferma l'Annuale baseload 2021 che chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 51,90 €/MWh ed una posizione aperta complessiva di 578 GWh.

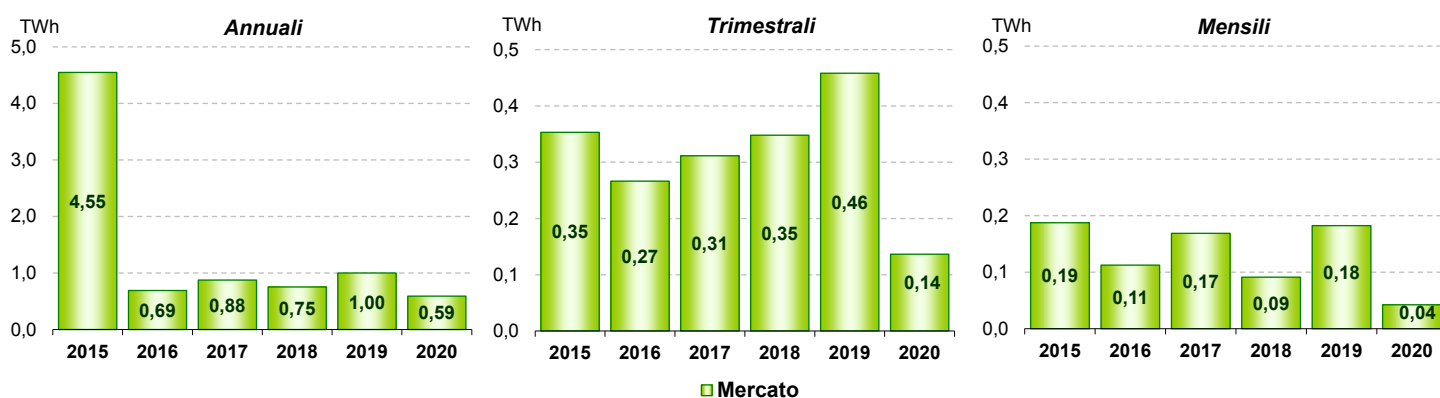
Tabella 7: MTE, prodotti negoziati nel 2020

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	15	-44	49	-197	35.382	-80,2%	-	-	-	-	-	-	35.382	-80,2%
<i>Trimestrali</i>	15	-53	61	-143	134.211	-70,1%	-	-	-	-	-	-	134.211	-70,1%
<i>Annuali</i>	22	-16	64	-47	560.640	-42,5%	-	-	-	-	-	-	560.640	-42,5%
Totale	52	-113	174	-387	730.233	-54,4%	-	-	-	-	-	-	730.233	-54,4%
PRODOTTI PEAK LOAD														
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	7	+3	26	+11	6.816	87,5%	-	-	-	-	-	-	6.816	87,5%
<i>Trimestrali</i>	1	-3	3	-9	2.376	-74,9%	-	-	-	-	-	-	2.376	-74,9%
<i>Annuali</i>	2	-1	10	+2	31.320	24,5%	-	-	-	-	-	-	31.320	24,5%
Totale	10	-1	39	+4	40.512	5,9%	-	-	-	-	-	-	40.512	5,9%
TOTALE	62	-114	213	-383	770.745	-53,0%	-	-	-	-	-	-	770.745	-53,0%

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2020, caratterizzato dall'emergenza sanitaria Covid-19, i consumi di gas naturale in Italia tornano in calo rispetto all'anno precedente (-4,4%), dinamica concentrata nei mesi primaverili in corrispondenza della chiusura delle attività produttive e attenuata da un'apprezzabile ripresa nell'ultima parte dell'anno (+10% a dicembre). Trend ribassista più intenso per i consumi dei settori industriale e termoelettrico (-6%) rispetto a quelli del comparto civile (-2%). La minore domanda ha indotto una riduzione delle importazioni, sia tramite gasdotto (-6%) che rigassificatori GNL (-10%), e della produzione nazionale (-15% e al minimo storico). Segno positivo solo per le erogazioni dai sistemi di stoccaggio, la cui quota sul totale approvvigionato sale oltre il 14% (+2 p.p. sul 2019), mentre scendono le iniezioni (-8%); la giacenza negli stoccaggi a fine dicembre si riduce, pertanto, dell'11% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente, rimanendo tuttavia su livelli tra i più elevati.

Nel suddetto contesto le quotazioni al PSV scendono al

minimo storico di 10,55 €/MWh, cedendo circa 6 €/MWh sul 2019, in linea con le dinamiche registrate dai principali riferimenti europei; anche in questo caso, la flessione dei prezzi risulta attenuata dal generale rialzo registrato nella seconda parte dell'anno. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi, al quarto aumento consecutivo, raggiungono il massimo storico di 113 TWh, rappresentando oltre il 15% della domanda complessiva di gas (+5 p.p. sul 2019). La crescita è riconducibile sia ai nuovi comparti AGS, al primo anno di operatività, che ai due mercati title a negoziazione continua, ambedue su livelli record. Arretrano invece ai minimi storici gli scambi su MGS, più che dimezzati rispetto all'anno precedente. I prezzi, ovunque in ribasso, si attestano nell'intorno della quotazione al PSV, con un minimo nel comparto day-ahead a negoziazione continua a 10,41 €/MWh. Per quanto riguarda la contrattazione a termine, le negoziazioni su MT-Gas si portano a 0,5 TWh (erano 3,2 TWh nel 2019), mentre si registrano scambi sulla P-GAS.

IL CONTESTO

Nel 2020 i consumi di gas naturale tornano a scendere, attestandosi a 70.721 milioni di mc (748,5 TWh, -4,4%), livello più basso degli ultimi quattro anni, ma superiore del 14% al minimo toccato nel 2014. La riduzione dei consumi appare concentrata nella prima parte dell'anno, in particolare nei mesi caratterizzati dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria, mentre nella seconda parte si osserva una graduale ripresa, culminata a dicembre con una crescita del 10% su base annua. Tali dinamiche, annuali e mensili, riflettono quanto osservato nei settori termoelettrico e industriale, i cui consumi scendono rispettivamente a 24.428 milioni di mc (258,5 TWh, -5,7%) e 13.202 milioni di mc (139,7 TWh, -6,1%). Minore il calo registrato dai consumi del settore civile, a 30.976 milioni di mc (327,8 TWh, -2,4%), che, tuttavia, scendono sui livelli tra i più bassi di sempre, più alti solo del minimo toccato nel 2014 (28.689 milioni di mc). Record negativo, infine, per le esportazioni di gas, pari a 2.114 milioni di mc (22,4 TWh, -6,8%).

Nel generale contesto di bassa domanda che accomuna tutti i settori, anche in ambito internazionale, nel nostro sistema si osserva, lato offerta, una consistente contrazione delle importazioni di gas naturale, scese a 65.932 milioni di mc (697,8 TWh, -6,9%); in calo sia i flussi attraverso gasdotto (-6% sul 2019 e ai minimi storici), in corrispondenza principalmente delle dinamiche osservate nel primo semestre dell'anno, che tramite rigassificatori GNL (-10%), in significativa flessione negli ultimi cinque mesi del 2020.

L'analisi per punti di entrata mostra una netta riduzione dell'import tramite gasdotto, che interessa Tarvisio (28.295 milioni di mc, -5%), i cui volumi risultano tuttavia in ripresa nella seconda parte dell'anno, e in misura più intensa i flussi provenienti dal Nord Europa a Passo Gries (8.553 milioni di mc, -23%), ridotti in particolare nell'ultimo trimestre dell'anno quando sul punto sono state registrate anche esportazioni nette per complessivi 24 milioni di mc, e dalla Libia a Gela (4.461 milioni di mc, -22%). In controtendenza solo l'import dall'Algeria a Mazara che segna un incremento del 18% rispetto al livello molto basso del 2019 (12.023 milioni di mc). Si segnala, inoltre, l'avvio nel mese di novembre dell'operatività del nuovo gasdotto (TAP) con punto di ingresso a Melendugno (13 milioni di mc). Una battuta di arresto si registra anche per i flussi tramite rigassificatori GNL (13 milioni di mc) che, dopo aver toccato il massimo storico nel 2019, si riducono del 10%, mantenendosi, tuttavia, su livelli alti; flessioni in doppia cifra per le importazioni di gas al terminale di Cavarzere (6.806 milioni di mc, -14%), che rimane il più attivo, e di Livorno (3.271 milioni di mc, -10%); segno positivo solo per i flussi a Panigaglia (2.509 milioni di mc, +4%).

L'arretramento delle importazioni ha favorito maggiori erogazioni dagli stoccaggi che tornano a crescere su livelli record, pari a 11.562 milioni di mc (122,4 TWh, +14%), rappresentando circa il 14% del totale immesso (era 12% l'anno precedente). Si confermano in calo, invece, le iniezioni

nei sistemi di stoccaggio, pari a 10.628 milioni di mc (112 TWh, -8%), ai minimi dal 2015; pertanto, la giacenza di gas stoccato nell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 8.751 milioni di mc (-11%), con il rapporto giacenza/spazio conferito al 65%, anch'esso in flessione (-8 p.p.), anche a fronte di un

incremento dello 0,5% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente. Non si arresta, infine, il trend ribassista della produzione nazionale che aggiorna il suo minimo storico, a 3.855 milioni di mc (-15%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2020

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	65.932	697,8	-6,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	12.023	127,2	+17,5%
Tarvisio	28.295	299,5	-5,0%
Passo Gries	8.553	90,5	-22,9%
Gela	4.461	47,2	-22,0%
Gorizia	3	0,0	-82,4%
Melendugno	12	0,1	-
Panigaglia (GNL)	2.509	26,6	+3,5%
Cavarzere (GNL)	6.806	72,0	-14,2%
Livorno (GNL)	3.271	34,6	-10,0%
Produzione Nazionale	3.855	40,8	-14,8%
Erogazioni da stoccaggi	11.562	122,4	+13,6%
TOTALE IMMESSO	81.349	860,9	-4,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	68.607	726,1	-4,3%
Termoelettrico	13.202	139,7	-6,1%
Reti di distribuzione	24.428	258,5	-5,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	30.976	327,8	-2,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.114	22,4	-6,8%
TOTALE CONSUMATO	70.721	748,5	-4,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	10.628	112	-8,2%
TOTALE PRELEVATO	81.349	860,9	-4,9%

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

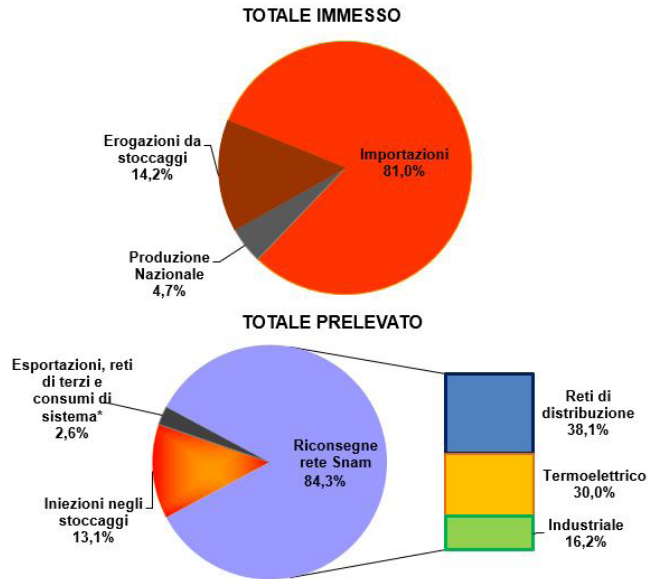
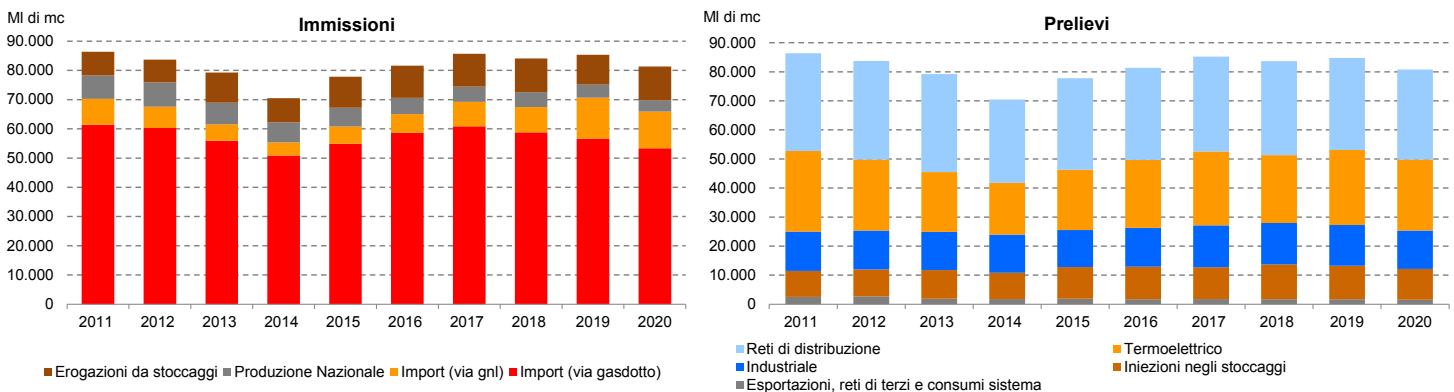


