

APPROFONDIMENTI

EMISSIONI DI METANO: UNA SFIDA PER LA SOSTENIBILITÀ DELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Di Claudia Checchi, Tommaso Franci e Diego Gavagnin - Ref-e

La riduzione delle emissioni dirette di metano lungo la filiera del gas naturale, dalla produzione alla distribuzione, sta emergendo come un'area chiave di intervento per le politiche energetico-climatiche fino ad oggi sottovalutata.

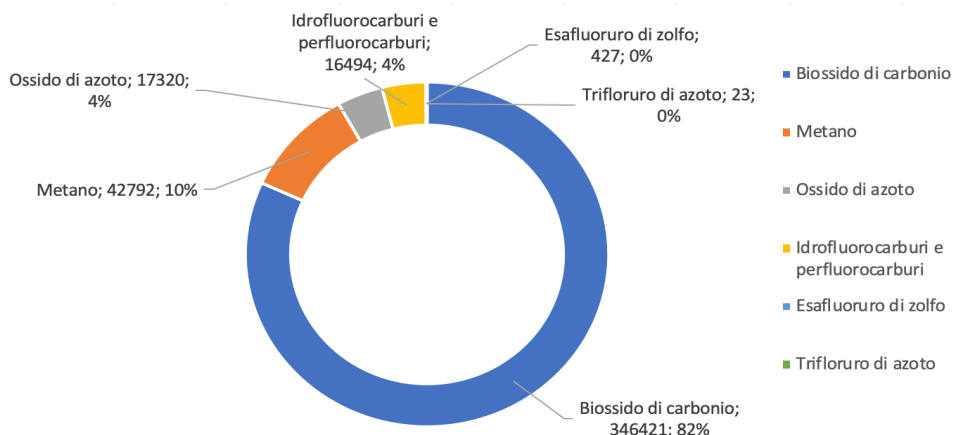
La dimensione del problema

Il biossido di carbonio (CO₂) è il principale gas climalterante, costituisce oltre l'80% delle emissioni complessive di gas serra ed è prevalentemente originato dai processi di combustione dei combustibili fossili per usi energetici, il cui consumo è tutt'oggi

fortemente correlato all'andamento delle attività economiche e di consumo. Il metano (CH₄) è il secondo gas serra per importanza, e costituisce circa il 10% delle emissioni climalteranti. Il metano ha un potenziale di riscaldamento globale molto forte, considerato 25 volte maggiore di quello della CO₂.

In Italia, nel 2018, le emissioni di biossido di carbonio costituiscono l'82%, quelle di metano il 10%, seguite dagli ossidi di azoto (NO) per il 4%, dagli idrofluorocarburi e perfluorocarburi con il 4% e infine da quelle di esafluoruro di zolfo e trifluoruro di zolfo con valori molto ridotti.

Figura 1. Italia: emissioni di gas serra per tipo di gas, 2018 (ktCO₂eq e %)



Fonte: elaborazione REF-E su dati Eurostat e EEA

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ LUGLIO 2020

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 13
Mercati energetici Europa
pag 18
Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Emissioni di metano: una sfida per la sostenibilità della filiera del gas naturale
Di Claudia Checchi, Tommaso Franci e Diego Gavagnin - Ref-e

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio il Pun, pari a 38,01 €/MWh, registra una ulteriore crescita su base mensile, confermandosi tuttavia ai minimi per il mese (+35,7% su giugno e -27,3% sul 2019), dinamica in linea con quella dei volumi complessivamente contrattati nel MGP (26,4 TWh), ai massimi dallo scorso agosto, ma sul livello più basso degli ultimi sei anni per luglio (-7,4%). Valore tra i più elevati di sempre, invece, per i volumi transitati in borsa, che spingono la liquidità del mercato al

76,8% (+5,8 p.p.). Ancora in crescita mensile anche tutti i prezzi di vendita, saliti a 36/39 €/MWh sulla penisola e in Sardegna e a quasi 48 €/MWh in Sicilia. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Agosto 2020 chiude il periodo di contrattazione a 35,99 €/MWh (+5,0%). Ai massimi per il 2020 le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE), che tuttavia restano in calo annuale.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nuovo deciso rialzo mensile per il Pun a luglio, pari a 38,01 €/MWh (+10,00 €/MWh, +37,5%), che, pur in riduzione annuale da maggio 2019, registra anche la più debole flessione dallo scorso agosto (-14,31 €/MWh, -27,3% su luglio 2019). La ripresa su base mensile risulta sostenuta dalla risalita della domanda, con gli acquisti nazionali ai massimi da agosto (+4.800 MWh circa su giugno), e dall'intensa riduzione dell'offerta rinnovabile, idrica al Nord ed eolica al meridione e sulle isole, i cui effetti rialzisti risultano in parte contenuti dalla decisa ripresa dell'import. Su base annuale, invece, le dinamiche di prezzo riflettono consumi che restano sui livelli

più bassi degli ultimi sei anni per il mese di luglio (-2.800 MWh circa sul 2019) e un costo del gas che, sebbene in lieve risalita rispetto al minimo storico di giugno, si conferma molto contenuto e ancora quasi dimezzato rispetto al 2019. Al secondo rialzo mensile, ma ancora in riduzione annuale, anche le quotazioni sulle principali borse elettriche limitrofe, con Francia, Svizzera e Germania a 30-33 €/MWh (+4/+8 €/MWh, -4/-10 €/MWh). L'analisi per gruppi di ore mostra riduzioni annuali dei prezzi analoghe nelle diverse fasi della giornata, per un rapporto picco/baseload che si attesta a 1,15 (+0,04) (Grafico 1 e Tabella 1).

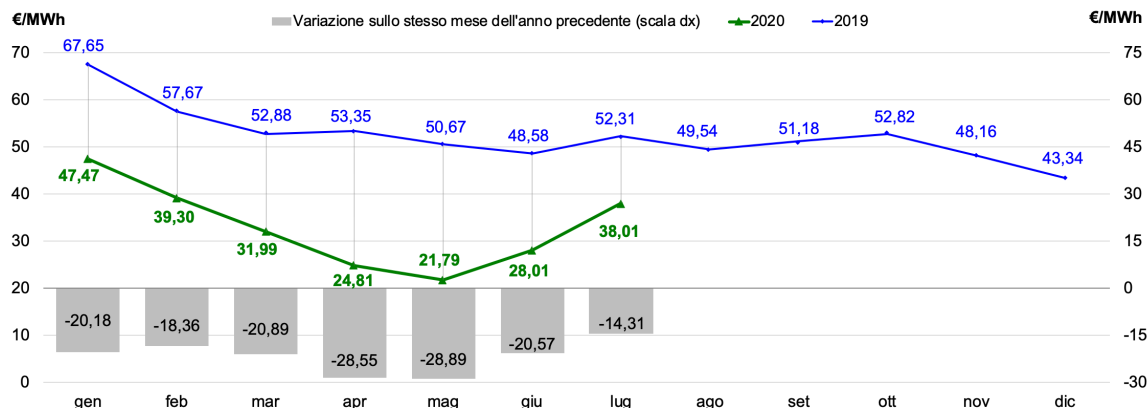
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2020	2019	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2020	2019
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	38,01	52,31	-14,31	-27,3%	27.223	+0,1%	35.466	-7,4%	76,8%	71,0%
<i>Picco</i>	43,65	58,27	-14,62	-25,1%	32.534	-0,5%	42.463	-7,1%	76,6%	71,5%
<i>Fuori picco</i>	34,68	48,80	-14,12	-28,9%	24.090	+0,6%	31.339	-7,5%	76,9%	70,7%
<i>Minimo orario</i>	11,49	30,20			16.584		22.769		70,4%	59,1%
<i>Massimo orario</i>	69,06	81,08			36.311		47.366		83,7%	80,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

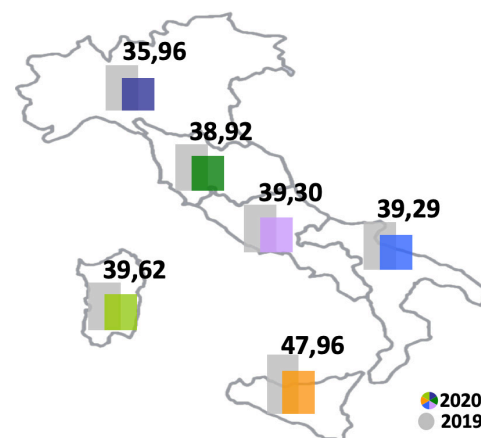
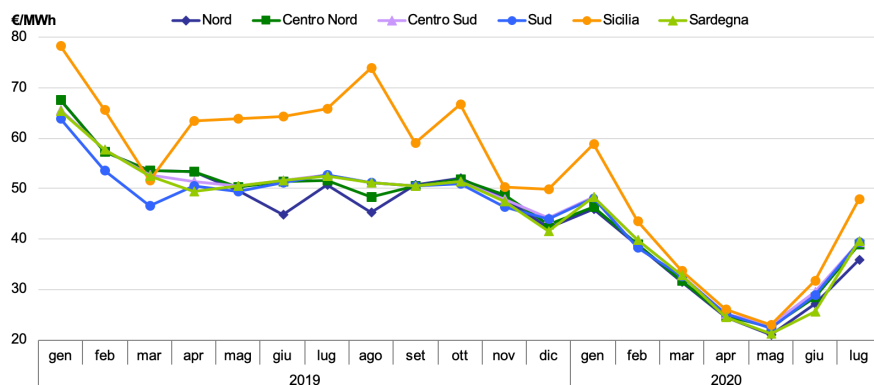


Dinamiche mensili e annuali simili al Pun anche per tutti i prezzi di vendita, che registrano l'allargamento del differenziale tra il Nord, posizionato a meno di 36 €/MWh (+9/-15 €/MWh), e le altre zone peninsulari e la Sardegna, a 39/40 €/MWh (+10/+14

€/MWh e -13/-14 €/MWh), e un nuovo deciso distanziamento della Sicilia, a quasi 48 €/MWh (+16/-18 €/MWh), anche in corrispondenza, nella seconda parte del mese, del restringimento del transito con Rossano (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 26,4 TWh, pur ai massimi dell'ultimo anno (+13,1% su giugno), registra ancora una contrazione annuale (-7,4%), risultando ai minimi degli ultimi sei anni per il mese. Viceversa, si portano ai massimi da agosto 2008, e al quarto valore più alto di sempre, i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 20,3 TWh (+0,1% sul 2019), sostenuti sia lato vendita che

acquisto dall'attività degli operatori non istituzionali. Ancora un calo in doppia cifra, invece, per le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 6,1 TWh (-25,7%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche, il valore della liquidità del mercato, pari al 76,8%, aumenta di 5,0 punti percentuali sul 2019, e di 3,5 p.p. su giugno (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.253.555	+0,1%	76,8%
Operatori	13.826.666	+3,7%	52,4%
GSE	2.858.668	-2,7%	10,8%
Zone estere	3.568.221	-9,9%	13,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.132.797	-25,7%	23,2%
Zone estere	99.286	-49,0%	0,4%
Zone nazionali	6.033.511	-25,1%	22,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	26.386.352	-7,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.806.920	+0,5%	
OFFERTA TOTALE	43.193.272	-4,4%	

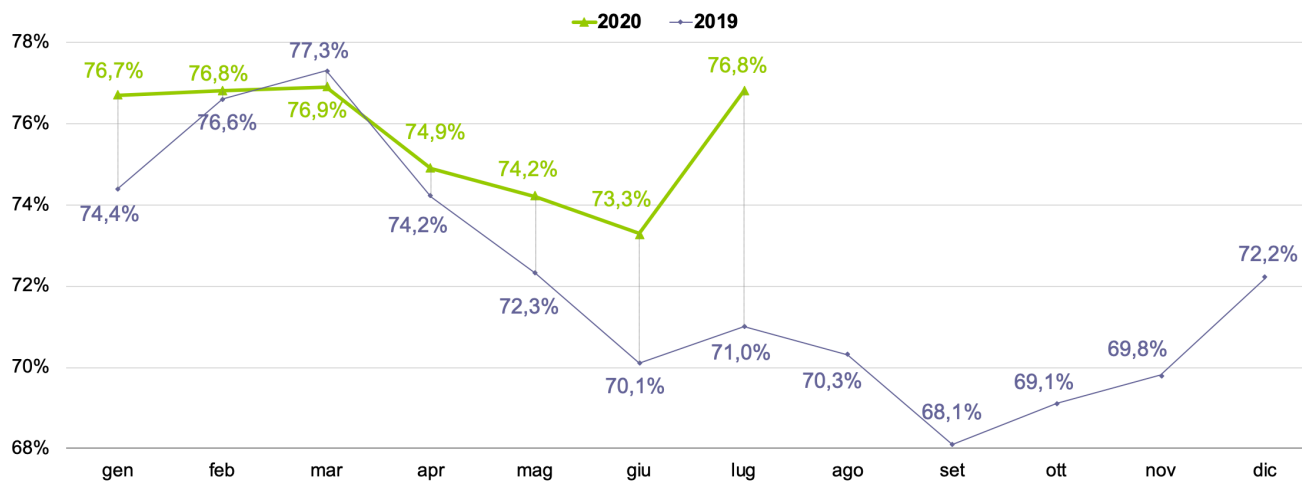
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	20.253.555	+0,1%	76,8%
Acquirente Unico	3.985.928	-5,8%	15,1%
Altri operatori	11.496.376	+2,2%	43,6%
Pompaggi	2.811	+158,1%	0,0%
Zone estere	544.926	-13,5%	2,1%
Saldo programmi PCE	4.223.514	+2,6%	16,0%
PCE (incluso MTE)	6.132.797	-25,7%	23,2%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.356.311	-16,3%	39,2%
Saldo programmi PCE	-4.223.514	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	26.386.352	-7,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	642.879	+28,9%	
DOMANDA TOTALE	27.029.231	-6,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Sebbene ai massimi dell'ultimo anno (+16% su giugno), gli acquisti nazionali, pari a 25,8 TWh, restano in decisa riduzione annuale (-7,2%), ininterrotta da agosto 2019. La flessione è diffusa a livello zonale e compresa tra -2,7% del Centro Sud e -9,8% del Centro Nord. Ai minimi da dicembre e per la prima volta in calo annuale da oltre un anno e mezzo, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (-13,5%), che si riducono sia sulla frontiera settentrionale che su quella meridionale (Tabella 4). La

riduzione degli acquisti risulta assorbita dalle vendite nazionali, pari a 22,7 TWh (-6,6%), con flessioni in doppia cifra nelle zone centrali e meridionali (-10/-14%) e più deboli al Nord (-4,0%) e in Sicilia (-3,0%). Quasi raddoppiate rispetto al minimo di giugno, ma al quarto calo annuale consecutivo, le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,7 TWh (-11,7%), che risultano ridimensionate soprattutto sulla frontiera francese (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.673.881	29.132	+1,1%	12.679.179	17.042	-4,0%	14.301.294	19.222	-8,4%
Centro Nord	1.898.140	2.551	-18,8%	1.612.639	2.168	-11,2%	2.708.280	3.640	-9,8%
Centro Sud	4.561.999	6.132	-14,5%	2.249.795	3.024	-13,7%	4.258.655	5.724	-2,7%
Sud	7.408.543	9.958	-4,1%	4.327.311	5.816	-10,3%	2.200.969	2.958	-5,8%
Sicilia	2.403.585	3.231	-8,0%	969.618	1.303	-3,0%	1.589.521	2.136	-5,1%
Sardegna	1.426.736	1.918	-8,4%	880.304	1.183	+0,4%	782.707	1.052	-8,2%
Totale nazionale	39.372.884	52.921	-4,0%	22.718.845	30.536	-6,6%	25.841.426	34.733	-7,2%
Estero	3.820.388	5.135	-8,9%	3.667.507	4.929	-11,7%	544.926	732	-13,5%
Sistema Italia	43.193.272	58.055	-4,4%	26.386.352	35.466	-7,4%	26.386.352	35.466	-7,4%

