

APPROFONDIMENTI

VERSO COP26: PERCHÉ RIDURRE LE EMISSIONI DI METANO NELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

Il recente rapporto dell'IPCC presentato il 9 agosto scorso ha ribadito "l'incontrovertibile" responsabilità delle attività umane nel cambiamento climatico e ha chiarito definitivamente l'importanza di ridurre anche le emissioni di metano per rallentare il riscaldamento globale. Il settore energetico e, in particolare, la filiera del gas naturale possono svolgere un ruolo centrale nel contenimento di tali emissioni implementando, più che in altri settori, misure cost-effective con tecnologie già esistenti. Le iniziative a livello europeo e internazionale sono un primo passo verso la direzione di un accordo che coinvolga i paesi produttori a limitare le perdite di metano lungo l'intera filiera, coinvolgendo l'upstream gas. L'Unione Europea può dettare la linea, come ha fatto per l'obiettivo di neutralità carbonica, essendo il primo paese importatore al mondo di gas e considerato il ruolo che ancora svolge questa fonte nel proprio mix energetico¹. Ma per quanto tempo? Ripercorriamo

le motivazioni che spingono associazioni governative e non a promuovere un impegno concreto e rapido verso la riduzione delle emissioni di metano, in attesa di verificare se la COP26 del prossimo novembre assimilerà queste istanze con la giusta attenzione.

Perché il metano?

Il metano (CH₄) è il secondo più importante gas serra dopo l'anidride carbonica (CO₂) e responsabile per circa il 20% del riscaldamento globale. Rispetto alla CO₂, ha un potenziale di riscaldamento globale 28 volte maggiore in un orizzonte di 100 anni che arriva ad oltre 80 volte in un orizzonte di 20 anni. Tuttavia, ha una durata atmosferica molto minore dell'anidride carbonica – resta quindi nell'atmosfera per molto meno tempo – il che lo rende un buon target di breve termine nella riduzione del riscaldamento climatico.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2021

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 13

Mercati energetici Europa
pag 18

Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Verso COP26: perché ridurre le
emissioni di metano nella filiera del
gas naturale

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Terzo record storico consecutivo per il Pun a settembre, pari a 158,59 €/MWh (+225,0% sul 2020 e +41,1% su agosto), dinamica analoga a quella osservata sulle quotazioni delle principali borse elettriche europee. Il deciso rialzo del Pun si realizza in corrispondenza di costi di generazione, mai così elevati e in ulteriore progressiva ripida ascesa nel corso del mese, di maggiori acquisti (MGP: 24,4 TWh, rispettivamente +3,1% e +1,1%, con liquidità del mercato al 77,3%) nonché di una riduzione dell'offerta, soprattutto termica e idrica. Sui livelli più elevati di sempre anche tutti i prezzi di vendita, compresi tra 153,28 €/MWh della Sardegna e 160,07 €/

MWh della Sicilia. A partire dalla data flusso 22 settembre, si segnala l'avvio del nuovo assetto del mercato infragionaliero italiano, connotato da una sessione di contrattazione continua in coupling con il resto d'Europa (XBID) intervallata da tre aste locali. Nei primi nove giorni di operatività il nuovo mercato ha registrato volumi per complessivi 524 GWh e quasi 9 mila abbinamenti realizzati nel XBID (per 20,9 GWh totali). Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Ottobre 2021 chiude il periodo di contrattazione a 165,11 €/MWh (+33,1%). Sempre in flessione le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

A settembre prosegue accentuandosi la dinamica rialzista del Pun, al nuovo massimo storico di 158,59 €/MWh (+46,19 €/MWh, +41,1% su agosto e +109,78 €/MWh, +225,0% sul 2020). La crescita del prezzo, in progressiva intensificazione nel corso del mese (176,64 €/MWh nella seconda metà del mese, +36,12 €/MWh rispetto alla prima metà) riflette un'analoga escalation del prezzo del gas al PSV, salito a 63,26 €/MWh (+20,72 €/MWh sul mese e +51,59 €/MWh sull'anno), e della CO2 che si porta a 61,02 €/ton (+4,49 €/ton e +33,21 €/ton). La crescita del Pun risulta inoltre alimentata anche da consumi in aumento (33,8 GWh medi, rispettivamente +0,4 GWh e +1,0 GWh), bassi livelli di offerta nazionale, e volumi rinnovabili ai minimi da inizio

anno (9,5 GWh, -3,2 GWh e -1,4 GWh), soprattutto nella componente idrica. Ai massimi storici anche le quotazioni estere (Spagna a 156 €/MWh, Austria, Germania, Francia, Svizzera e Grecia a 128/139 €/MWh), da cui l'Italia tende ad ampliare il suo differenziale soprattutto nella seconda parte del mese, quando più forte risulta la crescita del gas, combustibile di riferimento del parco di generazione italiano. Livelli mai così elevati anche per i prezzi nei gruppi di ore, con valori sempre superiori ai 60 €/MWh per il terzo mese consecutivo, come mai accaduto in passato, massimo orario a 256,29 €/MWh (massimo da settembre 2012) e un rapporto picco/baseload a 1,07 (-0,11 sul 2020) (Grafico 1 e Tabella 1).

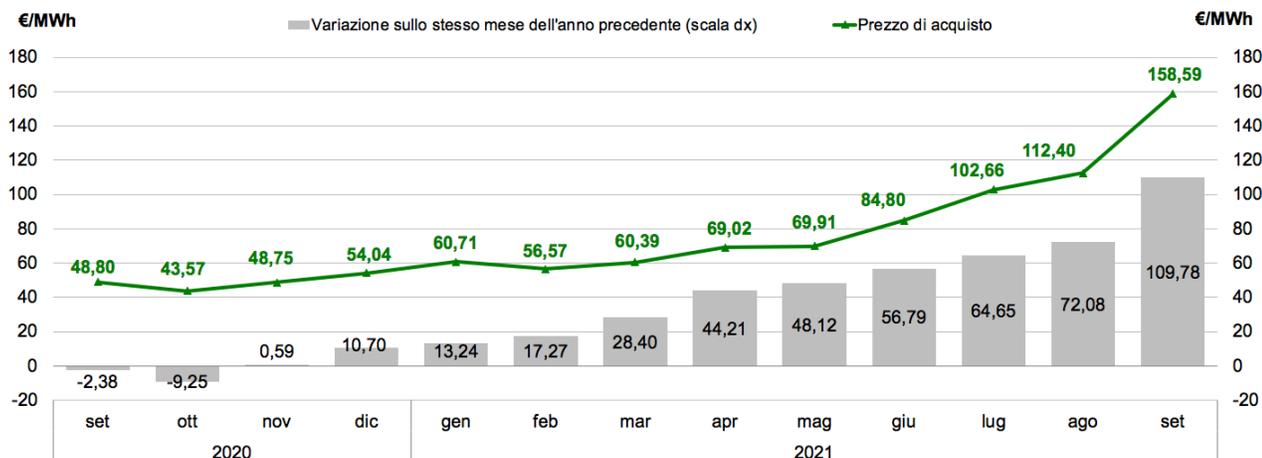
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	158,59	48,80	+109,78	+225,0%	26.152	+6,6%	33.826	+1,1%	77,3%	73,3%
<i>Picco</i>	169,95	57,38	+112,56	+196,2%	31.489	+8,2%	40.250	+0,5%	78,2%	72,7%
<i>Fuori picco</i>	152,01	43,83	+108,18	+246,8%	23.063	+5,4%	30.107	+1,5%	76,6%	73,8%
<i>Minimo orario</i>	60,06	24,10			15.609		22.604		67,4%	67,0%
<i>Massimo orario</i>	256,29	162,57			35.243		43.485		85,7%	80,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



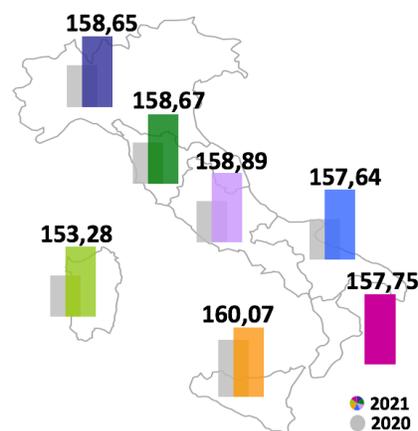
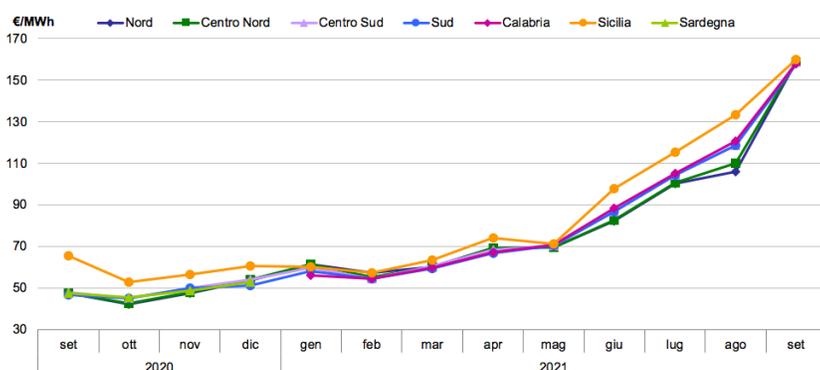
I PREZZI ZONALI

Ai massimi storici anche tutti i prezzi di vendita, progressivamente più allineati e convergenti sui 158/160 €/MWh sulla penisola e in Sicilia (+27/+53 €/MWh su agosto e +94/+111 €/MWh sul 2020). Leggermente più basse solo le quotazioni in Sardegna

(153,28 €/MWh, +42/+106 €/MWh), che registra minimi a 0 €/MWh in diverse ore nella prima decade del mese, in presenza di un buon livello di offerta eolica e di restringimenti/inibizioni del transito con il Centro Sud (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Sempre in crescita annuale da marzo, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, sale a 24,4 TWh (+1,1% sul 2020). Analoga dinamica per i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,8 TWh (+6,6%) e sostenuti dagli acquisti degli operatori nazionali non istituzionali e dall'import. Si

confermano in riduzione da aprile, invece, le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,5 TWh (-14,1%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato si attesta al 77,3% (+4,0 punti percentuali sul 2020 e -2,5 p.p. su agosto) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

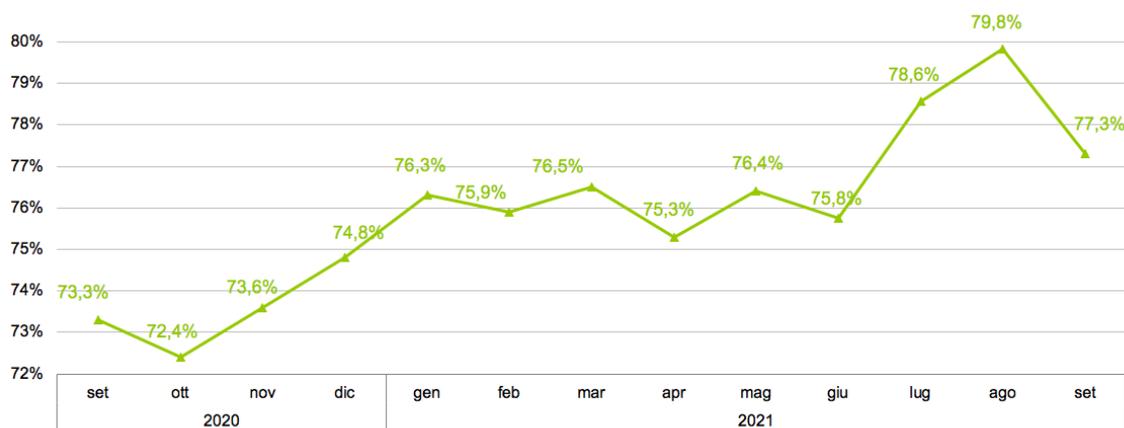
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.829.780	+6,6%	77,3%
Operatori	12.635.643	+0,1%	51,9%
GSE	1.975.045	-20,9%	8,1%
Zone estere	4.219.092	+65,4%	17,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.524.867	-14,1%	22,7%
Zone estere	99.680	+6,2%	0,4%
Zone nazionali	5.425.187	-14,4%	22,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.354.647	+1,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	12.144.654	-15,1%	
OFFERTA TOTALE	36.499.301	-5,0%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.829.780	+6,6%	77,3%
Acquirente Unico	2.652.711	-15,2%	10,9%
Altri operatori	12.328.277	+19,3%	50,6%
Pompaggi	17.584	+5942,7%	0,1%
Zone estere	183.799	-66,4%	0,8%
Saldo programmi PCE	3.647.409	-0,3%	15,0%
PCE (incluso MTE)	5.524.867	-14,1%	22,7%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	24	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.172.252	-9,1%	37,7%
Saldo programmi PCE	-3.647.409	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.354.647	+1,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	797.278	+40,3%	
DOMANDA TOTALE	25.151.925	+2,0%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 24,2 TWh, restano in crescita annuale (+4,7% sul 2020), con incrementi soprattutto al Nord (+4,0%) a cui si contrappone la forte contrazione del Sud (-22%). In deciso calo anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,2 TWh (-66,4%), diffuso su tutte le frontiere (Tabella 4). Con un'offerta nazionale

ai minimi da maggio 2007 e più costosa per effetto dei citati rincari del gas, i maggiori acquisti risultano soddisfatti prevalentemente dalle importazioni, pari a 4,3 TWh (+63,3%), soprattutto dalla frontiera francese, mentre si riducono le vendite nazionali, scese a 20,0 TWh (-6,6%) (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	17.421.801	24.197	-8,8%	10.436.653	14.495	-11,2%	13.543.282	18.810	+4,0%
Centro Nord	1.587.924	2.205	-21,8%	1.343.161	1.866	-18,2%	2.061.971	2.864	-18,0%
Centro Sud	4.120.339	5.723	-0,8%	2.197.128	3.052	+5,2%	4.268.481	5.928	+11,5%
Sud	3.497.542	4.858	-43,9%	2.710.130	3.764	-30,1%	1.570.548	2.181	-22,0%
Calabria	2.327.684	3.233	-	1.623.914	2.255	-	496.933	690	-
Sicilia	1.867.538	2.594	-29,4%	755.350	1.049	-34,1%	1.487.321	2.066	+1,3%
Sardegna	1.337.938	1.858	-8,7%	969.538	1.347	+2,7%	742.313	1.031	+5,6%
Totale nazionale	32.160.765	44.668	-9,7%	20.035.875	27.828	-6,6%	24.170.847	33.571	+2,6%
Estero	4.338.536	6.026	+56,6%	4.318.772	5.998	+63,3%	183.799	255	-66,4%
Sistema Italia	36.499.301	50.693	-5,0%	24.354.647	33.826	+1,1%	24.354.647	33.826	+1,1%