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV), al secondo calo consecutivo, tocca il minimo storico di 10,55 €/MWh, inferiore di circa 6 €/MWh al 2019 (-35%) e di oltre 5 €/MWh al precedente minimo registrato nel 2016 (15,85 €/MWh). La dinamica ribassista appare concentrata nel primo semestre del 2020 ed in particolare nel mese di giugno, quando la quotazione raggiunge i livelli più bassi di sempre (6 €/MWh); i prezzi

risultano successivamente in progressiva risalita, con un picco a 16,54 €/MWh nel mese di dicembre, massimo da giugno del 2019 (+1,5 €/MWh rispetto a dicembre dello scorso anno). Analoghi sviluppi per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che aggiorna anch'esso il minimo assoluto a 9,39 €/MWh (-4 €/MWh, -31%), riducendo lo spread PSV-TTF a 1,16 €/MWh, il più basso dal 2013 (era a 2,70 €/MWh nel 2019).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel 2020 il Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) è stato interessato da due importanti novità: i) l'avvio del comparto AGS, le cui sessioni si svolgono secondo la modalità dell'asta marginale nell'ambito del MGP-GAS e del MI-GAS, strumentale all'approvvigionamento da parte del Responsabile del Bilanciamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas in attuazione della deliberazione 451/2019/R/Gas; ii) l'introduzione del prodotto weekend all'interno del MGP-Gas a negoziazione continua, con consegna prevista nei giorni gas di sabato e domenica.

All'interno della nuova struttura di mercato, gli scambi complessivi salgono al massimo storico di 113 TWh, in aumento del 43% rispetto al 2019. A fronte di una domanda di gas naturale in calo, la quota dei volumi negoziati a pronti sul totale consumato nel sistema gas sale al 15%, mai così alta dall'avvio delle negoziazioni (+5 p.p. sul 2019), con un picco mensile del 22% ad aprile.

L'incremento dei volumi scambiati è stato sostenuto unicamente dai mercati title, sia dai due segmenti a negoziazione continua, che consolidano il trend di crescita che li ha caratterizzati dal 2016 e salgono ai loro massimi storici, che dai nuovi comparti AGS. Relativamente a questi ultimi, il comparto day-ahead si afferma come il più liquido (25,7 TWh) e rappresentativo del 23% del totale scambiato a pronti, mentre l'operatività intraday di AGS si ferma a 4,4 TWh ed una quota del 4%.

Le quantità negoziate su MGP-Gas a contrattazione continua salgono a 30,1 TWh (+22%), confermandosi come secondo mercato in termini di scambi, con una quota sul totale a pronti del 27% (-3 p.p. rispetto all'anno precedente). Crescono a

46,7 TWh i volumi del MI-Gas in continua (+13% sul 2019), sostenuti soprattutto dagli scambi tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), che salgono al massimo storico di 29,7 TWh (+23% sullo scorso anno), pari al 64% del totale scambiato nel comparto (+5 p.p. sul 2019, +21 p.p. rispetto al 2017, primo anno di piena operatività). Pressoché stabili, invece, su tale mercato le movimentazioni del RdB, in conseguenza di un incremento degli acquisti ai livelli più alti di sempre (12,4 TWh, +6%) e di una importante flessione delle vendite (4,6 TWh, -14%).

Brusca frenata degli scambi registrati su MGS che scendono a 6,4 TWh (-52% e minimo storico), con una quota sul totale scambiato al 6% (era il 17% del 2019). Nel nuovo assetto del mercato a pronti, la flessione tendenziale dei volumi per l'impresa Stogit, l'unica con movimentazioni, è stata trainata dal calo dei volumi trattati da SRG per tutte le finalità, sia lato acquisto (1,1 TWh) che lato vendita (1,0 TWh), e delle negoziazioni degli operatori terzi.

Le quotazioni sui mercati a pronti mostrano dinamiche analoghe a quelle registrate al PSV, tutte in flessione e ai minimi storici, su livelli prossimi al prezzo osservato all'hub italiano (10,41-10,65 €/MWh), con massimo sul comparto MI-AGS a 11,60 €/MWh. L'allineamento tra le quotazioni rilevate nei mercati viene confermata anche in un'analisi mensile, con i prezzi di MGS tendenzialmente più bassi nei mesi invernali e più alti in quelli estivi dei valori mostrati dai mercati in continua, seppure con scostamenti medi inferiori allo scorso anno.

Nel Mercato dei Prodotti Locational (MPL) non è stata attivata alcuna sessione.

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2020

Fonte: dati GME

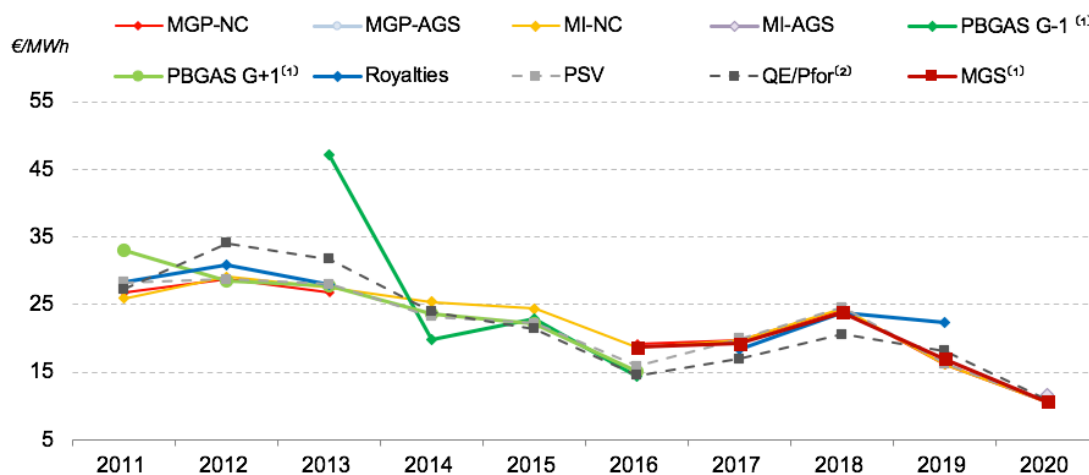
	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MGAS						
MP-GAS						
MGP						
Negoziazione continua	10,41	(16,06)	4,28	200,00	30.079.416	(24.564.000)
Comparto AGS	10,55	-	5,00	19,10	25.716.312	-
MI						
Negoziazione continua	10,57	(16,13)	3,90	20,50	46.701.360	(41.052.864)
Comparto AGS	11,60	-	4,95	19,96	4.362.960	-
MGS	10,65	(16,93)	5,40	18,15	6.449.968	(13.365.494)
MPL	-	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	478.272	(3.192.048)
P-GAS						
Royalties*	-	(22,41)	-	-	-	(444.292)
Import	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-	-

* Per MT-Gas e P-Gas Royalties i volumi si riferiscono agli scambi indipendentemente dal periodo di consegna.

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, Refinitiv



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor** un indice

(¹) Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre

(²) Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

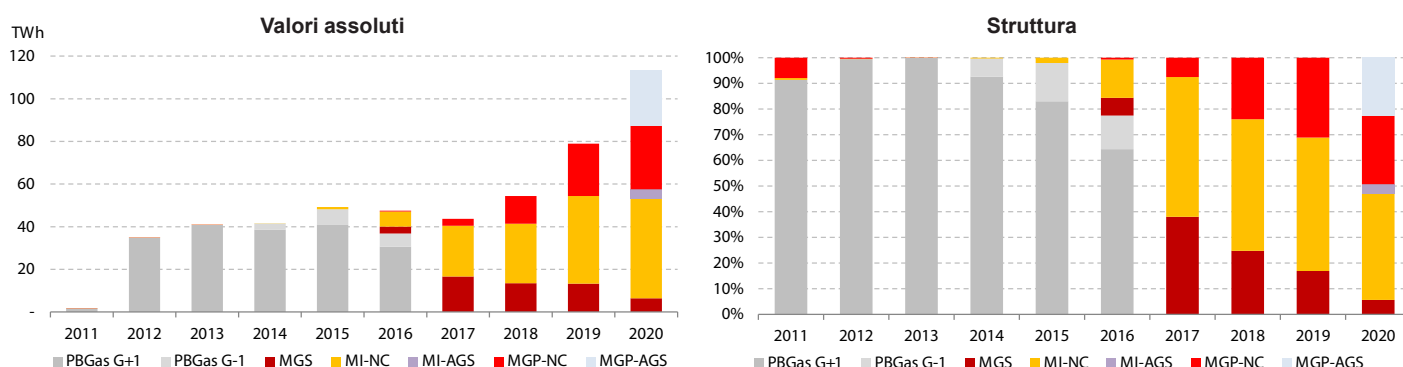


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	6.449.968	(13.365.494)	6.449.968	(13.365.494)	-	(-)	-	(-)
SRG	1.054.122	(5.174.104)	1.028.954	(1.362.765)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	913.373	(2.773.069)	740.800	(1.362.765)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	140.750	(2.401.035)	288.154	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	5.395.846	(8.191.389)	5.421.014	(12.002.729)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) i volumi scambiati tornano a scendere, dopo la crescita registrata lo scorso anno: nelle 122 negoziazioni registrate nel 2020 sono stati contrattati 14.784 MW, per complessivi 0,5 TWh (erano 3,2 TWh nel 2019). I prodotti mensili risultano ancora i più scambiati, con una quota pari al 71% del totale dei contratti

negoziati, mentre si osserva un incremento del peso dei contratti BoM (21%, +6% p.p.) come strumento di flessibilità. Infine, pari a 10.440 MWh la posizione aperta a fine anno (era 169.920 MWh l'anno precedente). Nessuno scambio è stato registrato nei tre comparti della piattaforma a termine della P-Gas.

Tabella 3: Mercato a termine del gas naturale, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

Prodotti	Abbinamenti		Volumi					
	N.		MW		%	MWh		%
BoM	19	(70)	3.096	(13.632)	20,9%	49.944	(201.768)	10,4%
Mensili	85	(542)	10.464	(71.832)	70,8%	316.080	(2.191.200)	66,1%
Trimestrali	18	(114)	1.224	(8.712)	8,3%	112.248	(799.080)	23,5%
Semestrali					0,0%			0,0%
Annuali					-			-
Totale	122	(726)	14.784	(94.176)	100,0%	478.272	(3.192.048)	100,0%

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nell'anno della pandemia di Covid-19, le quotazioni delle principali commodities energetiche europee accentuano le flessioni registrate nel 2019, portandosi ai livelli minimi almeno dal 2005. In particolare, il greggio scende sotto i 42 \$/bbl (-35%), il gasolio non supera i 360 \$/MT (-38%) e relativamente più debole appare la riduzione del carbone, a poco più di 50 \$/MT (-19%). Analoga dinamica anche sui

mercati del gas, in cui i prezzi ai principali hub si portano sui livelli più bassi di sempre, con il PSV a 10,55 €/MWh (-35%) e il TTF a 9,39 €/MWh (-31%), e su quelli elettrici, in cui in corrispondenza di una maggiore convergenza delle quotazioni tra borse, l'Italia scende al suo minimo storico di 38,92 €/MWh (-26%) e le altre principali piattaforme dell'Europa centrale e mediterranea a 30/34 €/MWh (-17/-29%).