In termini di fonti, dopo un trimestre di rialzi, tornano in calo annuale le vendite rinnovabili (-4,2%), comprese dalla diffusa e intensa riduzione dell'eolico (-15,4%, minimo da settembre), ma anche dell'idrico al Nord (-7,8%) e in parte sostenute solo dalla crescita del solare (+5,0%). Restano in consistente flessione annua, ininterrotta da novembre, invece, le vendite tradizionali (-8,5%), con un generalizzato calo del

ciclo combinato, più debole solo al Nord (-1,0%). Ancora in evidenza, tuttavia, il deciso aumento delle vendite termiche su base mensile, ai massimi da febbraio (+27% su giugno). La struttura delle vendite per fonte, in linea con quella del 2019, mostra una quota delle rinnovabili che torna sotto il 40%, dopo i picchi del trimestre primaverile attorno al 50% (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.431	-4,4%	912	-19,9%	2.050	-16,4%	4.058	-13,4%	858	-2,2%	887	+1,3%	18.197	-8,5%
Gas	8.672	-1,0%	830	-21,5%	1.670	-11,6%	3.722	-12,7%	798	-7,6%	419	-25,9%	16.111	-7,4%
Carbone	3	-99,1%	-	-	167	-50,1%	64	-64,8%	-	-	420	+72,9%	655	-41,4%
Altre	757	+0,8%	81	+0,5%	213	-6,7%	272	+14,3%	60	+333,2%	49	-28,0%	1.432	+3,8%
Fonti rinnovabili	7.302	-4,3%	1.256	-3,6%	953	-7,6%	1.758	-2,0%	445	-4,6%	296	-2,4%	12.010	-4,2%
Idraulica	5.299	-7,8%	285	-3,9%	365	-4,9%	548	+0,7%	151	+8,7%	76	+32,4%	6.724	-6,2%
Geotermica	-	-	629	-4,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	629	-4,1%
Eolica	6	-50,2%	13	-45,9%	191	-25,0%	736	-7,8%	147	-18,6%	98	-29,0%	1.191	-15,4%
Solare e altre	1.998	+6,5%	329	+0,8%	397	+1,2%	473	+4,8%	147	-0,2%	121	+13,3%	3.465	+5,0%
Pompaggio	309	+22,8%	-	-	21	-0,9%	-	-	0,08	-	-	-	329	+21,0%
Totale	17.042	-4,0%	2.168	-11,2%	3.024	-13,7%	5.816	-10,3%	1.303	-3,0%	1.183	+0,4%	30.536	-6,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

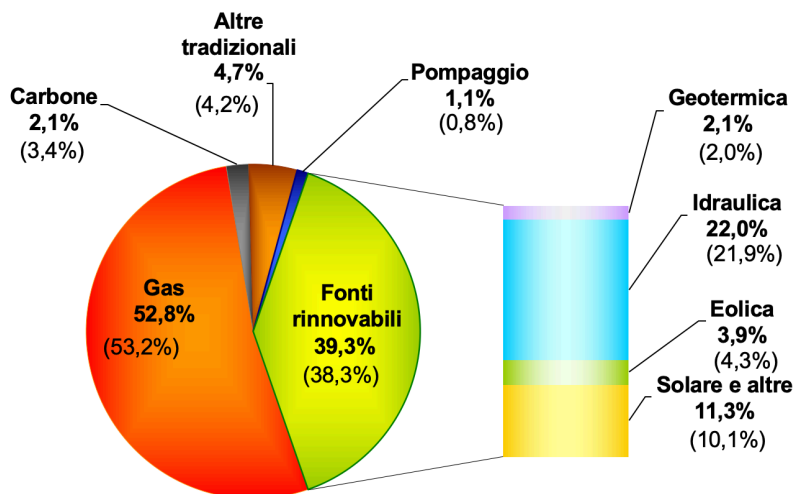
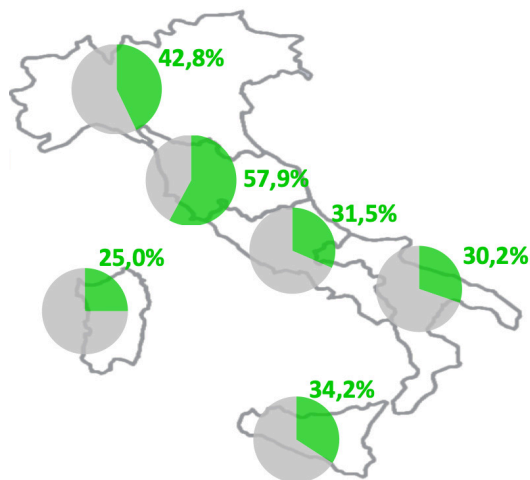


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.336 MWh, in riduzione di 719 MWh rispetto allo stesso mese del 2019. Il calo si concentra sulla frontiera francese (-721 MWh), in corrispondenza di una riduzione della NTC in import e di prezzi su Epex risultati anche questo mese superiori a quello del Nord in quasi la metà delle ore

(46,5%, +42,6 p.p. su luglio 2019), che lasciano ancora sporadicamente spazio a flussi in export, assenti un anno fa. In riduzione anche la NTC in import sulle altre due frontiere, tra le quali in evidenza quella slovena, dove si osserva una decisa riduzione della frequenza dei flussi in export rispetto ai mesi precedenti e ad un anno fa (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.323 (2.535)	1.787 (2.508)	90,2% (100,0%)	44,2% (95,7%)	1.046 (1.047)	606 (-)	8,9% (-)	3,4% (-)
Italia - Austria	247 (264)	239 (261)	78,4% (93,3%)	73,2% (91,3%)	88 (88)	82 (77)	11,0% (3,5%)	10,2% (3,1%)
Italia - Slovenia	463 (508)	310 (287)	60,8% (45,4%)	21,4% (9,9%)	630 (630)	334 (336)	25,3% (53,1%)	8,3% (10,8%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

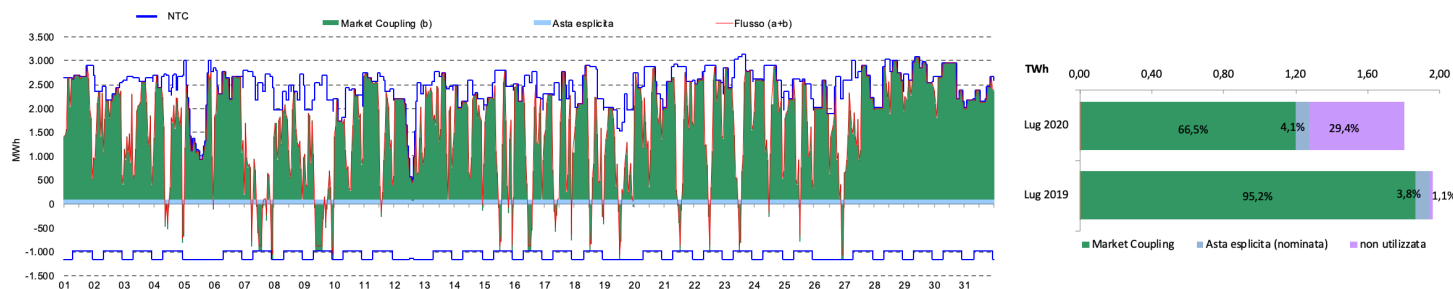


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

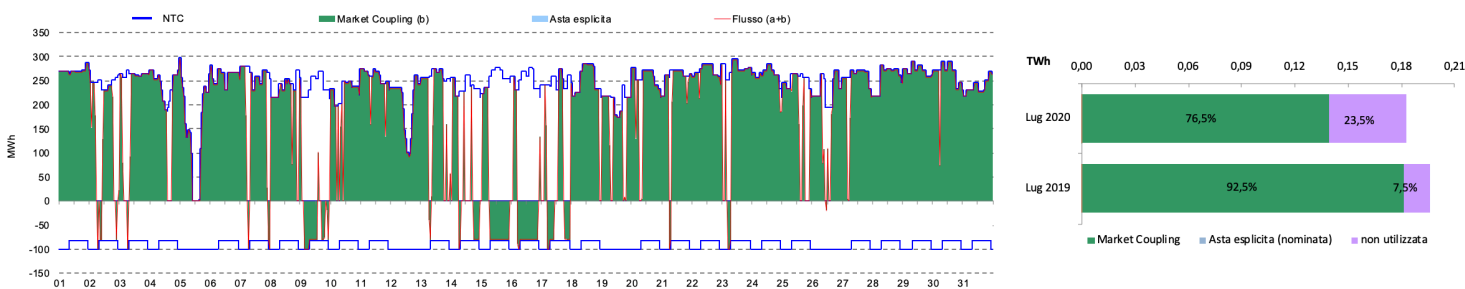
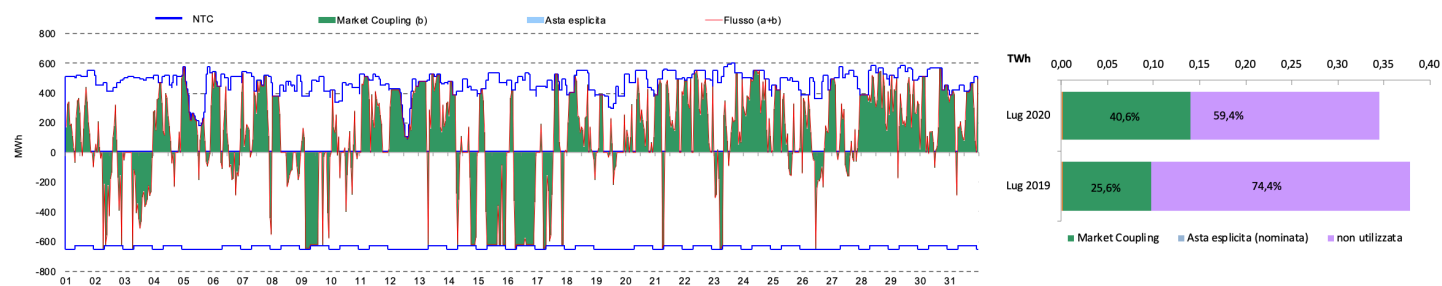


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Al secondo rialzo congiunturale, dopo tre record minimi, anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 37,90 €/MWh, che aumenta di quasi 10 €/MWh su giugno (+35,8%), segnando la più modesta riduzione annuale dell'ultimo anno (-14,77 €/MWh, -28,0%). Si conferma ancora pressoché nullo il differenziale con il Pun (-0,10 €/MWh) (Grafico 9). In risalita

mensile anche i prezzi delle singole sessioni, compresi tra poco più di 38 €/MWh delle prime due sessioni e 44 €/MWh dell'ultima. Il confronto con il Pun calcolato nelle stesse ore mostra prezzi allineati o inferiori, ad eccezione di MI1 (+0,6%) e MI6 (+1,2%) (Figura 1 e Grafico 10). Dopo due rialzi mensili consecutivi, tornano in calo i volumi di energia complessivamente scambiati su MI, pari a 2,1

TWh, ininterrottamente in flessione annuale da inizio anno (-6,8% su luglio 2019). La riduzione annuale interessa soprattutto MI3 (-30,2%) ma anche MI1 (-7,4%) e MI5 (-17,2%); in controtendenza, invece, in particolare MI2 (+11,4%), ai massimi da dicembre, la cui quota sul totale supera per la prima volta da oltre un anno e mezzo il 20% (Figura 1 e Grafico 10).

Il meccanismo del market coupling sulla frontiera svizzera

alloca in asta implicita complessivamente in export 25,3 GWh su MI2 e 11,5 GWh su MI6 e rappresentano il 59% di quanto complessivamente trattato nel MI sul lato della domanda lungo tale frontiera (-22 p.p. sul 2019). Le allocazioni in asta implicita in import risultano pari a 32,2 GWh su MI2 (massimo dall'avvio del meccanismo) e a 7,0 GWh su MI6, pari al 55% di quanto transitato in vendita su tale confine (+43 p.p.).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

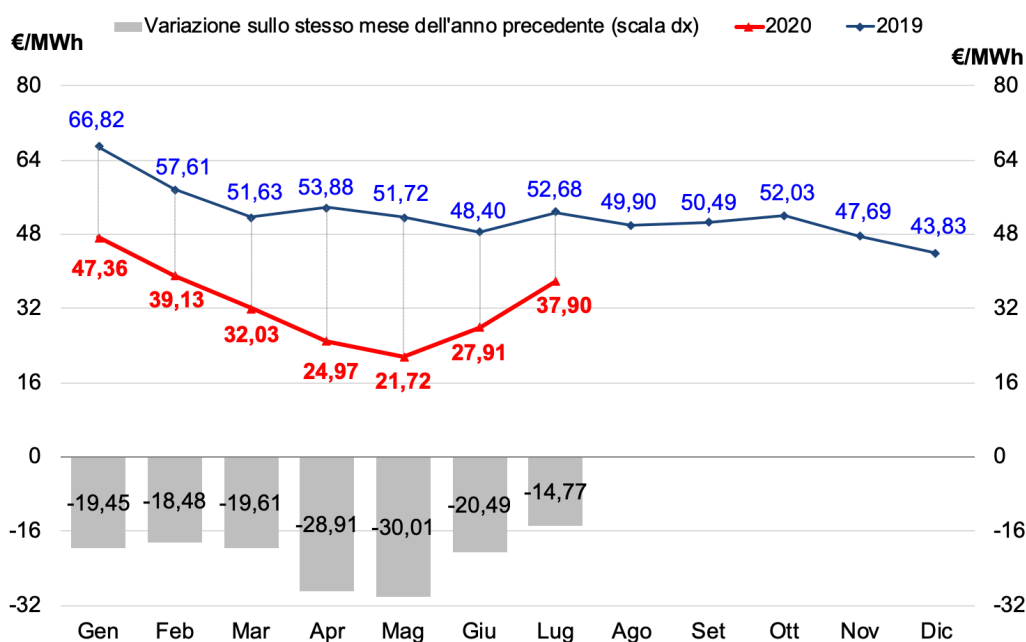
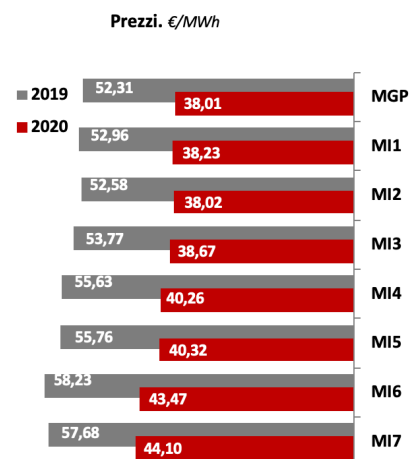


