

APPROFONDIMENTI

GNL: QUAL È LO SCENARIO DI OFFERTA SUL BREVE-MEDIO PERIODO?

Di Agata Gugliotta (RIE)

Complessivamente nel 2021, si registra un aumento della capacità di liquefazione di circa 20 mld di mc, 24 mld di mc in meno rispetto a quanto era stato preventivamente stimato. Il concatenarsi di una serie di criticità ha determinato quindi una riduzione che, in un contesto di oversupply come quello che ha caratterizzato il biennio 2019-2020, avrebbe avuto effetti nulli o trascurabili, ma che, al contrario, nell'attuale congiuntura di forte crescita della domanda (soprattutto in Asia), ha contribuito ad inasprire la situazione di tightness del mercato, pesando sull'escalation dei prezzi del gas. L'ammanto di offerta, però, dovrebbe essere solo temporaneo e potrebbe essere molto ridotto già il prossimo anno, con il ripristino delle attività nei principali impianti di liquefazione interessati dal calo. Sul medio periodo, inoltre, nuova capacità in esercizio dovrebbe giungere dai molteplici impianti attualmente in costruzione o già commissionati, così da garantire, almeno fino al 2025, il proseguimento di quel trend di crescita che ormai contraddistingue il mercato da anni. Dubbi, invece, sorgono per gli anni successivi in cui le incertezze sul destino

di parte dei nuovi progetti fanno paventare il rischio di un possibile mercato corto.

Gli ammanchi del 2021: dove e perché

Ritardi imputabili alla diffusione del Covid, necessità di manutenzione, danni o problemi tecnici agli impianti fino a eventi meteorologici estremi, hanno determinato volumi di GNL disponibili sul mercato più bassi rispetto alle stime iniziali. In alcuni casi le riduzioni sono ricollegabili a dinamiche succedutesi già nel corso del 2020 – quando a mancare erano stati 50 mld di mc – che si sono protratte nell'anno in corso. Complessivamente, nei primi 8 mesi del 2021, la capacità di liquefazione offline è stata pari all'8% di quella nominale complessiva, circa 24 mld mc, una quota più alta rispetto alla media 2012-2019 (6,6%), ma lievemente più bassa rispetto all'8,2% registrato nel 2020¹.

A mancare all'appello è stato soprattutto il GNL prodotto in Norvegia, Trinidad e Tobago e Nigeria, paesi a cui è attribuibile la maggior parte dell'ammanto.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO
REPORT/ OTTOBRE 2021

 Mercato elettrico Italia
 pag 2

 Mercato gas Italia
 pag 13

 Mercati energetici Europa
 pag 18

 Mercati per l'ambiente
 pag 22

APPROFONDIMENTI

 GNL: qual è lo scenario di offerta sul
 breve-medio periodo?

Di Agata Gugliotta (RIE)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ancora un record assoluto per il Pun ad ottobre, pari a 217,63 €/MWh (+399,5% sul 2020 e +37,2% su settembre), così come per le quotazioni sulle principali borse elettriche europee. La dinamica nazionale riflette una nuova ripida ascesa dei costi del gas, l'ulteriore decisa riduzione dell'offerta nazionale e risulta sostenuta su base annuale anche da una crescita degli acquisti (MGP: 23,9 TWh, +1,8%, con liquidità del mercato al 76,9%). Restano sui livelli più elevati di sempre anche tutti i prezzi di vendita sulla penisola, compresi tra 207,75 €/MWh

della Calabria e 218,56 €/MWh del Nord. Nel primo mese completo del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero, i volumi complessivamente scambiati sono risultati pari a 2,1 TWh, con oltre 63 mila abbinamenti registrati nella contrattazione XBID.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il baseload di Novembre 2021 chiude il periodo di contrattazione a 231,67 €/MWh (+32,3%). Restano, infine, in calo le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

Il Pun aggiorna per il quarto mese consecutivo il massimo storico, a 217,63 €/MWh (+174,06 €/MWh, +399,5% sul 2020 e +59,04 €/MWh, +37,2% su settembre). Alta la volatilità dei prezzi nel corso del mese, riflesso di un'analogia variabilità osservata sui costi del gas che, complessivamente, ad ottobre salgono oltre 90 €/MWh (+27 €/MWh su settembre e +77 €/MWh sul 2020). Contribuiscono a sostenere la crescita del Pun anche costi di emissione ancora elevati, sebbene per la prima volta nell'ultimo anno in modesta riduzione mensile (59 €/ton, -1,6 €/ton, +34 €/ton), livelli di offerta nazionale tra i più bassi di sempre e, su base mensile, una maggiore

domanda. Ancora valori record anche per le quotazioni estere (Spagna, Svizzera e Grecia a 198/203 €/MWh, Austria e Francia a 170/172 €/MWh e Germania a 139 €/MWh), da cui l'Italia, la più dipendente dal gas per la struttura del suo parco generazionale, tende ad ampliare il suo differenziale.

Livelli record anche per i prezzi in tutti i gruppi di ore, con valori minimi mai inferiori a 130,50 €/MWh e massimi fino a 380 €/MWh (nella giornata del 7 ottobre, quando il Pun tocca il massimo storico di 307,72 €/MWh) come mai accaduto in passato, per un rapporto picco/baseload a 1,12 (-0,4 sul 2020) (Grafico 1 e Tabella 1).