LE FONTI

Il calo delle vendite nazionali risulta diffuso su tutte le tipologie di fonti. Più intesa la riduzione delle vendite da fonti rinnovabili (-12,7%, minimo da inizio anno), che interessa principalmente l'idrico (-16,4%), soprattutto al Nord, ma anche il solare (-5,2%) e l'eolico (-18%), in particolare al centro meridione e sulle isole. In flessione anche le fonti tradizionali (-2,8%), concentrata sugli impianti a ciclo combinato (-9,7%) ed

estesa a tutte le zone, e in parte contenuta dalla ripresa delle vendite a carbone, quasi raddoppiate e ai massimi da febbraio 2019 (+98,7%). In termini di struttura delle vendite, la quota delle vendite rinnovabili scende al 34,1%, in calo di 2,4 punti percentuali, di cui 2 p.p. persi dall'idrico), più che raddoppiata, invece, la quota del carbone (7,6%, +3,4 p.p.) (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.298	-6,2%	862	-23,5%	1.900	-1,4%	2.464	-29,4%	1.915	-	600	-47,2%	1.038	+4,2%	18.077	-2,8%
Gas	8.301	-8,5%	821	-22,4%	1.007	-27,6%	1.634	-44,4%	1.773	-	542	-50,6%	471	-15,6%	14.549	-9,7%
Carbone	239	+270,7%	-	-	684	+124,0%	684	+118,3%	0	-	-	-	520	+34,2%	2.126	+98,7%
Altre	758	-2,0%	41	-40,6%	209	-9,8%	146	-38,7%	141	-	58	+53,3%	48	-6,0%	1.401	-0,0%
Fonti rinnovabili	4.983	-18,5%	1.003	-13,0%	1.118	+18,1%	1.300	-31,3%	341	-	447	-1,9%	308	-2,0%	9.500	-12,7%
Idrraulica	3.321	-24,1%	149	-36,9%	496	+56,6%	394	-21,5%	132	-	129	+7,9%	68	+23,4%	4.688	-16,4%
Geotermica	-	-	636	-0,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	636	-0,4%
Eolica	8	-5,7%	18	-1,3%	263	-17,4%	614	-37,8%	150	-	207	-7,0%	139	-7,3%	1.398	-18,0%
Solare e altre	1.654	-4,4%	200	-23,0%	359	+15,2%	293	-27,5%	59	-	111	-2,0%	102	-7,4%	2.778	-5,2%
Pompaggio	214	-28,4%	-	-	34	+21,4%	-	-	-	-	1,91	+3324,3%	-	-	250	-23,5%
Totale	14.495	-11,2%	1.866	-18,2%	3.052	+5,2%	3.764	-30,1%	2.255	-	1.049	-34,1%	1.347	+2,7%	27.828	-6,6%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

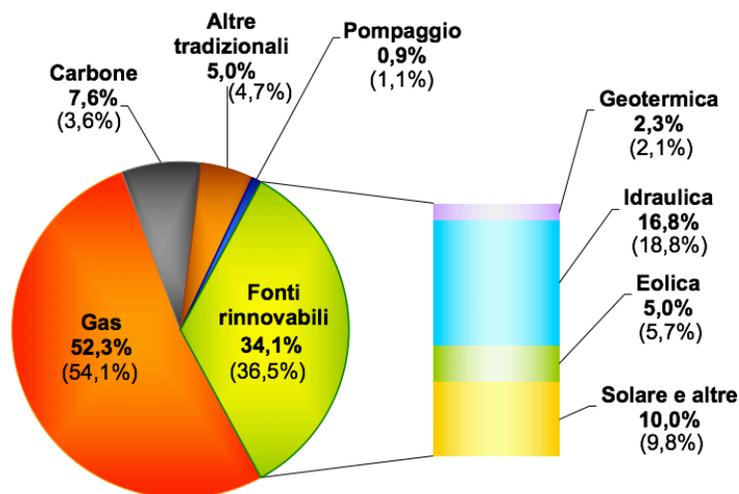
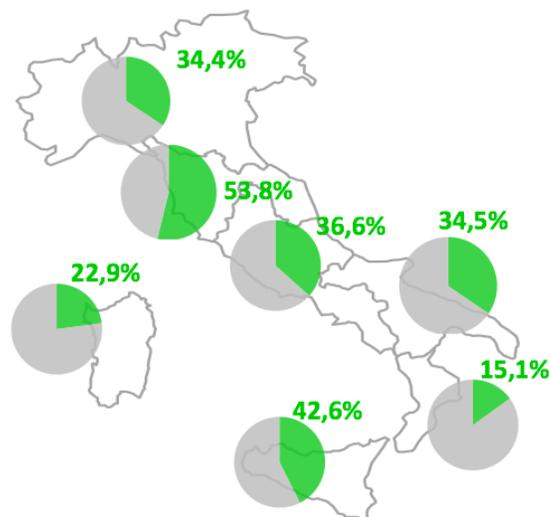


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

L'import netto dell'Italia si attesta a 4,1 TWh, risultando quasi raddoppiato sul 2020 (+97,1%). L'aumento si concentra in particolare sulla frontiera francese, in corrispondenza di un innalzamento della NTC, ma soprattutto di quotazioni al Nord superiori nel 86,0% delle ore al prezzo transalpino (+58,3 p.p. sul 2020 quando si osservavano flussi in export nel 22,6% delle ore). In riferimento ai flussi sulla frontiera settentrionale si segnala l'avvio, a partire dal

giorno di flusso 22 settembre, del "vincolo generalizzato", finalizzato a garantire la gestione congiunta dei flussi delle tre frontiere settentrionali in coupling (Francia, Austria, Slovenia). In aumento anche i flussi dalla frontiera greca, in corrispondenza di sviluppi simili a quelli registrati sulle altre frontiere in coupling, e dalla frontiera montenegrina, nonostante la chiusura del transito con il Centro Sud nell'ultima decade del mese (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale	Frequenza import	Frequenza export	Frequenza non utilizzo	Saturazione import	Saturazione export	Limite	Totale	Coupling	Limite	Totale	Coupling
	MWh	%	%	%	%	%	MW medi	MWh	MWh	MW medi	MWh	MWh
Italia - Francia*	1.881.950 (735.708)	100,0%	- (22,6%)	- (3,9%)	89,0% (28,9%)	- (9,6%)	2.656 (2.206)	1.881.950 (850.397)	1.850.630 (779.609)	993 (1.046)	0 (114.689)	0 (114.689)
Italia - Svizzera	1.399.917 (1.074.764)	97,5% (99,2%)	- (0,8%)	2,5% (-)	- (-)	- (-)	2.295 (2.221)	1.403.822 (1.151.670)	n/a n/a	26.426 (2.576)	3.906 (76.906)	n/a n/a
Italia - Austria*	161.821 (68.504)	90,7% (73,6%)	5,7% (12,5%)	3,6% (13,9%)	88,3% (67,6%)	5,3% (11,9%)	258 (161)	164.862 (74.518)	164.862 (74.518)	88 (52)	3.241 (6.014)	3.241 (6.014)
Italia - Slovenia*	314.814 (161.081)	91,5% (16,0%)	6,0% (76,9%)	2,5% (7,1%)	71,5% (4,9%)	3,1% (52,6%)	559 (441)	333.956 (203.045)	333.956 (203.045)	631 (631)	19.142 (41.964)	19.142 (41.964)
Italia - Montenegro	240.813 (220.530)	64,4% (87,5%)	0,8% (12,4%)	34,7% (0,1%)	28,3% (-)	- (-)	395 (610)	249.460 (273.378)	n/a n/a	395 (652)	8.647 (52.848)	n/a n/a
Italia - Grecia	275.541 (-49.212)	85,8% (39,9%)	5,3% (51,1%)	8,9% (9,0%)	- (-)	- (-)	481 (504)	284.721 (92.275)	284.721 (-)	24.481 (485)	9.180 (141.487)	9.180 (-)
Italia - Malta	-84.045 (-58.489)	- (-)	99,2% (88,8%)	0,8% (11,2%)	- (-)	7,6% (4,2%)	200 (200)	0 (-)	n/a n/a	200 (200)	84.045 (58.489)	n/a n/a
TOTALE**	4.190.611 (2.152.886)							4.318.772 (2.645.283)	2.634.170 (1.057.172)		128.160 (492.398)	31.563 (162.668)

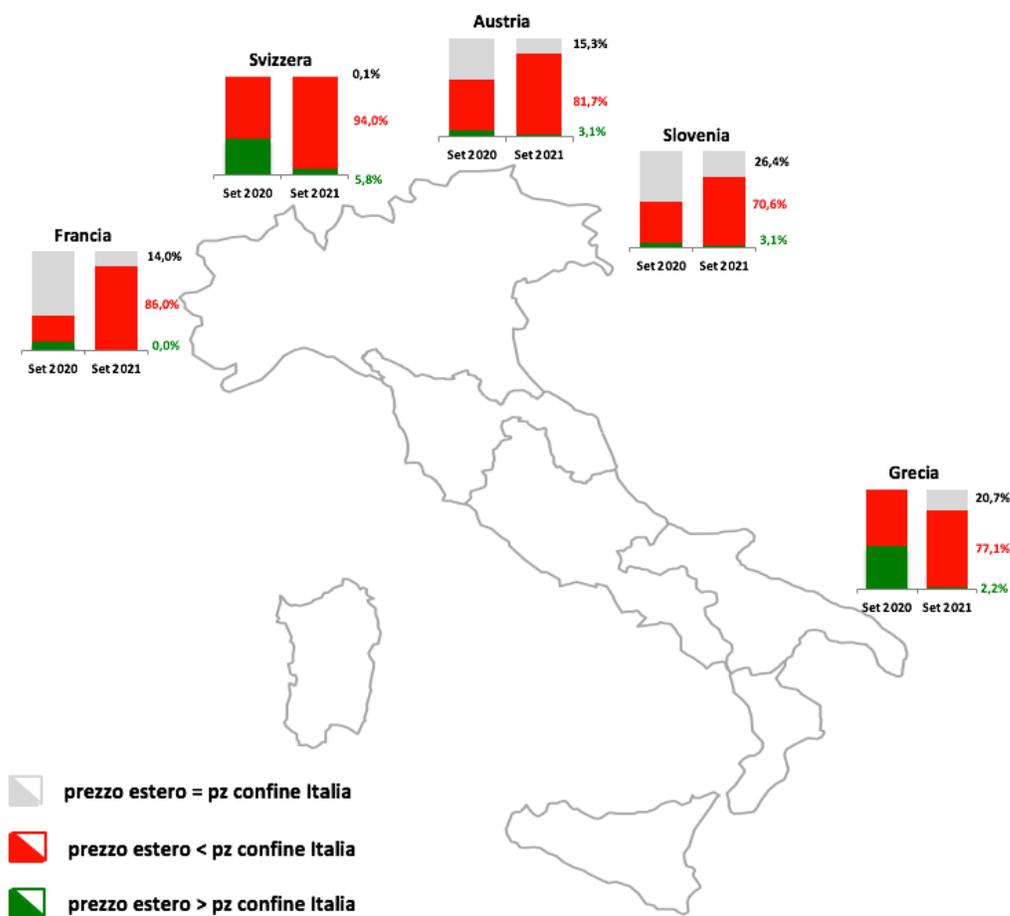
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire da settembre 2021, sui transiti in coupling.

** al netto dei volumi scambiati con la Corsica

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

Fonte: GME, Refinitiv



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel mese di avvio del nuovo mercato infragiornaliero, operativo a partire dalla data flusso 22 settembre e connotato da una sessione in negoziazione continua in coupling con il resto d'Europa (XBID) intervallata da tre aste locali (MI-A1, MI-A2, MI-A3), il Mercato Infragiornaliero (MI) ha registrato volumi per complessivi 2,0 TWh. A fronte di 1,5 TWh negoziati nei primi 21 giorni nel vecchio assetto di mercato (7 aste), nel nuovo MI sono stati scambiati nei 9 giorni finali di settembre 524 GWh. La parte rilevante di questi ultimi si è concentrata nella contrattazione in asta (503,1 GWh) e in particolare sul MI-A1 (332,4 GWh), la cui quota sul totale scambiato nella nuova struttura del MI è risultata pari al 63%. Con riferimento al XBID, nei nove giorni di negoziazione sono stati conclusi quasi 9 mila abbinamenti per 20,9 GWh totali, quasi esclusivamente realizzati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). La prevalenza di tali scambi ha avuto come controparte un'offerta estera (75% del totale XBID), mentre sono risultate rispettivamente pari al 7% e al 18% le quote

relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone nazionali. A livello locale, l'analisi dei volumi scambiati in acquisto e vendita nel nuovo MI, tanto in asta quanto in contrattazione continua, ha evidenziato, infine, una distribuzione delle quantità sostanzialmente proporzionale al peso assunto da ciascuna zona nel mercato MGP (Grafico 5, Tabella 7, Tabella 8).

Per quanto riguarda i prezzi mediamente osservati nel MI a settembre, la differenza tra i livelli registrati nel vecchio e nuovo regime di mercato (146 €/MWh vs. 176-179 €/MWh) appare conseguenza diretta dell'evoluzione seguita dalle quotazioni elettriche in corso di mese in risposta ai rincari del gas. In generale, nel nuovo assetto di mercato, i prezzi medi si sono mantenuti su livelli inferiori ai corrispondenti valori del MGP, soprattutto nelle isole. Nel XBID si segnalano, infine, quattro abbinamenti avvenuti a prezzi negativi (-5/-1 €/MWh) il giorno 29 settembre nella zona Sardegna (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 9).

In tutti i grafici e in tutte le tabelle relative al Mercato infragiornaliero, la voce "Altri mercati" si riferisce all'assetto del mercato infragiornaliero precedente al 22 settembre 2021.