Nel 2020 prosegue, rafforzandosi nel contesto di emergenza sanitaria che ha caratterizzato l'anno, la flessione delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati, attestatesi sul livello più basso dal 2005, con il Brent a 41,75 \$/bbl (-35%), il gasolio a 359,90 \$/MT (-38%) e l'olio combustibile a 312,20 \$/MT (-7%). L'andamento infra-annuale mostra, ad eccezione del mese di gennaio, prezzi costantemente al di sotto dei livelli del 2019, in progressiva riduzione fino ad aprile, quando toccano valori tra i più bassi di sempre (emblematico, in tal senso, il crollo registrato nella giornata del 20 aprile 2020 dal greggio statunitense WTI, quotato a prezzi negativi sul prodotto futures di maggio), e in progressiva ripresa nei mesi successivi. D'altro canto il carbone, dopo aver già perso il 33% del suo valore nel

2019, scende a 50,21 \$/MT ai minimi dal 2004 (-19%), con dinamiche mensili più attenuate rispetto agli altri combustibili, sia nella fase discendente del primo quadrimestre che nella successiva risalita. Ad oggi, i mercati futures prospettano per il 2021 prezzi che, sebbene in rialzo, risulterebbero per il Brent e i suoi derivati superiori solo ai minimi del 2020.

In lieve apprezzamento, invece, l'euro nei confronti del dollaro (1,14 USD/EUR, +2%) che non subisce i drastici cali congiunturali della prima parte dell'anno e da agosto in poi supera sempre i livelli del 2019 (+7%). Il rialzo annuale del tasso di cambio favorisce una lieve intensificazione della dinamica ribassista delle commodities nella loro conversione in moneta europea.

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

Fonte: Refinitiv

Annuale

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1
Brent	USD/bbl	41,75	-35%	63,60	51,19
Olio Combustibile	USD/MT	312,20	-7%		
Gasolio	USD/MT	359,90	-38%	603,34	433,67
Carbone	USD/MT	50,21	-19%	56,40	69,40

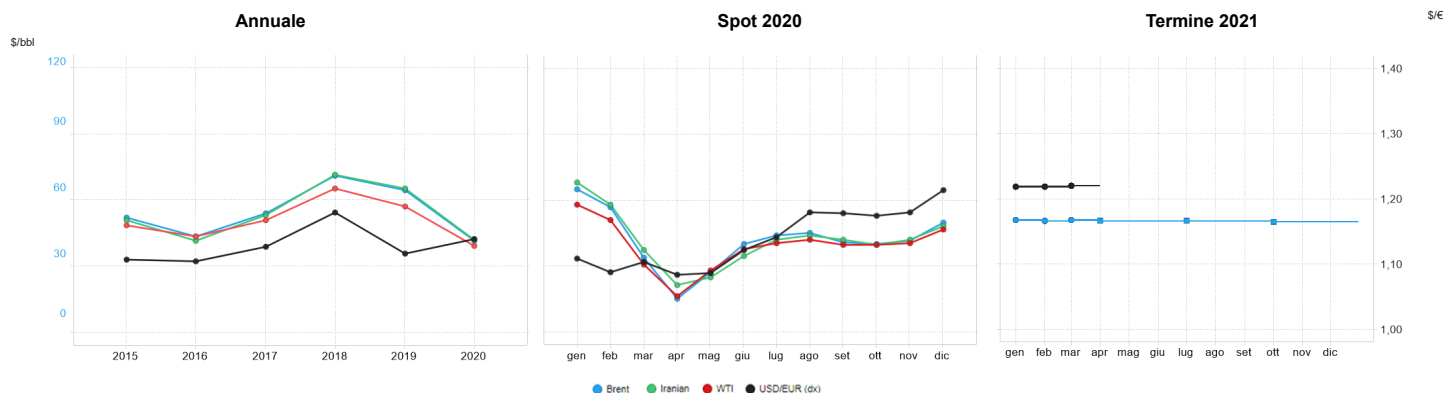
Mensile

Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
49,95	20%	-27%	47,89
360,64	14%	77%	
404,30	17%	-31%	387,00
63,84	22%	17%	60,75

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1
Brent	EUR/bbl	36,52	-37%		41,58
Olio Combustibile	EUR/MT	273,56	-9%		
Gasolio	EUR/MT	315,68	-39%		352,28
Carbone	EUR/MT	43,91	-21%		56,38
Tasso Cambio	USD/EUR	1,14	2%	1,15	1,23

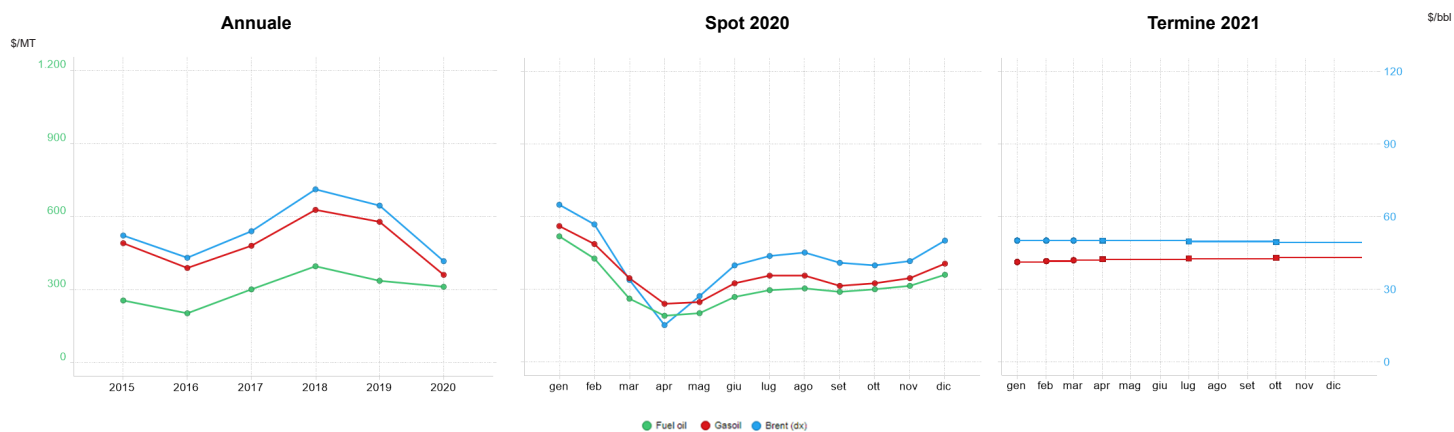
Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
41,09	17%	-34%	
296,67	11%	62%	
332,58	14%	-37%	
52,53	18%	7%	
1,22	3%	9%	1,19

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



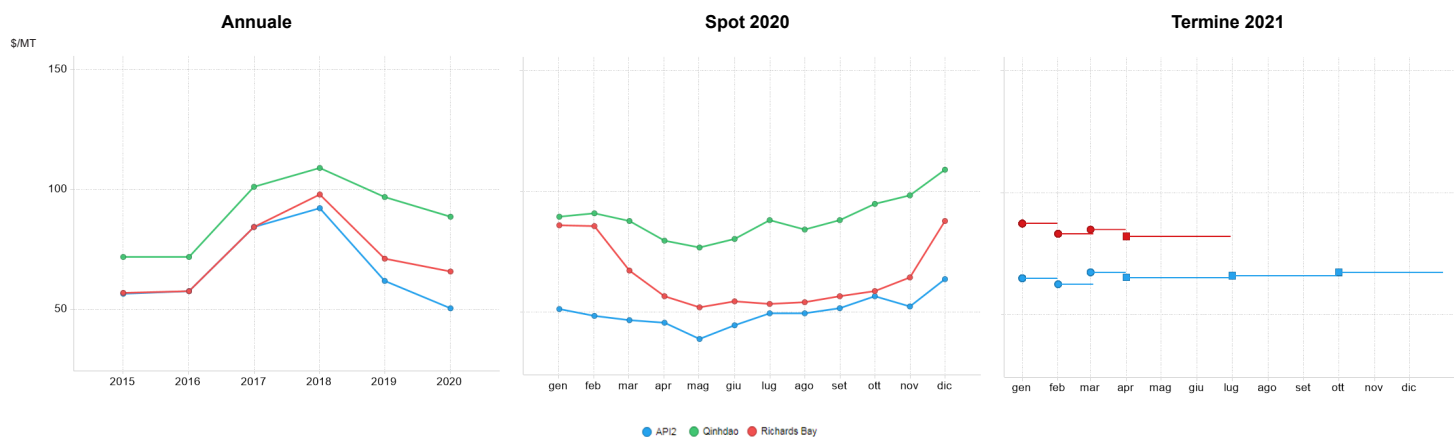
Fonte: Refinitiv

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



Fonte: Refinitiv

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



Fonte: Refinitiv

Relativamente al gas, le quotazioni sui principali hub europei, più che dimezzate negli ultimi due anni e alla seconda flessione in doppia cifra consecutiva, si portano tutte ai minimi storici. Il PSV scende a 10,55 €/MWh (-35%) e il TTF a 9,39 €/MWh (-31%), con lo spread tra le due quotazioni anch'esso in calo sul livello più basso dal 2014 (1,16 €/MWh, - 1,54 €/MWh) e negativo nel mese di ottobre (-0,31 €/MWh), come di rado accaduto in passato. Al pari del greggio, entrambi i riferimenti registrano una progressiva

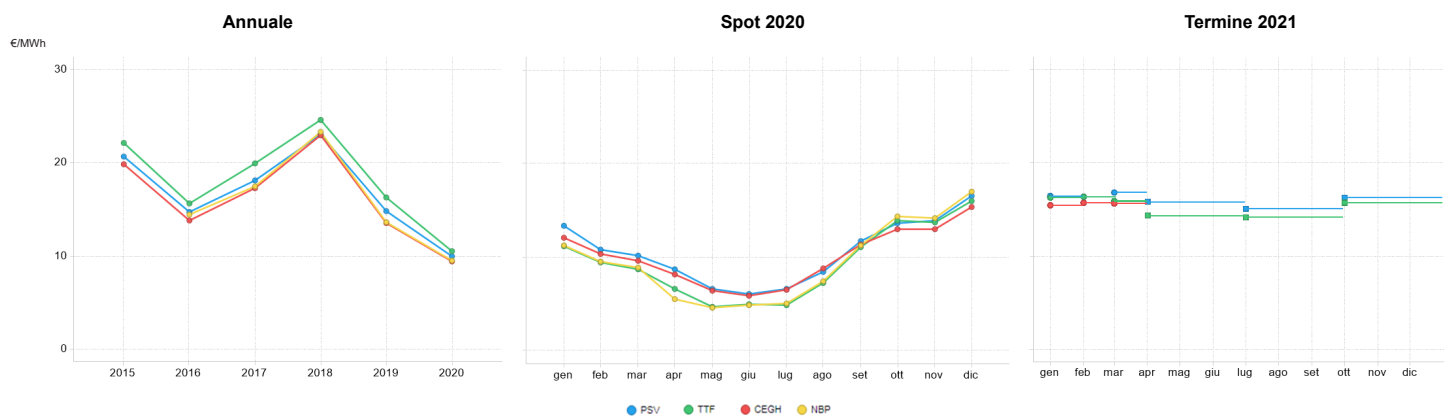
discesa da dicembre 2019 che li porta a toccare nella primavera i livelli più bassi di sempre. Più intensa, invece, la successiva risalita che, ininterrotta fino a fine anno, porta il PSV a dicembre su un livello superiore a quello osservato nello stesso mese del 2019.