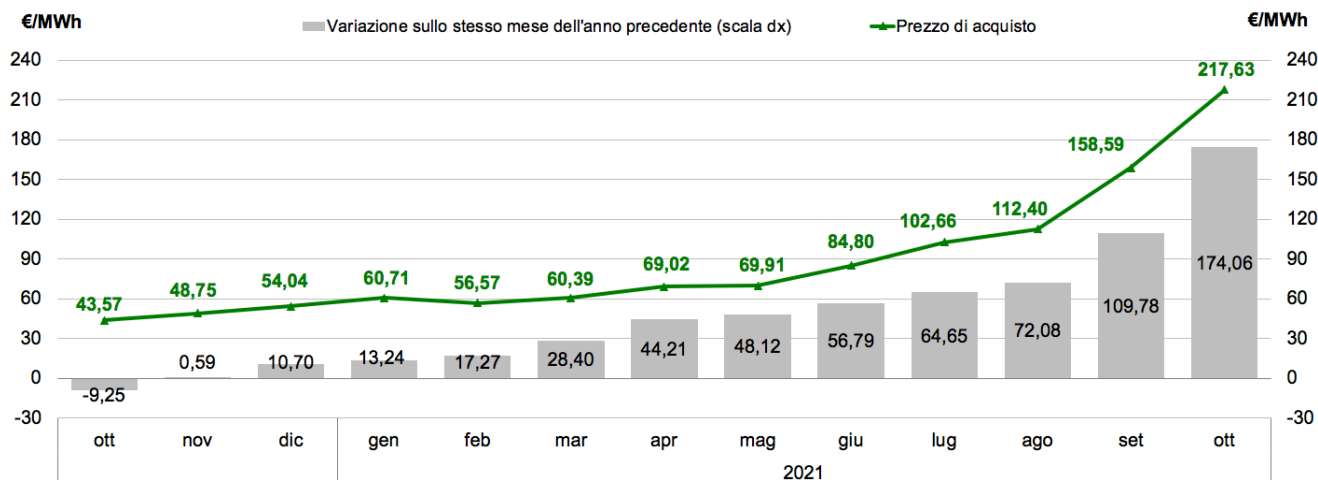
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	217,63	43,57	+174,06	+399,5%	24.618	+8,1%	32.021	+1,8%	76,9%	72,4%
<i>Picco</i>	242,93	50,73	+192,20	+378,9%	29.497	+9,1%	38.798	+1,9%	76,0%	71,0%
<i>Fuori picco</i>	204,69	39,64	+165,05	+416,4%	22.124	+8,2%	28.557	+2,7%	77,5%	73,5%
<i>Minimo orario</i>	130,50	4,90			16.001		21.307		69,3%	64,6%
<i>Massimo orario</i>	380,00	78,68			31.890		41.767		84,5%	79,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



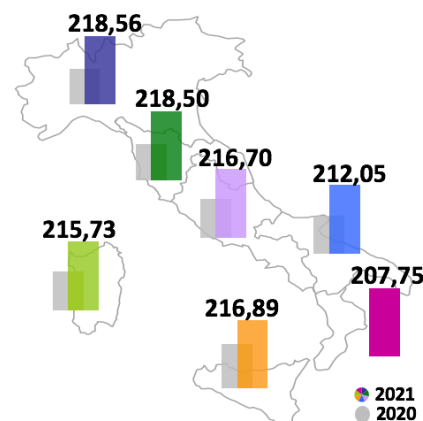
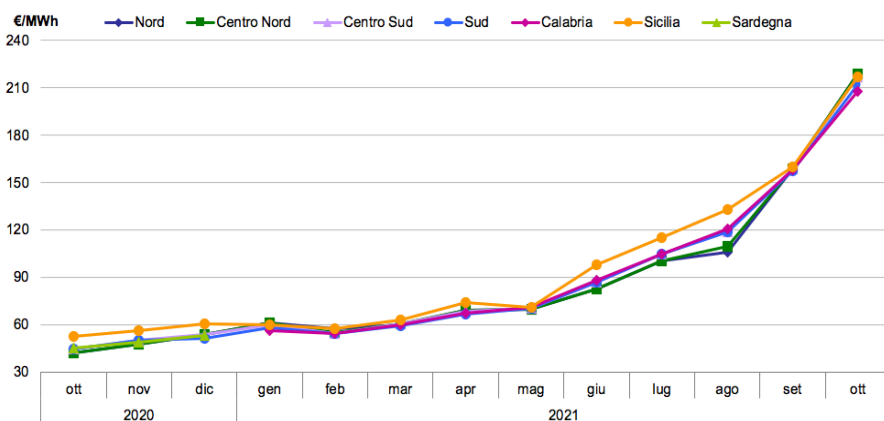
I PREZZI ZONALI

Ancora ai massimi storici i prezzi di vendita, con un aumento della separazione zonale osservato anche in corrispondenza di limitazioni ai transiti interni Sud-Csud, Sud-Cala (nella parte centrale del mese) e Sici-Cala (a fine mese). Il prezzo del Nord torna il più elevato (218,56 €/MWh, +60 €/MWh su settembre

e +177 €/MWh sul 2020), mentre più bassi risultano i prezzi al Sud (212,05 €/MWh, +54 €/MWh e +167 €/MWh) e in Calabria (207,75 €/MWh, +50 €/MWh), con quest'ultima che insieme alla Sicilia registra prezzi minimi a 7/10 €/MWh in alcune ore di metà mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Sempre in crescita da marzo l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 23,9 TWh (+1,8% sul 2020). Restano in deciso aumento i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 18,3 TWh (+8,1%), sostenuti soprattutto dagli operatori nazionali non istituzionali. Ancora una flessione

in doppia cifra, invece, per le movimentazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate su MGP, a 5,5 TWh (-14,6%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato si attesta al 76,9% (+4,5 punti percentuali sul 2020 e -0,4 p.p. su settembre) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.340.331	+8,1%	76,9%
Operatori	12.056.016	+14,5%	50,5%
GSE	1.779.471	-16,9%	7,5%
Zone estere	4.504.844	+4,7%	18,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	5.515.467	-14,6%	23,1%
Zone estere	107.054	+7,7%	0,4%
Zone nazionali	5.408.412	-15,0%	22,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.855.798	+1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	12.138.330	-25,0%	
OFFERTA TOTALE	35.994.128	-9,1%	