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

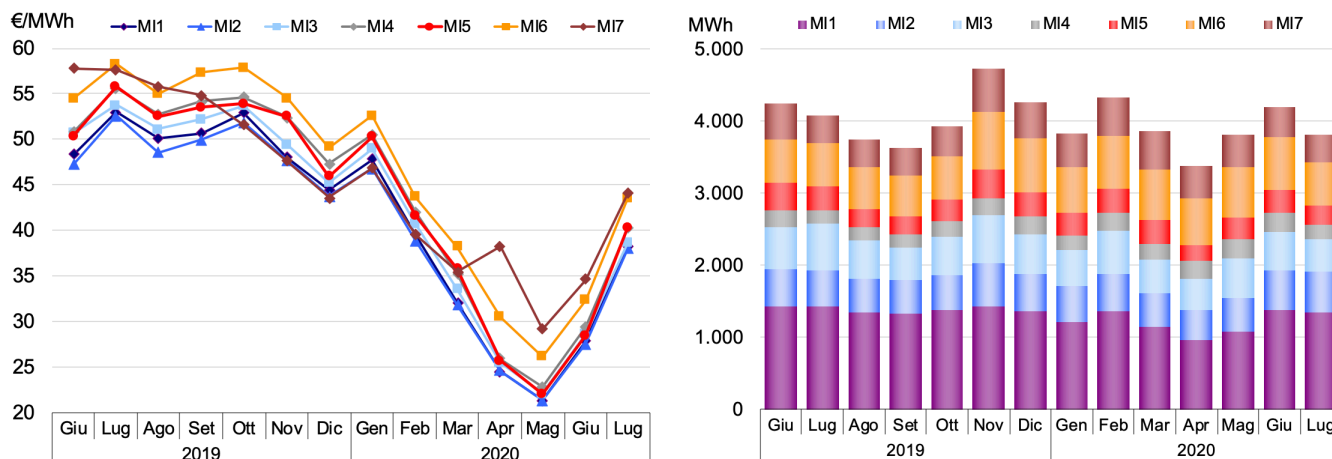
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2020	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	38,01	52,31	-27,3%	26.386.352	35.466	-7,4%
MI1 (1-24 h)	38,23 (+0,6%)	52,96	-27,8%	998.452	1.342	-5,7%
MI2 (1-24 h)	38,02 (+0,0%)	52,58	-27,7%	424.511	571	+11,4%
MI3 (5-24 h)	38,67 (-0,7%)	53,77	-28,1%	277.075	447	-30,2%
MI4 (9-24 h)	40,26 (-0,2%)	55,63	-27,6%	97.928	197	+3,7%
MI5 (13-24 h)	40,32 (-1,2%)	55,76	-27,7%	98.998	266	-17,2%
MI6 (17-24 h)	43,47 (+1,2%)	58,23	-25,4%	148.988	601	-1,7%
MI7 (21-24 h)	44,10 (-0,1%)	57,68	-23,6%	48.837	394	+6,0%



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

Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



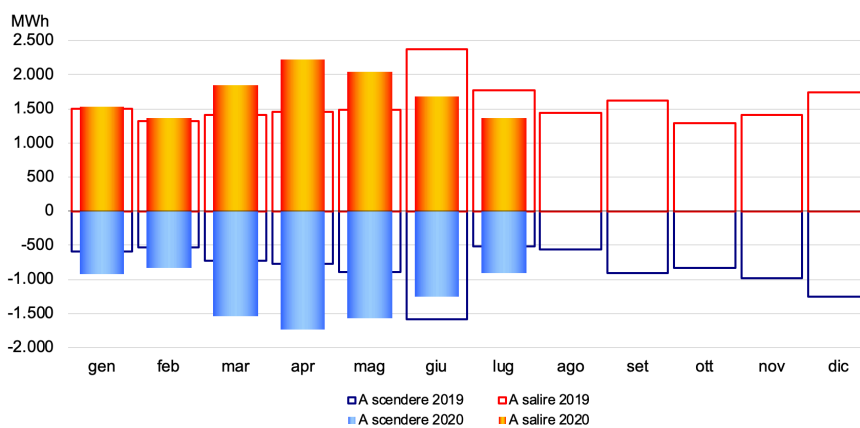
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Alla terza riduzione mensile consecutiva il ricorso di Terna al Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con gli acquisti di Terna sul mercato a salire, pari a 1,0 TWh, che si riducono anche

su base annuale (-22,8% su luglio 2019), e le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,7 TWh, che risultano superiori del 73,6% rispetto al livello molto basso di un anno fa (Grafico 11).

Grafico 11: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 80 negoziazioni (-9 sul 2019) sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', pari a 13,8 GWh. Come da fine 2019,

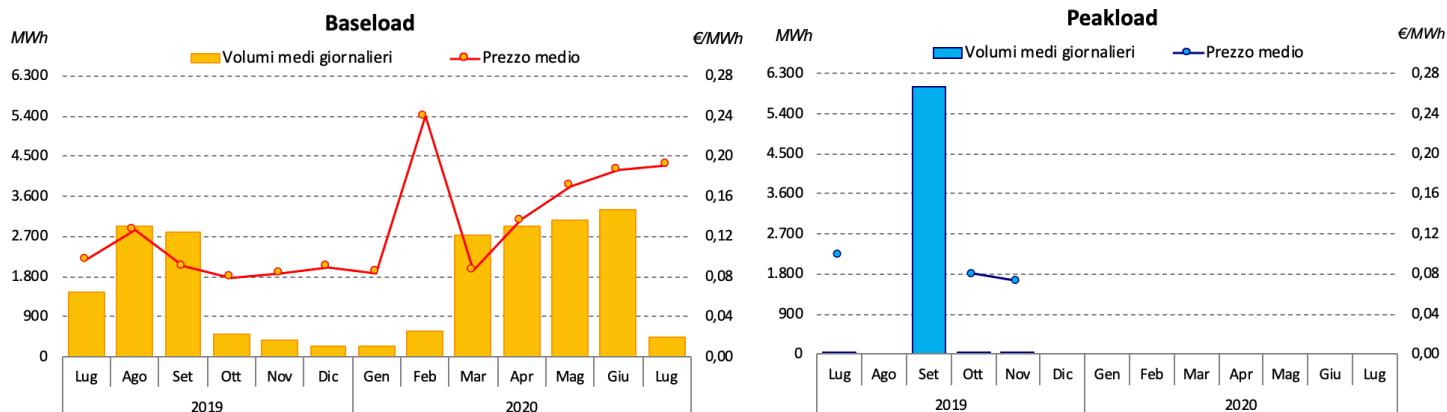
le negoziazioni hanno riguardato esclusivamente prodotti baseload, scambiati ad un prezzo medio di 0,16 €/MWh, quasi doppio rispetto ad un anno fa (+0,07 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	80 (89)	31/31 (31/31)	0,19 (0,10)	0,16 (0,09)	0,22 (0,11)	13.848 (45.120)	447 (1.455)
Peakload	- (2)	0/23 (2/23)	- (0,10)	- (0,10)	- (0,10)	- (96)	- (48)
Totale	80 (91)					13.848 (45.216)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 9 negoziazioni, di cui solo una relativa a prodotti peakload. Il prezzo di controllo dei prodotti scambiati risulta in aumento solo per il IV Trimestre baseload (+1,1%) e per Settembre peakload (+1,7%).

La posizione aperta complessiva a fine mese si attesta 0,8

TWh, in crescita dell'1,7% su giugno. Il prodotto Agosto 2020 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 35,99 €/MWh sul baseload (49,54 €/MWh il corrispondente valore spot del 2019) e 36,95 €/MWh sul peakload (52,74 €/MWh), ed una posizione aperta complessiva di 101 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Luglio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Agosto 2020	35,99	+5,0%	-	-	-	-	-	132	98.208
Settembre 2020	37,60	-2,0%	2	8	-	8	-	140	100.800
Ottobre 2020	43,27	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2020	47,46	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	46,05	+1,1%	2	10	-	10	233,3%	129	284.961
I Trimestre 2021	49,40	-3,2%	1	3	-	3	-	3	6.477
II Trimestre 2021	43,83	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	49,35	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	47,75	-1,3%	3	9	-	9	50,0%	43	376.680
Totale			8	30	-	30			768.918

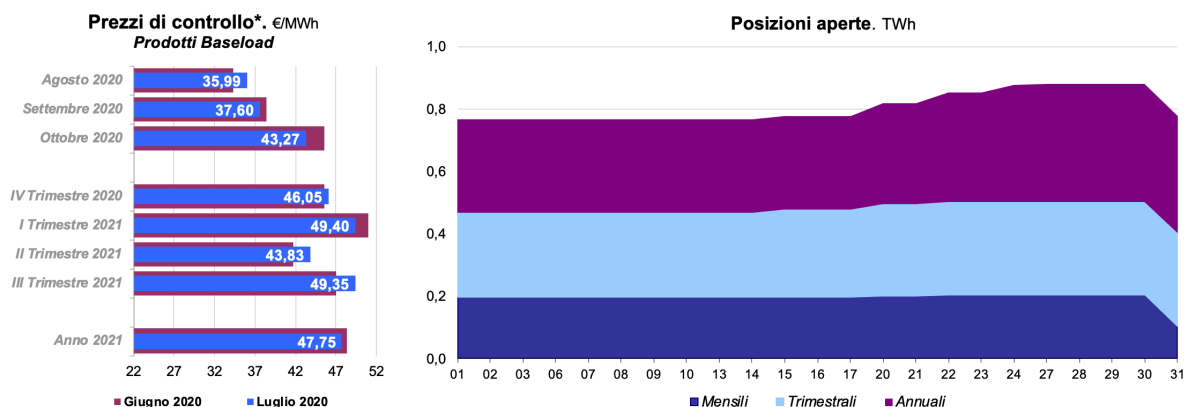
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Agosto 2020	36,95	+3,4%	-	-	-	-	-	11	2.772
Settembre 2020	44,50	+1,7%	1	3	-	3	-	14	3.696
Ottobre 2020	51,92	-1,5%	-	-	-	-	-	-	-
Novembre 2020	55,69	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2020	53,28	-0,6%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2021	55,08	-4,9%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2021	45,77	+2,1%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2021	53,53	+3,6%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2021	53,85	-1,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	3	-	3			10.032
TOTALE			9	33	-	33			778.950

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Al secondo rialzo mensile (+3,6%), le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a luglio 2020 si portano ai massimi dell'anno in corso, pari a 23,7 TWh, confermandosi tuttavia in calo annuale da inizio anno (-13,4%).

Alla settima flessione consecutiva anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,3 TWh (-14,3%) (Tabella 8). Resta pressoché stabile sui livelli

degli ultimi mesi il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,79 (+0,02 su un anno fa) (Grafico 13).

In riduzione anche i programmi registrati nei conti in immissione (6,1 TWh, -25,7%) e i relativi sbilanciamenti a programma (7,1 TWh, -1,3%); segni negativi anche lato prelievo, sia per i programmi registrati (10,4 TWh, -16,3%) che per i relativi sbilanciamenti a programma (2,9 TWh, -6,4%).

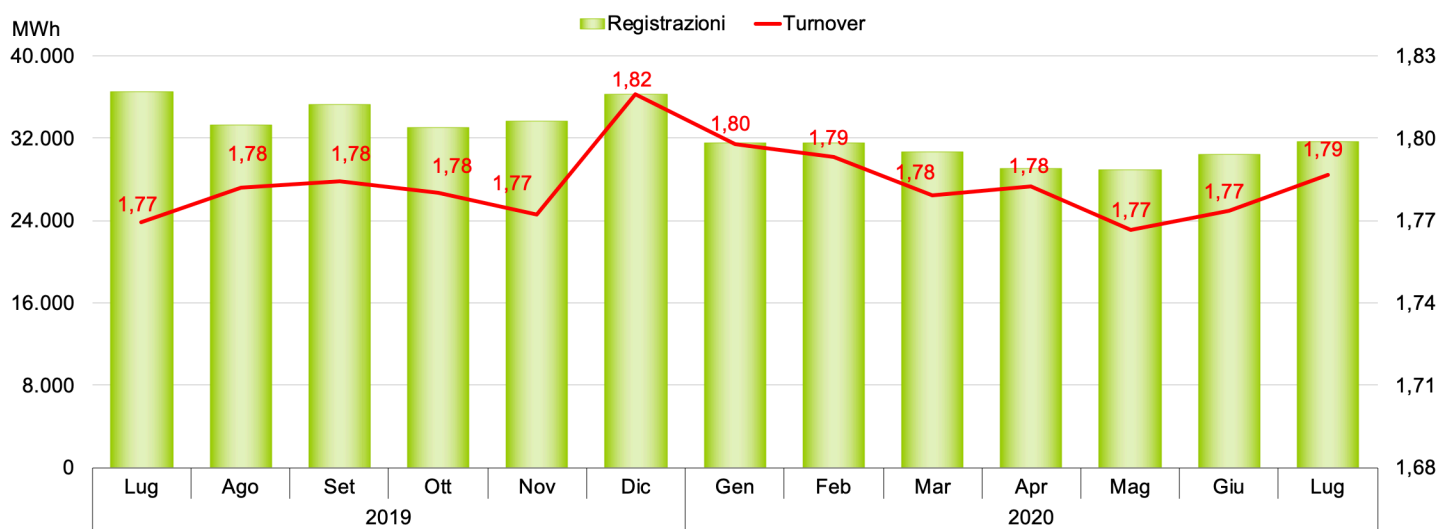
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.646.691	- 10,2%	28,0%	Richiesti	9.225.338	-17,6%	100,0%	10.386.746	-16,1%	100,0%
Off Peak	438.780	+209,6%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	4.841.616	-8,0%	52,5%	10.532	+3623,8%	0,1%
Peak	154.536	- 47,1%	0,7%	Rifiutati	3.092.541	+4,8%	33,5%	30.435	+196,5%	0,3%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.092.496	+4,8%	33,5%	0	100%	0,0%
Totale Standard	7.240.007	- 7,6%	30,5%							
Totale Non standard	16.350.323	- 15,7%	69,0%	Registrati	6.132.797	-25,7%	66,5%	10.356.311	-16,3%	99,7%
PCE bilaterali	23.590.329	- 13,4%	99,5%	di cui con indicazione di prezzo	1.749.120	-24,4%	19,0%	10.532	+3623,8%	0,1%
MTE	104.220	- 13,1%	0,4%	Sbilanciamenti a programma	7.136.247	-1,3%		2.912.733	-6,4%	
MPEG	13.848	- 69,4%	0,1%	Saldo programmi	-	-	-	4.223.514	+2,6%	-
TOTALE PCE	23.708.397	- 13,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.269.044	- 14,3%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A luglio i consumi di gas naturale in Italia, ancora in aumento su base mensile, si portano, per il mese in analisi, su un livello tra i più alti dell'ultimo decennio, secondo solo a quello registrato nel 2019, mostrando anche la flessione su base annua più bassa da inizio anno (-3%). In un contesto caratterizzato solo nell'ultima parte del mese da una ripresa della domanda di energia elettrica, si confermano in calo annuo i consumi del settore termoelettrico e industriale (rispettivamente -8% e -4%), mentre continuano a crescere quelli del settore civile (+2%). Lato offerta, si riducono le importazioni tramite gasdotto (-14%), mentre salgono al massimo storico quelle tramite rigassificatore GNL (+10%); in flessione anche la produzione nazionale (-14%). Continuano, a regime ridotto rispetto al 2019,

le iniezioni nei siti di stoccaggio (-26%), con una giacenza a fine mese superiore dell'8% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati, in ripresa sul mese precedente, si portano a 8,1 TWh, in linea con lo scorso anno, con una quota sulla domanda totale ancora in doppia cifra (16%). Al massimo storico gli scambi sui mercati title a negoziazione continua, mentre i nuovi comparti AGS riducono la quota sul totale scambiato a pronti al 16%; più che dimezzati su base annua i volumi negoziati su MGS. Le quotazioni a pronti salgono dai minimi storici del mese precedente, mantenendosi più basse rispetto a luglio 2019, analogamente a quanto registrato al PSV (7 €/MWh).