Appare infine rilevante evidenziare le aspettative di azzeramento dello spread PSV-TTF registrate sui mercati futures per il 2021, risultando entrambi i riferimenti annuali quotati ad oggi in rialzo attorno ai 17 €/MWh.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

Annuale						Mensile			
Descrizione	Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
PSV	IT	10,55	-35%	16,75	17,13	16,54	19%	10%	15,45
TTF	NL	9,39	-31%	13,60	17,05	16,05	17%	19%	14,87
CEGH	AT	9,93	-33%			15,33	18%	10%	13,95
NBP	UK	9,52	-30%			17,02	20%	28%	12,38



Gli effetti della pandemia osservati sulle quotazioni dei combustibili e del gas, oltre che sulla domanda di energia, hanno avuto forti ripercussioni anche sui prezzi elettrici. Questi ultimi, anch'essi al secondo forte ribasso consecutivo, si posizionano al minimo storico di 38,92 €/MWh in Italia (-26%) e si allineano a 30/34 €/MWh (-17/-29%) sulle altre borse elettriche centro-europee e su quella spagnola, con Francia, Spagna e Germania ai minimi dal 2005 o a ridosso di essi. Il 2020 si connota inoltre per una elevata convergenza delle quotazioni elettriche, in

particolare sulla frontiera nord italiana (Nord-Francia: 5,6 €/MWh, -6,2 €/MWh; Nord-Austria: 5,8 €/MWh, -6,5 €/MWh; Nord-Svizzera: 4,9 €/MWh, -6,4 €/MWh) e su quella franco-spagnola (Spagna-Francia: 1,8 €/MWh, -6,5 €/MWh). Ancor più drastica la riduzione del prezzo dell'area scandinava, sceso a 10,93 €/MWh, poco più di un quarto del valore del 2019 (-72%).

In ottica prospettica, anche nel settore elettrico, i mercati futures evidenziano una ripresa dei prezzi per il 2021, segnalando un spread atteso azzerato tra Italia e Francia.

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

Fonte: Refinitiv

Annuale					Mensile			
Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	38,92	-26%	54,25	51,90	54,04	11%	25%	43,02
FRANCIA	32,20	-18%		52,09	48,42	21%	33%	51,18
GERMANIA	30,47	-19%		48,15	43,52	12%	36%	44,93
AREA SCANDINAVA	10,93	-72%		23,48	20,09	218%	-45%	18,90
SPAGNA	33,95	-29%		50,84	41,97	0%	24%	45,15
AUSTRIA	33,14	-17%			50,17	22%	32%	
SVIZZERA	34,00	-17%			51,36	24%	22%	

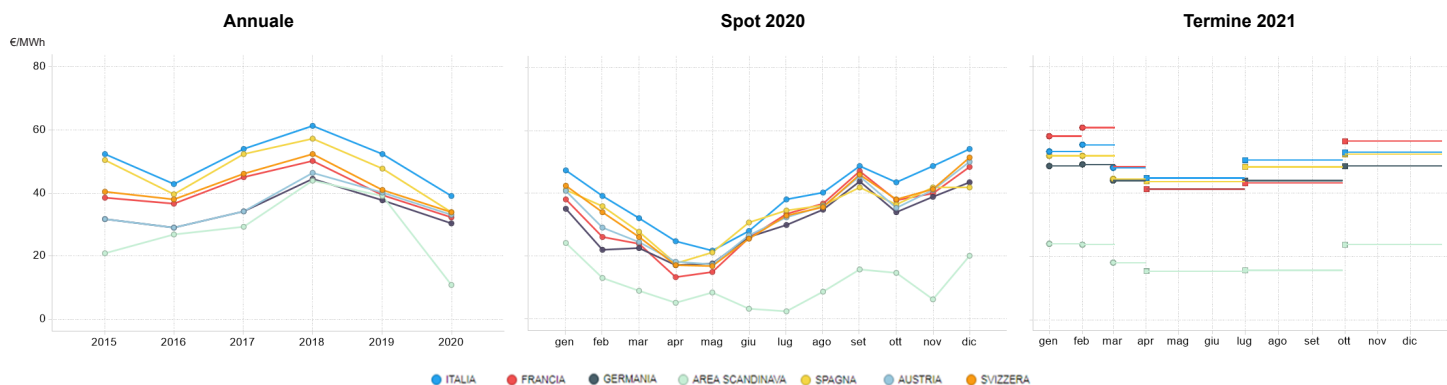
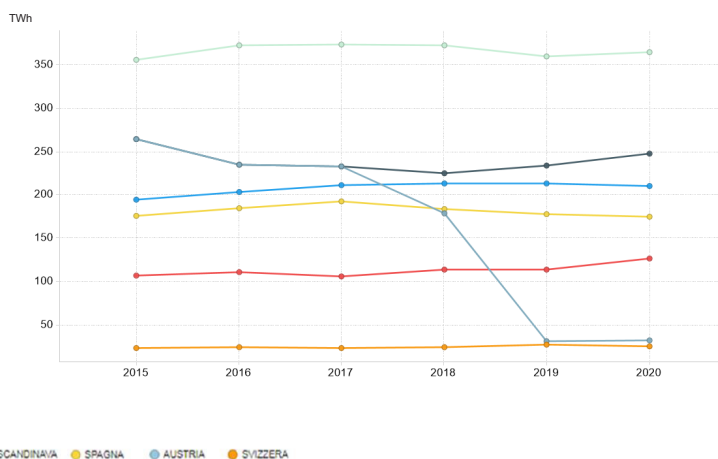


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Refinitiv

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	209,8	-2%	18,2
FRANCIA	126,1	10%	11,4
GERMANIA	247,3	6%	21,1
AREA SCANDINAVA	364,9	1%	36,6
SPAGNA	174,7	-2%	15,8
AUSTRIA	31,7	2%	3,4
SVIZZERA	25,2	-5%	2,1



I volumi scambiati in borsa vedono incrementi annuali in Francia (126,1 TWh, massimo storico, +10%) e Germania (247,3 TWh, +6%) e più deboli rialzi in Austria (31,7 TWh,

+2%) e nell'area scandinava, confermatasi la più liquida (364,5 TWh, -1%). In calo invece gli scambi in Italia (209,8 TWh, -2%) e in Spagna (174,7 TWh, -2%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2020 il prezzo medio sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) registra un lieve apprezzamento, attestandosi a 262 €/tep (+1%). Il prezzo medio relativo alle contrattazioni bilaterali, invece, risulta in calo a 240 €/tep (-1%). Al terzo calo consecutivo, e ai minimi dal 2012, i volumi scambiati sul mercato (-18%), con la liquidità che cresce ancora portandosi al 56% (+6 p.p.), a fronte di una più intensa riduzione delle negoziazioni sulla piattaforma bilaterale (-35%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) nel 2020 il prezzo medio mostra un netto calo a 0,12 €/MWh (-74%), attestandosi ai minimi dal 2016

e allargando il differenziale con le negoziazioni bilaterali che, per contro, salgono a 0,74 €/MWh. Scende anche il prezzo medio riportato dalle assegnazioni effettuate tramite asta dal GSE, che si porta a 0,50 €/MWh. In calo rispetto al 2019 i volumi scambiati sul MGO (-31%), così come le assegnazioni tramite asta (-10%). Al terzo aumento consecutivo, invece, le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+2%).

Il 2020 segna l'avvio del Mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (MCIC) sul quale, nei primi mesi di operatività, sono stati scambiati 421 titoli al prezzo medio di 680 €/CIC.

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

Nel 2020 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato mostra una lieve crescita (+1%) che lo porta a 262 €/tep. L'analisi infra-annuale delle quotazioni mostra una crescita più intensa nella prima parte dell'anno, quando il valore medio mensile raggiunge a marzo i 267 €/tep, e nel bimestre ottobre-novembre, in un contesto di sistema modificato dalla proroga al 30 novembre dei termini per la verifica del conseguimento degli obblighi (art. 41 del Decreto Legge del 19 maggio 2020), a seguito all'emergenza sanitaria che ha caratterizzato il 2020.

L'analisi del dato per sessione mostra in corrispondenza dei suddetti periodi anche una crescita della volatilità, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo che sale in media a 1,7 €/tep (era 0,65 €/tep nel 2019), con un picco di circa 7 €/tep ad inizio novembre, il più alto da ottobre 2018.

In lieve calo, invece, il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (240 €/tep, -1%) che allarga lo spread con il corrispondente livello di mercato a 22€/tep, differenziale che tocca il livello massimo nel mese di marzo (49 €/tep), quando la quotazione bilaterale si attesta a ridosso di 218 €/tep. La distanza tra i due riferimenti si riduce a circa 6 €/tep considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative nel 2020 di una quota pari al 94% del totale, tra le più alte di sempre.

I volumi scambiati sul MTEE segnano, per il terzo anno consecutivo, un calo rispetto al periodo precedente, portandosi sul valore più basso dal 2012, pari a 2,3 milioni di tep (-18%), all'interno di un apparato regolatorio ancora mutato in seguito alla pubblicazione nel mese di luglio da parte di ARERA della delibera 270/2020/R/EFR che, tra le altre, i) ha definito una nuova metodologia di calcolo del contributo tariffario, ii) ha allineato la scadenza dell'anno d'obbligo 2019 a quanto previsto dal decreto-legge c.d. "rilancia Italia", iii) ha introdotto nuovi strumenti di flessibilità a sostegno del meccanismo di incentivazione, tra i quali l'introduzione di un corrispettivo addizionale, direttamente correlato alla scarsità di TEE disponibili, al fine di contribuire al riconoscimento delle perdite economiche sostenute dai distributori.

La contrazione degli scambi osservata sul mercato risulta tuttavia meno intensa rispetto al calo registrato nella negoziazione bilaterale (1,9 milioni di tep, -35%) con un conseguente aumento della liquidità del MTEE al 56% (+6 p.p. sull'anno precedente).

Analizzata su base mensile, la diminuzione dei volumi di mercato appare distribuita su tutti i mesi dell'anno, con l'eccezione di alcuni picchi registrati in occasione di consistenti emissioni di titoli.

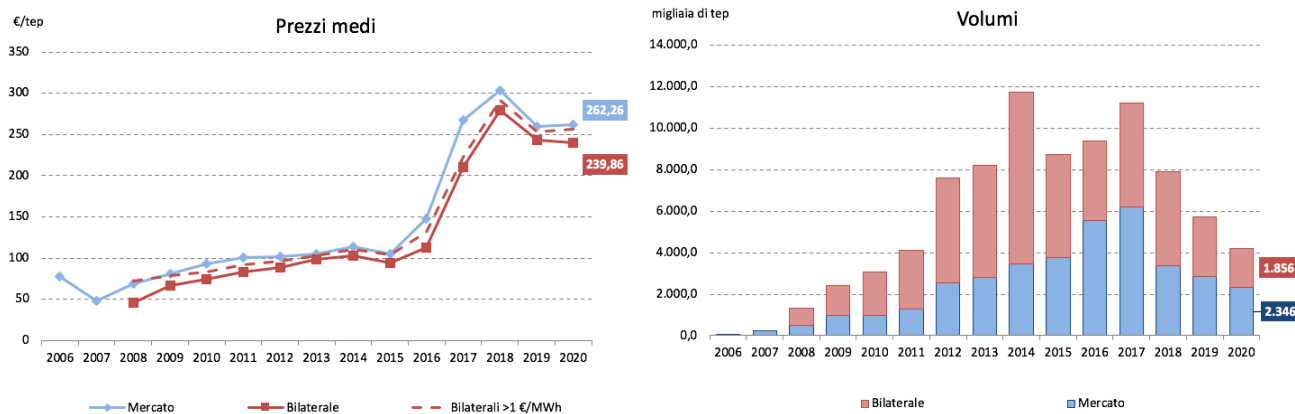
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	mln di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	262,26	+0,9%	256,50	268,00	2.346.464	-17,8%	615,38	-17,1%
Bilaterali	239,86	-1,2%	0,00	280,00	1.856.375	-35,2%	445,26	-36,0%
con prezzo >1	255,98	+1,2%	20,00	280,00	1.739.450	-36,8%	445,26	-36,0%
Totale	252,36	+0,4%	0,00	280,00	4.202.839	-26,5%	1.060,65	-26,3%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME



I dati sui prezzi bilaterali sono disponibili a partire dal 1 aprile 2008 data in cui è entrato in vigore l'obbligo di comunicazione del prezzo delle transazioni bilaterali attraverso il Registro TEE gestito dal GME, introdotto dalla delibera n.345/07 dell'AEEG

Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

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	263,06	-0,7%	262,22	263,90	179.265	-15,1%	47,16	-15,6%	6.318	-58,9%	3,5%	-3,8 p.p.	6	-2
Bilaterali	251,41	-0,6%	0,00	264,32	165.691	-54,3%	41,66	-54,6%						
con prezzo >1	261,81	+2,1%	165,01	264,32	159.107	-55,5%	41,66	-54,6%						
Totale	257,46	+0,1%	0,00	264,32	344.956	-39,9%	88,81	-39,8%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

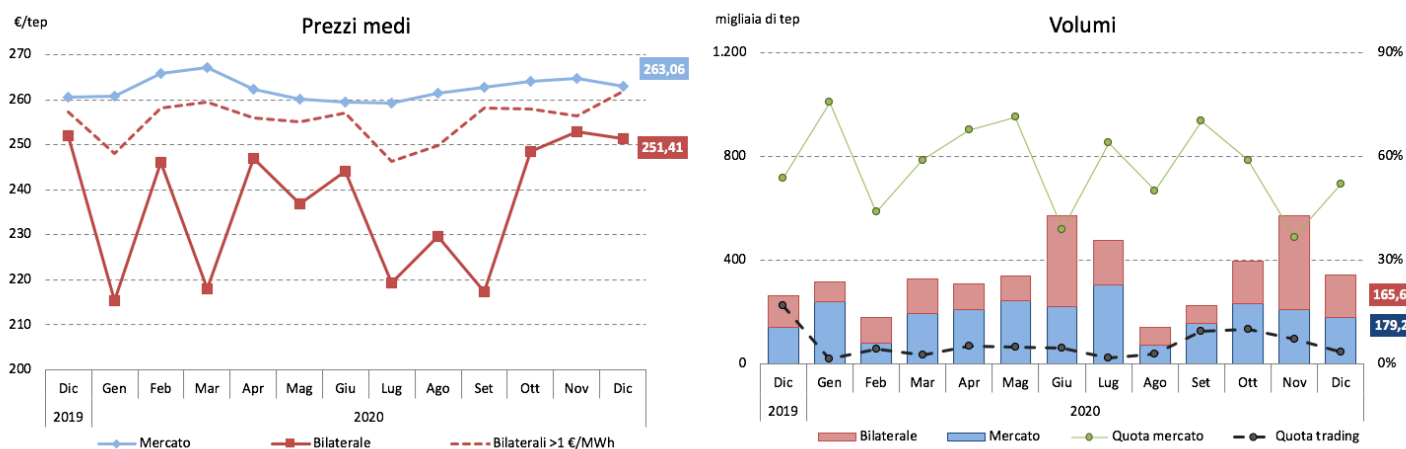
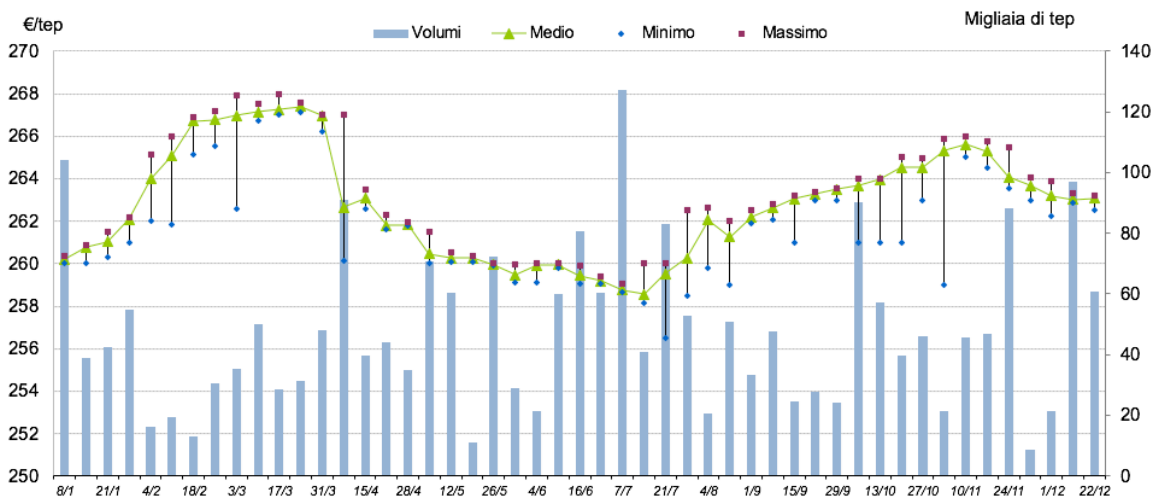


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Il numero dei titoli emessi al netto di quelli ritirati, dall'inizio del meccanismo a fine anno 2020, si porta a 63.727.407, in aumento di 3.301.048 tep rispetto al 31 dicembre 2019 e di 186.974 tep rispetto a fine novembre. Il numero di titoli disponibili a fine

anno, al lordo dei titoli registrati sul conto del GSE, ammonta infine a 2.034.626, in calo di 3.648.426 rispetto a novembre, mese in cui si è tenuta la sessione di annullamento dei TEE relativa all'anno d'obbligo 2019.

Tabella 3: TEE, sintesi anno d'obbligo 2020

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep
3	263,06	179.265	16.953	254,14		10.250	250,00	2.034.626	63.727.407	1.198.776

*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. 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.

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

Nel 2020 il prezzo medio registrato sul MGO ha visto intensificare la dinamica ribassista che lo aveva già interessato nel 2019, portandosi a 0,12 €/MWh (-74%), valore più basso dal 2016. Continua, invece, il trend rialzista del prezzo medio delle quotazioni bilaterali che supera il prezzo di mercato di 0,61 €/MWh, aggiornando il massimo storico a 0,74 €/MWh (+3% sul 2019); lo spread tra i due riferimenti aumenta a 65 c€/MWh se consideriamo le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, che ammontano al 95% del totale scambiato su PBGO. Il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE cede 0,34 €/MWh (-40%) attestandosi a 0,50 €/MWh e non risultando più, come succedeva dal 2013, il più alto tra le quotazioni osservate sulle piattaforme di negoziazione.

Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, la

categoria Altro risulta la più costosa sul mercato (0,13 €/MWh), seguita da Eolico e Idroelettrico (ambidue a 0,12 €/MWh); quest'ultima presenta la quotazione più alta anche su PBGO (0,73 €/MWh), preceduta dalla tipologia Geotermoelettrico (1,39 €/MWh). La categoria Solare risulta, infine, quella con la quotazione media superiore nelle aste del GSE (0,59 €/MWh). L'analisi mensile dei prezzi su MGO conferma quanto osservato su base annuale, con una flessione più intensa nei primi tre mesi dell'anno, quando le quotazioni toccano i livelli tra i più bassi di sempre. Viceversa, la crescita dei prezzi su PBGO è concentrata nel mese di marzo, ultimo mese di contrattazione delle garanzie di origine riferite all'anno di produzione 2019, in corrispondenza di un prezzo medio (0,91 €/MWh) e di volumi ai massimi annuali; dinamiche ribassiste nei restanti mesi.

In termini di volumi, gli scambi registrati sul MGO, dopo tre anni

di rialzi, calano a 1,9 TWh facendo registrare una contrazione del 31%. La liquidità del mercato rimane contenuta, a fronte di una più intensa crescita degli scambi sulla piattaforma bilaterale che, con 60,4 TWh (+2%), aggiorna ancora il suo massimo storico, confermandosi come la più importante fonte di approvvigionamento delle garanzie d'origine (73% del totale contrattato). Scendono anche le assegnazioni tramite asta che

si attestano a 20,4 TWh (-10%), con una quota in calo al 25% (-2 p.p. rispetto al 2019).

L'andamento dei volumi mensili mostra una maggior concentrazione degli scambi sul MGO nel primo trimestre (37% del totale scambiato nel 2020) ed una ripresa dell'operatività nel secondo semestre; la stessa percentuale sulla PBGO ammonta al 74%.

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,12	-74,4%	0,01	0,40	1.919.971	-30,6%	233.611	-82,2%
Bilaterali	0,74	+2,9%	0,00	3,50	60.367.119	+2,0%	44.371.881	+5,0%
<i>con prezzo >0</i>	0,78	+2,7%	0,01	3,50	57.180.208	+2,2%	44.371.881	+5,0%
Totale	0,72	+1,7%	0,00	3,50	62.287.090	+0,6%	44.605.493	+2,3%
Asta GSE	0,50	-40,5%	0,14	1,11	20.404.756	-10,1%	10.191.533	-46,5%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

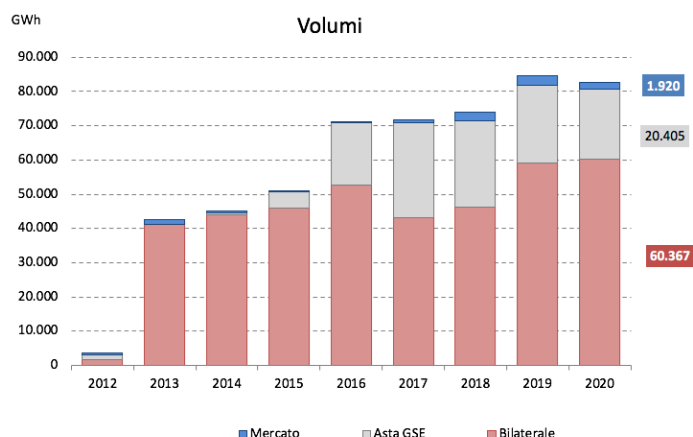
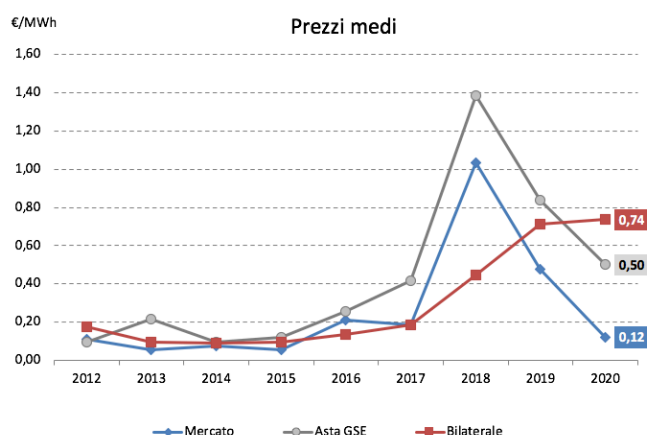


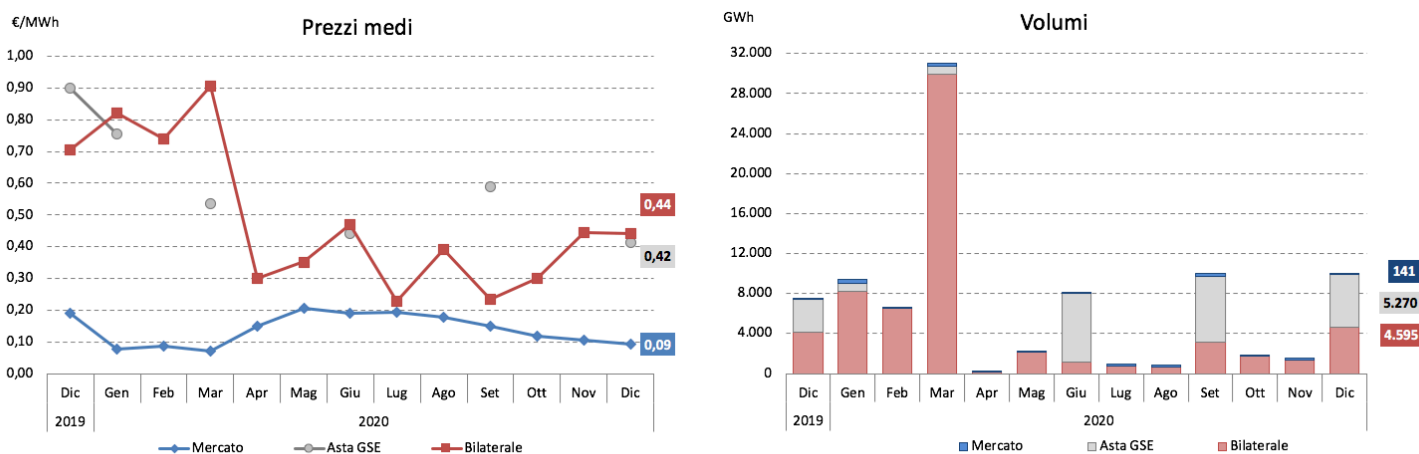
Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,09	-13,0%	0,08	0,13	141.437	-19,6%	13.162	-30,0%
Bilaterali	0,44	-0,9%	0,00	1,61	4.595.085	+237,8%	2.022.831	+234,7%
<i>con prezzo >0</i>	0,44	-3,4%	0,01	1,61	4.590.881	+246,6%	2.022.831	+234,7%
Totale	0,43	+5,9%	0,00	1,61	4.736.522	+208,4%	2.035.993	+226,7%
Asta GSE	0,42	-	0,31	0,75	5.269.956	-	2.187.188	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