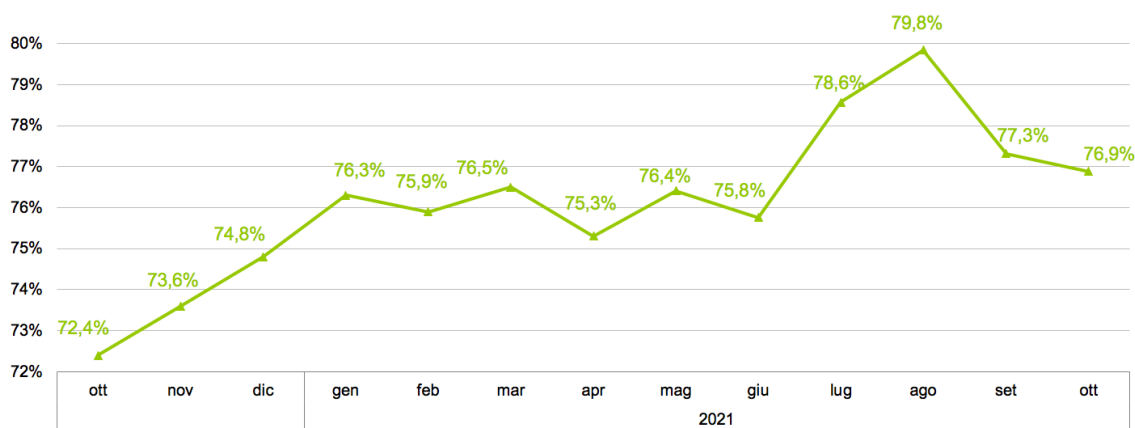
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.340.331	+8,1%	76,9%
Acquirente Unico	2.470.237	-19,9%	10,4%
Altri operatori	11.416.137	+10,3%	47,9%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	293.360	+48,9%	1,2%
Saldo programmi PCE	4.160.596	+24,6%	17,4%
PCE (incluso MTE)	5.515.467	-14,6%	23,1%
Zone estere	600	-	0,0%
Zone nazionali AU	-	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.675.463	-1,2%	40,6%
Saldo programmi PCE	-4.160.596	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.855.798	+1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	856.263	+59,0%	
DOMANDA TOTALE	24.712.061	+3,1%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Lato domanda, gli acquisti nazionali, pari a 23,6 TWh, restano in crescita annuale (+1,4% sul 2020), con incrementi ancora soprattutto al Nord (+2,3%). Per la prima volta in aumento da inizio anno anche gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,3 TWh (+49,2%), in crescita in particolare sulla frontiera greca (Tabella 4).

I maggiori acquisti risultano soddisfatti sia da vendite nazionali, in crescita a 19,2 TWh (+1,1%) anche a fronte di un'offerta ai minimi da maggio 2006 e sempre più costosa per effetto dei citati rincari del gas, sia da un incremento delle importazioni, pari a 4,6 TWh (+4,8%), soprattutto dalla frontiera greca e montenegrina (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	16.495.541	22.142	-13,5%	9.767.752	13.111	-3,8%	13.543.981	18.180	+2,3%
Centro Nord	1.567.063	2.103	-26,3%	1.279.129	1.717	-17,8%	2.024.170	2.717	-19,5%
Centro Sud	3.862.299	5.184	+7,0%	2.147.322	2.882	-0,7%	4.046.740	5.432	+12,4%
Sud	3.428.629	4.602	-46,4%	2.831.768	3.801	-12,9%	1.431.499	1.921	-24,4%
Calabria	2.336.520	3.136	-	1.217.361	1.634	-	440.637	591	-
Sicilia	2.275.565	3.054	-9,5%	966.212	1.297	+3,0%	1.364.675	1.832	+2,8%
Sardegna	1.341.595	1.801	-5,4%	1.034.356	1.388	+6,7%	710.136	953	+7,3%
Totale nazionale	31.307.211	42.023	-10,9%	19.243.900	25.831	+1,1%	23.561.837	31.627	+1,4%
Estero	4.686.916	6.291	+4,6%	4.611.898	6.190	+4,8%	293.960	395	+49,2%
Sistema Italia	35.994.128	48.314	-9,1%	23.855.798	32.021	+1,8%	23.855.798	32.021	+1,8%

LE FONTI

L'aumento delle vendite nazionali interessa esclusivamente le fonti tradizionali (+10,7%), concentrandosi sugli impianti a gas del Nord, del Centro Sud e della Sardegna. Si attenua rispetto ai mesi precedenti l'aumento delle vendite del carbone (+4,5%). In forte contrazione, invece, le vendite da fonti rinnovabili

(-10,2%), in particolare degli impianti idroelettrici al Nord (-26,8%). Si riduce, pertanto, la quota di mercato delle vendite rinnovabili, scesa al 37,4% (-4,7 punti percentuali), in particolare quella dell'idrico (17,4%, -4,7 p.p.), a favore degli impianti a gas, la cui quota sale al 49,2% (+4,6 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	8.159	+11,8%	737	-21,3%	1.669	-13,2%	2.341	-9,8%	1.236	-	724	-2,7%	1.101	+19,5%	15.967	+10,7%
Gas	7.364	+14,2%	686	-20,8%	1.004	+17,8%	1.536	-30,8%	1.137	-	492	-27,2%	501	+47,6%	12.721	+11,6%
Carbone	1	-97,8%	-	-	439	-49,3%	649	+389,1%	0	-	-	-	554	+5,9%	1.643	+4,5%
Altre	794	-0,6%	51	-27,6%	226	+10,3%	156	-35,2%	99	-	232	+235,5%	45	-21,5%	1.604	+11,1%
Fonti rinnovabili	4.778	-20,2%	980	-14,9%	1.189	+24,7%	1.461	-17,6%	398	-	573	+11,3%	287	-24,5%	9.666	-10,2%
Idraulica	3.284	-26,8%	151	-42,9%	477	+43,2%	335	-16,4%	88	-	107	-8,5%	52	+4,9%	4.495	-20,4%
Geotermica	-	-	636	-1,3%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	636	-1,3%
Eolica	11	+18,8%	32	+15,7%	428	+17,1%	896	-13,4%	260	-	382	+27,5%	151	-36,8%	2.160	+9,3%
Solare e altre	1.483	-0,8%	160	-25,0%	284	+11,3%	230	-31,9%	50	-	83	-14,4%	85	-8,7%	2.375	-4,7%
Pompaggio	173	-48,8%	-	-	24	-0,3%	-	-	-	-	0,10	-	0	+62,6%	198	-45,4%
Totale	13.111	-3,8%	1.717	-17,8%	2.882	-0,7%	3.801	-12,9%	1.634	-	1.297	+3,0%	1.388	+6,7%	25.831	+1,1%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