IL CONTESTO

A luglio i consumi di gas naturale in Italia si portano 4.748 milioni di mc, livello tra i più alti degli ultimi dieci anni per il mese in analisi, inferiore solo a quello registrato nello stesso mese del 2019 (-3,4%). Tale fenomeno riflette valori tra i più elevati del decennio per i settori termoelettrico e civile e un consumo industriale che, sebbene sui livelli più bassi dal 2017, risulta comunque superiore a quanto rilevato nel periodo 2011-2016. Relativamente al confronto col 2019, il calo tendenziale è riconducibile ai minori consumi nel comparto termoelettrico (2.391 milioni di mc, -8%), la cui dinamica è stata attenuata dalla ripresa della domanda elettrica nella parte finale del mese, e nel comparto industriale (1.133 milioni di mc, -4%). In aumento su base annua i consumi del settore civile, pari a 1.006 milioni di mc (+2%) e le esportazioni (218 milioni di mc, +35%). Continuano le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.464 milioni di mc, in flessione sia rispetto al mese precedente (-28%) che su base annua (-26%), con una quota sul totale prelevato che scende al 24% (-6 p.p. su giugno, -4 p.p. su luglio 2019).

Lato offerta, la minore domanda annua è stata assorbita principalmente dalla riduzione delle importazioni di gas tramite

gasdotto (-14%), che scendono sui livelli più bassi degli ultimi sei anni per il mese di luglio (4.505 milioni di mc); per contro, segnano il massimo storico le importazioni tramite rigassificatori GNL (1.384 milioni di mc, +10%), pari al 23% del totale; in calo la produzione nazionale (323 milioni di mc, -14%).

L'analisi dell'import per punti di entrata mostra la ripresa dei flussi a Mazara dove le importazioni, dopo i livelli molto bassi dei mesi precedenti, salgono a 896 milioni di mc (+24% su base annua). Intense, invece, le flessioni negli altri punti di ingresso tramite gasdotto, intorno al -15% a Tarvisio e Gela ed al -32% a Passo Gries. Per quanto riguarda l'incremento del gas importato tramite rigassificatori GNL, si conferma trainante il terminale di Panigaglia (296 milioni di mc, +73%); modesta la crescita dei flussi a Cavarzere (735 milioni di mc, +1%), mentre risultano pressoché stabili quelli a Livorno (352 milioni di mc, -0,2%).

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 10.896 milioni di mc (ancora sui livelli più elevati degli ultimi quindici anni per il mese di riferimento), in aumento dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2019, con un rapporto giacenza/spazio conferito all'81% (-3 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.889	62,3	-9,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	896	9,5	+24,0%
Tarvisio	2.271	24,0	-15,5%
Passo Gries	941	10,0	-32,2%
Gela	397	4,2	-14,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	296	3,1	+72,5%
Cavarzere (GNL)	735	7,8	+0,6%
Livorno (GNL)	352	3,7	-0,2%
Produzione Nazionale	323	3,4	-14,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	6.212	65,7	-9,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.133	12,0	-3,6%
Termoelettrico	2.391	25,3	-7,9%
Reti di distribuzione	1.006	10,6	+2,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	218	2,3	+34,7%
TOTALE CONSUMATO	4.748	50,3	-3,4%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.464	15	-26,1%
TOTALE PRELEVATO	6.212	65,7	-9,9%

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

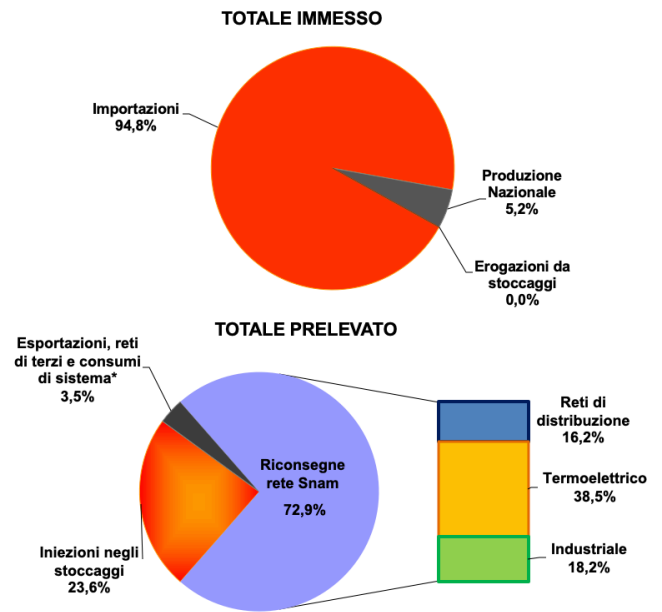
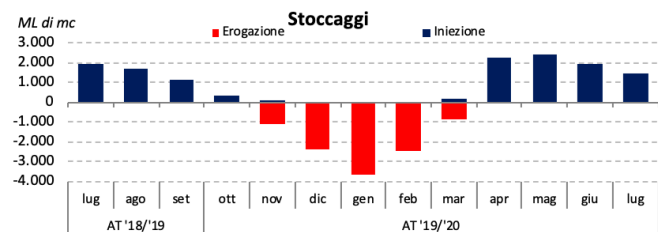
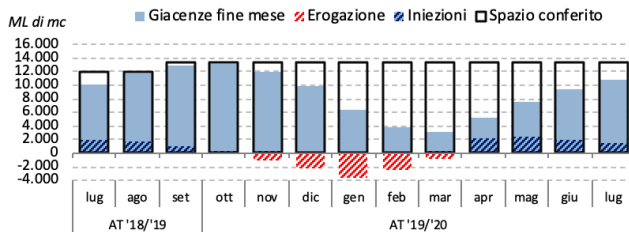


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/07/2020)	10.896	+8,4%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.464	-26,1%
Flusso netto	1.464	-26,1%
Spazio conferito	13.396	+12,1%
Giacenza/Spazio conferito	81,3%	-2,8 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione al PSV interrompe il trend ribassista iniziato a dicembre dello scorso anno e si porta a 6,56 €/MWh, in aumento di 0,55 €/MWh dal minimo storico del mese precedente (+9%), pur confermandosi in significativo calo su base annua (-6 €/MWh, -49%). Analoghe le dinamiche dei prezzi ai principali hub europei,

ad eccezione del riferimento al TTF che rimane stabile a 4,9 €/MWh, collocandosi nella parte centrale del mese poco sopra i 4 €/MWh, per poi risalire a fine mese. Il differenziale tra il riferimento italiano e quello olandese si porta, pertanto, a 1,67 €/MWh (+0,57 €/MWh su luglio 2019, -0,21 €/MWh su giugno).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si portano a 8,1 TWh, in aumento del 4% sul mese precedente e pressoché stabili su base annua (-0,1%), con una quota sul totale consumato ancora su livelli elevati, pari a 16% (+1 p.p. su base annua, -2 p.p. su maggio).

Ai massimi storici i volumi scambiati complessivamente sui mercati title a negoziazione continua (6,1 TWh), trainati principalmente dalle contrattazioni intraday (4,1 TWh), uniche in ripresa sia sul mese precedente che su base annua (rispettivamente +8% e +11%). Le dinamiche rialziste del segmento in continua di MI-Gas riflettono principalmente le maggiori negoziazioni, su entrambi i riferimenti temporali, tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento, pari a 2,8 TWh e secondo valore più alto di sempre, con una quota sul totale superiore al 67%; si portano a 1,3 TWh, invece, le movimentazioni del RdB (+25% su maggio, -30% su base annua), concentrate quasi tutte lato acquisto (1,2 TWh). I volumi scambiati su MGP-Gas in negoziazione continua, in lieve aumento su giugno, tornano a superare i 2,0 TWh, arretrando tuttavia su base annua (-18%). Gli scambi sui

nuovi comparti AGS, al quarto calo consecutivo rispetto al mese precedente, ammontano complessivamente a 1,3 TWh, anch'essi relativi soprattutto ad acquisti del TSO, con una quota sul totale a pronti che scende al 16%; l'operatività del comparto intraday si conferma residuale con 8 GWh di volumi scambiati (6 sessioni).

Le quantità negoziate sul MGS si attestano a 0,7 TWh, più alti del 37% rispetto al livello molto basso di -giugno, ma in continua flessione su base annua (-65%). Il calo tendenziale dei volumi per l'impresa operativa Stogit è attribuibile alle ridotte movimentazioni da parte di SRG ai fini del bilanciamento, le uniche registrate, pari complessivamente a 0,1 TWh (-93% e minimo storico); in crescita controtendenziale, invece, gli scambi tra operatori terzi (0,6 TWh, +27%).

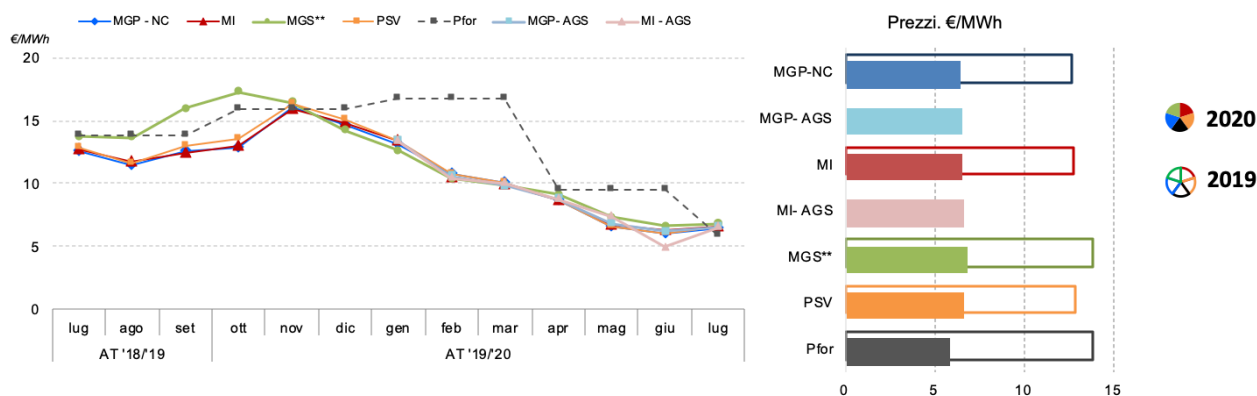
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti risalgono ovunque dai livelli minimi storici toccati il mese precedente, confermandosi, invece, in calo tendenziale; i prezzi si attestano nell'intorno del riferimento al PSV, con un minimo a 6,43 €/MWh nel segmento a negoziazione continua di MGP-Gas ed un massimo a 6,82 €/MWh su MGS.

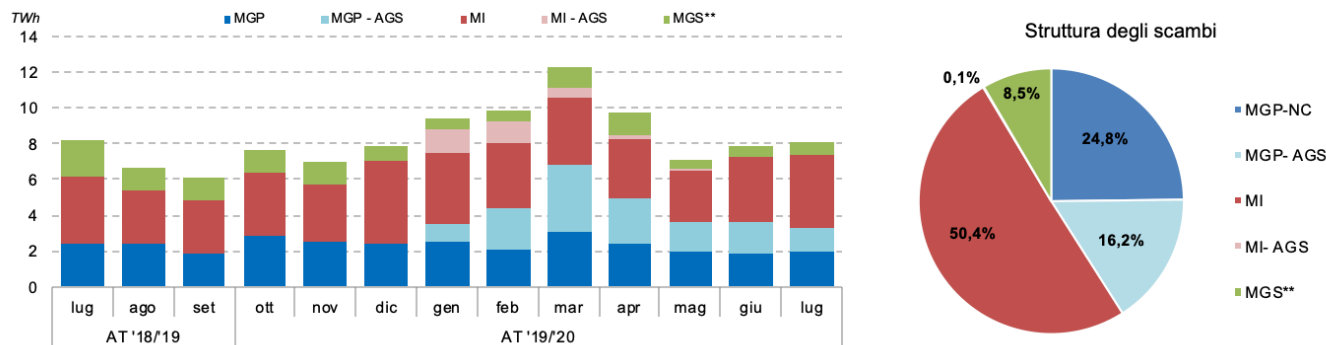
Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP					
Negoziazione continua	6,43	(12,61)	5,15	7,75	2.017.632 (2.472.840)
Comparto AGS	6,54	(-)	5,56	7,60	1.314.528 (-)
MI					
Negoziazione continua	6,52	(12,70)	3,90	7,50	4.101.624 (3.704.928)
Comparto AGS	6,55	(-)	6,24	6,80	8.448 (-)
MGS**	6,82	(13,74)	6,50	7,50	690.420 (1.966.233)
Stogit	6,82	(13,74)	6,50	7,50	690.420 (1.966.233)
Edison	-	(-)	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





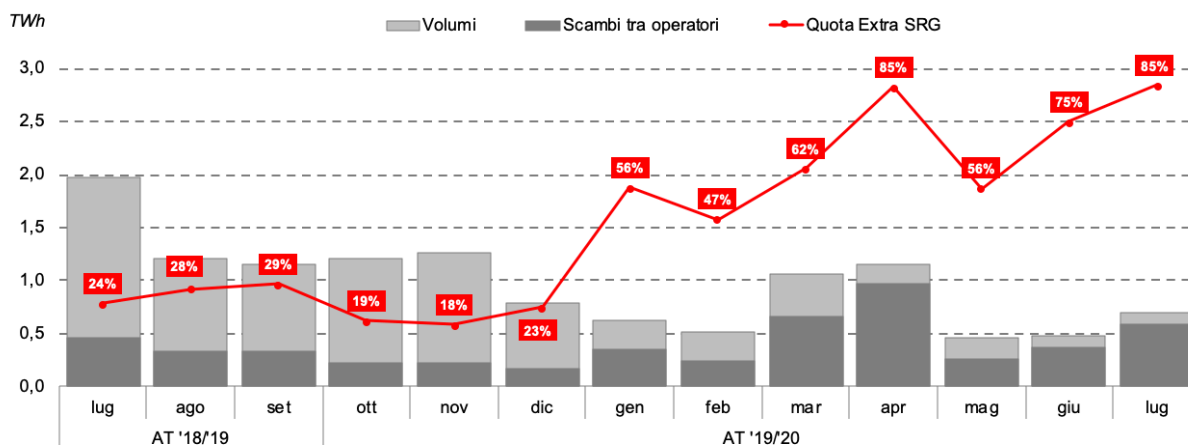
* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, i comparti AGS, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice
 ** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