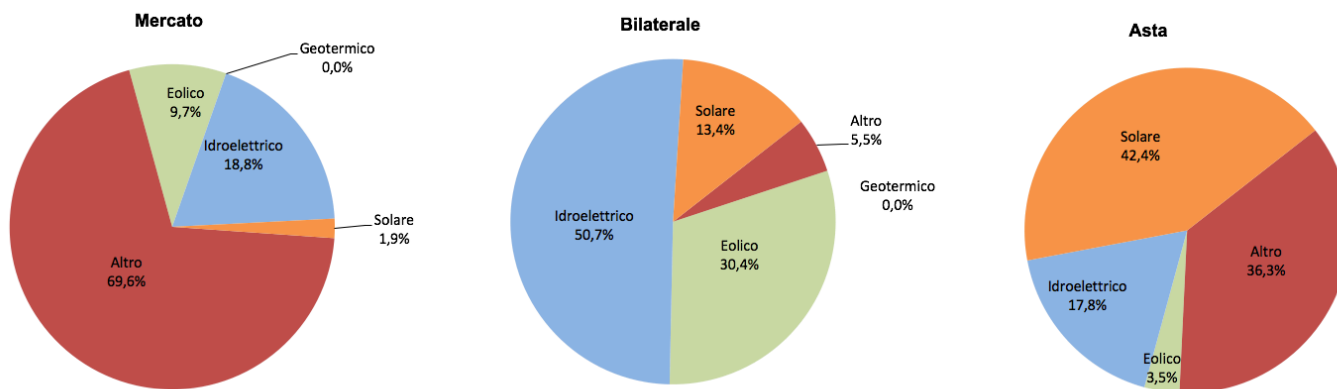


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra, oltre alla diversa distribuzione sulle tre piattaforme, una prevalenza delle

negoziazioni sul MGO per la tipologia di produzione Altro (69,6%), sulla PBGO per la tipologia Idroelettrico (51%) e infine nelle aste di assegnazione del GSE per la tipologia Solare (42%).

Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2020

Fonte: dati GME



CERTIFICATI DI IMMISSIONE IN CONSUMO (CIC): mercato organizzato (MCIC)

A maggio 2020 il GME ha avviato le contrattazioni su un nuovo mercato organizzato, finalizzato allo scambio dei Certificati di Immissione in Consumo (MCIC), identificati da tre diverse tipologie: i "CIC Biocarburanti" (CIC), i "CIC Biometano avanzato" (CICAV), i "CIC altri biocarburanti

avanzati" (CICBMTAV). Nel corso dell'anno su tale mercato, caratterizzato da sessioni mensili di negoziazione, sono stati registrati 4 abbinamenti per un totale di 421 CIC, relativi al prodotto Biocarburante 2020, ad un prezzo medio di 680 €/CIC.

Tabella 6: MCIC, sintesi annuale

Fonte: dati GME

		Prezzo			Volumi		Controvalore		
		Medio		Minimo	Massimo	N. CIC	Var. cong.	€	Var. cong.
		€/CIC	Var. cong.	€/CIC	€/CIC				
CIC	2019	-	-	-	-	-	-	-	
	2020	680,00	-	680,00	680,00	421	-	286.280	-
CIC _{AV}	2019	-	-	-	-	-	-	-	
	2020	-	-	-	-	-	-	-	

IL RUOLO DEI SISTEMI DI CCUS PER LA NEUTRALITÀ CARBONICA

Di Lisa Orlandi (RIE)

(continua dalla prima)

Una constatazione, quest'ultima, più volte reiterata dall'AIE che, nel delineare gli scenari che consentono di azzerare le emissioni nette di anidride carbonica nella seconda metà del secolo corrente, ha evidenziato con forza la necessità di una profonda trasformazione del modo in cui l'energia viene prodotta e consumata, trasformazione che può conseguirsi solo impiegando un ampio set di tecnologie. Tra queste, rientrano a pieno titolo i sistemi di cattura, utilizzo e stoccaggio dell'anidride carbonica - Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) - che permettono di "catturare" la CO₂ prodotta nella combustione di fonti fossili, nelle emissioni di processo nell'ambito della produzione di energia elettrica o dei grandi impianti industriali (quali raffinerie, cementifici, produzione di alluminio e complessi siderurgici) oppure direttamente dall'atmosfera; successivamente l'anidride carbonica catturata viene stoccata in modo permanente o riutilizzata (in tutto o in parte) come materia prima in altri cicli produttivi.

Il tutto nella convinzione che non basti evitare nuove emissioni, ma che sia fondamentale agire anche su quelle associate alle infrastrutture esistenti per due principali ordini di ragioni: l'insostenibile aumento delle emissioni che deriverebbe da un loro utilizzo identico al passato; la necessità di garantire la sicurezza energetica avendo bene a mente anche la resilienza e la flessibilità dei sistemi elettrici, caratteristiche fondamentali in un contesto di crescente penetrazione delle energie rinnovabili.

Un valore potenzialmente strategico

Tra attese disilluse e decolli stentati, i sistemi di CCUS hanno sinora avuto una diffusione molto lenta: gli investimenti annui hanno costantemente rappresentato meno dello 0,5% di quelli complessivamente destinati alle tecnologie per l'energia pulita e all'efficienza (AIE 2020). Pertanto, anche il relativo impatto sull'andamento delle emissioni di CO₂ è stato, fino ad oggi, molto contenuto.

Negli ultimi anni, tuttavia, si assiste ad un rinnovato interesse: con l'esplosione del dibattito sul clima, infatti, la narrazione verso la tecnologia CCUS ha subito un forte cambiamento. Le principali istituzioni internazionali impegnate in ambito energetico e nella lotta ai cambiamenti climatici hanno cambiato la percezione relativa all'importanza di questi sistemi da "nice to have" a "necessary" fino a diventare, ad oggi, "inevitable". Nel suo quinto rapporto di valutazione annuale, l'IPCC (2014) ha dimostrato come l'esclusione di sistemi di CCUS non impedisca di costruire modelli di abbattimento delle emissioni che consentono di limitare il

riscaldamento globale a 1,5° C, ma ne farebbe raddoppiare i costi. La ragione risiede nel fatto che l'assenza di una simile opzione renderebbe imprescindibile una forte riduzione dei consumi energetici: in un contesto mondiale di aumento della popolazione e del reddito, ciò implicherebbe l'attuazione di cambiamenti radicali nella società e nei comportamenti individuali quel che, come l'esperienza insegna, risulta essere estremamente impegnativo e altamente improbabile. La fiducia riposta nei sistemi di CCUS emerge con evidenza anche nel rapporto speciale elaborato dall'AIE nell'ambito della pubblicazione Energy Technology Perspectives 2020² e dedicato alla CCUS. Nel report, efficienza energetica e rinnovabili sono considerati i pilastri centrali del processo di decarbonizzazione, mentre le tecnologie di cattura, stoccaggio e utilizzo dell'anidride carbonica (insieme a elettrificazione, idrogeno e bioenergie sostenibili) sono definite cruciali per i settori in cui la riduzione delle emissioni è particolarmente difficoltosa (industria, trasporti).

Questa aspettativa è riconoscibile anche negli scenari improntati alla decarbonizzazione delineati nel WEO 2020: nel Sustainable Development Scenario - che consente di azzerare le emissioni nette di CO₂ al 2070 e mantenere l'incremento della temperatura globale al di sotto di 2 °C (rispetto al periodo pre-industriale) -, la CCUS contribuirà al 15% della riduzione cumulativa delle emissioni lungo l'orizzonte di proiezione³, valore che aumenta ulteriormente nel caso in cui il traguardo temporale per la neutralità carbonica sia il 2050³.

Il valore potenzialmente strategico di un sistema di CCUS, da valutarsi rispetto al conseguimento degli obiettivi di neutralità carbonica, è riconducibile ai suoi diversi impieghi. Può consentire la riduzione delle emissioni di processo generate dalle centrali elettriche alimentate da combustibili fossili o dai grandi impianti industriali.

Nonostante sia una soluzione ancora costosa⁴, specie in caso di applicazione al settore industriale, può avere un impatto importante soprattutto per i comparti più energivori, quali la produzione di cemento e acciaio, la raffinazione, l'industria chimica e della carta, laddove non esistono alternative disponibili a costi praticabili per la riduzione delle emissioni di processo. Inoltre, può evitare una dismissione anticipata di impianti che potrebbero avere una vita utile residua ancora lunga.

Aspetto, quest'ultimo, tutt'altro che marginale, in quanto permette il mantenimento dell'occupazione e della ricchezza in quelle aree che dipendono fortemente da settori ad alta intensità carbonica, evitando fratture economiche e sociali legate a chiusure decise anzitempo.

(continua)

Il valore strategico dei sistemi di CCUS



Fonte: elaborazioni RIE

Particolarmente rappresentativo il caso delle centrali a carbone: nel 2019 il parco mondiale ha pesato per circa un terzo delle emissioni globali di CO₂ relative al settore energetico e il 60% degli impianti potrebbe essere ancora in esercizio ad un orizzonte quale il 2050. La maggior parte, infatti, è concentrata in Cina e in altre economie asiatiche emergenti dove l'età media degli impianti è inferiore rispettivamente a 13 e 20 anni. Vista la crescente domanda di energia della regione asiatica e la sua forte dipendenza dal carbone, l'integrazione di sistemi di cattura e stoccaggio del carbonio potrebbe rappresentare una soluzione transitoria opportuna, consentendo la continuità delle operazioni - ivi incluso l'utilizzo delle infrastrutture e dei sistemi di approvvigionamento associati agli impianti di produzione - e riducendo al contempo le relative emissioni.

I sistemi CCUS sono anche l'unica soluzione per contenere le emissioni di anidride carbonica associate al trattamento del gas naturale. I giacimenti di gas possono contenere elevate quantità di CO₂ che, per ragioni tecniche, deve essere rimossa prima che il gas venga venduto (ed immesso in rete) o rilavorato per la produzione di gas naturale liquefatto (GNL). La CO₂ viene tipicamente rilasciata in atmosfera (gas venting). In questo caso la separazione della CO₂ è parte integrante del processo di purificazione del gas e fornisce una corrente di CO₂ ad elevate concentrazioni con costi di cattura e stoccaggio che risultano particolarmente contenuti.

Tra i comparti con emissioni difficili da abbattere rientrano anche i trasporti, ovvero la sorgente di emissioni globali in più rapida espansione: in questo ambito, la cattura non è conveniente in quanto l'anidride carbonica emessa proviene

da una molteplicità di piccole fonti diffuse. Tuttavia, potrebbe risultare particolarmente interessante l'impiego di anidride carbonica catturata altrove per produrre carburanti sintetici, contribuendo in modo indiretto alla decarbonizzazione del settore. Ad esserne particolarmente interessati sarebbero soprattutto i segmenti maggiormente dipendenti dal petrolio, quali il trasporto aereo e marittimo.

La tecnologia di cattura della CO₂ può, inoltre, contribuire a ridurre l'impronta carbonica associata all'attuale produzione dell'idrogeno che, dipendendo in larga parte dall'impiego di materie prime come gas naturale e carbone, genera ogni anno circa 800 milioni di tonnellate di anidride carbonica. Il tutto ad un costo competitivo, al momento 3-4 volte inferiore rispetto a quello attualmente associato alla produzione di idrogeno da elettrolisi dell'acqua, impiegando elettricità da fonti rinnovabili. Anche se i costi dell'idrogeno elettrolitico diminuiranno, i sistemi dotati di CCUS rimarranno con buone probabilità un'opzione valida nelle regioni che dispongono di ampie risorse fossili a basso costo e di sistemi di stoccaggio della CO₂.