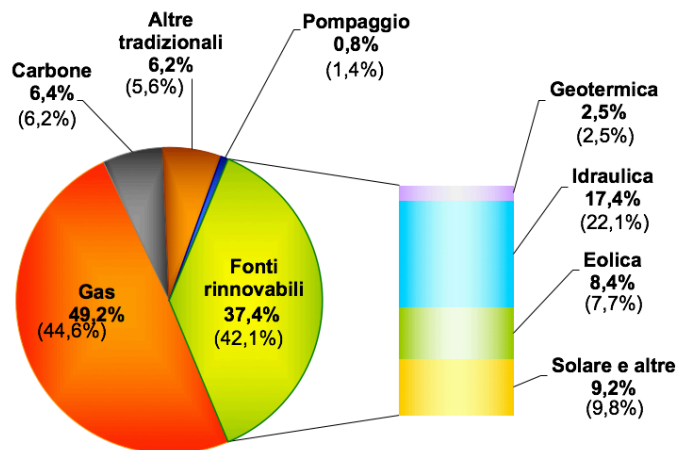
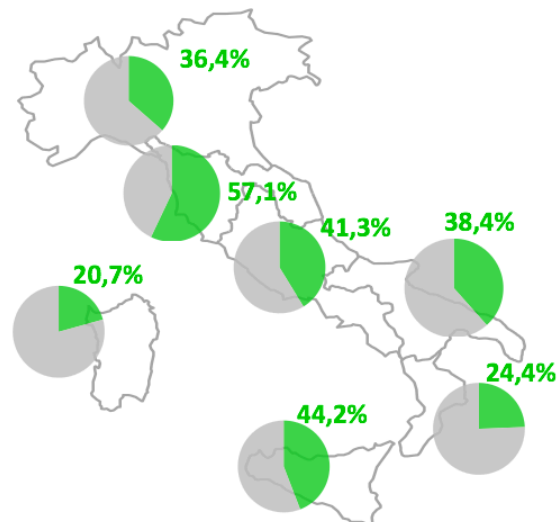


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 4,3 TWh, in lieve crescita sul 2020 (+2,7%). A livello di frontiere, su quella settentrionale il deciso aumento dei flussi dalla Francia, in corrispondenza di un innalzamento della NTC e di quotazioni al Nord superiori nell'84,3% delle ore (+32,2 p.p. sul 2020), risulta più che compensato dalla forte riduzione sulla frontiera svizzera, non sincronizzata

tramite meccanismi di coupling e caratterizzata, nella prima parte del mese, da una riduzione della NTC e nella seconda da quotazioni frequentemente superiori a quelle del Nord (40% delle ore). In crescita, invece, i flussi sia sulla frontiera greca, con il transito Sud-Grec chiuso un anno fa, che su quella montenegrina (Tabella 6 e Figura 1).

Tabella 6: MGP: Import e export

Fonte: GME

Frontiera	Flusso						Vendite			Acquisti		
	Totale MWh	Frequenza import %	Frequenza export %	Frequenza non utilizzo %	Saturazione import %	Saturazione export %	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh	Limite MW medi	Totale MWh	Coupling MWh
Italia - Francia*	2.166.791 (1.615.643)	99,8% (96,6%)	0,4% (3,0%)	0,0% (0,4%)	84,7% (53,4%)	- (0,1%)	3.026 (2.683)	2.167.729 (1.626.341)	2.134.249 (1.554.430)	1.113 (1.161)	938 (10.698)	938 (10.698)
Italia - Svizzera	1.320.988 (2.008.206)	99,9% (100,0%)	0,1% (-)	0,0% (-)	- (-)	- (-)	2.705 (3.352)	1.387.496 (2.041.356)	n/a	2.732 (3.221)	66.508 (33.150)	n/a
Italia - Austria*	183.255 (191.144)	96,2% (94,5%)	1,2% (1,1%)	2,6% (4,4%)	94,0% (90,3%)	0,9% (0,9%)	260 (280)	183.944 (191.992)	183.944 (191.992)	107 (118)	688 (848)	688 (848)
Italia - Slovenia*	340.121 (321.439)	89,4% (5,1%)	9,4% (90,3%)	1,2% (4,6%)	42,7% (-)	0,5% (48,2%)	715 (622)	354.538 (328.091)	354.538 (328.091)	669 (668)	14.417 (6.651)	14.417 (6.651)
Italia - Montenegro	259.259 (192.442)	87,4% (53,2%)	12,6% (3,6%)	- (43,2%)	23,9% (27,9%)	- (-)	597 (345)	293.749 (212.306)	n/a	630 (363)	34.490 (19.864)	n/a
Italia - Grecia	145.332 (-)	70,2% (-)	29,8% (-)	- (100,0%)	- (-)	- (-)	525 (25)	224.443 (-)	224.443 (-)	418 (25)	79.112 (-)	79.112 (-)
Italia - Malta	-36.280 (-48.742)	- (-)	79,9% (90,9%)	20,1% (9,1%)	- (-)	- (-)	225 (225)	0 (-)	n/a	225 (225)	36.280 (48.742)	n/a
TOTALE**	4.379.466 (4.280.133)							4.611.898 (4.400.086)	2.897.173 (2.074.513)		232.432 (119.953)	95.154 (18.197)