Grafico 5: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

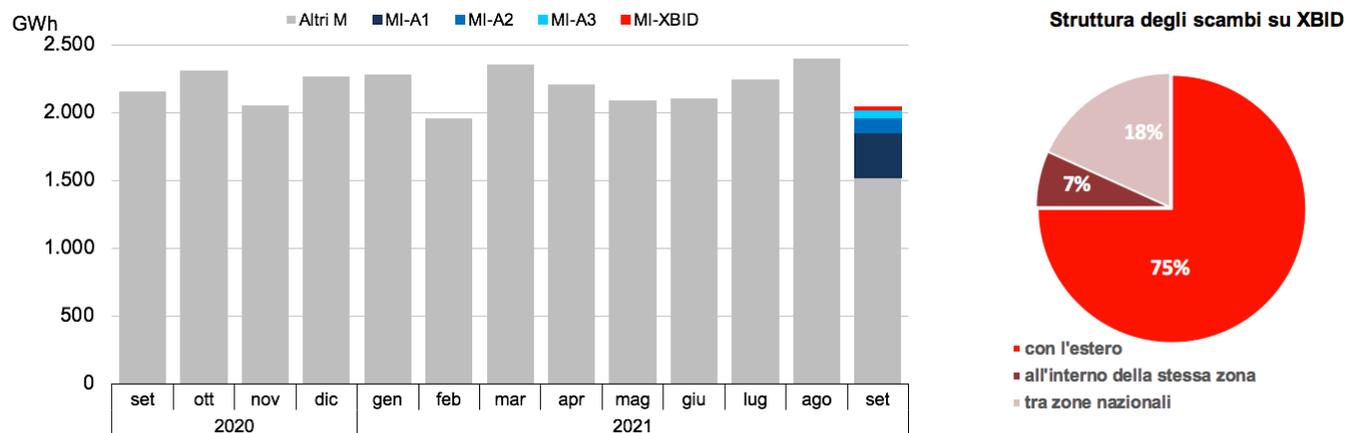


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				Totale	NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	Altri mercati	MI-A1	MI-A2	MI-A3		XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Nord	703.156	187.274	53.368	22.933	966.730	6.644	973.374
Centro Nord	81.302	24.952	5.789	2.265	114.308	1.641	115.948
Centro Sud	147.990	37.890	13.507	11.585	210.973	2.388	213.361
Sud	342.304	40.517	18.055	10.331	411.207	2.598	413.804
Calabria	61.636	13.988	3.809	2.358	81.791	226	82.018
Sicilia	84.736	19.363	6.778	3.792	114.669	789	115.458
Sardegna	43.136	6.234	8.528	5.198	63.095	1.665	64.760
Estero	52.522	2.218	1.336	1.072	57.148	4.975	62.123
Totale	1.516.783	332.434	111.171	59.533	2.019.921	20.926	2.040.847

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				Totale	NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	Altri mercati	MI-A1	MI-A2	MI-A3		XBID	Totale
	(1-24 h)	(1-24 h)	(1-24 h)	(13-24 h)		(1-24 h)	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	
Nord	770.828	190.325	57.433	32.052	1.050.638	5.582	1.056.220
Centro Nord	57.806	21.713	6.517	4.572	90.608	870	91.478
Centro Sud	202.578	36.743	14.892	6.783	260.997	1.672	262.669
Sud	179.427	43.004	19.145	6.649	248.226	1.467	249.692
Calabria	75.441	8.843	2.323	686	87.294	76	87.370
Sicilia	122.152	19.026	4.646	3.570	149.394	266	149.660
Sardegna	40.193	5.405	3.300	2.545	51.442	689	52.132
Estero	68.358	7.374	2.914	2.676	81.322	10.304	91.626
Totale	1.516.783	332.434	111.171	59.533	2.019.921	20.926	2.040.847

Grafico 6: MI, prezzi medi in asta ed in negoziazione continua

Fonte: GME

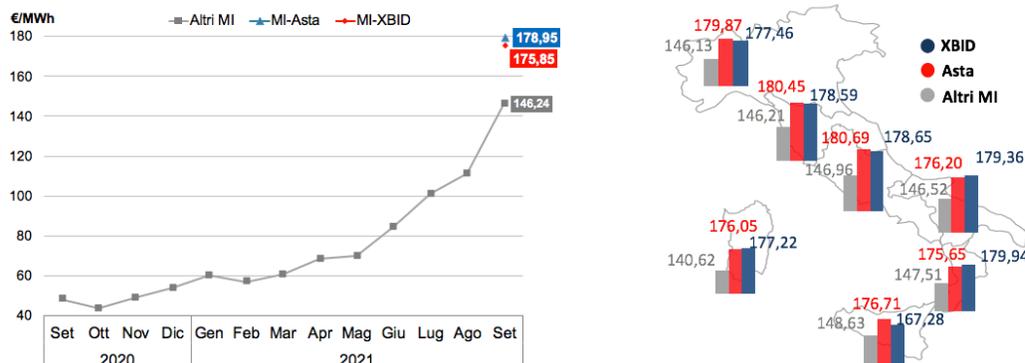


Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

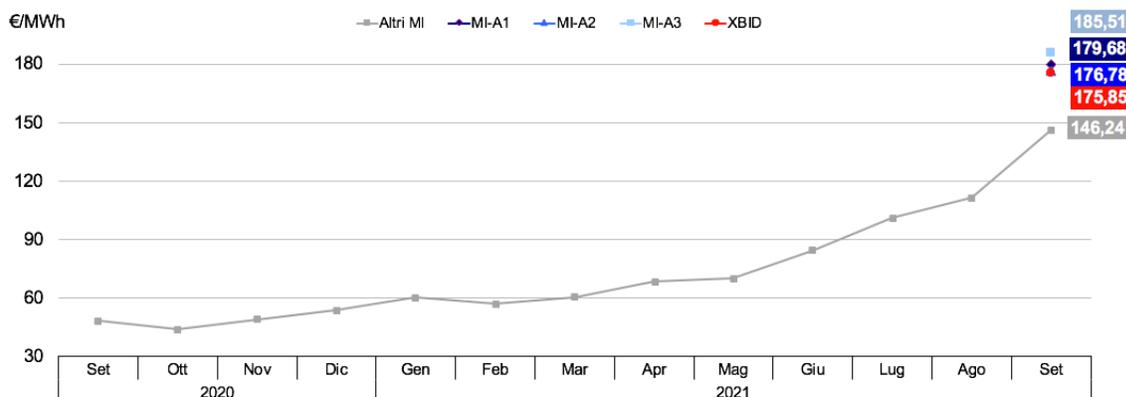


Tabella 9: MI, prezzi medi

Fonte: GME

	Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero			
	MGP (1-24 h)	Altri mercati (1-24 h)	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA
			MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	X-BID (1-24 h)
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Nord	158,65	146,13	180,52	178,37	187,98	177,46
		(-1,2%)	(-1,8%)	(-3,0%)	(+0,5%)	(-3,5%)
Centro Nord	158,67	146,21	180,52	178,37	186,74	178,59
		(-1,1%)	(-1,8%)	(-3,0%)	(-0,1%)	(-2,9%)
Centro Sud	158,89	146,96	180,40	178,15	186,62	178,65
		(-1,1%)	(-1,5%)	(-2,7%)	(+0,5%)	(-2,4%)
Sud	157,64	146,52	177,20	174,59	183,05	179,36
		(-0,9%)	(-1,9%)	(-3,3%)	(+0,0%)	(-0,7%)
Calabria	157,75	147,51	177,20	174,59	181,60	179,94
		(-0,3%)	(-1,9%)	(-3,3%)	(-0,7%)	(-0,4%)
Sicilia	160,07	148,63	177,95	176,29	186,27	167,28
		(-1,6%)	(-1,8%)	(-2,7%)	(+1,2%)	(-7,7%)
Sardegna	153,28	140,62	176,88	175,03	178,84	177,22
		(-1,0%)	(-1,6%)	(-2,6%)	(-0,4%)	(-1,4%)

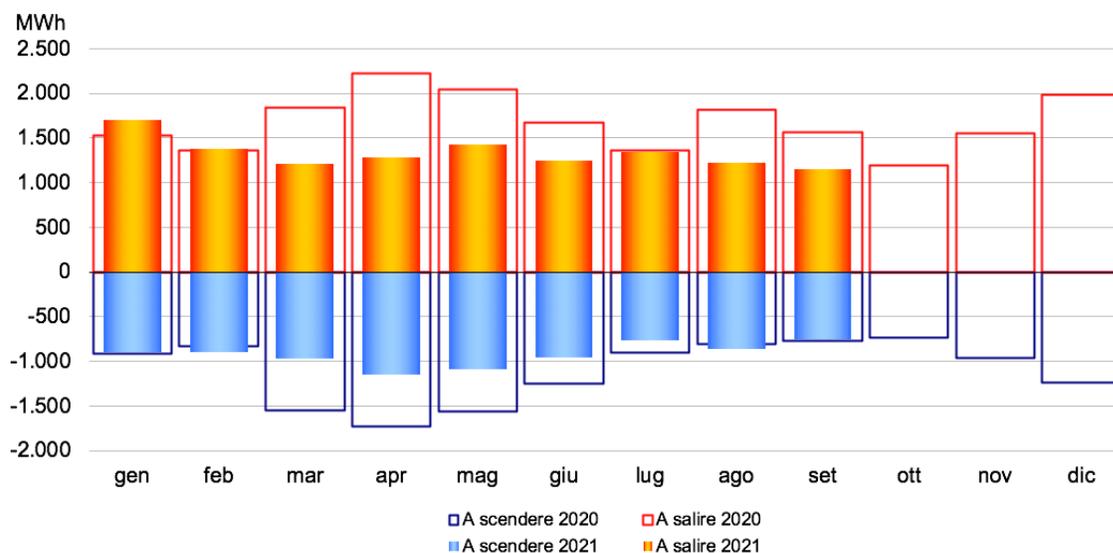
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi giorni e periodi rilevanti (ore).

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

Nel Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante restano in decisa riduzione annuale gli acquisti di Tema sul mercato a salire (0,8 TWh, -25,8% sul 2020), più debole, invece, il calo delle vendite di Tema sul mercato a scendere (0,5 TWh, -1,4%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

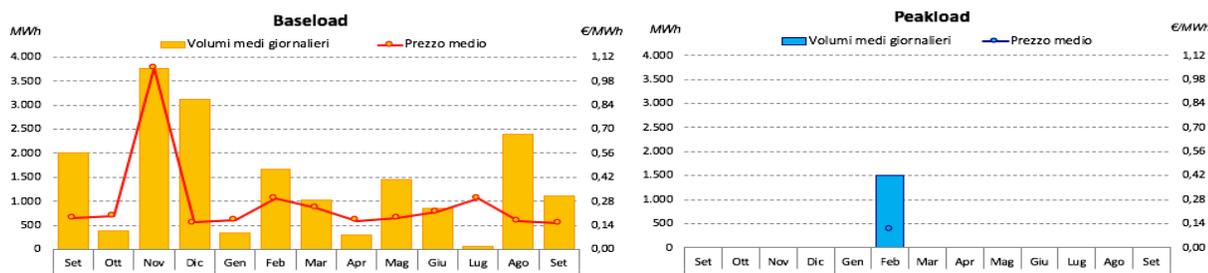
Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) registra a settembre 25 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' per 17 MWh (nel 2020 erano rispettivamente 92 e 60 GWh), relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,15 €/MWh (-0,03 €/MWh) (Figura 3).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzi			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	25 (92)	15/30 30/30	0,15 (0,18)	0,03 (0,10)	0,40 (0,25)	16.824 (60.216)	1.122 (2.007)
Peakload	- (-)	0/22 0/22	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	25 (92)					16.824 (60.216)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nessuno scambio nel corso del mese sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), con il prodotto Ottobre 2021 che chiude il periodo di contrattazione a 165,11 €/MWh

sul baseload e a 183,89 €/MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 52 GWh (Tabella 10 e Grafico 9).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

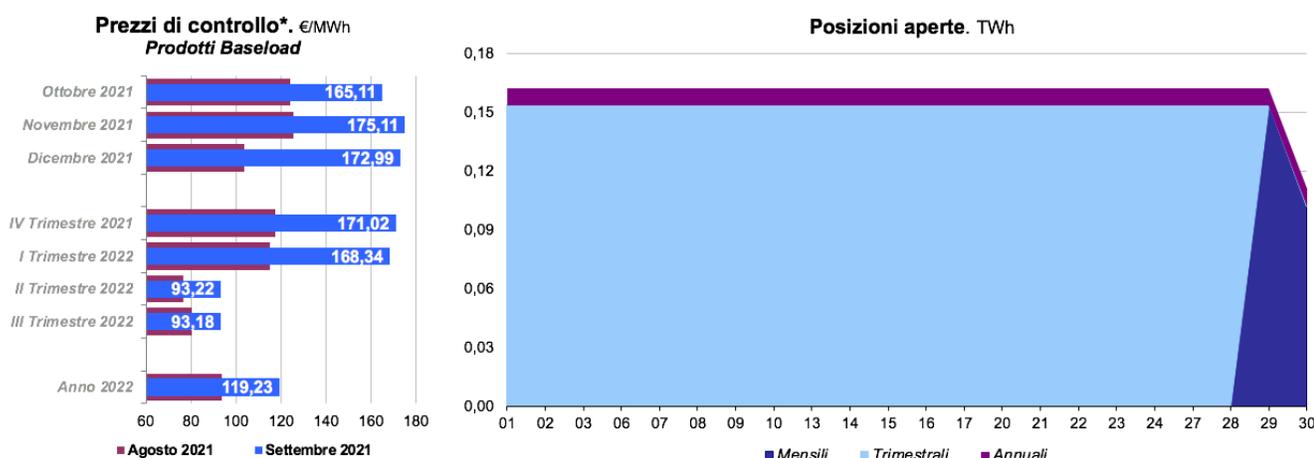
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2021	165,11	+33,1%	-	-	-	-	-	66	49.170
Novembre 2021	175,11	+39,8%	-	-	-	-	-	66	47.520
Dicembre 2021	172,99	+67,0%	-	-	-	-	-	66	49.104
Gennaio 2022	168,34	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	171,02	+45,5%	-	-	-	-	-	66	145.794
I Trimestre 2022	168,34	+46,1%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	93,22	+21,6%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	93,18	+15,8%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	122,99	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	119,23	+27,3%	-	-	-	-	-	1	8.760
Totale			-	-	-	-	-		105.384

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Ottobre 2021	183,89	+32,1%	-	-	-	-	-	10	2.520
Novembre 2021	198,23	+38,7%	-	-	-	-	-	10	2.640
Dicembre 2021	205,63	+61,6%	-	-	-	-	-	10	2.760
Gennaio 2022	192,07	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2021	196,25	+44,0%	-	-	-	-	-	10	7.920
I Trimestre 2022	184,72	+45,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	95,51	+20,6%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	96,53	+11,5%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	156,56	-	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	132,99	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		5.400
TOTALE			-	-	-	-	-		110.784

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

Grafico 9: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) con consegna/ritiro dell'energia a settembre, pari a 18,4 TWh, restano in calo annuale da inizio 2020 (-19,8%). Si conferma analoga la dinamica anche per la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 10,6 TWh (-15,6% sul 2020) (Tabella 11).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si attesta a 1,75 (-0,07 sul 2020) (Grafico 10). In flessione annuale anche i programmi registrati sia nei conti in immissione (5,5 TWh, -14,1%) che in quelli in prelievo (9,2 TWh, -9,1%) che i relativi sbilanciamenti a programma (rispettivamente 5,0 TWh, -17,2%, e 1,4 TWh, -42,5%).