Infine, la CCUS può fornire un contributo nella generazione di emissioni nette negative. Rientra in questa categoria, a titolo di esempio, la cattura diretta di anidride carbonica dall'aria (Direct Air Capture and Storage - DACS): la CO₂ viene prelevata direttamente dall'atmosfera e successivamente viene sequestrata.

La difficoltà sta nel fatto che le concentrazioni atmosferiche di CO₂ sono molto più basse rispetto a quelle associate ai fumi di combustione (a livello di centinaia di ppm); pertanto, questo approccio è ad oggi molto costoso.

(continua)

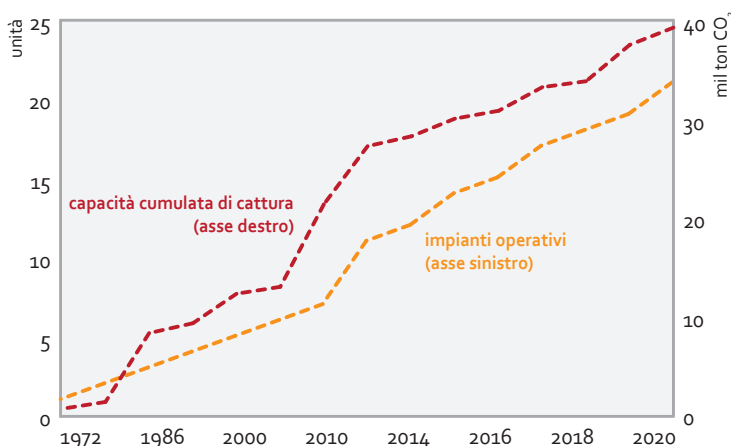
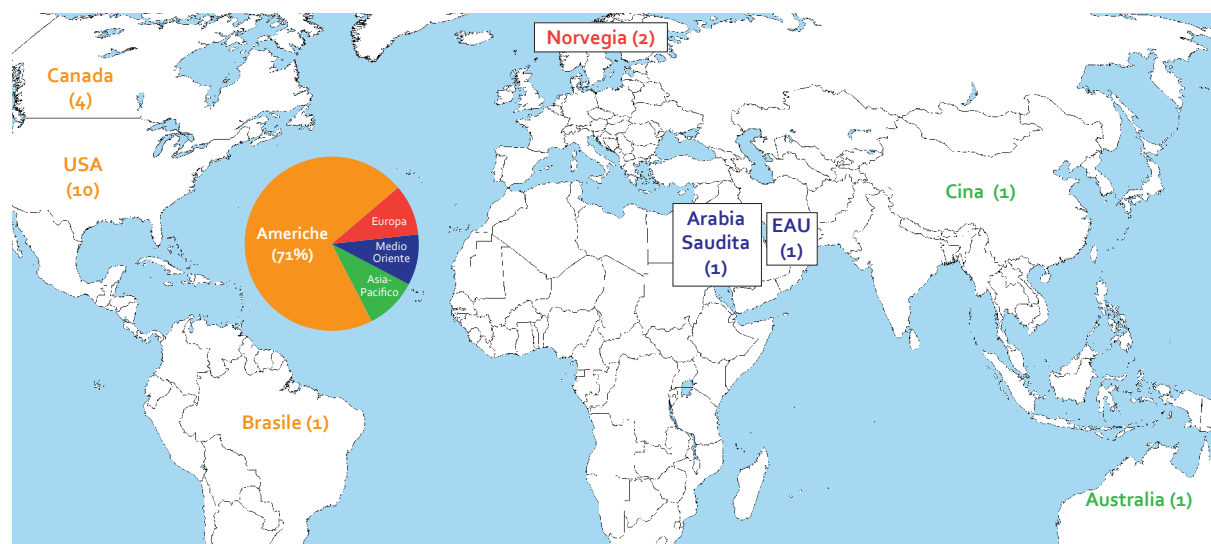
I progetti internazionali: una partenza in sordina e fuori dall'Europa

La tecnologia CCUS non ha una storia così recente come l'enfasi sul tema - emersa con vigore negli ultimi anni - potrebbe far supporre. I primi progetti su larga scala risalgono agli anni '70-'80 e sono stati realizzati nell'area Val Verde del Texas, progetti ancora oggi operativi: la CO₂ viene catturata dagli impianti di trattamento del gas naturale e successivamente trasportata e venduta ai produttori di petrolio locali che la impiegano nelle operazioni di EOR. Il primo impianto su larga scala in Europa è stato realizzato in Norvegia nel 1996:

utilizzato per immagazzinare l'anidride carbonica associata allo sfruttamento del giacimento gas offshore di Sleipner, la sua costruzione è stata agevolata dall'introduzione da parte del governo norvegese di una tassa sulla CO₂ prodotta dalle attività Oil&Gas offshore (1991).

A settembre 2020, gli impianti operativi sono 21 per una capacità di cattura complessiva pari a 40 Mt di CO₂ l'anno: 16 di questi prevedono l'utilizzo del carbonio nei processi di EOR (Enhanced Oil Recovery), ambito di applicazione che ha storicamente rappresentato il motore degli investimenti in sistemi di CCUS, mentre i restanti impianti presentano siti di stoccaggio dedicati.

Gli impianti di CCUS operativi e capacità di cattura cumulata



Fonte: elaborazioni RIE su dati AIE e Global Carbon Capture and Storage Institute

A livello geografico, gli Stati Uniti ospitano quasi la metà di tutte le strutture operative (10 progetti large scale). Ciò è dovuto soprattutto alla disponibilità di un'ampia rete per il trasporto della CO₂, all'elevata domanda di CO₂ per i processi EOR e alla presenza di programmi di finanziamento pubblico che hanno conosciuto un ulteriore rilancio dopo la crisi finanziaria del 2008-09. Tuttavia, negli ultimi dieci anni - complici target climatici via via più stringenti e la definizione di adeguati incentivi economici

- questa tecnologia ha conosciuto una diffusione interessante anche in altri paesi, come Australia, Brasile, Canada, Cina, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti. Vale citare l'inaugurazione, nel 2019, del più grande serbatoio di stoccaggio sotterraneo di anidride carbonica (3,4-4 Mt/anno di CO₂), catturata dal giacimento offshore Gorgon, al largo delle coste dell'Australia. Grande assente, invece, è l'Europa dove, ad eccezione della Norvegia, non sono ancora operativi impianti di questo tipo.

In termini di tipologia di impianto associata ai sistemi di CCUS, si nota una progressiva evoluzione: mentre fino al 2010 quasi tutta la CO₂ catturata a livello globale era generata da impianti di trattamento del gas naturale, nell'ultimo decennio la tecnologia è stata applicata in misura crescente anche ad altre fonti di emissione che sono arrivate a rappresentare un terzo della capacità di cattura complessiva. I settori coinvolti vanno dalla generazione elettrica alla produzione di acciaio, fertilizzanti, bioetanolo e idrogeno. Esempi concreti sono l'impianto Illinois Industrial negli USA, entrato in funzione nel 2017 e associato alla produzione di etanolo, la cui CO₂ emessa viene convogliata in siti dedicati, o l'impianto Quest in Canada, operativo dal 2015 e connesso alla produzione di idrogeno, anch'esso con sito di stoccaggio dedicato.

Gli obiettivi climatici come driver degli investimenti, anche in Europa

Nonostante il numero di sistemi di CCUS sia triplicato nell'ultimo decennio, la loro crescita è stata ben al di sotto delle aspettative. Nel 2009, l'AIE aveva delineato per il 2020 un target di sviluppo, su scala mondiale, di 100 progetti CCUS per una capacità di sequestro complessiva pari a 300 Mt: numeri ritenuti ottimali per contribuire in modo significativo al raggiungimento degli obiettivi climatici globali. A fronte di una capacità effettiva pari oggi ad appena 40 Mt, si può dire che il target è stato largamente disatteso.

La pipeline dei progetti in costruzione o in fase di sviluppo sembra invece raccontare una storia diversa dal passato, per quanto le incertezze legate al presente momento storico non possano essere ignorate. Un importante balzo in avanti lo si osserva a partire dal 2017, anche sotto l'impulso dell'accordo di Parigi, firmato due anni prima: dopo un lungo periodo di bassi investimenti, sono stati lanciati piani di sviluppo che prevedono la realizzazione di oltre 30 nuovi impianti CCUS che, se entreranno in esercizio, porteranno la capacità di cattura a livello globale a più che triplicare, raggiungendo i 130 Mt l'anno. Di questi, 16 progetti sono in avanzato stato di pianificazione con la decisione finale di investimento attesa entro il 2021: qualora approvati, coinvolgerebbero risorse per 27 miliardi di dollari, circa il doppio degli investimenti destinati a simili progetti dal 2010 in avanti⁵. Quasi un terzo dei progetti pianificati prevede, inoltre, lo sviluppo di hub industriali con infrastrutture condivise di trasporto e stoccaggio della CO₂.

A livello geografico, l'Europa risulta, insieme agli Stati Uniti,

la regione dove si concentrano la maggior parte dei piani in corso. Su 13 progetti large scale a diversi stadi di sviluppo, ben 7 riguardano il Regno Unito, dove il governo supporta questa tecnologia e ha annunciato fondi consistenti per lo sviluppo delle infrastrutture.

Risulta quindi evidente come la tecnologia in esame stia vivendo un momento di rinnovato interesse, confermato da un aumento degli investimenti, da una più ampia diffusione su scala mondiale e da una crescente diversificazione delle sorgenti di cattura dell'anidride carbonica e degli eventuali utilizzi del carbonio sequestrato. Alla base di questo slancio, vi sono principalmente ragioni di carattere normativo-politico, quali la definizione di obiettivi climatici sempre più ambiziosi a livello internazionale, nazionale e anche aziendale e di correlati incentivi a supporto della tecnologia. Nel tempo, il conseguimento di una sempre maggiore esperienza e l'aumento della scala dimensionale degli impianti dovrebbero anche contribuire ad una riduzione dei costi – ad oggi ancora elevati; non solo, il più ampio spettro di applicazioni dell'anidride carbonica catturata potrebbe incidere positivamente sulla redditività degli impianti.

In questo nuovo e dinamico contesto, si è inserita la pandemia di COVID-19, con la crisi economica mondiale che ne è derivata. L'impatto sul futuro sviluppo dei sistemi di CCUS non è attualmente stimabile ma di certo non si può ignorare la probabilità di ritardi o cancellazioni, connessi al taglio diffuso delle spese di investimento da parte di numerose realtà produttive.

Tuttavia, i sistemi di CCUS sono oggi più resilienti rispetto a quanto non lo fossero dopo le precedenti crisi finanziarie, potendo fare affidamento su un decennio di esperienza nello sviluppo dei progetti e sul recente fermento che ha innalzato l'interesse di diversi attori economici e politici.

Gli annunci di diversi governi sul finanziamento di nuovi progetti, anche nel corso del 2020, sembrano supportare questa prospettiva.

L'inclusione della CCUS nei piani di ripresa economica potrebbe aiutare a garantire che lo shock economico legato al COVID-19 non faccia deragliare i recenti progressi osservati nella diffusione della tecnologia e con essi gli ambiziosi obiettivi di neutralità carbonica da perseguire entro il 2050. Se, infatti, è verosimile ritenere che gli effetti economici della pandemia non saranno più visibili nel lungo periodo, altrettanto non potrà dirsi per le conseguenze sul clima delle scelte maturate in questo periodo.

¹ AIE, World Energy Investment 2020.

² Special Report on Carbon Capture Utilisation and Storage: CCUS in clean energy transitions, IEA 2020.

³ Nell'edizione 2020, l'AIE ha introdotto lo scenario Net Zero Emissions 2050 (NZE2050) che esamina la possibilità che il mondo raggiunga l'obiettivo di zero emissioni nette entro la metà del secolo corrente.

⁴ Soprattutto nel caso dei grandi impianti industriali in quanto si tratta di fonti multiformi di CO₂, quindi il processo di cattura è più complesso e generalmente più costoso rispetto a quello associato alla cattura da impianti di generazione elettrica (fonti puntiformi).