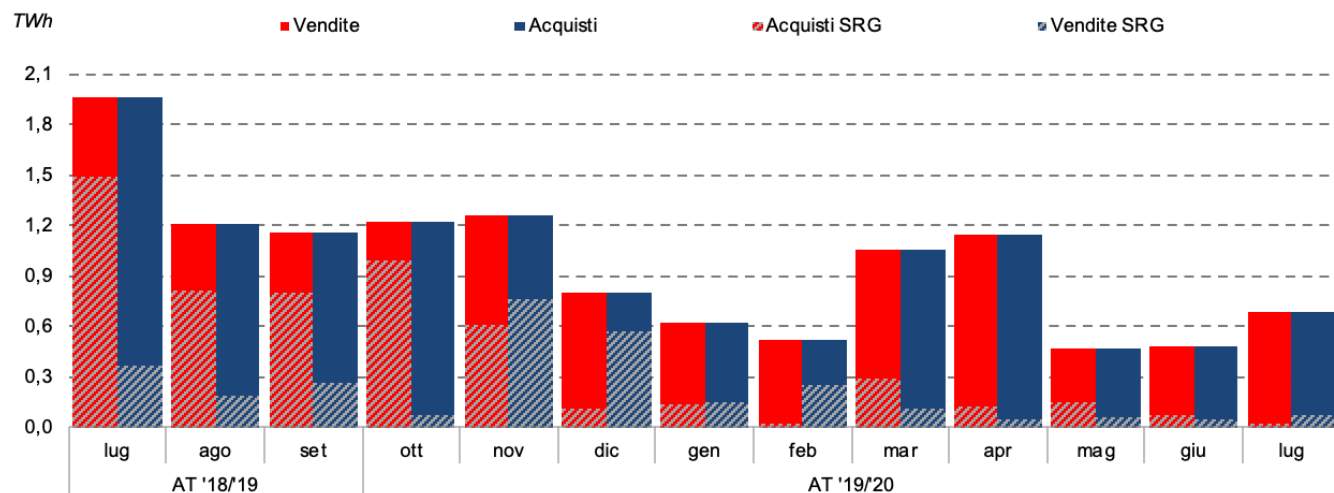
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	690.420	(1.966.233)	690.420	(1.966.233)	-	(-)	-	(-)
SRG	30.162	(1.339.139)	71.769	(42.858)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	30.162	(652.139)	71.769	(42.858)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(687.000)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	660.258	(627.094)	618.651	(1.923.376)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a luglio non sono stati registrati scambi. Il mensile M-2020-08 chiude il suo periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 7,33 €/MWh, in linea con l'ultimo riferimento di

giugno. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 72 GWh (erano 87 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo degli altri prodotti negoziabili risultano stabili o in ribasso (-31% per il prodotto semestrale WS-2020/2021).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**			
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi				
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2020-07	-	-	6,17	-21,7%	-	-	-	-	-	-	552	1.104
BoM-2020-08	-	-	7,23	-	-	-	-	-	-	-	552	15.456
M-2020-08	-	-	7,33	0,0%	-	-	-	-	-	-	552	17.112
M-2020-09	-	-	6,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	552	16.560
M-2020-10	-	-	8,95	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2020-11	-	-	10,11	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-04	-	-	11,33	0,0%	-	-	-	-	-	-	312	28.704
Q-2021-01	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	120	10.800
Q-2021-02	-	-	13,84	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-03	-	-	11,75	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2020/2021	-	-	12,55	-30,5%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2021	-	-	13,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2021	-	-	15,37	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											1.536	71.520

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A luglio si registra una ulteriore ripresa delle principali commodities: aumentano, infatti, le quotazioni del greggio (circa 44 \$/bbl) e dei suoi derivati, del carbone, al suo secondo rialzo consecutivo (49,66 \$/MT +11%) e del PSV (6,56 €/MWh, +9%),

in ripresa dal minimo storico mensile di giugno. Prosegue anche la crescita dei prezzi sulle principali borse europee. Tra questi quello italiano sale a 38,01 €/MWh, valore ancora inferiore al 2019 (-27%), ma in ulteriore aumento su base mensile (+36%).

Anche a luglio si segnala il rialzo del greggio, al terzo apprezzamento consecutivo su base mensile (43,87 \$/bbl, +10%), ma ancora su livelli inferiori di circa un terzo a quelli del 2019 (-32%). In aumento, su base congiunturale, anche i suoi derivati: l'olio combustibile a 296,17 \$/MT (+10%), il gasolio a 355,38 \$/MT (+9%). La ripresa è confermata anche da tutte le quotazioni a termine, che prospettano per il petrolio un valore sui 43 \$/bbl per i prossimi mesi e di quasi 46 \$/bbl per il 2021. Secondo rialzo consecutivo su base mensile per il carbone, che sfiora quota 50 \$/MT (49,66 \$/MT +11%), portandosi

sui livelli di 4 anni fa e riducendo la sua perdita tendenziale (-11%). Aspettative rialziste anche per i mesi successivi, con quotazioni che dovrebbero attestarsi stabilmente sopra i 50 \$/MT, fino a superare i 53 \$/MT per ottobre.

Ancora in apprezzamento il tasso di cambio dell'euro nei confronti del dollaro, sia su base congiunturale (+2%) che tendenziale (+2%), con corrispondente attenuazione della ripresa mensile delle quotazioni delle commodities nella loro conversione in euro ed incremento delle variazioni su base annuale.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	43,87	10%	-32%	41,28	43,47	7%	43,22	6%	43,45	6%	45,64	5%
Olio Combustibile	USD/MT	296,17	10%										
Gasolio	USD/MT	355,38	9%	-38%	352,25	370,42	7%	372,72	6%	376,60	6%	398,77	3%
Carbone	USD/MT	49,66	11%	-11%	49,58	50,54	6%	51,75	5%	53,51	13%	59,17	7%

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	38,33	8%	-33%		37,87	-	37,63	-	37,80	-	39,47	-
Olio Combustibile	EUR/MT	258,73	8%	-23%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	310,49	7%	-39%		322,70	-	324,49	-	327,65	-	344,83	-
Carbone	EUR/MT	43,40	9%	-13%		44,04	-	45,06	-	46,56	-	51,17	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,14	2%	2%	1,12	1,15	-	1,15	-	1,15	-	1,16	-

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

Fonte: Refinitiv

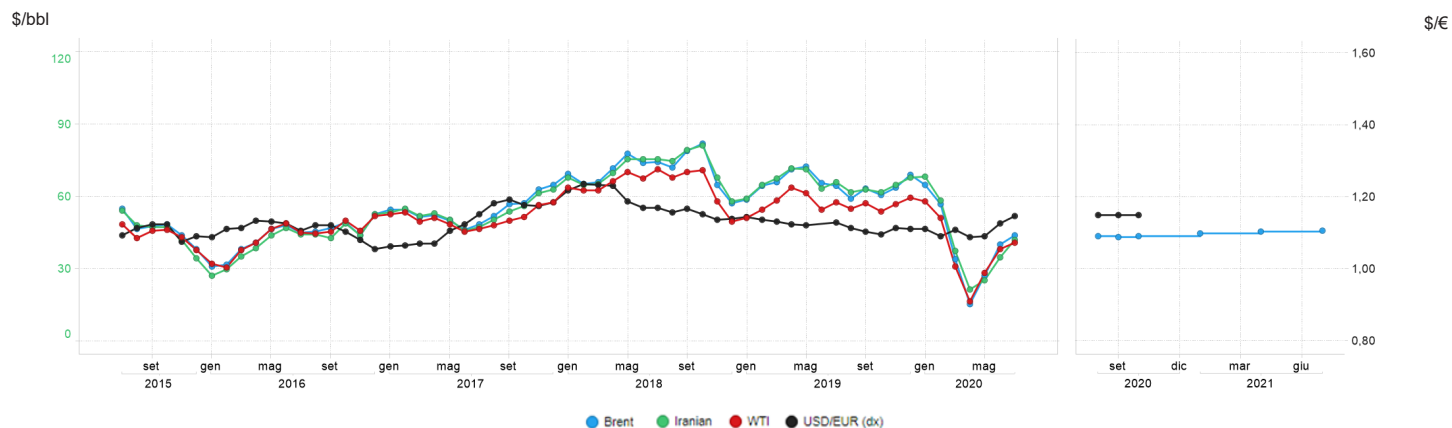


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

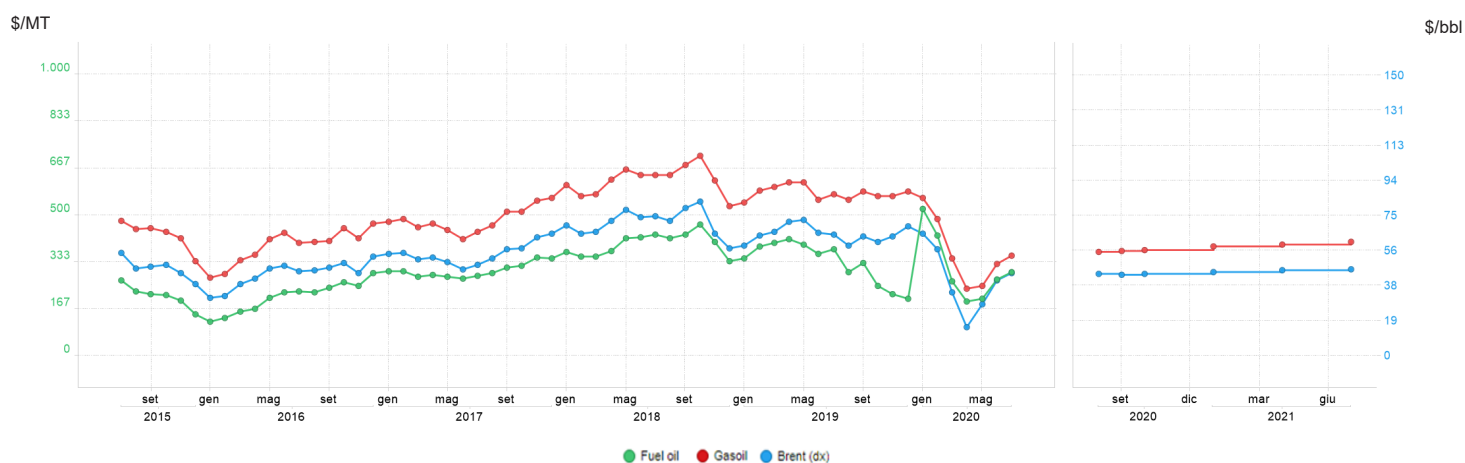
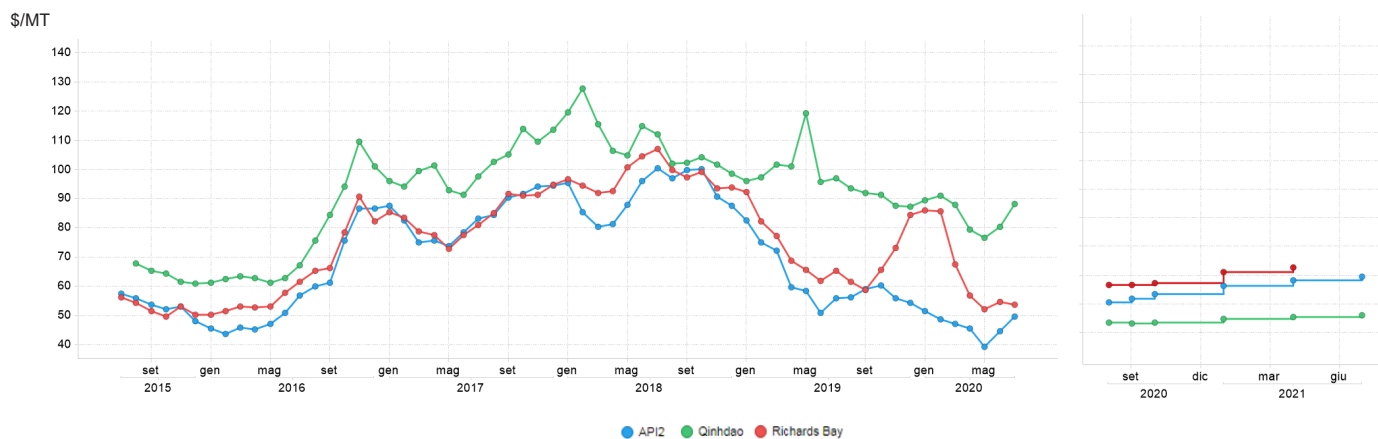


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



In ambito gas, l'andamento delle quotazioni registrate ai principali hub europei risulta in generale moderatamente rialzista: il PSV torna in crescita, dopo aver toccato il suo minimo storico mensile a giugno, attestandosi a 6,56 €/MWh (+9%), comunque dimezzato su base annuale (-49%). Stabile, invece, il TTF (4,89 €/MWh), con conseguente aumento

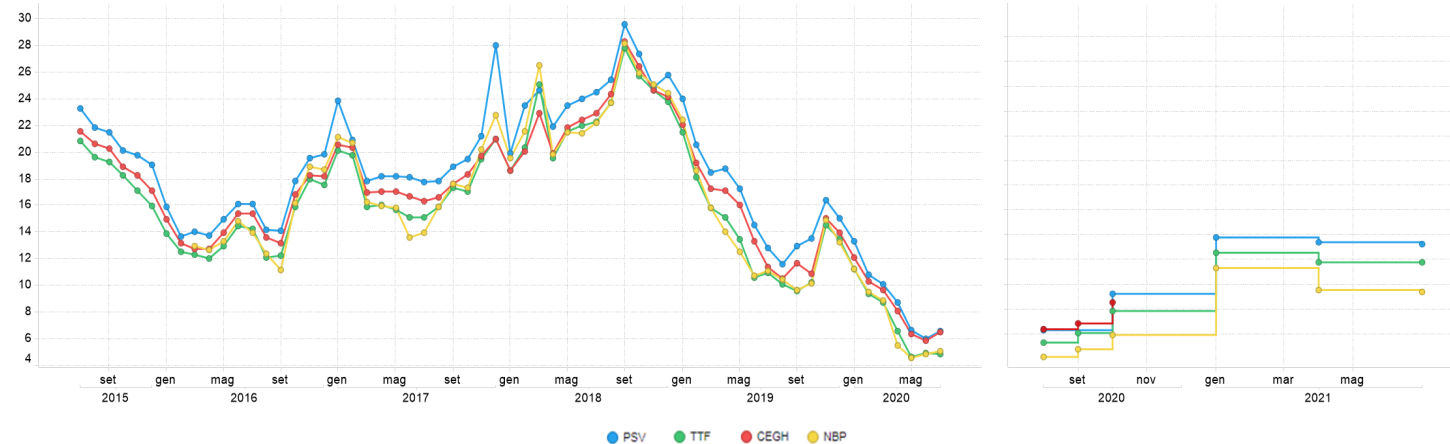
del differenziale PSV – TTF (1,67 €/MWh, circa +0,60 €/MWh rispetto al mese precedente). Le aspettative a termine mostrano, invece una nuova diminuzione di tale differenziale per il mese di agosto (circa 1 €/MWh), in virtù di un lieve calo atteso per il PSV (circa 6,3 €/MWh) e di un incremento previsto per il TTF (circa 5,3 €/MWh).

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

Fonte: Refinitiv

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	6,56	9%	-49%	6,80	6,33	-6%			9,25		14,07	1%
TTF	NL	4,89	0%	-55%	5,75	5,33	-6%	6,06	-4%	7,89		12,56	3%
CEGH	AT	6,47	11%	-43%	6,55	6,35	2%	6,83	-1%	8,53			
NBP	UK	5,05	3%	-54%	5,16	4,11	-4%	4,77	-6%	5,89			

€/MWh



Diffusi aumenti congiunturali per le principali borse europee, con rialzi soprattutto in Italia, che risulta la borsa caratterizzata dai maggiori incrementi su base mensile (38,01 €/MWh, +36%), e nell'area centro europea, con quotazioni variate tra i 30,06 €/MWh della Germania (+15%) e i 33,41 €/MWh della Francia (+30%). Rialzi più contenuti per la Spagna (34,64 €/MWh, +13%), mentre intensifica il suo calo il prezzo dell'area scandinava, che tocca un nuovo minimo storico, attestandosi di

poco sopra i 2 €/MWh (-25%) e perdendo fino al 93% del suo valore del 2019. Mostrano inoltre una moderata attenuazione le perdite registrate su base tendenziale: l'Italia riduce il differenziale col 2019 a circa un terzo (-27%), mentre le restanti borse variano tra il -11% della Francia e -33% della Spagna. Le quotazioni a termine confermano il trend osservato sui mercati a pronti, rilevando una crescita generalizzata per i prossimi mesi, a cui sfugge esclusivamente la quotazione scandinava.