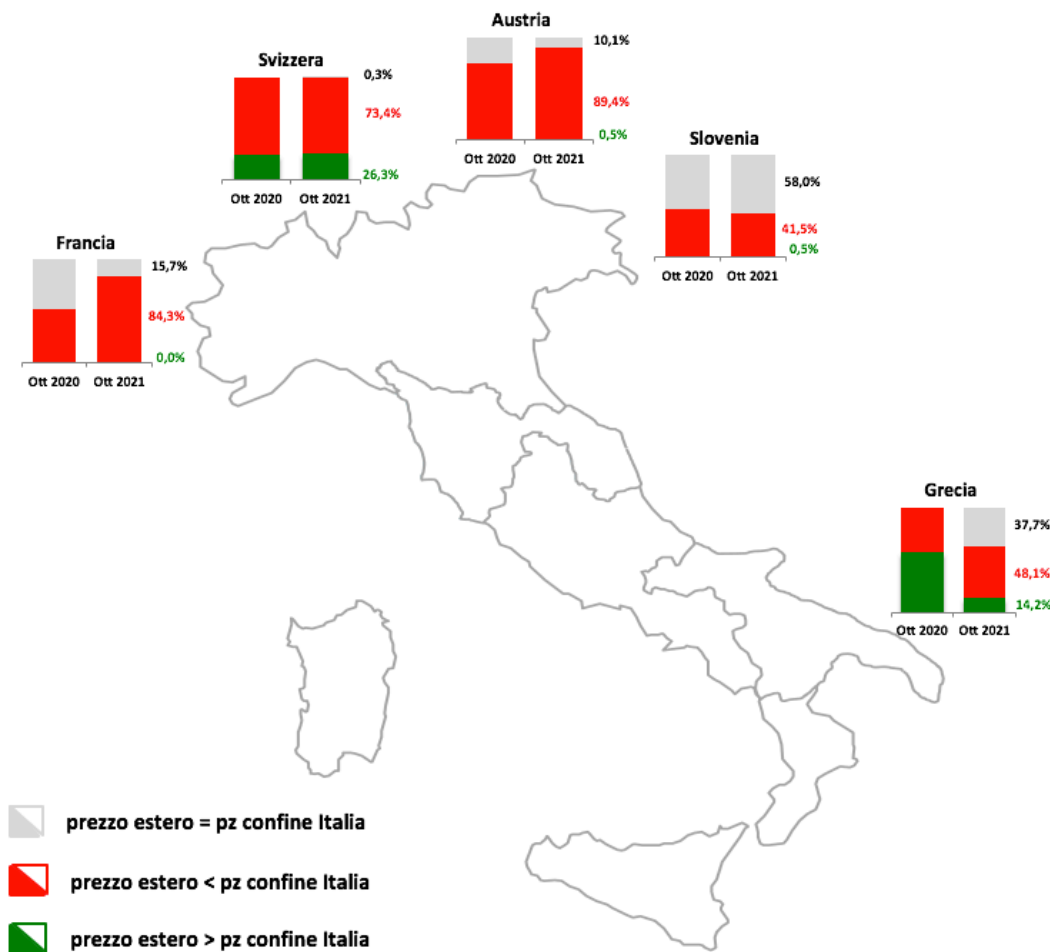
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal 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 primo mese completo del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero i volumi complessivamente scambiati sono stati pari a 2,1 TWh. La parte rilevante di questi ultimi si è concentrata nella contrattazione in asta (1,9 GWh) e in particolare sul MI-A1 (1,2 GWh), la cui quota sul totale scambiato nella nuova struttura del MI supera il 60%. Con riferimento al XBID, nel mese sono stati conclusi oltre 63 mila abbinamenti per 168,3 GWh totali, quasi il 90% 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 (72% del totale XBID), mentre sono risultate rispettivamente pari al 7% e al 21% 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, 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 6, Tabella 7, Tabella 8).

Per quanto riguarda i prezzi osservati nel MI, ad ottobre questi si attestano mediamente a 214,25 €/MWh nei mercati in asta, con valori compresi tra 213,82 €/MWh di MI-A2 e 222,51 €/MWh di MI-A3, e a 217,71 €/MWh su XBID, tutti inferiori ai corrispondenti valori del MGP, eccetto quello registrato su XBID che risulta praticamente allineato al PUN. Il ranking zonale conferma quanto osservato su MGP, con prezzi più elevati nelle zone centrali e settentrionali. Nel XBID si segnala infine un abbinamento avvenuto a prezzo negativo (-25 €/MWh) in Sicilia il 21 ottobre (Grafico 7, Grafico 8, 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 6: MI, volumi per sessione di mercato

Fonte: GME

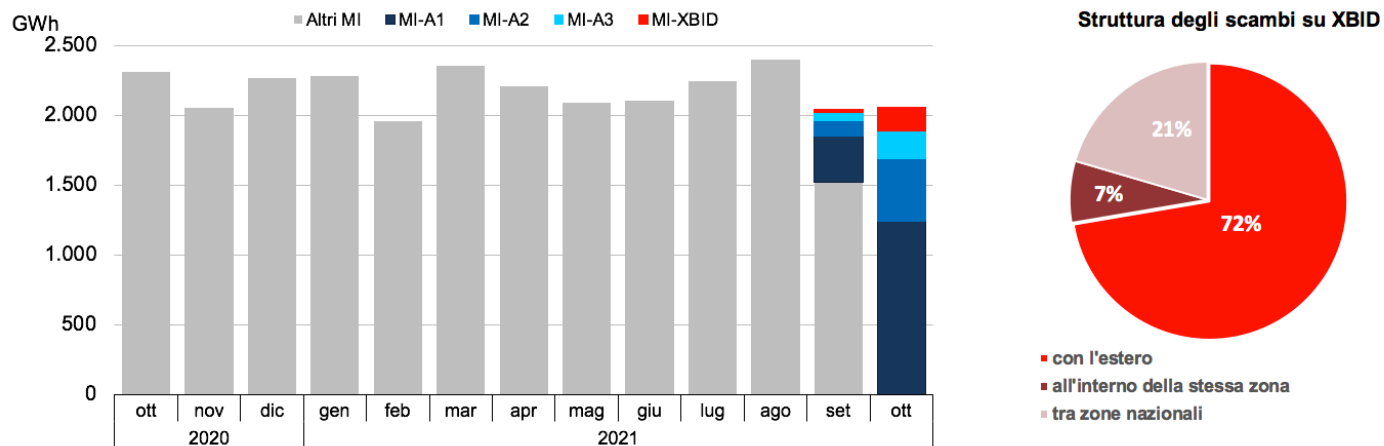


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	Totale	XBID (1-24 h)	Totale
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	689.627	181.906	72.628	944.161	41.997	986.157
Centro Nord	86.384	27.857	9.640	123.881	7.084	130.966
Centro Sud	110.061	58.939	27.358	196.358	20.278	216.635
Sud	119.845	76.667	37.278	233.790	24.090	257.881
Calabria	35.682	13.876	7.739	57.296	4.000	61.296
Sicilia	73.504	34.413	16.742	124.659	7.385	132.044
Sardegna	38.824	13.823	9.034	61.681	7.359	69.039
Estero	87.977	36.395	19.867	144.239	56.093	200.332
Totale	1.241.904	443.875	200.286	1.886.065	168.285	2.054.350

Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero
	MI-A1 (1-24 h)	MI-A2 (1-24 h)	MI-A3 (13-24 h)	Totale	XBID (1-24 h)	Totale
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh
Nord	679.194	206.008	82.890	968.093	46.475	1.014.567
Centro Nord	60.950	16.397	7.990	85.337	9.845	95.182
Centro Sud	162.632	51.072	19.074	232.777	11.760	244.537
Sud	162.792	70.143	25.543	258.478	19.034	277.512
Calabria	34.258	22.940	7.253	64.451	5.101	69.552
Sicilia	66.916	30.226	19.169	116.311	6.012	122.323
Sardegna	32.103	11.581	9.694	53.378	5.102	58.479
Estero	43.059	35.508	28.674	107.241	64.957	172.198
Totale	1.241.904	443.875	200.286	1.886.065	168.285	2.054.351