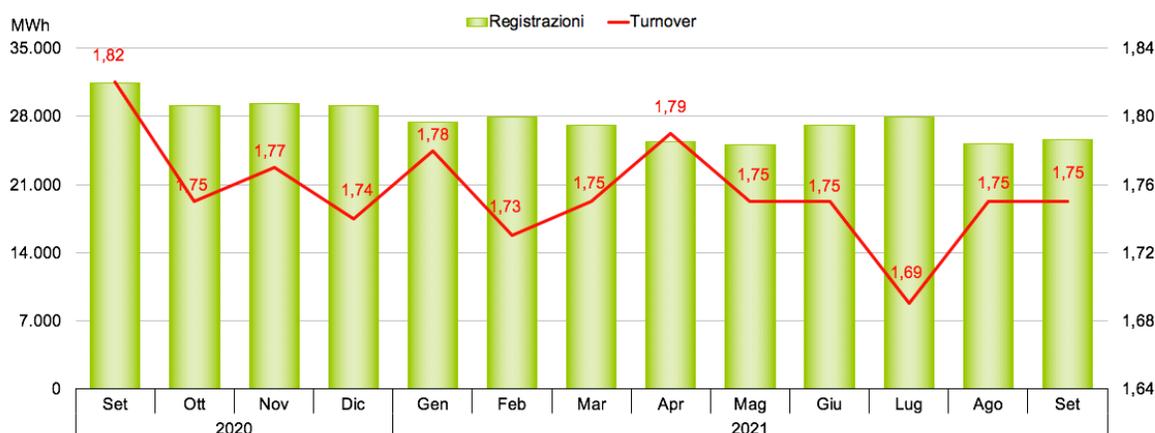
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.558.022	-7,6%	30,1%	Richiesti	6.488.631	-23,1%	100,0%	9.244.409	-8,6%	100,0%
Off Peak	80.916	-17,6%	0,4%	di cui con indicazione di prezzo	3.039.813	-21,6%	46,8%	3.114.984	+27722,0%	33,7%
Peak	88.728	+24,6%	0,5%	Rifiutati	963.765	-52,1%	14,9%	72.133	+260,0%	0,8%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	963.183	-52,1%	14,8%	7.378	+426,8%	0,1%
Totale Standard	5.727.666	-7,4%	31,0%							
Totale Non standard	12.686.984	-22,8%	68,6%	Registrati	5.524.867	-14,1%	85,1%	9.172.276	-9,1%	99,2%
PCE bilaterali	18.414.650	-18,6%	99,6%	di cui con indicazione di prezzo	2.076.630	+11,2%	32,0%	3.107.606	+31624,2%	33,6%
MTE	50.160	-52,6%	0,3%	Sbilanciamenti a programma	5.057.347	-17,2%		1.409.938	-42,5%	
MPEG	21.384	-64,5%	0,1%	Saldo programmi	-	-	3.647.409	-0,3%		
TOTALE PCE	18.486.194	-18,9%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	10.582.213	-15,6%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di gas naturale in Italia, in lieve ripresa su base annua (+1%), si portano ai massimi dell'ultimo decennio per il mese di settembre, trainati dai consumi del settore civile (+4% e massimo dal 2009); in flessione, invece, i consumi negli altri settori di distribuzione, in particolare quello termoelettrico (-4%).

A fronte di minori iniezioni nei siti di stoccaggio (-24%), si riducono le importazioni (-2%), ancora penalizzate dai limitati flussi tramite rigassificatori GNL (-34%), in parte compensati

dal crescente import algerino e azero.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati salgono a 8,5 TWh (+13% su settembre 2020), con una quota sul totale consumato in crescita al 17% (+2 p.p.); in ripresa su base annua solo gli scambi day-ahead, sia a negoziazione continua che ad asta. Continua il trend rialzista dei prezzi, tutti ai massimi storici, in linea con le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei (PSV: 63,3 €/MWh; TTF: 62,9 €/MWh).

IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia si portano a 4.820 milioni di mc (51,0 TWh), in lieve aumento rispetto allo stesso mese del 2020 (+0,6%), trainati dai consumi del settore civile, pari a 1.139 milioni di mc (12,0 TWh, 4,4%) e massimo dal 2009 per il mese in analisi. In flessione, invece, i consumi del settore termoelettrico, a 2.270 milioni di mc (24,0 TWh, -4%), penalizzati dalle maggiori importazioni di energia elettrica dall'estero e dalla contingente fase rialzista che sta attraversando il prezzo sul mercato nazionale ed internazionale del gas. Modesto il calo dei consumi del settore industriale, a 1.166 milioni di mc (12,3 TWh, -0,3%). In ripresa le esportazioni, a 245 milioni di mc (2,6 TWh, +60%), mentre si riducono le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 598 milioni di mc (6,3 TWh, -24% e minimo degli ultimi quattro anni per settembre), rappresentativi dell'11% del totale prelevato (era il 14% a settembre 2020).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale scendono a 5.169 milioni di mc (54,6 TWh, -2%), anch'esse sul livello più basso dal 2018 per il mese in analisi, in virtù ancora di opposte dinamiche tendenziali tra i flussi tramite gasdotto (46,9 TWh, +7%) e quelli tramite rigassificatori GNL (7,7 TWh, -34%), con questi ultimi che, tuttavia, tornano a mostrare una ripresa

sul mese precedente (+11%). Sempre in calo la produzione nazionale, pari a 250 milioni di mc (2,6 TWh, -19%).

L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita esclusivamente a Mazara, a 12,1 TWh (+8%), con una quota sul totale importato al 22% (+2 p.p. sul 2020); in evidenza anche i flussi dal nuovo gasdotto di Melendugno (7,1 TWh) la cui quota sul totale approvvigionato si stabilizza al 13%.

In flessione le importazioni di gas a Tarvisio (23,5 TWh, -4%), a Passo Gries (2,5 TWh, -61%), che, tuttavia, mostra consistenti segnali di ripresa dai minimi storici dei due mesi precedenti (erano 0,1 TWh ad agosto), e a Gela (2,5 TWh, -39%). Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'import scende a 0,9 TWh a Livorno (-71%) e Panigaglia (-65%) e a 5,9 TWh a Cavarzere (-4%), tutti ai minimi degli ultimi tre anni per il periodo di riferimento.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 10.749 milioni di mc (113,6 TWh), in calo del 17% dal livello raggiunto a fine settembre 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito scende all'80% (-17 p.p.), a fronte di un incremento dello 0,6% dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.169	54,6	-2,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.147	12,1	+8,0%
Tarvisio	2.225	23,5	-3,7%
Passo Gries	158	1,7	-61,1%
Gela	234	2,5	-39,1%
Gozzia	4	0	-
Melendugno	672	7,1	-
Panigaglia (GNL)	82	0,9	-70,6%
Cavarzere (GNL)	561	5,9	-4,2%
Livorno (GNL)	87	0,9	-65,0%
Produzione Nazionale	250	2,6	-18,6%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.419	57,3	-2,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.166	12,3	-0,3%
Termoelettrico	2.270	24,0	-4,5%
Reti di distribuzione	1.139	12,0	+4,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
	245	2,6	+59,9%
TOTALE CONSUMATO	4.820	51,0	+0,6%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	598	6,3	-24,3%
TOTALE PRELEVATO	5.419	57,3	-2,9%

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

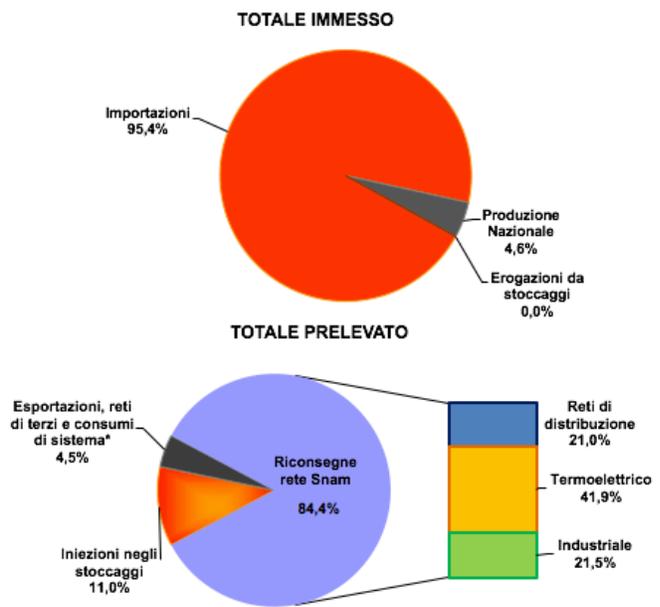
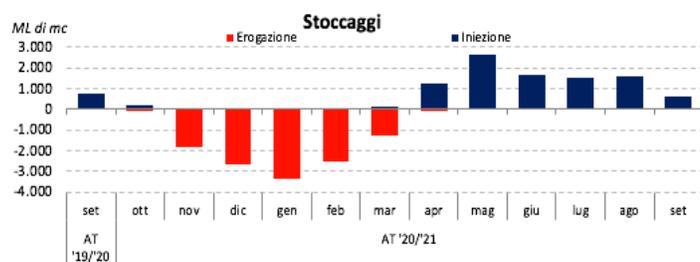
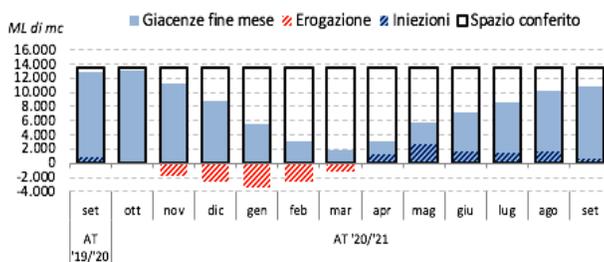


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2021)	10.749	113,6	-17,1%
Erogazione (flusso out)	-	-	-
Iniezione (flusso in)	598	6,3	-24,3%
Flusso netto	598	6,3	-24,3%
Spazio conferito	13.482	142,5	+0,6%
Giacenza/Spazio conferito	79,7%		-17,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, non si arresta la lunga fase rialzista sui mercati del gas naturale che ha portato, ovunque, le quotazioni ai massimi storici, su livelli cinque volte più alti rispetto allo scorso anno. Il riferimento al PSV sale a 63,3 €/MWh, in aumento di 21 €/MWh sul mese precedente e di 52 €/MWh su settembre 2020, mentre la quotazione al TTF si porta a 62,9 €/MWh (+19 €/MWh su agosto, +52 €/MWh su

base annua). Lo spread tra il prezzo italiano e quello olandese torna dopo tre mesi positivo, seppure su livelli ancora minimi (0,39 €/MWh, era 0,6 €/MWh al 2020), mostrando differenziali in crescita nella seconda parte del mese e con un massimo di oltre 3 €/MWh registrato il 29 settembre, quando i due riferimenti raggiungono la quotazione massima giornaliera di 83 €/MWh al PSV e 80 €/MWh al TTF.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) salgono a 8,5 TWh, in ripresa del 13% su base annua e del 27% dal livello basso di agosto. A fronte di una meno intensa crescita della domanda, la quota sul totale consumato sale al 17% (+2 p.p. su settembre 2020).

La dinamica di crescita su agosto riflette l'evoluzione degli scambi su tutti i mercati title, mentre l'incremento su base annua appare concentrato e consistente nei due segmenti day-ahead. I volumi scambiati sui comparti a negoziazione continua si attestano a 2,7 TWh su MGP-Gas (+63% sul 2020) e a 3,4 TWh su MI-Gas (-10%); su quest'ultimo si osserva una contrazione significativa delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,1 TWh, -18%), sia lato acquisto che vendita (rispettivamente -19% e -9%), ed una meno intensa flessione degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,2 TWh, -5%). In virtù delle suddette dinamiche, le quote di mercato del MI-Gas e del MGP-Gas

in contrattazione continua sul totale scambiato si attestano rispettivamente al 40% e al 32%.

Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead crescono a 2,2 TWh (+18%), tutti relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 25%; nessuno scambio, invece, sul segmento intraday.

Le quantità scambiate sul MGS, uniche in calo sia su base annua che sul mese precedente, scendono a 0,3 TWh (-2%), in presenza di maggiori movimentazioni da parte di Snam (0,08 TWh, +11%), esclusivamente con finalità di Bilanciamento e concentrate lato vendita, e ridotti scambi tra operatori terzi (0,20 TWh, -6%).

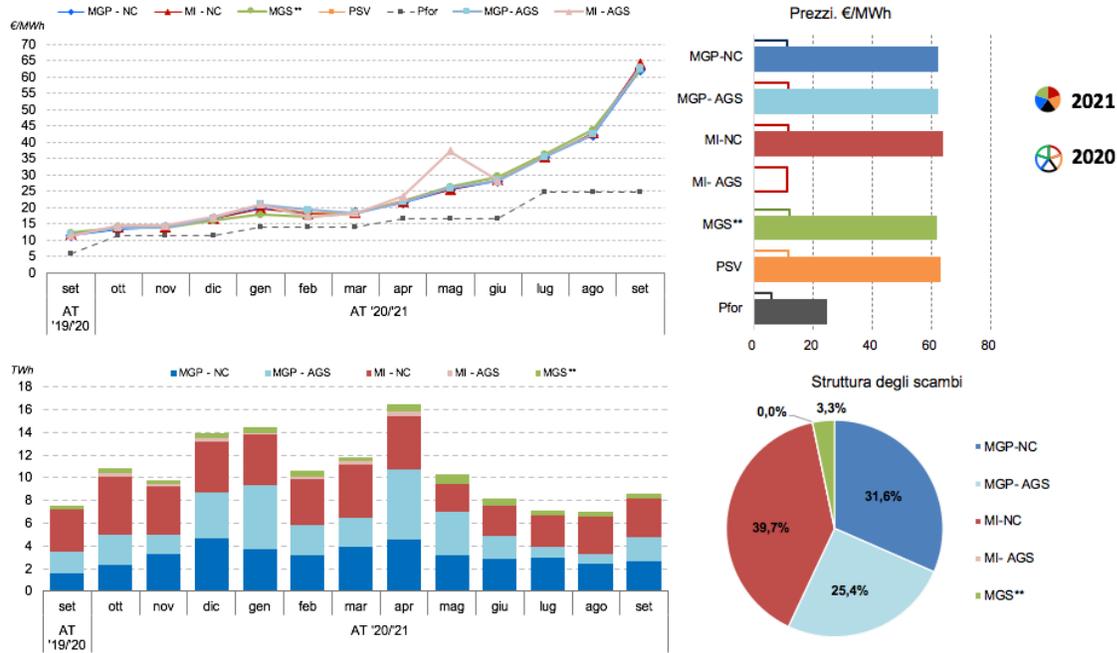
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, tutte ai massimi storici, seguono le dinamiche congiunturali e tendenziali del PSV e si attestano tutte sopra i 62 €/MWh, con un massimo a 64 €/MWh su MI-Gas in negoziazione continua.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	62,21	(11,46)	48,73	85,00	2.670.024	(1.637.784)
<i>Comparto AGS</i>	62,55	(11,66)	48,90	83,85	2.152.584	(1.820.712)
<i>MI</i>						
<i>Negoziazione continua</i>	64,07	(11,68)	47,00	93,75	3.359.352	(3.721.392)
<i>Comparto AGS</i>	-	(11,34)	-	-	-	(19.536)
<i>MGS**</i>	62,11	(12,09)	31,43	82,70	277.714	(282.064)
<i>Stogit</i>	62,11	(12,09)	31,43	82,70	277.714	(282.064)
<i>Edison</i>	-	(-)	-	-	-	(-)
<i>MPL</i>	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