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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	38,01	36%	-27%	36,00	35,83	8%	38,61	5%	45,03	-1%	48,25	2%
FRANCIA	33,41	30%	-11%	34,35	33,88	7%	39,15	4%	43,59	-1%	46,14	-1%
GERMANIA	30,06	15%	-24%	32,08	32,35	6%	36,15	5%	36,65	5%	41,08	5%
AREA SCANDINAVA	2,35	-25%	-93%	4,18	7,02	-43%	11,00	-36%	12,92		21,59	-12%
SPAGNA	34,64	13%	-33%	35,95	35,48	8%	37,01	2%	38,83		43,95	5%
AUSTRIA	32,30	22%	-19%									
SVIZZERA	32,81	28%	-13%									

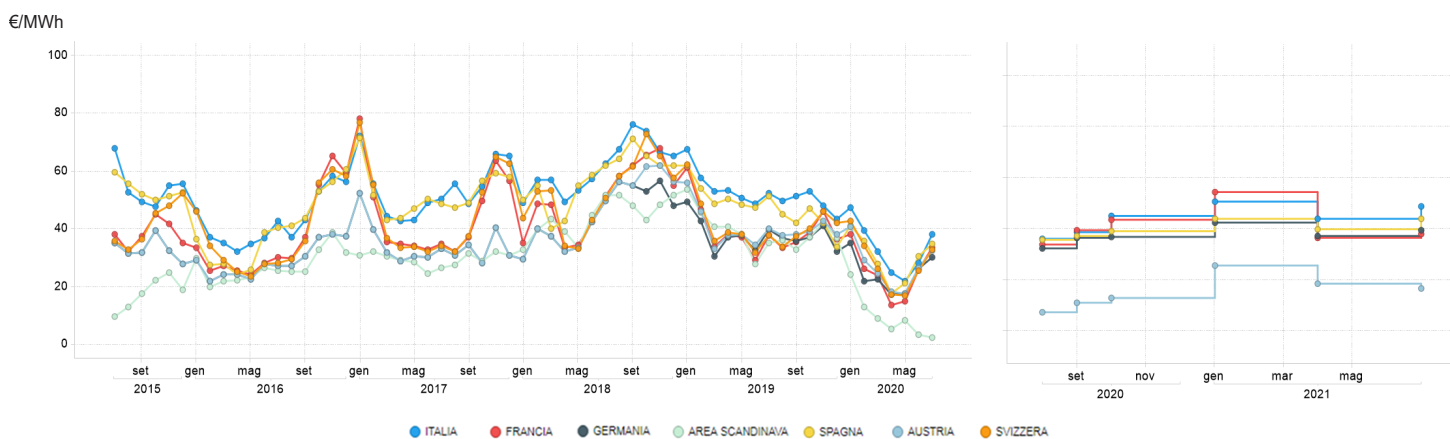
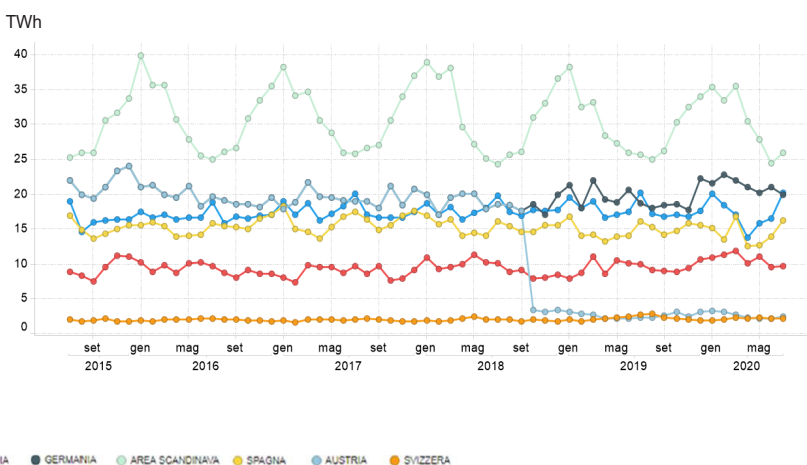


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	20,3	19%	0%
FRANCIA	9,7	-2%	-2%
GERMANIA	20,0	-8%	7%
AREA SCANDINAVA	26,0	3%	1%
SPAGNA	16,3	13%	1%
AUSTRIA	2,4	4%	6%
SVIZZERA	2,1	-4%	-22%



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

Quanto ai volumi circolati sui mercati elettrici spot, l'andamento appare piuttosto contrastato. Su base tendenziale risultano variazioni ridotte in Italia (20,3 TWh), livello più alto da agosto 2008, la Francia (9,7

TWh, -2%), l'Area Scandinava (26,0 TWh, +1%) e la Spagna (16,3 TWh, +1%), mentre incrementi più significativi interessano l'Austria (2,4 TWh, +6%) e la Germania (20,0 TWh, +7%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE), all'interno del nuovo quadro normativo definito dalla delibera ARERA 270/2020/R/EFR, il prezzo medio si attesta a 259 €/tep, in linea con i due mesi precedenti. In flessione, invece, il prezzo registrato sulla piattaforma bilaterale (-25 €/tep), che allarga il differenziale con il corrispondente valore di mercato a circa 40 €/tep. Sul livello più alto degli ultimi dieci mesi gli scambi sul mercato, con la liquidità che sale oltre il 60%, in corrispondenza anche

di minori contrattazioni bilaterali (-51%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio rimane sostanzialmente stabile a 0,19 €/MWh, confermandosi inferiore, seppure di poco, alle quotazioni bilaterali (0,23 €/tep). Continuano a crescere gli scambi sul mercato, a fronte di una riduzione delle negoziazioni bilaterali (-37%).

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

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

A luglio le quotazioni sul mercato organizzato rimangono poco sopra i 259 €/tep, pressoché in linea con i due mesi precedenti (-0,1%), in un contesto regolatorio mutato in seguito alla pubblicazione da parte di ARERA della delibera 270/2020/R/EFR che, tra le altre, i) ha definito la 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. In calo, invece, il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, pari a 219 €/tep (tra i più bassi da giugno 2019), livello che riporta lo spread con il corrispondente valore di mercato a circa 40 €/tep (+24 €/tep circa su giugno). La differenza tra i due principali riferimenti si riduce a 13 €/tep considerando le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui

quota sui volumi complessivi bilaterali scende al 90% (+5 p.p.). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (256,50-262,50 €/tep), sale al 74% (+48 p.p. sul mese precedente). I volumi negoziati su MTEE salgono a 304 mila tep, livello più elevato da ottobre 2019, in aumento del 37% rispetto al mese precedente, con la liquidità in crescita di circa 25 p.p. (64%), in corrispondenza anche di un significativo calo delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (171 mila tep, -51%). Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine luglio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 62.832.717 tep, in aumento di 377.955 tep rispetto a fine giugno. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili è pari a 4.975.631 tep.

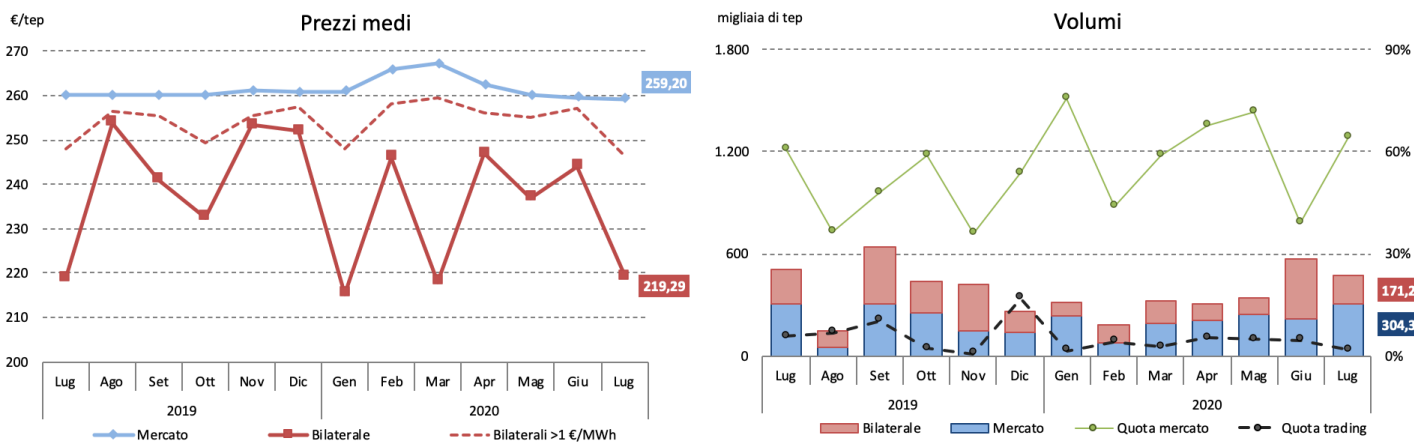
Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	259,20	-0,1%	256,50	262,50	304.372	+36,5%	78,89	+36,3%	5.776	-44,7%	1,9%	-2,8 p.p.	5	+2
Bilaterali	219,29	-10,1%	0,00	262,96	171.200	-50,8%	37,54	-55,8%						
con prezzo >1	246,20	-4,3%	93,68	262,96	152.475	-53,8%	37,54	-55,8%						
Totale	244,83	-2,1%	0,00	262,96	475.572	-16,7%	116,44	-18,4%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

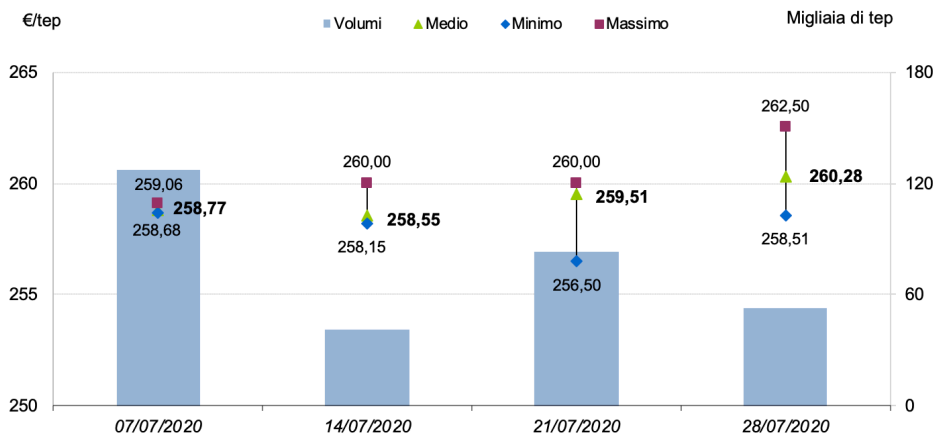


L'analisi delle singole sedute mostra un lieve trend rialzista nel corso del mese, con il prezzo medio che si riporta sopra i 260 €/tep nell'ultima sessione del 28 luglio, quando lo spread tra il prezzo minimo e massimo sale a 4 €/tep, mai così alto dallo

scorso aprile. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni si attestano a 76 mila tep, concentrati ad inizio luglio (42% del totale), in corrispondenza di un numero elevato di titoli emessi nei giorni precedenti.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

A luglio il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si conferma a 0,19 €/MWh; si riduce, invece, significativamente il corrispondente valore registrato sulla piattaforma bilaterale (0,23 €/MWh, -51%) che si riallinea dopo circa un anno al riferimento di mercato (+0,04 €/MWh, differenziale minimo da circa tre anni). Si dimezza la quotazione media sul mercato della tipologia Eolico (0,20 €/MWh; -50%), mentre rimangono stabili a 0,19 €/MWh i prezzi delle tipologie Idroelettrico e Altro; più alta la quotazione della categoria Solare (0,38 €/MWh). Il calo dei prezzi sulla PBGO è trainato,

invece, dalle tipologie Idroelettrico e Altro (-68% e -35%); per contro, crescono le quotazioni della categoria Solare e Eolico (rispettivamente a 0,57 €/MWh e 0,64 €/MWh). I volumi scambiati sul mercato segnano un nuovo importante aumento, attestandosi a 189 mila MWh (+79% rispetto al mese precedente), livello più alto per il nuovo periodo di contrattazione, con la liquidità che sale al 21% (+12,5 p.p.). In flessione i volumi registrati sulla piattaforma bilaterale (715 mila MWh, -37%), inferiori anche rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente (erano 1,0 TWh a luglio 2019).

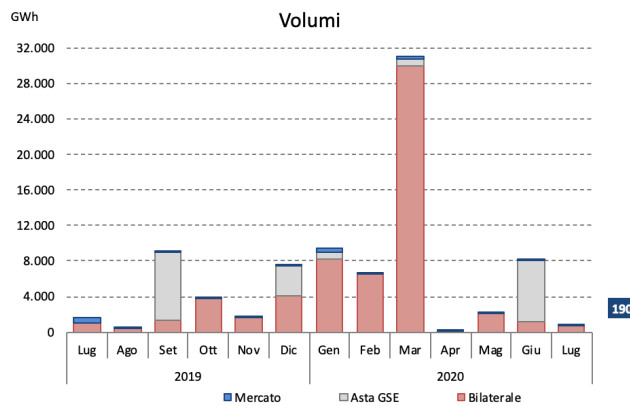
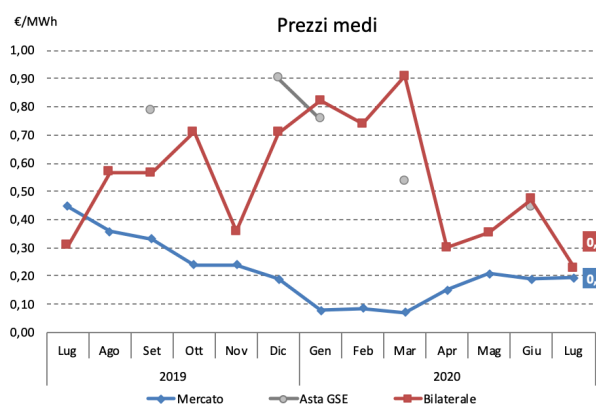
Tabella 2: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,19	+1,4%	0,16	0,38	189.614	+79,9%	36.562	+82,4%
Bilaterali	0,23	-51,4%	0,00	0,85	714.719	-37,0%	163.427	-69,4%
con prezzo >0	0,23	-51,4%	0,01	0,85	714.228	-36,9%	163.427	-69,4%
Totale	0,22	-50,5%	0,00	0,85	904.333	-27,1%	199.989	-63,9%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

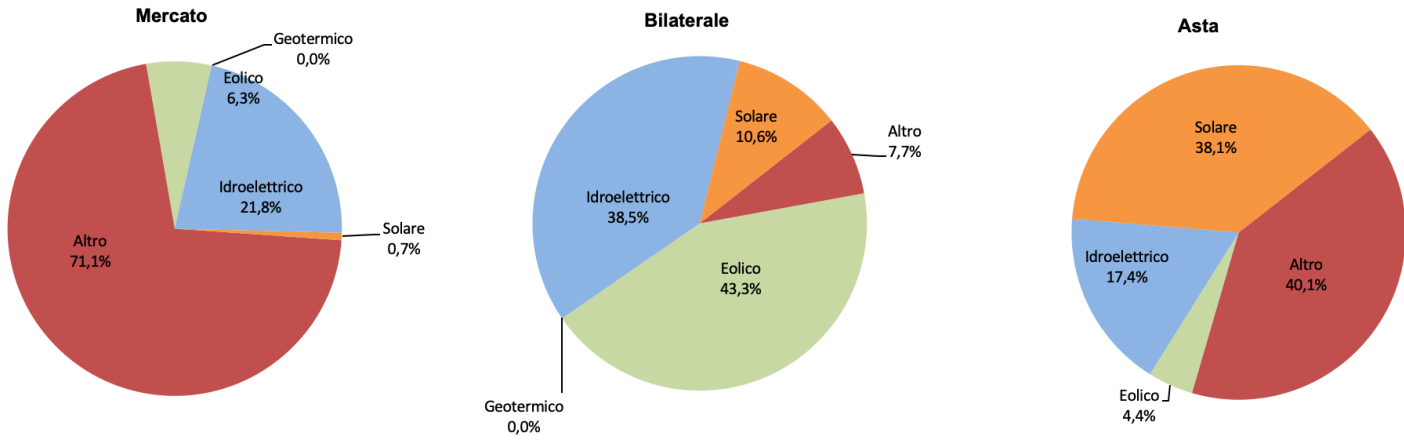


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2020 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia Altro rimane predominante sul mercato e

guadagna oltre 14 p.p. sul mese precedente (71%), a scapito principalmente della categoria Idroelettrico che scende al 22% (-11 p.p.); la tipologia Eolico si conferma quella negoziata maggiormente nella contrattazione bilaterale (43%).