Grafico 7: MI, prezzi medi in asta ed in negoziazione continua

Fonte: GME

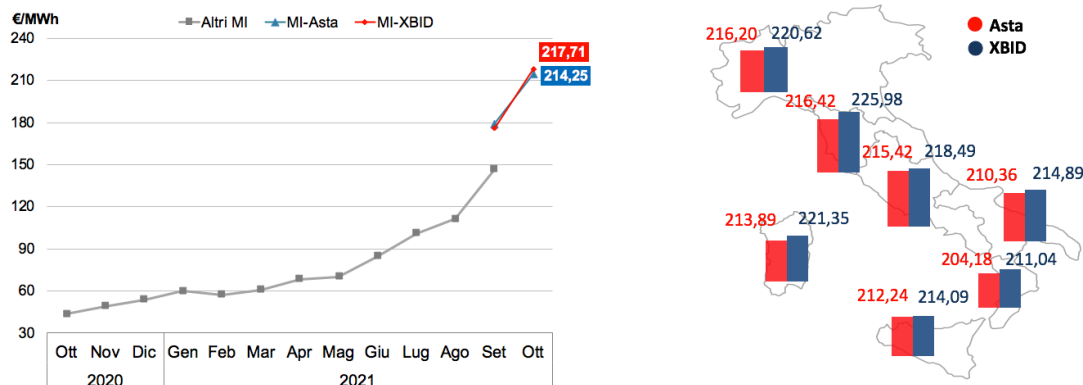


Grafico 8: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME

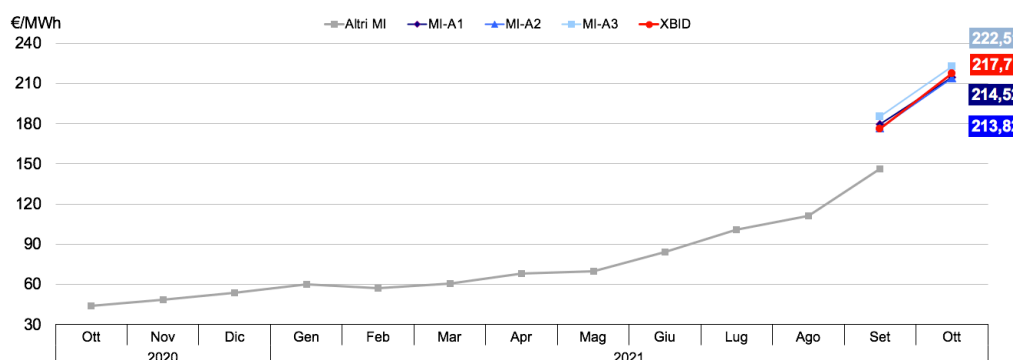


Tabella 9: MI, prezzi medi

Fonte: GME

		Mercato del Giorno Prima		Mercato Infragiornaliero			
		MGP (1-24 h) €/MWh	MGP (13-24 h) €/MWh	ASTA			NEGOZIAZIONE CONTINUA
				MI-A1 (1-24 h) €/MWh	MI-A2 (1-24 h) €/MWh	MI-A3 (13-24 h) €/MWh	X-BID (1-24 h) €/MWh
NORD	Nord	218,56	225,83	216,32	216,15	225,60	220,62
CNOR	Centro Nord	218,50	225,78	216,31	216,03	225,60	225,98
CSUD	Centro Sud	216,70	223,55	214,59	214,93	224,76	218,49
SUD	Sud	212,05	217,75	209,69	210,49	219,96	214,89
CALA	Calabria	207,75	209,86	205,70	203,65	209,75	211,04
SICI	Sicilia	216,89	220,06	215,03	212,91	218,06	214,09
SARD	Sardegna	215,73	221,75	213,75	214,62	220,55	221,35

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

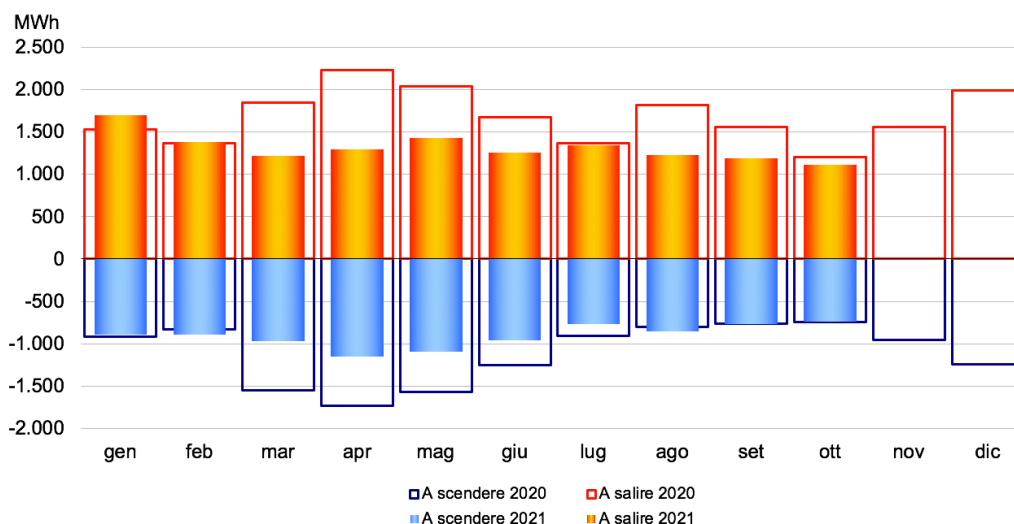
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante restano in calo annuale, ininterrotto da marzo, gli acquisti di Terna sul mercato a salire che si portano ai minimi degli ultimi tre

anni (0,8 TWh, -7,6% sul 2020); pressoché invariate, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere (0,5 TWh, -0,2%) (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) registra, ad ottobre, 17 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' per 2,6 GWh (nel 2020 erano