⁵ AIE, Energy Technology Perspective 2020.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Delibera 15 dicembre 2020 546/2020/R/EEL | “Approvazione, per l’anno 2021, del preventivo dei costi relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, da parte del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., e dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata il 16 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/546-20.htm>

Con deliberazione 546/2020/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il preventivo dei costi per l’anno 2021 relativi allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all’ingrosso, nonché la proposta della misura dei corrispettivi per l’anno 2021 relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (di seguito: PCE).

Nello specifico, l’ARERA ha confermato per il 2021 la misura dei corrispettivi per la partecipazione alla PCE già vigenti per l’anno 2020, in considerazione del fatto che le stime condotte dal GME per l’anno 2021 - sia con riferimento al numero di operatori iscritti alla piattaforma che ai volumi complessivi oggetto di registrazione - risultano in linea con i valori registrati per l’anno 2020.

Comunicato GME | “Nuova configurazione zonale valida a partire dal 1° gennaio 2021” | del 18 dicembre 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/it/>

Con il comunicato in oggetto il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), facendo seguito a quanto già comunicato in data 27 ottobre 2020, ha reso noto che, dal 1 gennaio 2021, è entrata in vigore la nuova configurazione zonale del mercato elettrico, in conformità a quanto disposto dall’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (ARERA) con Deliberazione n. 103/2019/R/EEL. La nuova configurazione zonale della rete rilevante del mercato elettrico prevede, in particolare, l’introduzione della nuova zona Calabria (CALA) e l’eliminazione del polo di produzione limitata di Rossano (ROSN), nonché l’introduzione della zona virtuale “XGRE”, rappresentativa quest’ultima dei flussi di energia connessi all’avvio operativo del meccanismo di market coupling sulla frontiera fra Italia e Grecia.

Delibera 1 dicembre 2020 514/2020/R/EEL | “Avvio del market coupling sulla frontiera Italia-Grecia: verifica degli schemi contrattuali” | pubblicata il 9 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/514-20.htm>

e Comunicato SDAC | “Extension of Single Day-Ahead Coupling (SDAC) to Greece” | del 15 dicembre 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con deliberazione 514/2020/R/EEL l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), ha approvato gli schemi contrattuali per l’avvio del market coupling del giorno prima sulla frontiera fra Italia-Grecia.

Nello specifico, con la delibera in oggetto, l’Autorità ha positivamente verificato: i) lo schema contrattuale tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ed EnExClear (clearing house di HEnEx - borsa elettrica greca); ii) l’accordo bilaterale tra Terna S.p.A. ed IPTO (il gestore di rete greco); nonché iii) le modifiche introdotte alla Convenzione tra GME e Terna, aventi ad oggetto l’introduzione dei flussi informativi per l’integrazione della Grecia nel Single Day Ahead Coupling UE (SDAC) e la contestuale cessazione del precedente meccanismo di asta esplicita per l’allocazione della capacità giornaliera tra Italia e Grecia.

Al riguardo, con il comunicato SDAC in oggetto, il GME, in coordinamento con Terna e con i NEMOs e TSOs coinvolti nel progetto di coupling regionale IBWT, ha reso noto agli operatori il positivo completamento del processo di estensione del SDAC europeo sulla frontiera GR-IT, avvenuto con successo in data 15 dicembre u.s. in occasione dell’avvio operativo del progetto.

Delibera 1 dicembre 2020 515/2020/R/EEL | “Verifica dell’analisi di fattibilità del progetto di market coupling tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia” | pubblicata il 3 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/515-20.htm>

Con deliberazione 515/2020/R/EEL l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA), ha verificato positivamente il documento “Precondition Analysis of the potential AIMS project” recante l’analisi preliminare di fattibilità del progetto di market coupling tra Albania, Italia, Montenegro e Serbia, (nel seguito: progetto AIMS), predisposto e trasmesso per la relativa approvazione dai gestori di rete e dai gestori di mercato di cui al progetto AIMS.

Con tale parere positivo, l’ARERA ha ritenuto opportuno sostenere e confermare le attività del progetto AIMS volte in primis all’integrazione del Montenegro (e di conseguenza dell’area dei Balcani occidentali) nel mercato elettrico europeo del giorno prima, nonché al superamento dell’attuale meccanismo di allocazione esplicita dei diritti di trasmissione di lungo termine e della capacità cross-border giornaliera sull’interconnessione Italia-Montenegro.

GAS

Deliberazione 22 dicembre 2020 576/2020/R/GAS | “Disposizioni in materia di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico” | pubblicata in data 23 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/576-20.htm>

Con la deliberazione 576/2020/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) - in esito al processo di consultazione di cui al DCO 170/2020/R/GAS¹ - ha approvato talune modifiche al TIRG² in materia di accesso al servizio di rigassificazione per periodi superiori all'anno termico, con particolare riferimento alla durata dei conferimenti e alle disposizioni relative al rilascio della capacità.

In particolare, l'Autorità ha previsto:

- i. la possibilità, per le imprese di rigassificazione, di conferire capacità pluriennale per periodi superiori al quindicesimo anno termico (fino al venticinquesimo anno termico), per rendere tale allocazione di capacità coerente con i progetti d'importazione di GNL aventi orizzonti temporali più estesi;
- ii. in caso di mancato utilizzo della capacità da parte degli utenti:
 - disposizioni che favoriscono il rilascio tempestivo della capacità disponibile che gli utenti non prevedono di utilizzare;
 - di valorizzare gli slot rilasciati sulla base dei medesimi criteri adottati dall'Autorità per la definizione dei prezzi di riserva nelle procedure di conferimento della capacità in corso di anno termico, al fine di assicurare condizioni di rilascio allineate a quelle di mercato;
- iii. che l'utente riceva i proventi del conferimento della capacità rilasciata nei limiti del corrispettivo dovuto dal medesimo utente e solo in caso di effettivo utilizzo della capacità stessa.

Infine, la deliberazione in oggetto ha altresì introdotto talune disposizioni finalizzate all'applicazione del D.M. 8 luglio 2020 del Ministero dello sviluppo economico in materia di conferimento della quota di capacità non oggetto di esenzione dei terminali di rigassificazione.

AMBIENTALE

Deliberazione 1 dicembre 2020 513/2020/R/EFR | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2021, per il funzionamento dei Mercati organizzati e delle Piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.” | pubblicata in data 3 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/513-20.htm>

Con la delibera 513/2020/R/EFR, l'Autorità di Regolazione

per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, per l'anno 2021, i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE).

In particolare, l'Autorità ha confermato, anche per l'anno 2021, l'attuale misura dei corrispettivi (pari a 0,003 €) per ogni GO negoziata sul Mercato organizzato delle GO (M-GO), ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali (PB-GO), nonché l'attuale misura dei corrispettivi (pari a 0,1 €) per ogni TEE scambiato sul Mercato organizzato dei TEE (MTEE), ovvero oggetto delle transazioni bilaterali concluse dagli operatori nell'ambito del Registro TEE (RTB-TEE).

Comunicato GSE dell'11 dicembre 2020 “Garanzie d'origine, online la consultazione pubblica” | pubblicato l'11 dicembre 2020 | Download <https://www.gse.it>

Con apposito comunicato, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. (nel seguito: GSE) ha pubblicato, sul proprio sito internet, il documento per la consultazione in oggetto recante, tra l'altro, l'aggiornamento della “Procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti di energia rinnovabile, emissione e gestione delle Garanzie d'Origine” (nel seguito: procedura) di cui all'articolo 31, comma 31.1, del decreto interministeriale 6 luglio 2012.

In particolare, giova ricordare che l'articolo 18, comma 18.7, del D.M. 4 luglio 2019 prevede che “il GSE sottopone al Ministero dello sviluppo economico [...] una proposta per l'aggiornamento della procedura [...], al fine di consentire l'annullamento delle garanzie d'origine anche direttamente da parte degli utilizzatori finali”.

Nel comunicato in oggetto, il GSE ha rappresentato che, oltre ad aggiornare la procedura per le motivazioni di cui sopra, ha ritenuto di sottoporre a consultazione:

- l'opportunità di introdurre un ulteriore elemento identificativo delle Garanzie d'Origine associate all'energia rinnovabile contrattualizzata nell'ambito dei Power Purchase Agreements (PPAs);

- la possibilità che il ruolo di “utilizzatore finale” venga conferito anche a soggetti al di fuori dei contratti di lungo periodo di energia rinnovabile.

Pertanto, il GSE ha invitato tutti i soggetti interessati a far pervenire per iscritto le proprie osservazioni e le proprie proposte in merito, entro la data del 15 gennaio 2021.

Deliberazione 15 dicembre 2020 550/2020/R/EFR | “Determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2019 e approvazione dell'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali” | pubblicata in data 17 dicembre 2020 | Download <https://www.arera.it/it/docs/20/550-20.htm>

Con la deliberazione 550/2020/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha determinato i valori, per l'anno d'obbligo 2019, del contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 4.1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/EFR e del corrispettivo addizionale unitario di cui al comma 2 del medesimo articolo, da riconoscere ai c.d. "soggetti obbligati"³.

Con la medesima deliberazione, l'Autorità ha altresì approvato le modifiche al "Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica" (nel seguito: Regolamento del Registro TEE) apportate dal GME al fine di dare attuazione a quanto disposto dal Regolatore ai punti 2 e 3 della predetta deliberazione 270/2020/R/EFR⁴.

A completamento, si rappresenta altresì che, con apposito comunicato⁵, il GME ha reso noto di aver pubblicato - sul proprio sito internet, nella sezione "informazioni funzionali al calcolo del corrispettivo addizionale" - la quantità aggregata dei TEE complessivamente disponibili sui conti proprietà degli operatori al termine dell'anno d'obbligo 2019 (i.e. 30 Novembre 2020), in attuazione di quanto disposto dall'articolo 8, comma 8.3 del Regolamento del Registro TEE.

REMIT

Decisione (UE) 2020/2152 della Commissione del 17 dicembre 2020 | "Tasse dovute ad ACER per la raccolta, il trattamento, l'elaborazione e l'analisi delle

informazioni comunicate a norma del regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio" | pubblicata in data 18 dicembre 2020 | Download <https://eur-lex.europa.eu/>

Con la Decisione in oggetto, la Commissione Europea ha determinato la struttura e la misura dei corrispettivi che ciascun Registered Reporting Mechanism (RRM) - in qualità di soggetto abilitato ad offrire il servizio di Data Reporting agli operatori di mercato soggetti agli obblighi imposti dal Regolamento REMIT - deve corrispondere ad ACER a decorrere dal 2021 a copertura dei costi connessi alle attività di raccolta e trattamento dei dati relativi alle operazioni eseguite sui prodotti energetici all'ingrosso. In particolare tale corrispettivo è articolato in: i) una componente fissa ("enrolment fee") e ii) una componente variabile ("records based-fee") dipendente dal numero di operazioni trasmessi ad ACER nell'anno precedente afferenti a due distinti data cluster. A seguito dell'adozione della suddetta Decisione, il GME ha provveduto ad aggiornare sul proprio sito internet le informazioni inerenti i corrispettivi applicabili, per l'anno 2021, ai servizi resi disponibili nell'ambito della Piattaforma di Data Reporting (PDR), al fine di dare separata evidenza della componente di costo liberamente determinata dal GME, rispetto a quanto richiesto agli operatori per effetto dei corrispettivi dovuti ad ACER ai sensi dell'articolo 32 del Regolamento (UE) n. 2019/942⁶.

¹ Cfr. Newsletter 136 aprile 2020 e 138 giugno 2020.

² "Testo integrato in materia di adozione di garanzie di libero accesso al servizio di rigassificazione del gas naturale liquefatto" (Allegato A alla deliberazione 660/2017/R/GAS).

³ Per "soggetti obbligati" si intendono i distributori di energia elettrica e gas naturale, di cui al D.M. 11 gennaio 2017 e ss.mm.ii., tenuti all'assolvimento degli obblighi quantitativi annui di incremento dell'efficienza energetica.

⁴ Cfr. Newsletter 140 agosto 2020.

⁵ <https://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=452>

⁶ <https://www.mercatoelettrico.org/it/Monitoraggio/corrispettivi.aspx>

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.