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

Fonte: dati GME



EMISSIONI DI METANO: UNA SFI DA PER LA SOSTENIBILITÀ DELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Di Claudia Checchi, Tommaso Franci e Diego Gavagnin - Ref-e

(continua dalla prima)

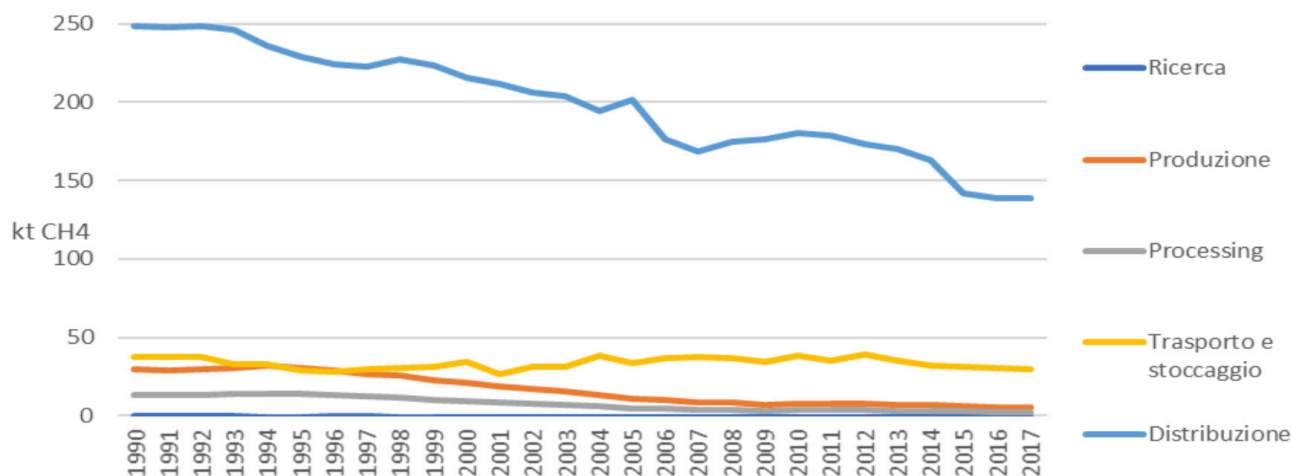
Le attività agricole sono responsabili del 46% delle emissioni di metano, le attività di gestione dei rifiuti lo sono per il 36%, gli usi energetici per il 18%, e i processi industriali per un valore trascurabile.

Le emissioni di metano dalla filiera del gas naturale

Le emissioni fuggitive di metano delle filiere del gas naturale e del petrolio in Italia hanno avuto una riduzione del 46,3%, tra il 1990 e il 2018, passando da una valore iniziale di 8.720 ktCO₂eq (349 kt di CH₄) nel 1990, a 4.686 ktCO₂eq (187,5 kt di CH₄) nel 2018. Le emissioni di metano derivanti dai processi di combustione (la quota incombusta) in Italia hanno avuto un incremento del 25% nel periodo considerato, passando da 2.492 ktCO₂eq (99,7 kt di CH₄) del 1990 a 3.120 ktCO₂eq (125 kt di CH₄) del 2018. Nel 2018, il quadro delle emissioni di metano della filiera del gas naturale in Italia elaborato sui dati ISPRA mostra (vedi Figura 2) un ruolo prevalente di quelle emesse dalle reti di distribuzione, con un peso del 78%;

seconde per importanza sono quelle delle attività di trasporto e stoccaggio (e terminali di rigassificazione) che contano per il 17%, a cui si aggiungono quelle derivanti dalla produzione di gas naturale (3%) e quelle da attività di processing del gas estratto (2%). Le emissioni delle reti di distribuzione sono diminuite del 48% in 28 anni, quelle da trasporto e stoccaggio si sono ridotte del 26%, mentre quelle provenienti dalle attività di estrazione sono ridotte a un ottavo del valore iniziale. I dati sui livelli di emissione vengono ricavati da ISPRA utilizzando specifici coefficienti di emissione applicati ai livelli di attività dei diversi segmenti della filiera del gas naturale considerati. I valori dei coefficienti di emissione sono dunque il cuore delle procedure di stima delle emissioni. Ad esempio, nel caso delle estrazione del gas naturale il dato utilizzato per rappresentare il livello di attività è quello sui pozzi di esplorazione realizzati nel corso dell'anno, mentre per la produzione di gas naturale il livello di attività utilizzato è il volume complessivo di gas prodotto (gas naturale estratto) nell'anno.

Figura 2. Italia: emissioni di metano della filiera del gas naturale, 1990 – 2017 (kt)



Fonte: elaborazione REF-E su dati ISPRA

La methane intensity in Italia e nella UE

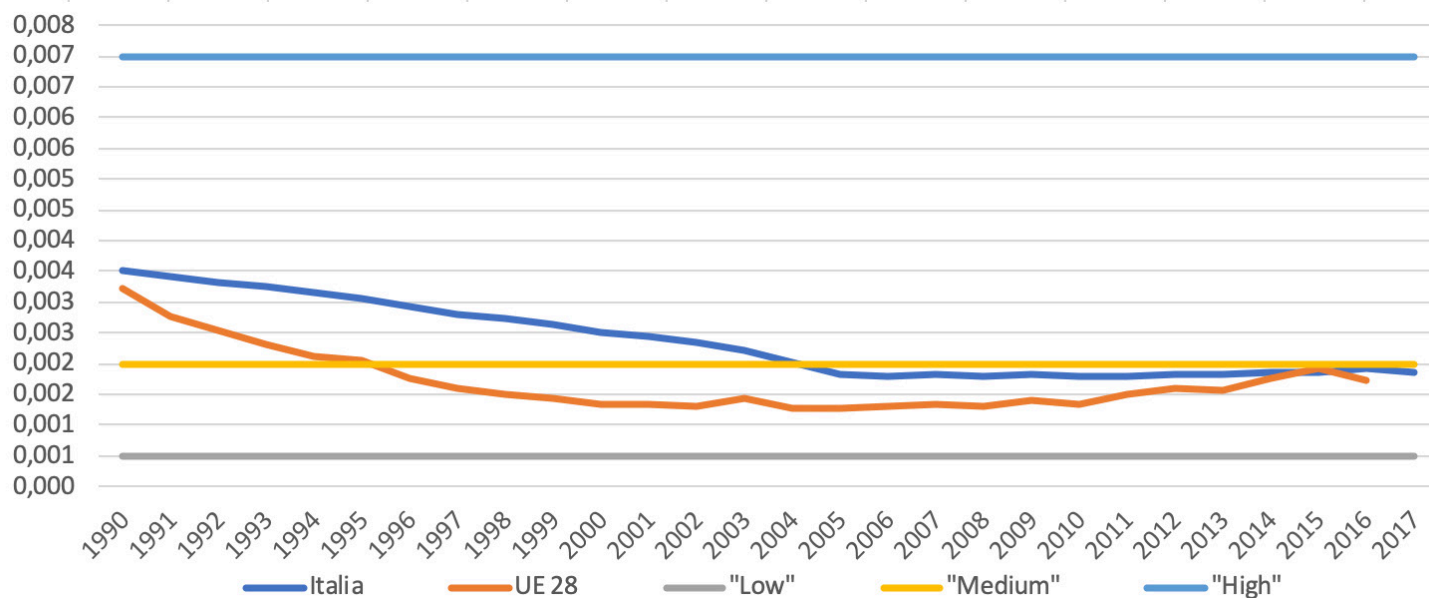
La "Methane Intensity" è un indicatore che esprime il peso percentuale (in massa) delle emissioni di metano rispetto al livello di attività in termini di quantità di gas naturale di un determinato segmento della filiera.

Viene generalmente utilizzato per valutare il rilievo delle emissioni fuggitive di metano per i due segmenti

dell'upstream, produzione (estrazione) e processing, rispetto al volume della produzione di gas naturale. In questo caso esprime il valore percentuale (%) della sommatoria delle emissioni fuggitive dei due segmenti (esprese in ktCH₄) rispetto al volume della produzione di gas naturale immessa nella rete di trasporto (anch'essa espressa in kt di gas naturale).

(continua)

Figura 3. Italia e UE 28: “Methane Intensity” della produzione di gas naturale, 1990 – 2017 (%)



Fonte: elaborazione REF-E su dati ISPRA, EEA, Eurostat, MSE e IPCC

L'andamento della “Methane Intensity”, nel periodo considerato per l'Italia e la UE 28, con le serie di dati disponibili, è sostanzialmente analogo con valori dell'ordine di pochi decimi di unità %, che inizialmente (1990) sono di 0,35% per l'Italia e di 0,32% per la UE 28; mentre per gli ultimi dati disponibili sono di 0,19% per l'Italia (2017) e di 0,17% per la UE 28 (2016). Nella Figura 3, sono stati riportati anche i valori indicati dalle Linee Guida IPCC (2006)¹ come benchmark di riferimento per classificare, con lo stesso criterio di calcolo della “Methane Intensity”, le perdite di metano dei segmenti produzione e processing come: “High” (0,7%); “Medium” (0,2%); e “Low” (0,05%).

Emissioni di metano «importate»

La più grande incognita legata alle emissioni fuggitive di metano connesse al gas naturale consumato in Italia è legata a quelle del gas importato di cui in questo momento è difficile conoscere quelle dovute alle attività produzione e trasporto dai principali paesi da cui ci approvvigioniamo (48% dalla Russia, 26% dall'Algeria e 10% dal Qatar).

Secondo le prime stime le emissioni fuggitive di metano legate alle importazioni di gas naturale oscillano tra un minimo pari al valore di quelle generate dalla filiera nel territorio italiano (circa 4 Mt CO₂ eq), e un probabile massimo equivalente ad un valore almeno doppio se non maggiore.

Politiche UE e iniziative internazionali per la riduzione delle emissioni di metano: la “Methane Strategy” della UE

La Comunicazione sull'European Green Deal ha identificato le eccessive emissioni di metano come una questione importante e urgente che richiede un intervento strategico. Le emissioni combinate di metano da energia, agricoltura e rifiuti costituiscono la quasi totalità delle emissioni di metano antropogeniche.

Per far ciò, la Commissione sta lavorando a una strategia integrata che copra i settori dell'energia, dell'agricoltura e dei rifiuti, per affrontare le emissioni di metano e sfruttare le sinergie tra questi settori. La strategia includerà sforzi per migliorare la qualità della comunicazione dei dati nei vari settori, nonché iniziative volontarie per far fronte alle emissioni dove sono conosciute e comprese, e illustrerà come l'UE intende ridurre le emissioni, concentrandosi su tre principali fonti emissive artificiali: energia (carbone, petrolio e gas), agricoltura e rifiuti, sfruttando anche le sinergie tra settori, come nella produzione di biogas.

A medio termine, l'azione legislativa seguirà le iniziative volontarie, garantendone la conformità ove necessario. L'azione legislativa in questa fase successiva dovrebbe essere basata su una comprensione notevolmente migliorata delle emissioni, ed essere più mirata ed efficace. Nella fase finale del processo la strategia dovrà identificare le aree politiche in cui verranno intraprese azioni da parte della Commissione.

(continua)

La prima consultazione pubblica della Commissione

Per accompagnare la preparazione della strategia, la Commissione sta portando avanti il primo processo di consultazione pubblica diretta indirizzata alle imprese, alle associazioni e ai cittadini europei sul tema². Come di consueto per questo tipo di iniziative, le proposte e i suggerimenti del pubblico saranno prese in considerazione per l'ulteriore sviluppo e la messa a punto della strategia.

Nell'ambito della consultazione, la Commissione segnala come non esista alcuna legislazione dell'UE volta al settore petrolifero e del gas che affronti le emissioni di metano in relazione al loro impatto sul clima. Né fino ad ora è stata intrapresa alcuna azione mirata per far fronte alle emissioni agricole di metano, comprese le azioni di cattura di tali emissioni.

Una sfida chiave è migliorare la misurazione effettiva, la comunicazione e la verifica a livello dei singoli operatori. A livello globale, almeno la metà della riduzione delle emissioni di metano legate all'energia è possibile senza costi netti per l'industria.

Il tema principale della consultazione è identificare i principali settori di azione per ridurre significativamente le emissioni di metano artificiale, anche attraverso la creazione di un ambiente favorevole. Il documento di consultazione evidenzia che nel settore dell'energia, i programmi di rilevamento e riparazione delle perdite, nonché la ricerca e l'indirizzamento dei "super-emettitori" possono essere un'azione molto efficace. Il metano può fuoriuscire da impianti di carbone, petrolio e gas o essere scaricato nell'atmosfera.

Rispetto ai settori dell'agricoltura e dei rifiuti, il settore energetico appare più pronto per interventi di identificazione e riparazione ai fini di contenimento delle emissioni climalteranti, perché già sono predisposte misure simili ai fini della sicurezza e delle conseguenze economiche delle dispersioni. Il settore è però particolarmente complesso perché caratterizzato da una filiera lunga, che va dall'esplorazione dei giacimenti di carbone, petrolio e gas, alla loro trasformazione (raffinerie, liquefatori di gas, rigassificatori, impianti termoelettrici), al trasporto via mare e terra con petroliere, metaniere e grandi gasdotti dove operano centrali di compressione, fino alle reti di distribuzione alle utenze finali, anch'esse caratterizzate dalla presenza di numerose centraline di compressione.

Sia per il petrolio che per il metano è poi rilevante la capacità di combustione dei motori, di modo che non fuoriescano emissioni incombuste. I Paesi europei importano la maggior parte del gas che consumano e la gran parte delle emissioni di metano associate a questo gas sono emesse prima di raggiungere i confini europei, rendendo importante per l'UE affrontare le emissioni di metano lungo tutta la catena di approvvigionamento energetico, dai giacimenti originari fino agli adduttori di importazione.