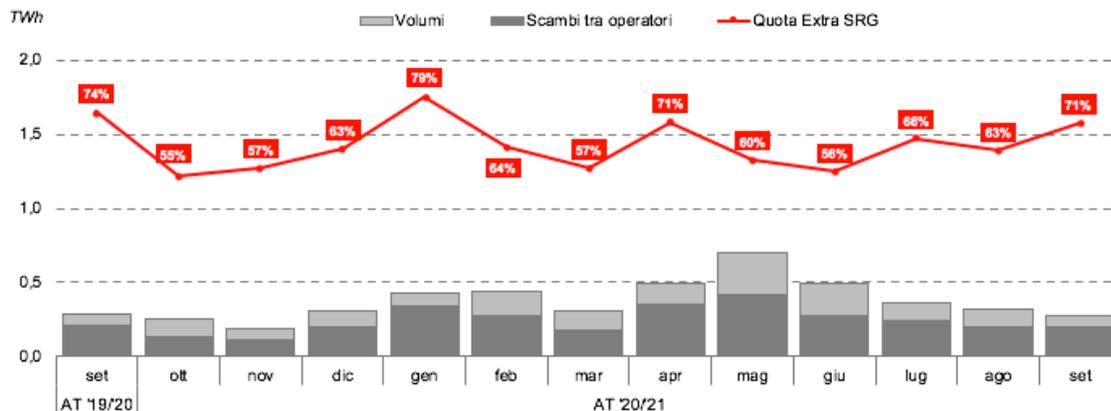
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

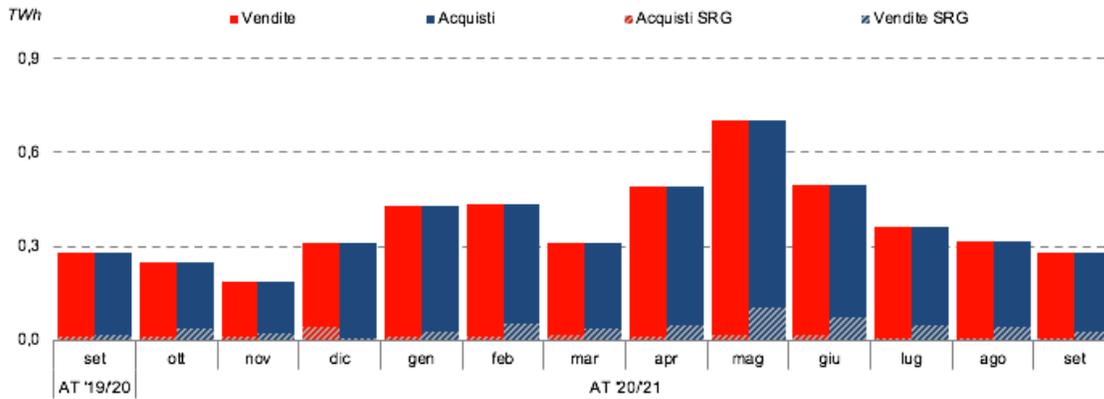
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
Totale	277.714	(282.064)	277.714	(282.064)	-	(-)	-	(-)
SRG	19.122	(27.097)	60.911	(45.009)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	19.122	(27.097)	60.911	(45.009)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	258.592	(254.967)	216.802	(237.055)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a settembre non sono stati registrati scambi; la posizione aperta a fine

mese rimane nulla, mentre i prezzi di controllo risultano in rialzo su quasi tutti i prodotti.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo €/MWh	Prezzo massimo €/MWh	Prezzo di controllo* €/MWh	Negoziazioni N.	Volumi MWh	Registrazioni N.	Volumi MWh	Volumi MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2021-09	-	-	57,77	41,0%	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2021-10	-	-	66,36	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-10	-	-	44,56	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-11	-	-	73,43	60,6%	-	-	-	-	-	-	-
M-2021-12	-	-	71,31	55,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-01	-	-	71,10	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2021-04	-	-	45,43	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	69,05	55,2%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	36,27	45,8%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	24,87	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	24,91	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2021/2022	-	-	25,17	-43,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	15,89	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	32,20	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a settembre sono stati scambiati 440 GWh, riferiti al periodo di consegna Novembre 2021, ad un

prezzo medio di 49,97 €/MWh, inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso mese (66,32 €/MWh).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Dopo il lieve rimbalzo di agosto, tornano in crescita mensile le quotazioni di greggio e derivati, mentre prosegue ininterrotto da marzo il rialzo del prezzo del carbone, ai massimi da oltre un decennio. Terzo record assoluto consecutivo, invece, per i prezzi del gas sui

principali hub europei, con lo spread PSV-TTF che torna lievemente positivo. In corrispondenza dei decisi incrementi dei costi di generazione, si portano ai massimi storici anche i riferimenti elettrici sulle principali borse europee.

A settembre tornano in aumento mensile le quotazioni del Brent (74,29 \$/bbl, +3% su agosto e +81% sul 2020), così come quelle del gasolio (614,81 \$/MT, +8% e +95%) e dell'olio combustibile (514,96 \$/MT (+2% e +73%), rispettivamente livello più elevato da maggio 2019 e da febbraio 2020. Resta ai massimi da settembre 2008,

invece, il carbone (171,31 \$/MT, +18% e +231%). I mercati a termine rivedono al rialzo le quotazioni relative all'ultimo trimestre dell'anno, indicandole su livelli non troppo distanti dagli attuali valori spot.

Stabile per il terzo mese consecutivo il tasso di cambio euro/dollaro, a 1,18 €/\$, invariato anche 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	74,29	3%	81%	71,60	74,16	5%	74,88	7%	74,20	7%	69,88	5%
Olio Combustibile	USD/MT	514,96	6%	79%									
Gasolio	USD/MT	614,81	8%	95%	601,50	629,24	8%	627,15	8%	622,66	8%	605,87	7%
Carbone	USD/MT	171,31	18%	231%	154,00	175,74	25%	165,51	21%	166,69	38%	129,91	26%

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	63,10	3%	82%		63,01	-	63,58	-	62,96	-	58,95	-
Olio Combustibile	EUR/MT	437,45	6%	79%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	522,30	8%	95%		534,58	-	532,50	-	528,36	-	511,11	-
Carbone	EUR/MT	145,57	18%	231%		149,37	-	140,60	-	141,51	-	109,64	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,18	0%	0%	1,18	1,18	-	1,18	-	1,18	-	1,19	-

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

Fonte: Refinitiv

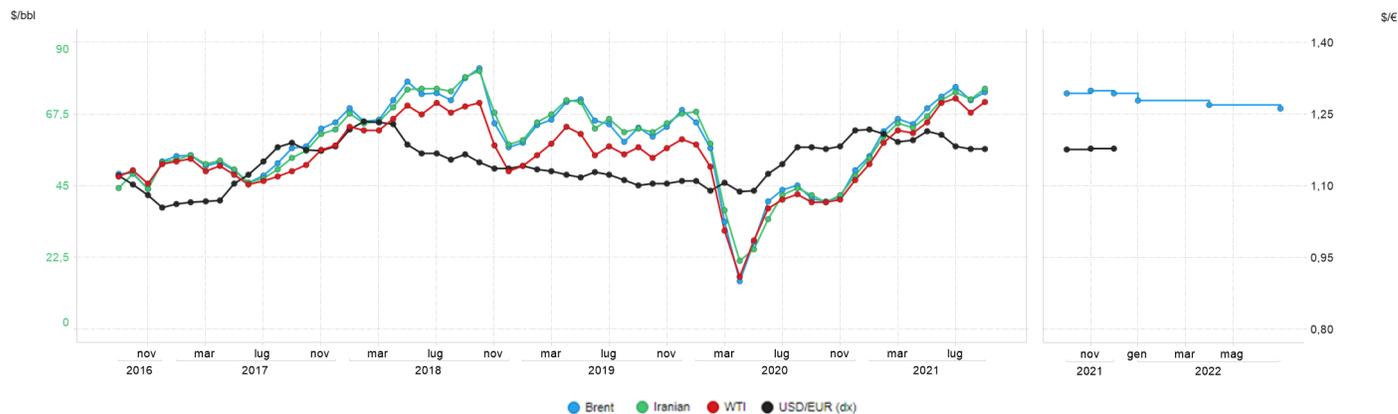


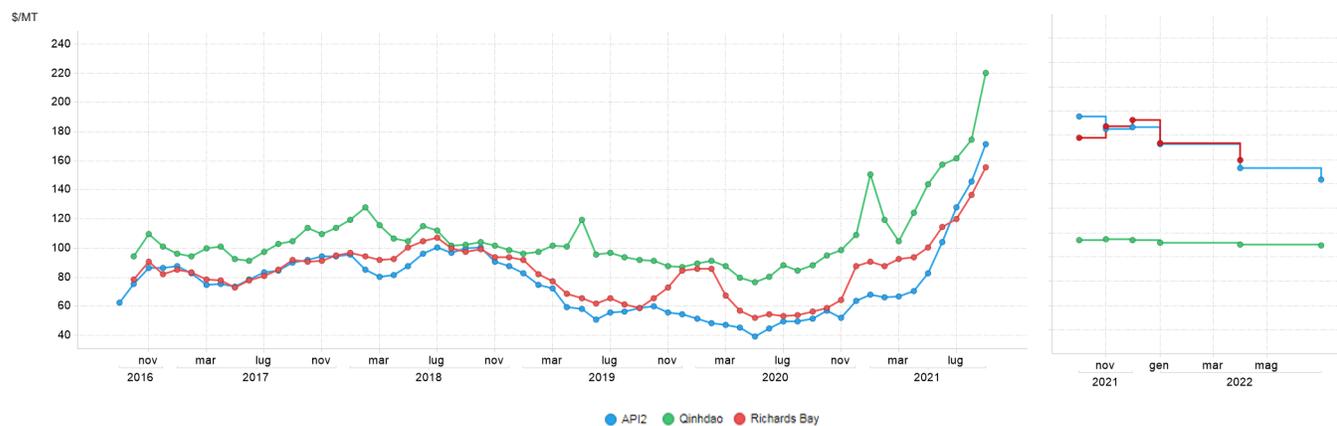
Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



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

Fonte: Refinitiv



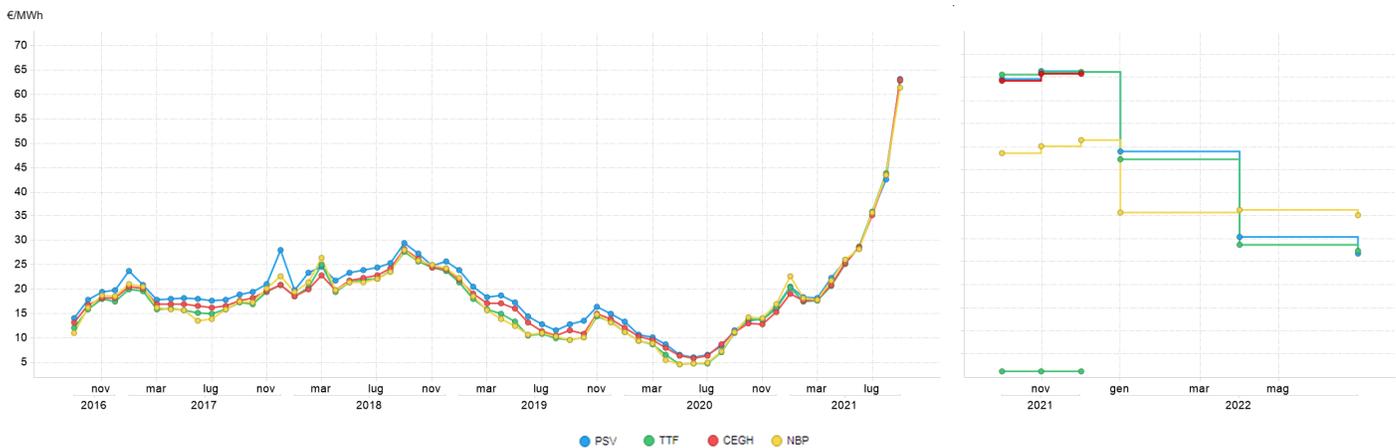
Le quotazioni sui principali hub europei del gas aggiornano per il terzo mese consecutivo il massimo storico, attestandosi a 61/63 €/MWh (+41/+49% su agosto e +442/+467% sul 2020), con il PSV che torna il più elevato e il suo spread con il TTF, dopo tre mesi, lievemente positivo (+0,39 €/MWh). Molto accentuata è risultata la dinamica di crescita in corso di mese, con i prezzi al PSV e al TTF che, in ripida

progressione, sono passati da 50 €/MWh nei primi giorni di settembre a 80/83 nell'ultimo giorno. In chiave prospettica i mercati futures rivedono in forte rialzo le quotazioni per il prossimo trimestre, stimandone livelli ancora in lieve crescita rispetto agli attuali spot, con uno spread atteso PSV-TTF negativo ad ottobre e praticamente nullo nei due mesi successivi.

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	63,26	49%	442%	49,53	64,73	47%	66,32	54%	66,26		42,75	37%
TTF	NL	62,87	43%	467%	49,95	65,66	46%	66,25	47%	66,16		41,12	32%
CEGH	AT	63,11	45%	458%	49,02	64,23	46%	65,82	49%	65,88			
NBP	UK	61,39	41%	448%	36,40	48,55	48%	50,04	53%	51,34			



In linea con le dinamiche dei combustibili e la crescita dei costi di emissione (61 €/ton, +4 €/ton e + 33 €/ton sui due riferimenti temporali), le quotazioni sulle borse elettriche europee si portano tutte ai massimi storici. Il prezzo italiano resta il più alto (158,59 €/MWh), seguito a breve distanza dalla quotazione spagnola (156,42 €/MWh), mentre si mantengono più bassi

i prezzi di Francia, Germania, Austria e Svizzera (128/138 €/MWh) e soprattutto il riferimento dell'Area Scandinava (86,01 €/MWh). Gli spread emersi tra le quotazioni europee, riflesso delle differenze tra i parchi di generazione nazionali, sono previsti in lieve attenuazione dai mercati elettrici a termine, che stimano, tuttavia prezzi in ulteriore rialzo nei prossimi mesi.