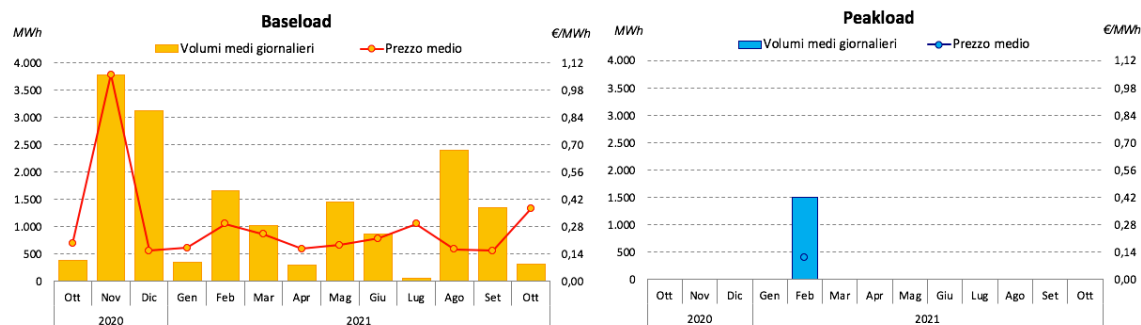
rispettivamente 72 e 12,1 GWh), relativi ai soli prodotti baseload, il cui prezzo medio si attesta a 0,37 €/MWh (+0,18 €/MWh) (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	17 (72)	8/29 (31/31)	0,37 (0,19)	0,15 (0,12)	1,00 (0,51)	2.573 (12.087)	322 (390)
Peakload	- (-)	0/20 (0/22)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Totale	17 (72)					2.573 (12.087)	

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Ancora nessuno scambio nel corso del mese sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), con il prodotto Novembre 2021 che chiude il periodo di contrattazione a 231,67 €/

MWh sul baseload e a 265,47 €/MWh sul peakload e una posizione aperta complessiva di 51 GWh (Tabella 10 e Grafico 10).

Tabella 10: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

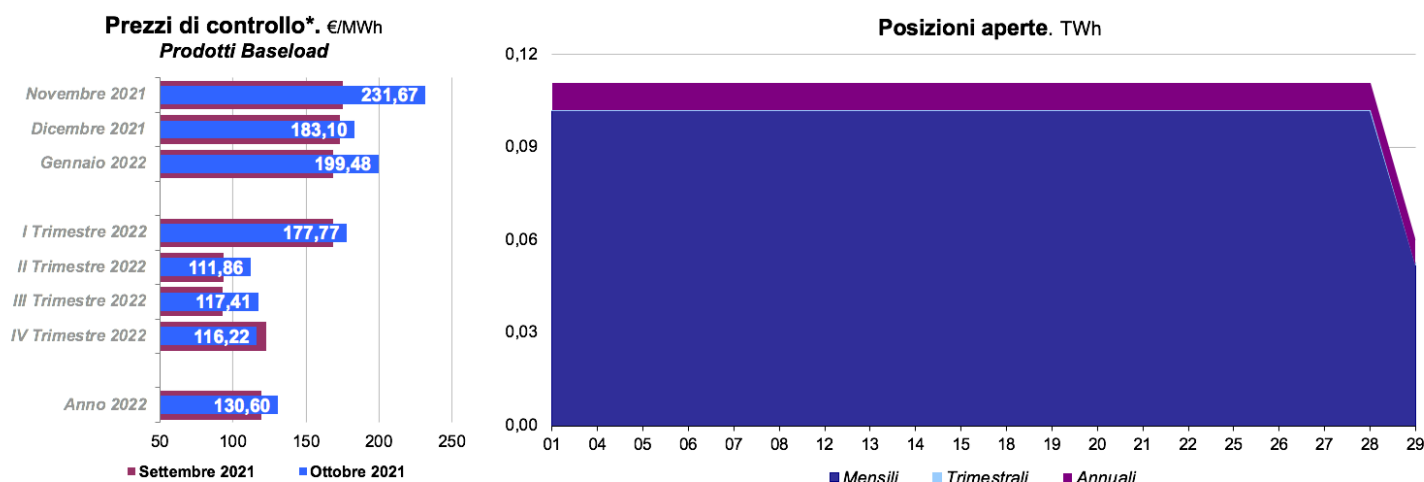
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Novembre 2021	231,67	+32,3%	-	-	-	-	-	66	47.520
Dicembre 2021	183,10	+5,8%	-	-	-	-	-	66	49.104
Gennaio 2022	199,48	+18,5%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2022	222,50	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2022	177,77	+5,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	111,86	+20,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	117,41	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	116,22	-5,5%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	130,60	+9,5%	-	-	-	-	-	1	8.760
Totale			-	-	-	-	-		57.864

PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Novembre 2021	265,47	+33,9%	-	-	-	-	-	10	2.640
Dicembre 2021	223,56	+8,7%	-	-	-	-	-	10	2.760
Gennaio 2022	233,80	+21,7%	-	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2022	260,62	-	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2022	200,38	+8,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2022	117,72	+23,3%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2022	123,78	+28,2%	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2022	128,43	-18,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2022	142,28	+7,0%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-	-		2.760
TOTALE			-	-	-	-	-		60.624

* 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 10: 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 ad ottobre, pari a 20,2 TWh, segnano ancora una riduzione annuale (-7,4%), la decima consecutiva. Si conferma analoga la dinamica della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 11,7 TWh (-6,0% sul 2020) (Tabella 11). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni

registrate e posizione netta, si attesta a 1,73 (-0,02 sul 2020) (Grafico 11). Restano in calo annuale anche i programmi registrati sia nei conti in immissione (5,5 TWh, -14,6%) che in quelli in prelievo (9,7 TWh, -1,2%); quanto agli sbilanciamenti a programma, in lieve aumento quelli relativi ai primi (6,2 TWh, +3,3%) e ancora in flessione quelli relativi ai secondi (2,0 TWh, -23,8%).