L'iniziativa Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) dell'UNEP

A livello internazionale, la principale iniziativa volta al controllo e alla riduzione delle emissioni di metano è stata lanciata dal Segretario generale delle Nazioni Unite (ONU) in occasione del vertice sul clima del 2014, ed è stata creata dal Climate and Clean Air Coalition (CCAC) e dal Programma delle Nazioni Unite per l'ambiente (UNEP). Il progetto è strutturato sulla collaborazione volontaria delle principali aziende mondiali del settore, ed è stato denominato Oil and Gas Methane Partnership³ (OGMP). Obiettivo aiutare le imprese a ridurre le emissioni di metano in particolare nelle operazioni a monte di petrolio e gas (esplorazione, estrazione e produzione) oltre alla sensibilizzazione a livello globale sul metano. Nelle intenzioni dell'OGMP è possibile ridurre le emissioni di metano del 45% entro il 2025, e tra il 60% e il 75% entro il 2030.

Oltre il 15 per cento della produzione globale di gas naturale è rappresentato dalle 10 società associate a OGMP: BP, Ecopetrol, Eni, Equinor, Neptune Energy International SA, Pemex, PTT, Repsol, Shell e Total. Per aderire all'OGMP, le organizzazioni devono impegnarsi volontariamente ad esaminare i propri impianti per nove fonti "core" che costituiscono la maggior parte delle emissioni di metano nelle tipiche operazioni a monte; valutare opzioni tecnologiche convenienti per affrontare fonti incontrollate; riportare i progressi su sondaggi, valutazioni dei progetti e implementazione dei progetti in un modo trasparente e credibile che dimostri i risultati.

Le aziende associate esaminano le loro operazioni e riferiscono sul numero di ciascuna fonte principale in uso. I membri notano quante fonti sono mitigate e quante non sono mitigate, con riferimento alle opzioni consigliate delle migliori pratiche nei documenti di orientamento tecnico elaborati dallo stesso OGMP. Le aziende calcolano le emissioni di metano da ciascuna fonte su cui si è intervenuti e quindi comunicano i propri progetti di mitigazione e le rispettive riduzioni delle emissioni. Le relazioni annuali presentate da ciascuna società partner sono raccolte dal Segretariato dell'UNEP per tenere traccia dei progressi complessivi del partenariato in un apposito Rapporto Annuale.

OGMP 2.0

Il meccanismo volontario OGMP è stato implementato nel 2020, per migliorare la consapevolezza e una migliore conoscenza dell'impatto sul clima delle emissioni di metano, con lo sviluppo del framework di reporting OGMP 2.0⁴ come piattaforma di segnalazione standard sul metano. Nel quadro dei rapporti e delle collaborazioni di OGMP 2.0, informazioni più dettagliate e trasparenti sulle emissioni di metano saranno fornite all'industria, alla società civile e ai governi con

(continua)

l'obiettivo a lungo termine di incentivare l'uso di gas naturale con l'intensità di emissione di metano più bassa possibile. OGMP si concentrerà inoltre sulla collaborazione con le compagnie petrolifere statali e sull'ampliamento della propria portata ai segmenti midstream e downstream della catena di approvvigionamento del gas naturale.

In particolare l'attività di controllo e riduzione viene estesa sia agli impianti di estrazione attivi sia dismessi; sarà migliorata la qualità delle misurazioni passando da tre a cinque anni l'arco di tempo dei controlli; saranno fornite maggiori informazioni e rassicurazioni a governi e cittadini; saranno forniti alle imprese strumenti credibili per dimostrare "Prestazioni Gold Standard".

Questi aggiornamenti del piano originario di attività alla crescente sensibilità pubblica sull'uso del metano. Così oltre alle attività relative alla riduzione delle emissioni nelle fasi produttive, si prevede di estendere le stesse metodologie a tutte le infrastrutture della filiera del petrolio e del gas, come gasdotti e reti di distribuzione, centrali di compressione, liqueficatori e rigassificatori.

Le aziende non segnalano pubblicamente le effettive cifre sulle emissioni, mentre aumenta la preoccupazione pubblica per il metano, e il desiderio di vedere reali riduzioni comprovate, anche dei giacimenti dismessi.

OGMP 2.0 espande i rapporti sulle emissioni a tutte le fonti materiali di emissioni di metano gestite e non gestite, lungo l'intera catena del valore del petrolio e del gas. Nella nuova versione la comunicazione dei livelli di emissione prevede per gli asset il numero consolidato; le categorie di emissione basate su cinque grandi ambiti, identificati dall'International Association of Oil and Gas Producers (IOGP); i fattori di emissioni saranno assegnati ad ogni singola fonte emissiva e saranno basati su misurazioni dirette, riconciliando le emissioni a livello di ogni sito.

Il nuovo "gold standard" delle rilevazioni da comunicare riguardano le emissioni di metano da tutte le attività, gestite e non gestite in linea con i parametri che saranno previsti, riguarderanno tutti i segmenti del settore petrolifero e del gas, tutte le fonti materiali di emissioni di metano

(OGMP 1.0 nove fonti + fonti intermedie e downstream, combustione incompleta da fiamme, fonti offshore). Le aziende associate annunceranno individualmente obiettivi di riduzione che saranno periodicamente rivisti.

Che cosa si può fare

La capacità della filiera del gas naturale di essere efficace nella fase di transizione energetica dipende dalla capacità di dimostrare con azioni adeguate di essere in grado di ridurre le emissioni di metano.

Il caso delle importazioni del gas naturale, che incorporano tassi di emissione più elevati di quelle dei paesi europei, ripropone le stesse contraddizioni già emerse con i fenomeni di carbon leakage che penalizzano l'industria manifatturiera italiana e europea con effetti ambientali negativi a livello globale. Per questo è essenziale che l'UE si doti in tempi brevi di una "Methane Strategy" per la riduzione delle emissioni di metano del settore energetico come previsto dallo European Green Deal. In questa prospettiva è ipotizzabile, anche in questo settore, l'utilizzo di una carbon border tax non discriminatoria, come la proposta di imposta sulle emissioni aggiunte (IMEA) per contrastare efficacemente i processi di carbon leakage. E' indispensabile un netto salto di qualità nei dati ufficiali sulle emissioni di metano che è possibile con un maggior coinvolgimento degli attori della filiera del gas naturale, come sta avvenendo anche a livello internazionale, per poter verificare in modo credibile se effettivamente sono stati raggiunti i significativi obiettivi di riduzione su cui importanti operatori del settore hanno dichiarato di essere impegnati anche in Italia.

Uno degli obiettivi principali è ottenere un miglioramento nelle tecniche di monitoraggio, rendicontazione, verifica delle emissioni di metano della filiera del gas naturale. Nella realtà italiana e UE, questo obiettivo potrà essere raggiunto anche con un ruolo più incisivo della regolazione per le attività di trasporto e distribuzione del gas naturale che, nonostante i miglioramenti raggiunti, mostra ancora margini di miglioramento.

¹ Tabella 4.2.8 del cap. 4 del volume II delle Linee Guida IPCC, 2006

² <https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/12504-EU-Methane-Strategy>

³ <https://www.ccacoalition.org/en/resources/oil-gas-methane-partnership-ogmp-overview>

⁴ Recentemente ANIGAS ha promosso un evento in cui è stata presentata l'iniziativa OGMP 2.0:

<http://www.anigas.it/webinar-anigas-e-unep-le-emissioni-di-metano-il-nuovo-framework-di-reporting-ogmp-2-0/>

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del GME | “Autorizzazione alla proroga del periodo transitorio di applicazione del sistema di “split payment” | del 3 luglio 2020 **Download** <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto che il Consiglio europeo, nelle more della pubblicazione sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea di apposita Decisione in merito all'argomento di cui trattasi, ha confermato che l'Italia è autorizzata a prorogare il periodo transitorio di applicazione, per i soggetti passivi IVA residenti/stabiliti in Italia, del sistema di liquidazione dell'IVA denominato “split payment” (nel seguito: “split payment”) fino al 30 giugno 2023.

Tale conferma è stata resa nota con comunicato stampa n. 158 del Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF) del 3 luglio 2020.

Al riguardo, giova ricordare che, con precedente comunicato del 30 giugno 2020¹, il GME aveva informato i soggetti interessati che la Commissione europea aveva proposto di prorogare il termine del periodo transitorio di applicazione dello “split payment” e che, nelle more dell'approvazione della predetta proposta da parte del Consiglio europeo - al fine di preservare l'operatività dei mercati/piattaforme gestiti dal GME - lo “split payment” continuava ad essere applicato, ove previsto, anche dopo il termine di cui al comma 1-ter dell'articolo 17-ter del DPR n. 633 del 1972 (c.d. “DPR IVA”).

NEMO COMMITTEE - Public Consultation | “Open call for papers regarding Day-Ahead market coupling algorithm” | del 6 luglio 2020 **Download** <http://www.nemo-committee.eu>

Con il documento di consultazione in oggetto, i Nominated Electricity Market Operators (NEMOs) europei, nell'ambito delle attività di coordinamento svolte dal NEMO Committee, hanno avviato una “open call for papers” al fine di raccogliere eventuali contributi, a carattere innovativo - da parte di istituti di ricerca, centri studi, istituzioni accademiche - volti a supportare i processi di ricerca e sviluppo sul Day-Ahead market coupling algorithm in vista dell'accoglimento degli ulteriori requisiti previsti dalla normativa di riferimento (cfr. ACER Decision 04/2020 on Algorithm Methodology).

Nel corso dei prossimi anni l'algoritmo di calcolo per la gestione del Single Day-Ahead Coupling (Euphemia) sarà, infatti, chiamato a supportare la realizzazione di diversi

processi europei connessi, tra l'altro: i) all'incremento dei prodotti complessi e dei volumi di trading; ii) all'introduzione del flow-base project; iii) alla gestione dei prodotti a 15 minuti; iv) all'estensione delle attività di coupling nell'ambito di nuove aree di mercato.

Gli eventuali contributi potranno essere forniti, entro il 30 ottobre p.v., termine di chiusura del procedimento consultivo.

Delibera 23 giugno 2020 234/2020/R/EEL | “Approvazione del consuntivo dei costi sostenuti dal Gestore dei mercati energetici nel 2019 per il coupling unico infragiornaliero” | pubblicata il 3 luglio 2020 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione n. 270/2020/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) - facendo seguito ai precedenti orientamenti illustrati con il documento di consultazione n.47/2020/R/efr - ha approvato la revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

In particolare, con la deliberazione in oggetto, tenuto conto di quanto disposto dal T.A.R. Lombardia con sentenza 2538/2019, l'Autorità ha, inter alia, previsto che il valore di riferimento per la definizione delle grandezze funzionali al calcolo del contributo tariffario - ovvero “prezzo rilevante mensile dei bilaterali” e corrispondente “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali” - sia posto pari a 260 €/TEE, in sostituzione del precedente valore di 250 €/TEE fissato ai sensi dell'art. 1, comma 1, lett. f) del decreto interministeriale 10 maggio 2018.

Contestualmente, l'ARERA ha disposto di rendere nota, al termine di ciascun anno d'obbligo, la quantità di TEE complessivamente disponibile sui conti proprietà degli operatori.

Con specifico riferimento all'anno d'obbligo 2019, l'Autorità ha altresì allineato il termine di quest'ultimo e l'avvio dell'anno d'obbligo successivo a quanto previsto nel decreto legge c.d. Salva Italia.

Nel disporre le suddette modifiche, la succitata deliberazione 270/2020/R/EFR, ha conseguentemente indicato al GME: i) di modificare il “Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE” (nel seguito: Regolamento), secondo l'iter di modifica urgente previsto ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, del medesimo Regolamento; ii) di pubblicare sul proprio sito internet, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore delle modifiche al Regolamento, i prezzi rilevanti mensili dei bilaterali, per ciascun mese a

partire da giugno 2019 e le corrispondenti quantità di TEE scambiate a prezzi non superiori a 260 €/TEE.

AMBIENTALI

Deliberazione 14 luglio 2020 n. 270/2020/R/EFR “Revisione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori nell’ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019” | pubblicata il 17 luglio 2020 | Download <https://www.arera.it>

Con la deliberazione n. 270/2020/R/EFR, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) - facendo seguito ai precedenti orientamenti illustrati con il documento di consultazione n.47/2020/R/efr² - ha approvato la revisione delle modalità di determinazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori di energia elettrica e gas naturale soggetti agli obblighi di risparmio energetico nell’ambito del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE).

In particolare, con la deliberazione in oggetto, tenuto conto di quanto disposto dal T.A.R. Lombardia con sentenza 2538/2019, l’Autorità ha, inter alia, previsto che il valore di riferimento per la definizione delle grandezze funzionali al calcolo del contributo tariffario - ovvero “prezzo rilevante mensile dei bilaterali” e corrispondente “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali” - sia posto pari a 260 €/TEE, in sostituzione del precedente valore di 250 €/TEE fissato ai sensi dell’art. 1, comma 1, lett. f) del decreto interministeriale 10 maggio 2018.

Contestualmente, l’ARERA ha disposto di rendere nota, al termine di ciascun anno d’obbligo, la quantità di TEE complessivamente disponibile sui conti proprietà degli operatori.

Con specifico riferimento all’anno d’obbligo 2019, l’Autorità ha altresì allineato il termine di quest’ultimo e l’avvio dell’anno d’obbligo successivo a quanto previsto nel decreto legge c.d. Salva Italia.

Nel disporre le suddette modifiche, la succitata deliberazione

270/2020/R/EFR, ha conseguentemente indicato al GME: i) di modificare il “Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE” (nel seguito: Regolamento), secondo l’iter di modifica urgente previsto ai sensi dell’articolo 3, comma 3.5, del medesimo Regolamento; ii) di pubblicare sul proprio sito internet, entro 30 giorni dalla data di entrata in vigore delle modifiche al Regolamento, i prezzi rilevanti mensili dei bilaterali, per ciascun mese a partire da giugno 2019 e le corrispondenti quantità di TEE scambiate a prezzi non superiori a 260 €/TEE.

Comunicato del GME | “Deliberazione 270/2020/R/EFR Revisione del contributo tariffario – Modifica urgente al Regolamento per le transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica” | del 27 luglio 2020 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) ha reso noto agli operatori di aver aggiornato - ai sensi dell’articolo 3, comma 3.5, del Regolamento per le transazioni bilaterali di titoli di efficienza energetica (nel seguito: Regolamento) - il testo del Regolamento medesimo, recependo quanto disposto da ARERA con la Deliberazione 270/2020/R/EFR (cfr. news precedente).

Le modifiche introdotte al Regolamento hanno riguardato l’adeguamento delle definizioni di “prezzo rilevante mensile dei bilaterali”, di “quantità mensile rilevante delle transazioni bilaterali”, nonché di “quantità dei bilaterali funzionale alla determinazione del termine QBLT(t)”, prevedendo nelle stesse, quale riferimento di prezzo, il valore di 260 €/TEE, in luogo del precedente valore di 250 €/TEE. Inoltre, nell’ambito delle informazioni rese disponibili agli operatori, è stata prevista la pubblicazione della “quantità di TEE complessivamente disponibile sui conti proprietà degli operatori al termine di ciascun anno d’obbligo”, comprensiva quest’ultima dei titoli annullati nella precedente sessione di acconto.

La versione aggiornata del Regolamento è entrata in vigore, a seguito della relativa pubblicazione sul sito internet del GME, in data 27 luglio u.s.

¹ Cfr. Newsletter 139 luglio 2020.

² Cfr. newsletter n.135 marzo 2020.

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
governance@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-E S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.