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

Fonte: Refinitiv

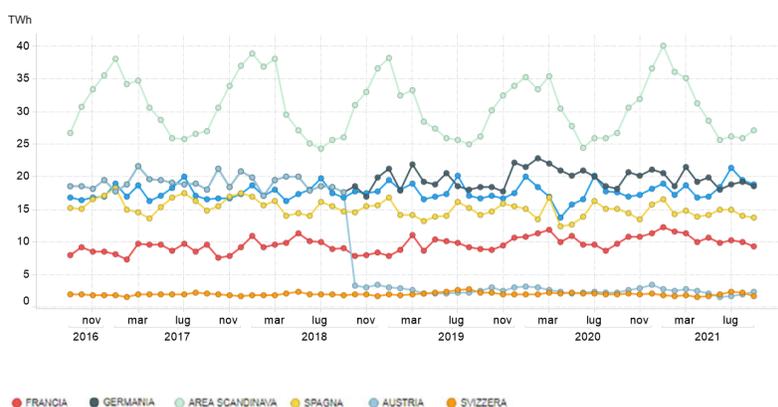
Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	158,59	41%	225%	117,69	144,27	25%	150,16	31%	145,22	40%	108,34	19%
FRANCIA	135,31	75%	187%	101,02	143,23	37%	164,93	39%	164,41		105,82	26%
GERMANIA	128,37	55%	194%	99,38	130,27	36%	144,81	40%	137,22		101,84	25%
AREA SCANDINAVA	86,01	32%	447%	71,50	73,45	22%	72,72	21%	72,87		46,46	22%
SPAGNA	156,14	47%	272%	122,20	157,28	37%	162,55	34%	161,62		104,43	25%
AUSTRIA	134,65	63%	196%									
SVIZZERA	138,04	67%	201%									



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

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,8	0%	7%
FRANCIA	9,3	-4%	-5%
GERMANIA	18,6	0%	2%
AREA SCANDINAVA	27,1	8%	2%
SPAGNA	13,7	1%	-9%
AUSTRIA	2,4	26%	7%
SVIZZERA	1,7	-25%	-15%



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

Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, in evidenza ancora la significativa crescita annuale in Italia (18,8 TWh, +7%), mentre più debole è l'aumento degli scambi

in Germania (18,6 TWh, +2%) e nell'Area Scandinava (27,1 TWh, +2%); in riduzione, invece, i volumi in Francia (9,3 TWh, -5%) e in Spagna (13,7 TWh, -9%).

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

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio a settembre rimane stabile a 260 €/tep; in rialzo, invece, la quotazione bilaterale (240 €/tep, +8%). Quasi raddoppiati gli scambi sul mercato (+92%), con la liquidità che diminuisce al 58%, in corrispondenza di un maggiore incremento delle contrattazioni bilaterali (+261%). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO)

il prezzo medio si porta a 1,20 €/MWh (+0,42 €/MWh), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali (0,27 €/MWh; +0,14 €/MWh). In crescita sia gli scambi sul mercato che sulla piattaforma bilaterale. Le assegnazioni tramite asta del GSE ammontano a 7,9 TWh, ad un prezzo medio di 0,72 €/MWh. Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a settembre non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato a settembre si attesta a 260,10 €/tep, sostanzialmente in linea con il mese precedente (-0,13 €/tep, -0,1%). Cresce, invece, il prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, a 240,74 €/tep (+16,83 €/tep, +7,5%), portando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 20 €/tep. La differenza tra i due riferimenti scende a 12,95 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari al 97% (+10 p.p. su agosto). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e massimo osservati sul mercato (259,90-

260,50 €/tep) sale al 27% (+8 p.p.).

I volumi negoziati su MTEE mostrano una significativa crescita sul mese precedente (+92%), a 127,4 mila tep. La liquidità del mercato, tuttavia, si porta al 58% (-14 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza di un'intensa ripresa delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (91,5 mila tep, +216% rispetto ad agosto).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 65.996.064 tep, in aumento di 156.472 tep rispetto a fine agosto. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.392.381 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	260,10	-0,1%	259,90	260,50	127.443	+91,5%	33,15	+91,4%	3.759	+146,8%	2,9%	+0,7 p.p.	6	+3
Bilaterali	240,74	+7,5%	0,00	262,95	91.470	+260,9%	22,02	+288,0%						
con prezzo >1	247,15	-4,1%	60,00	262,95	89.096	+304,7%	22,02	+288,0%						
Totale	252,01	+0,7%	0,00	262,95	218.913	+138,2%	55,17	+139,9%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

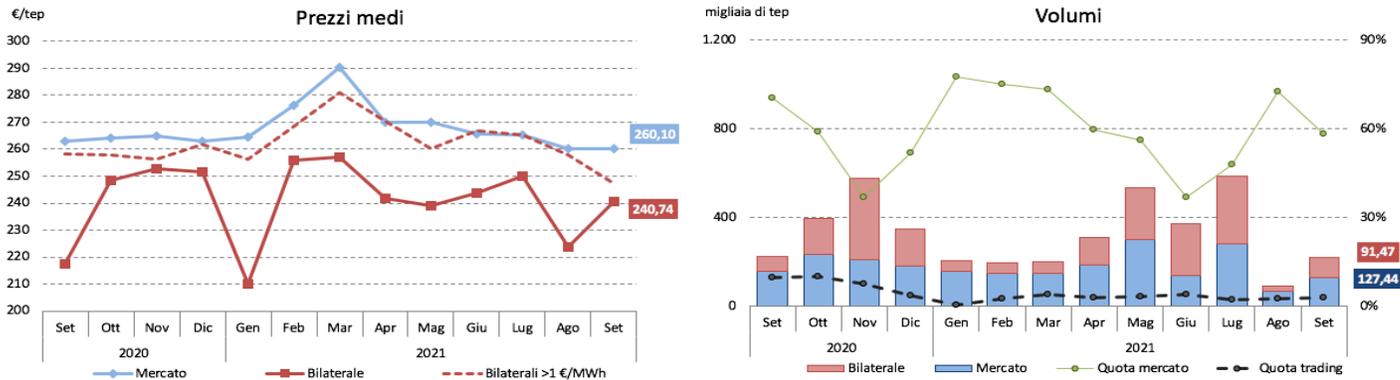
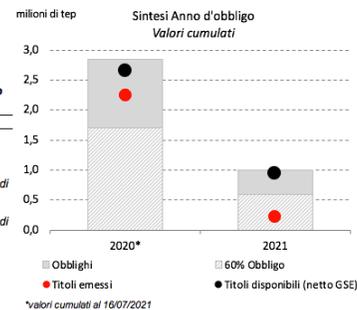


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Volumi <=260 €/tep	top						
8	260,28	244.847	122.283	top	257,42	104.250	250,00	2.392.381	65.996.064	1.455.960

*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.

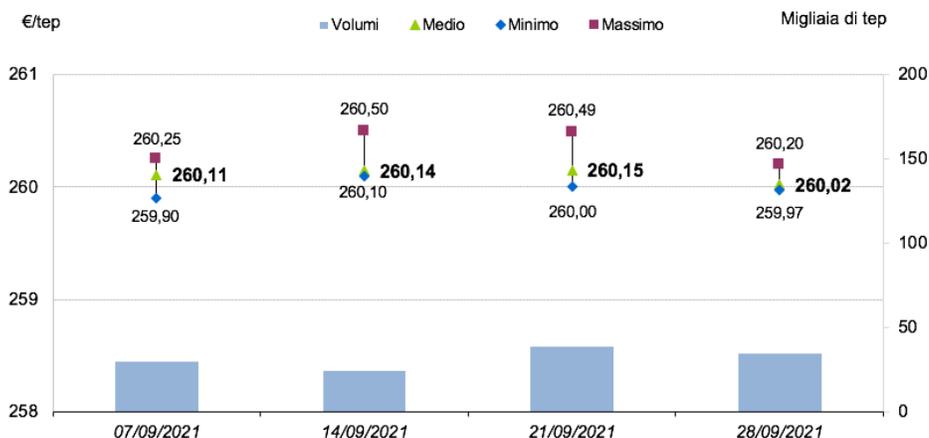


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie stabili subito sopra i 260 €/tep in tutte e quattro le sessioni di settembre. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta si attesta mediamente poco sotto i 40 c€/tep,

in netto calo rispetto ad agosto. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un incremento a 31,9 mila tep, con un massimo di 38 mila tep raggiunto nella sessione del 21 settembre.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di settembre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 1,20 €/MWh (+188% su agosto), ai massimi da gennaio 2019; significativa anche la crescita delle quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (0,27 €/MWh, +98%). Si registra, pertanto, un rialzo del differenziale tra i due riferimenti a 0,93 €/MWh, tra i valori più alti di sempre. L'analisi per tipologia su MGO mostra una diffusa e omogenea crescita delle quotazioni, con prezzi più alti e superiori alla media in corrispondenza della categoria Altro sul mercato (1,23 €/MWh; +186%) ed Idroelettrico sulla

PBGO (0,28 €/MWh; +295%); sempre su quest'ultima, in calo solo le quotazioni della tipologia Altro e Solare (-12% e -49%). I volumi scambiati sul mercato crescono a 74,4 mila MWh (+457% rispetto al mese precedente), risultando comunque nettamente inferiori ai volumi registrati sulla piattaforma bilaterale, anch'essi in crescita a 2,16 TWh (+15%). Nella sessione d'asta tenuta dal GSE a settembre sono stati assegnati 7,9 TWh, ad un prezzo medio di 0,72 €/MWh, in aumento di oltre 0,30 €/MWh rispetto all'ultima seduta di giugno.

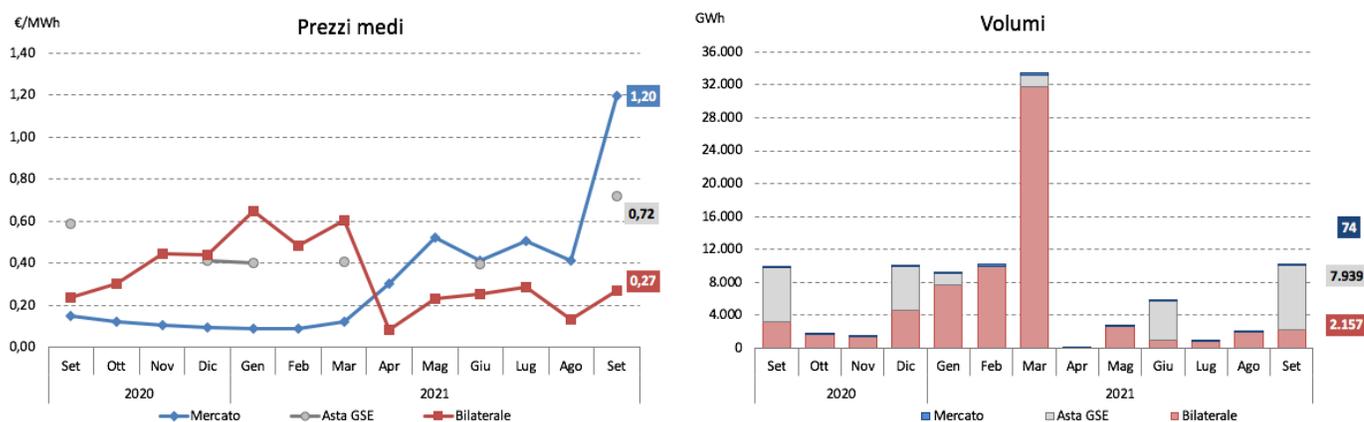
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo			Volumi		Controvalore		
	Medio	Var. cong.	Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh		€/MWh	€/MWh				
Mercato	1,20	+188,2%	0,90	1,35	74.405	+457,3%	89.002	+1506,0%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,27	+97,9%	0,15	1,00	2.157.350	+15,1%	579.061	+127,8%
	0,27	+96,0%	0,15	1,00	2.157.350	+16,3%	579.061	+127,8%
Totale	0,30	+117,5%	0,15	1,35	2.231.755	+18,3%	668.063	+157,2%
Asta GSE	0,72	-	0,34	1,00	7.938.862	-	5.730.101	-

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

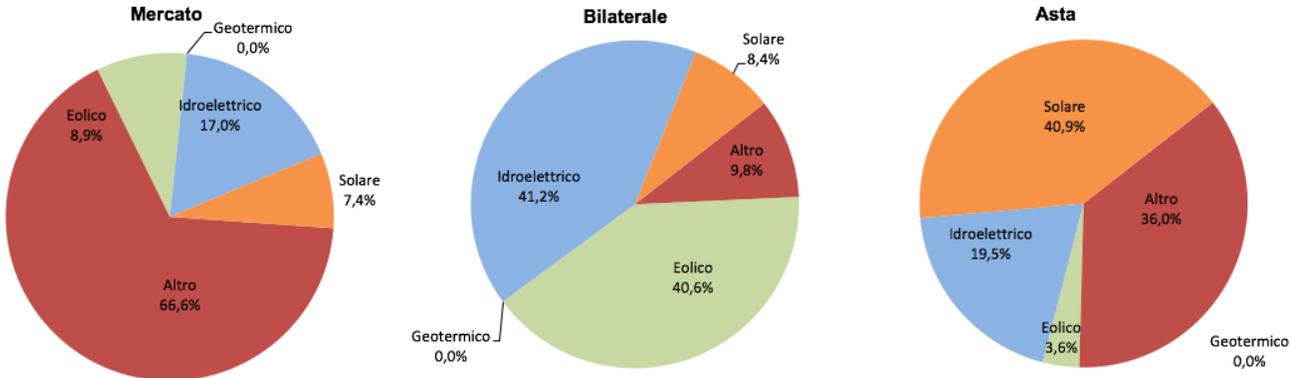


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro sul

mercato (67%), delle categorie Idroelettrico e Eolico nella contrattazione bilaterale (entrambe intorno 41%) e Solare in asta (41%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



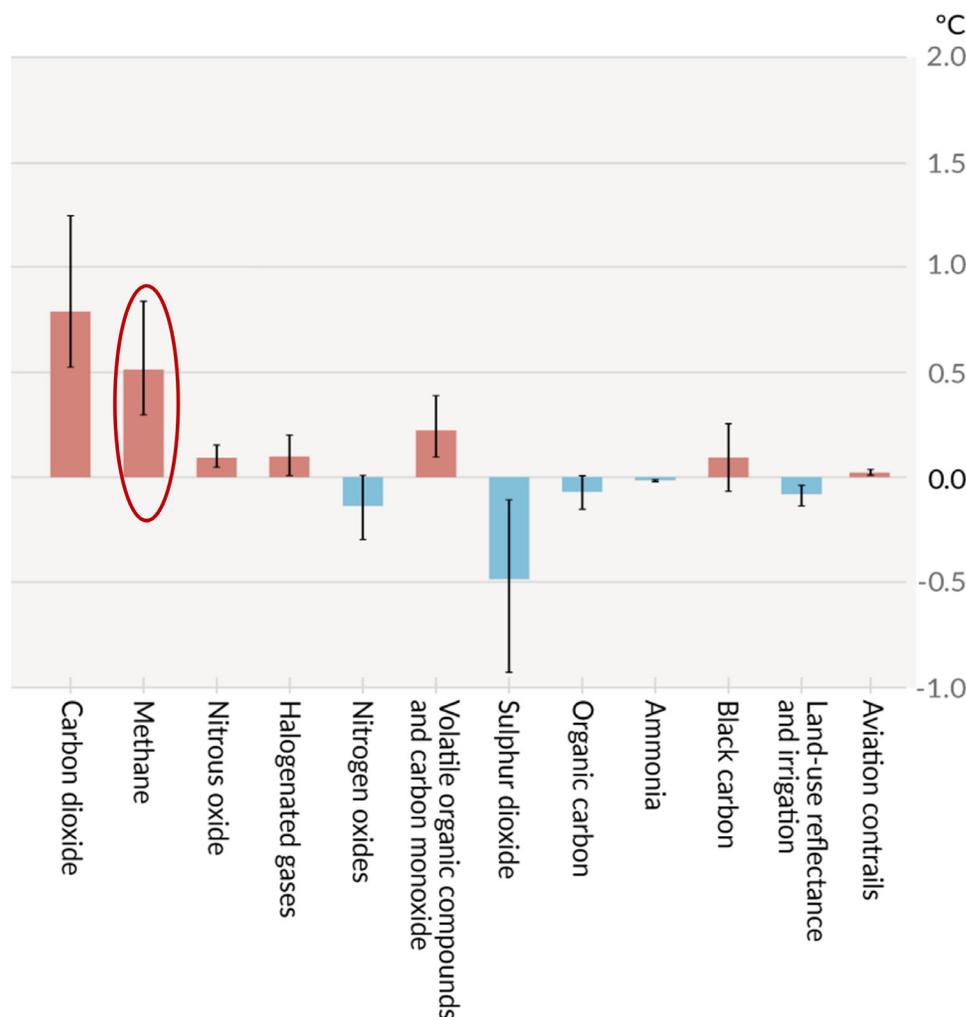
VERSO COP26: PERCHÉ RIDURRE LE EMISSIONI DI METANO NELLA FILIERA DEL GAS NATURALE

Di Chiara Proietti Silvestri (RIE)

(continua dalla prima)

Fig. 1 Contributo al riscaldamento globale, per tipologia di gas

Fonte: IPCC 2021



Nota: il periodo di riferimento è il 2010-2019 a confronto rispetto al periodo 1850-1900

Sono diverse le ragioni per cui è importante limitare anche le emissioni di metano. Innanzitutto, il metano è un potente inquinante atmosferico locale: contribuisce alla produzione di ozono troposferico, fortemente nocivo per la salute umana e gli ecosistemi; porta anche alla produzione di vapore acqueo nella stratosfera mediante reazioni chimiche, con l'effetto di aumentare il riscaldamento del pianeta. Inoltre, da un punto di vista scientifico, consistenti e durature riduzioni di CH₄ compenserebbero un effetto paradossale

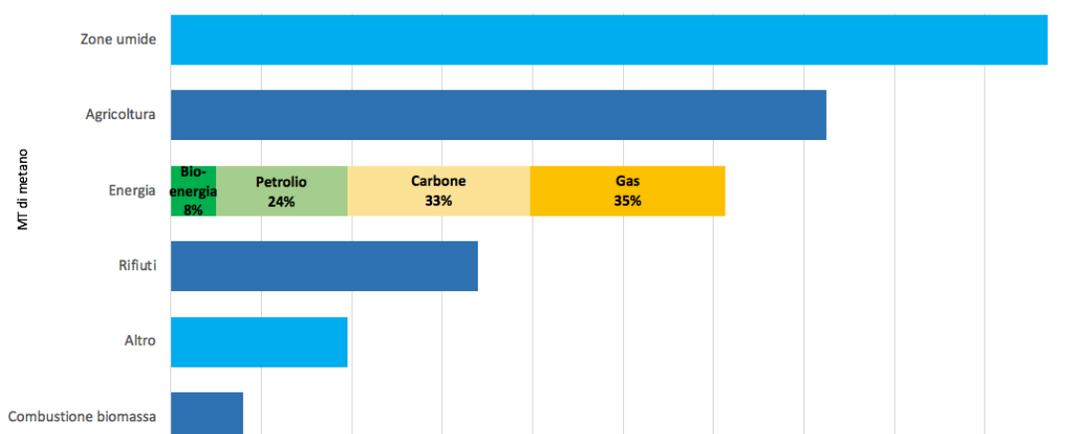
legato al calo delle emissioni di CO₂. Infatti, a mano a mano che vengono ridotte le emissioni di anidride carbonica dai processi di combustione calano anche le emissioni di anidride solforosa (SO₂) e, di conseguenza, la formazione di aerosol atmosferici che esercitano un'azione schermante con un effetto-raffreddamento per il clima. Un calo delle emissioni di metano bilancerebbe l'effetto-riscaldamento derivante dalla diminuzione dell'inquinamento da aerosol, contribuendo al miglioramento della qualità dell'aria².

(continua)

Da un punto di vista economico, la riduzione delle emissioni di metano è una delle strategie più convenienti per limitare rapidamente il tasso di riscaldamento e contribuire in modo significativo agli sforzi globali per limitare l'aumento della temperatura a 1,5°C. Questo è vero soprattutto nella filiera O&G dove, secondo l'Agenzia Internazionale dell'Energia

(IEA), circa tre quarti delle emissioni di metano potrebbero essere ridotte con la tecnologia esistente e, di queste, quasi la metà a costo zero³. Ricordiamo, infatti, che il settore energia è il secondo maggior responsabile delle emissioni di metano di origine antropica, dopo l'agricoltura, di cui la filiera O&G pesa per quasi il 60%.

Fig. 2 Emissioni globali di metano per fonte, 2020



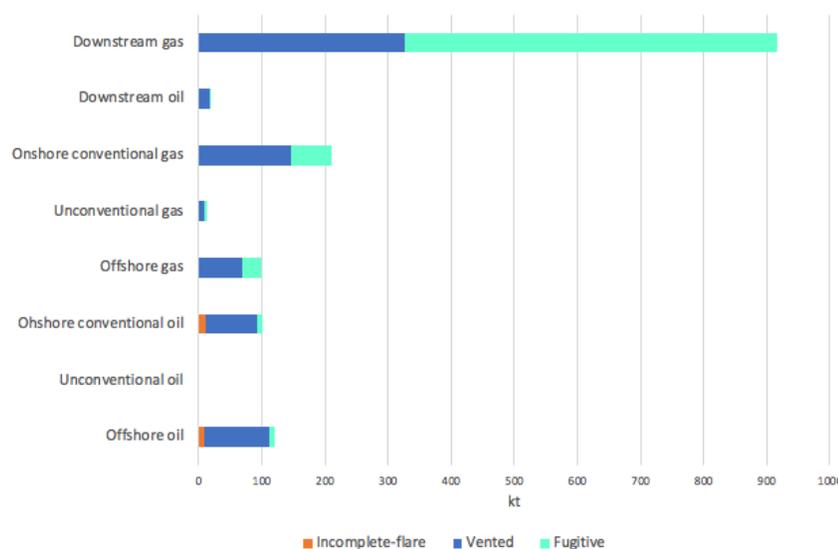
Fonte: Elaborazione Rie su dati OECD/IEA 2021, Methane Tracker 2021, IEA Publishing. Licenza: www.iea.org/t&c

Il ruolo della filiera del gas naturale nel contenimento delle emissioni

La filiera del gas naturale è il principale responsabile delle perdite di metano nel settore energia e incide per il 60% nel solo segmento O&G. In Europa questa percentuale sale all'84%, ad evidenza del ruolo centrale che il gas

naturale può svolgere nel contenimento delle emissioni di metano. La IEA mostra come le perdite di metano in UE si concentrino soprattutto nel downstream gas, ovvero nel trasporto e nella distribuzione; tuttavia, questo non tiene in considerazione le emissioni provenienti dall'upstream dei paesi da cui viene importato il gas.

Fig. 3 Emissioni UE di metano nella filiera O&G, 2020



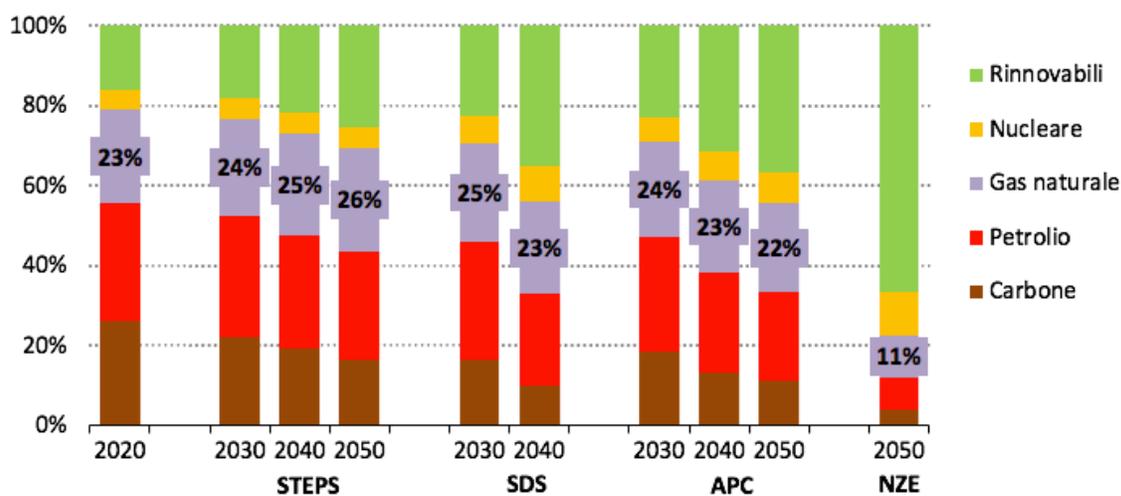
Fonte: Elaborazione Rie su dati OECD/IEA 2021, Methane Tracker 2021, IEA Publishing. Licenza: www.iea.org/t&c

(continua)

La gran parte delle emissioni di metano associate al gas, infatti, sono emesse prima di raggiungere i confini europei. Considerando che l'UE è il primo paese importatore di gas al mondo, è chiaro che una strategia europea che imponga misure di contenimento delle emissioni di metano ai paesi importatori potrebbe avere un impatto importante a livello globale⁴. Per tale ragione, in vista degli sforzi per la lotta al cambiamento climatico, da più parti si sta sollevando la richiesta di strutturare una diplomazia climatica europea che interloquisca con i principali produttori di gas naturale⁵. Nonostante il deficit di affidabilità dei dati che si riscontra ancora nella misurazione, comunicazione e verifica delle emissioni di metano, la IEA ha stilato una classifica dei principali paesi produttori O&G, in cui la Russia è risultata il principale emettitore. Essendo il primo fornitore di gas dell'UE, Mosca emerge come il candidato ideale per una negoziazione in materia di emissioni di metano. Peraltro,

l'UE può far leva sul reciproco rapporto di dipendenza, dato che è anche il maggior mercato di esportazione di gas russo con quasi 160 miliardi di metri cubi (bcm) nel 2020. Numeri che nel corso dei prossimi anni subiranno la concorrenza della Cina la quale, nonostante gli attuali 11 bcm importati, è attesa incrementare le forniture russe nel prossimo futuro per coprire la crescente domanda interna, come testimoniato dai progetti infrastrutturali in corso⁶. L'influenza europea è quindi più elevata oggi di quanto non lo sarà domani. Vi è anche un'altra considerazione che riguarda il ruolo del gas negli scenari energetici. Le proiezioni della IEA mostrano che il gas naturale continuerà a svolgere un ruolo importante nel sistema energetico nel breve-medio termine non solo nello scenario di riferimento ma anche negli scenari alternativi di decarbonizzazione, evidenziando come siamo ancora ben lontani dall'obiettivo di neutralità carbonica al 2050 del Net Zero Emission Case⁷.

Fig. 4 Scenario al 2050: Il mix energetico globale nei diversi scenari IEA



Fonte: Elaborazione Rie su dati OECD/IEA 2020, World Energy Outlook, IEA Publishing. Licenza: www.iea.org/t&c

Mentre nel lungo termine lo sviluppo tecnologico nei sistemi di accumulo e batterie, così come la promozione di combustibili alternativi quali l'idrogeno, i carburanti sintetici e i biocarburanti, potrebbe permettere un affrancamento dal gas, nel medio termine risulta difficile immaginare uno scenario non in linea con un mantenimento del suo ruolo nel mix energetico europeo⁸. In un contesto di transizione energetica, il gas può garantire la sicurezza del sistema energetico e contemporaneamente ridurre l'intensità carbonica grazie alla sua capacità di rimpiazzo delle altre fossili più inquinanti⁹. Pertanto, se del

gas non si può fare a meno, bisogna ragionare sulla sua decarbonizzazione, e quindi su una consistente, rapida e duratura riduzione delle emissioni di metano.

Le azioni globali, in attesa di COP26

Di fatto, il tema delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale è definitivamente emerso con urgenza nel dibattito pubblico con la Methane Strategy della UE lanciata ad ottobre 2020 all'interno del Green Deal Europeo¹⁰. La strategia intende promuovere una serie di misure prioritarie che intervengano, da una parte, sull'accuratezza

della misurazione e comunicazione dei dati emissivi e, dall'altra, sull'efficacia delle azioni di mitigazione. Contiene sia interventi legislativi sia di indirizzo nei settori dell'energia, dell'agricoltura e dei rifiuti, che rappresentano circa il 95% delle emissioni totali di metano di natura antropogenica. Per ridurre le emissioni di metano nel settore dell'energia, l'UE propone l'obbligo di migliorare il rilevamento e di provvedere alla riparazione delle perdite nelle infrastrutture gas, assieme a possibili norme finalizzate a evitare perdite dovute al flaring o al rilascio in atmosfera e ad accelerare lo sviluppo del mercato del biogas da fonti sostenibili. Altro importante step è di prendere in considerazione misure e incentivi dedicati all'importazione di energia nell'UE.

A livello internazionale, sono diverse le iniziative di alto livello messe in campo per gestire l'impronta inquinante del metano. Tra le più recenti, il 18 settembre scorso gli Stati Uniti e l'Unione Europea hanno annunciato il Global Methane Pledge, un'iniziativa per ridurre le emissioni globali di metano che sarà lanciata alla Conferenza delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (COP 26) a novembre a Glasgow. L'accordo non prevede però un obiettivo specifico per paese ma richiede agli aderenti di sostenere l'obiettivo collettivo di ridurre le emissioni globali di metano di almeno il 30% rispetto ai livelli del 2020 entro il 2030. Il rispetto di tale impegno dovrebbe produrre una riduzione del riscaldamento di almeno 0,2 °C entro il 2050.

Se alla politica spetta il compito di istituzionalizzare pratiche e regolazioni per il contenimento delle emissioni di metano, altrettanto significativa è la responsabilità sociale del mondo delle imprese. L'industria O&G ha avviato delle iniziative di riduzione delle emissioni di metano. In particolare, le major che fanno parte della Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) e rappresentano quasi il 30% della produzione O&G mondiale

hanno ridotto negli ultimi anni del 20% le emissioni legate alle proprie attività upstream. Sotto l'egida dell'UNEP, è stata lanciata l'Oil and Gas Methane Partnership (OGMP) che punta ad una riduzione del 45% delle emissioni di metano del settore entro il 2025 e una riduzione del 60-75% entro il 2030. Punto di forza è che richiede ai membri (62 compagnie O&G) di segnalare le emissioni di metano a livello di asset, piuttosto che a livello dell'intera azienda, e il suo controllo copre anche le strutture in joint venture. Mancano però all'appello ancora importanti National Oil Companies (NOC), come le compagnie russe, e diverse major come Chevron ed ExxonMobil che hanno aderito solo alla OGCI.

Conclusioni

Dato che il contenimento delle emissioni non può essere regionale e che la transizione energetica è per sua natura globale, si pone un quesito centrale: può una politica europea sulle emissioni di metano avere un impatto globale? Nel contesto attuale, l'Europa può giocare un ruolo importante in quanto attira circa un terzo di tutto il gas commercializzato a livello internazionale. La sua azione può, quindi, costituire una leva importante nei mercati globali per indurre i propri fornitori ad adottare misure di mitigazione ed influenzare così l'azione di altri Stati. Ma per quanto tempo può far presa il cosiddetto "Brussels effect"? Certamente l'influenza che può avere oggi l'Europa non sarà la stessa nel corso dei decenni, visto il ruolo di market player che si sta conquistando la Cina e il mercato asiatico. Se continueremo a posticipare azioni politiche su questo fronte rischieremo di trovarci sempre di più all'interno di un "gioco del prigioniero" in cui la scelta di cooperare quando la controparte decide di non farlo porta solo ad una doppia sconfitta. Quella dell'ambiente e della nostra economia.

¹ Il gas è la seconda fonte nel mix energetico europeo, coprendo circa un quarto dei consumi primari di energia. Nel caso delle importazioni, l'UE è considerata il primo importatore comparato con altri paesi. Se si compara per area geografica, l'Europa risulta il secondo bacino di consumo dopo l'Asia. Fonte: dati BP Statistical Review 2021.

² Gaudioso D., Emissioni di metano: sorgenti e possibili strategie di riduzione, Presentazione all'evento "Per una responsabilità etico-climatica transnazionale: le vie dell'Oil&Gas", Roma 1° ottobre 2021.

³ IEA, Methane Tracker 2021, Vienna.

⁴ Peraltro, occorre ricordare che il contributo dell'import non potrà che aumentare nei prossimi anni, dato il declino produttivo dei giacimenti europei e restrizioni decise a livello politico, in primis la decisione dell'Olanda di imporre una accelerazione alla riduzione della produzione del campo di Groeningen, il più grande d'Europa, entro il 2030.

⁵ Il tema delle emissioni di metano è trattato sia da associazioni non governative, come EDF e Amici della Terra che a fine settembre 2021 hanno presentato un documento di indirizzi per una Strategia italiana di riduzione delle emissioni di metano dalla filiera del gas naturale, sia da associazioni governative, come UNEP che a maggio 2021 ha rilasciato il Global Methane Assessment nel quale si sottolinea l'urgenza di misure in questo ambito.

⁶ Tra i progetti in corso: la pipeline Power of Siberia, entrata in funzione nel dicembre 2019, dovrebbe arrivare ad esportare a piena capacità 38 miliardi di metri cubi (bcm) nel 2025 (attualmente è intorno ai 4); è stato inoltre lanciato il piano di costruzione di una seconda linea di collegamento tra Russia e Cina passante per la Mongolia da 50 bcm/anno.

⁷ Gli scenari presi in considerazione sono: lo scenario di riferimento STEPS che si basa sulle politiche correnti e annunciate per le quali sono già in procinto di essere implementate misure concrete; lo scenario di sviluppo sostenibile SDS che ipotizza il raggiungimento della neutralità climatica al 2070; lo scenario Announced Pledges Case che presuppone che gli impegni attualmente annunciati per il net zero siano rispettati in tempo; lo scenario Net Zero Emission che prevede il raggiungimento della neutralità climatica a livello globale al 2050.

⁸ Il gas naturale è la seconda fonte più utilizzata dopo il petrolio, coprendo un quarto della domanda primaria di energia in UE.

⁹ Può assicurare energia conveniente e affidabile in situazioni quali i picchi di consumo stagionali o per coprire la domanda delle industrie fortemente energivore.

¹⁰ COM(2020) 663, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy to reduce methane emissions, 14 ottobre 2020.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione del 7 settembre 2021 371/2021/R/eel | “Mercato elettrico infragiornaliero: verifica degli adempimenti contrattuali per l'avvio del coupling unico sulle frontiere Italia-Austria, Italia-Francia, Italia-Grecia, Italia-Slovenia e dell'allocazione esplicita sulla frontiera Italia-Svizzera.” | pubblicata in data 8 settembre 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/371-21.htm>

Con la deliberazione 371/2021/R/eel, l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA) ha positivamente verificato, inter alia, gli schemi contrattuali trasmessi dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. (GME) e da Terna S.p.A. per consentire - ai sensi del Regolamento (UE) n. 2015/1222 (Regolamento CACM) - l'integrazione delle frontiere italiane con il Single Intra-Day Coupling europeo (SIDC), l'avvio delle aste complementari regionali (CRIDA) sulle frontiere con la Slovenia e con la Grecia, nonché il ripristino del meccanismo di allocazione esplicita della capacità sulla frontiera Italia-Svizzera.

Nello specifico, con la delibera in oggetto, l'Autorità ha approvato:

- lo schema della Convenzione GME-TERNA aggiornata al fine di recepire quanto disposto dalla precedente deliberazione ARERA n. 350/2019/R/eel, nonché integrata con la disciplina dei flussi informativi funzionali all'operatività del SIDC e delle aste regionali complementari CRIDA.
- ai fini dell'avvio operativo delle aste CRIDA: i) lo schema contrattuale, redatto e condiviso dal GME con i NEMO¹ di Grecia e Slovenia, che disciplina la struttura di governance, il regime delle responsabilità, nonché le procedure per la gestione delle attività operative di coupling delle CRIDA; ii) lo schema contrattuale, redatto e condiviso da GME e TERNA con tutte le controparti della cooperazione CRIDA, che disciplina la struttura di governance, il regime delle responsabilità, nonché le procedure per la gestione delle attività di pre e post coupling funzionali allo svolgimento delle aste;
- gli schemi contrattuali per la gestione del clearing e settlement dei pagamenti - relativi sia al SIDC che alle CRIDA - tra le “controparti centrali” interessate (c.d. Central Counter Parties);
- gli schemi contrattuali disciplinanti le regole per l'allocazione esplicita della capacità di interconnessione infragiornaliera sulla frontiera Italia-Svizzera, autorizzando, contestualmente, la cessazione delle aste implicite intra-day sulla medesima frontiera.

Comunicato del GME | “Integrazione del mercato elettrico italiano con il Single Intra-Day Coupling (SIDC): avvio operativo del progetto Cross Border Intraday (XBID) e aste CRIDA sulle frontiere italiane; entrata in vigore delle modifiche al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (PCE)” | pubblicato in data 21 settembre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, ai fini dell'integrazione del mercato elettrico italiano con il SIDC e dell'avvio operativo delle aste CRIDA (Cfr. news precedente), hanno acquisito efficacia, in data 21 settembre u.s., le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: Disciplina ME), approvate con Decreto n. 257 del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) del 22 giugno 2021². Con il medesimo comunicato, il GME ha altresì reso nota la pubblicazione delle nuove versioni delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento (DTF) di cui alla Disciplina ME, opportunamente adeguate per l'avvio operativo delle negoziazioni in ambito SIDC e CRIDA. Il GME ha inoltre comunicato che, a partire dalla medesima data di cui sopra, sono entrate in vigore le modifiche al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (nel seguito: Regolamento PCE) - predisposte ai sensi dell'articolo 3, comma 3.6, del medesimo Regolamento - al fine di adeguare il relativo testo alle disposizioni normative applicabili in tema di limiti di prezzo previsti nell'ambito del market coupling europeo³.

Comunicato dei NEMO e dei TSO coinvolti nel SIDC | “SIDC: Successful third wave go-live” | pubblicato in data 05 ottobre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, i NEMO ed i Transmission System Operators (TSO) coinvolti nel progetto europeo Single Intraday Coupling (SIDC) hanno reso noto, in data 21 settembre u.s., l'avvio del Third go-live wave del progetto stesso, che ha riguardato l'integrazione del mercato elettrico infragiornaliero italiano con il mercato unico infragiornaliero europeo.

In particolare, a partire da tale data, la capacità cross-border intra-day sui confini italiani è allocata tramite contrattazione in continuo sui confini tra Italia-Francia, Italia-Austria, Italia-Slovenia, nonché tramite lo svolgimento di tre aste complementari regionali (CRIDA) sui confini tra Italia-Slovenia e Italia-Grecia.

Con medesimo comunicato, i partner del progetto SIDC hanno altresì reso noto che il prossimo Fourth go-live wave - allo stato previsto per l'ultimo trimestre del 2022 - prevede l'avvio operativo dell'integrazione con il SIDC relativo ai confini tra Grecia-Italia, Grecia-Bulgaria, Slovacchia-Rep. Ceca e Slovacchia-Ungheria.

Oltre alle iniziative di estensione geografica del coupling infragiornaliero europeo, si segnala che i NEMO e i TSO coinvolti nel progetto sono inoltre impegnati nello sviluppo di nuove importanti configurazioni quali il "cross-product matching" e le "intraday auctions" (IDA) che saranno oggetto di futura implementazione nell'ambito del SIDC.

REMIT

Comunicato del GME | "Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) – prove operatori per aggiornamento schemi XML" | pubblicata in data 6 settembre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori che, a seguito dell'aggiornamento dell'Annex VII del MoP (Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting) relativo al reporting delle Informazioni privilegiate da parte di ACER, si è reso necessario un adeguamento informatico della Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) al fine di rendere il formato degli UMM (urgent market messages) Power e Gas rispondente ai nuovi requisiti tecnici indicati nella suddetta documentazione rilevante. Le nuove funzionalità della Piattaforma PIP sono state rese disponibili sul sito di collaudo a partire dal 28 settembre u.s.

A tale proposito, il GME ha altresì provveduto ad adeguare il "Manuale Utente"⁴ e l'"Implementation Guide"⁵ della PIP secondo quanto previsto da ACER in tempo utile per lo svolgimento della fase di test.

GAS

Documento per la consultazione 14 settembre 2021 n. 379/2021/R/GAS | "Criteri per la valorizzazione delle misure non di mercato attivabili per la gestione delle emergenze" | pubblicato il 17 settembre 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/379-21.htm>

Con il documento per la consultazione n. 379/2021/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel

seguito: ARERA o Autorità) ha illustrato i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri per la valorizzazione dei prezzi di attivazione delle misure non di mercato previste dal c.d. "Piano di emergenza del sistema italiano del gas naturale" di cui all'articolo 8, comma 8.1, del D.lgs. 93/2011 (di seguito: Piano di emergenza)⁶. Al riguardo, giova ricordare che l'Autorità, con la deliberazione n. 612/2018/R/GAS, aveva demandato ad un successivo provvedimento la definizione dei prezzi di attivazione per ciascuna delle misure non di mercato di cui al Piano di emergenza, mantenendo transitoriamente, per ciascuna di esse, un prezzo pari a 82,8 €/MWh⁷. Nel documento per la consultazione in oggetto, l'ARERA ha proposto, per la valorizzazione delle predette misure, un approccio che tenga conto:

- per le misure non di mercato che agiscono "sul lato dell'offerta" (ossia in grado di rendere disponibili immissioni di gas aggiuntive per il sistema)⁸, di tutti i costi associati alla messa a disposizione della risorsa e realmente sostenuti dal sistema nazionale del gas;
- per le misure non di mercato attivabili "sul lato della domanda" (ossia tramite la riduzione obbligatoria dei consumi)⁹, di stime relative alla mancata produzione causata dall'interruzione dell'approvvigionamento di gas, in base alla specificità di utilizzo nei processi produttivi.

In considerazione dell'impatto potenziale che i succitati criteri di valorizzazione potrebbero avere sulle dinamiche di mercato, l'Autorità propone altresì che, in via transitoria (e comunque non oltre il prossimo anno termico), venga posto un "cap" ai prezzi delle misure non di mercato. Nel medesimo documento, l'Autorità ha altresì ricordato che, con riferimento alle previsioni introdotte dal D.lgs. 14/2021 in materia di sicurezza degli approvvigionamenti di gas, il GME è chiamato ad attivare una specifica piattaforma dedicata all'attuazione delle disposizioni contenute nei c.d. "accordi intergovernativi di solidarietà"¹⁰. Ad avviso dell'ARERA, tale piattaforma - o una specifica sessione nell'ambito del Mercato del Gas naturale (MGAS) - potrebbe essere utilizzata per l'implementazione di un meccanismo di "Demand-side-response" che consenta agli "shippers" di presentare, per conto dei propri clienti industriali, offerte in vendita per volumi di gas pari alla riduzione dei prelievi dalla rete. Il Responsabile del bilanciamento sarebbe l'unico soggetto autorizzato ad accettare dette offerte per reperire le risorse necessarie per il ripristino dell'equilibrio della rete. L'Autorità ha pertanto invitato i soggetti interessati a formulare le proprie osservazioni sul documento in oggetto entro e non oltre il 29 ottobre 2021, termine di chiusura della consultazione.

¹ Nominated Electricity Market Operators

² Cfr. Newsletter n. 150 luglio 2021

³ Al riguardo, si rappresenta che le modifiche al Regolamento PCE si sono rese necessarie per recepire le medesime previsioni introdotte nella Disciplina ME con riferimento ai limiti ai prezzi delle transazioni di cui all'ACER Decision No.04-2017, relativa alla definizione dei "maximum and minimum clearing prices for single day a-head coupling".

⁴ Il "Manuale Utente" è disponibile al seguente link: https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20210902_ManualeUtentePIP_3.0.pdf

⁵ L'"Implementation Guide" è disponibile al seguente link: https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20210902_ImplementationGuidePIP_2.2.pdf

⁶ Il Piano di emergenza è stato redatto ai sensi dell'articolo 10 del Regolamento europeo n. 2017/1938 del 25 ottobre 2017 concernente misure volte a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di gas.

⁷ Cfr. newsletter n.121 dicembre 2018.

⁸ Quali, ad esempio, l'utilizzo di stoccaggi di GNL con funzioni di "peak shaving" o l'utilizzo dello stoccaggio strategico.

⁹ Quali, ad esempio, l'attivazione della misura dell'interrompibilità tecnica dei soggetti che utilizzano gas naturale per fini industriali o la riduzione obbligatoria del prelievo di gas dei clienti industriali.

¹⁰ Cfr. newsletter n.146 marzo 2021

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.
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.