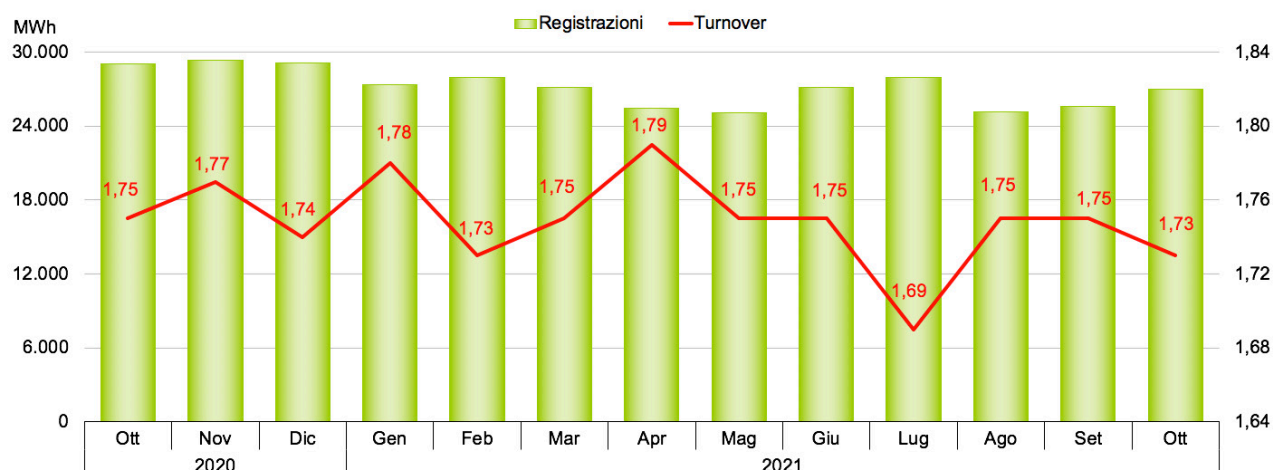
Tabella 11: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.078.436	- 1,4%	30,1%	Richiesti	6.964.556	-18,5%	100,0%	9.702.302	-1,1%	100,0%
Off Peak	92.454	+41,8%	0,5%	di cui con indicazione di prezzo	3.335.551	-8,2%	47,9%	9.681.625	+87897,8%	99,8%
Peak	74.688	+32,7%	0,4%	Rifiutati	1.449.089	-30,5%	20,8%	26.239	+53,2%	0,3%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.444.814	-30,7%	20,7%	5.562	+41114,4%	0,1%
Totale Standard	6.245.578	- 0,6%	31,0%	Registrati	5.515.467	-14,6%	79,2%	9.676.063	-1,2%	99,7%
Totale Non standard	13.867.237	- 9,8%	68,8%	di cui con indicazione di prezzo	1.890.737	+22,2%	27,1%	9.676.063	+87955,3%	99,7%
PCE bilaterali	20.112.815	- 7,2%	99,7%	Sbilanciamenti a programma	6.159.282	+3,3%		1.998.686	-23,8%	
MTE	51.690	- 51,6%	0,3%	Saldo programmi	-	-		4.160.596	+24,6%	
MPEG	2.573	- 78,7%	0,0%							
TOTALE PCE	20.167.078	- 7,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.674.749	- 6,0%								

Grafico 11: 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 tornano a segnare un'importante ripresa su base annua (+5% e massimo dal 2011 per il mese di ottobre), spinti dai consumi del settore termoelettrico (+13%), in crescita per effetto di una maggiore domanda di energia elettrica e ridotta offerta rinnovabile; in flessione, invece, i consumi negli altri settori di distribuzione (-4/-5%). Continuano per quasi l'intero mese le iniezioni nei siti di stoccaggio (+131%), in corrispondenza di importazioni in aumento su livelli molto

elevati (+10%), sostenute dai flussi tramite gasdotto. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi negoziati si portano a 10,4 TWh (-2% su base annua), con una quota sul totale consumato al 17% (-1 p.p.); in crescita solo gli scambi su MGP-Gas a negoziazione continua che segnano il massimo storico a 5,4 TWh (+128%). Nuova impennata dei prezzi, tutti su livelli più alti di sempre, in linea con le dinamiche delle quotazioni sui principali hub europei (PSV: 90,3 €/MWh; TTF: 89,3 €/MWh).

IL CONTESTO

Ad ottobre i consumi di gas naturale in Italia salgono a 5.655 milioni di mc (59,8 TWh), in consistente crescita rispetto allo scorso anno (+5%) e sui livelli più alti da oltre un decennio per il mese in analisi; la spinta arriva unicamente dai consumi del settore termoelettrico, a 2.122 milioni di mc (22,4 TWh, +13%), sostenuti dall'incremento della domanda di energia elettrica e dalla minore offerta di energia rinnovabile. In flessione, invece, i consumi del settore civile, pari a 2.000 milioni di mc (21,1 TWh, -5%), e del settore industriale, a 1.176 milioni di mc (12,4 TWh, -4%). In ripresa le esportazioni, a 357 milioni di mc (3,8 TWh, +63%), mentre continuano anche ad ottobre le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 428 milioni di mc (4,5 TWh, +131%), rappresentativi del 7% del totale prelevato (era il 3% nel 2020).

Lato immissione, le importazioni di gas naturale crescono a 5.778 milioni di mc (61,1 TWh, +10%), anch'esse sul livello più alto dal 2011 per il mese in analisi, trainate unicamente dai flussi tramite gasdotto (55,2 TWh, +23%). Dinamiche ancora ribassiste si registrano, infatti, sull'import da GNL (5,9 TWh, -44%), ai minimi da marzo 2018. Risulta in calo anche la produzione nazionale, a 263 milioni di mc (2,8

TWh, -18%), mentre si registrano le prime erogazioni dallo stoccaggio, ma su livelli ancora poco significativi (43 milioni di mc). L'analisi dell'import per punti di entrata tramite gasdotto mostra una crescita dei flussi algerini a Mazara, a 21,2 TWh (+36%), con una quota sul totale importato al 35% (+7 p.p. sul 2020), e del gas proveniente dal Nord Europa a Passo Gries che torna dopo circa un anno e mezzo in crescita su base annua (1,1 TWh, +359%). Continuano, inoltre, a mostrarsi rilevanti i flussi dal nuovo gasdotto di Melendugno (8,0 TWh), la cui quota sul totale approvvigionato rimane stabile al 13%. In flessione, invece, le importazioni di gas a Tarvisio (21,8 TWh, -11%) e a Gela (3,0 TWh, -35%).

Per quanto riguarda i terminali di rigassificazione GNL, l'import si riduce a 5,9 TWh a Cavarzere (-20,5%), risultando poco significativo a Panigaglia (-99,6%); non operativo, invece, il rigassificatore a Livorno.

La giacenza di gas naturale negli stoccaggi nell'ultimo giorno del mese ammontava a 11.702 milioni di mc (123,7 TWh), in calo dell'11% dal livello raggiunto a fine ottobre 2020; il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 98,8% (+1,1 p.p., a fronte di una riduzione dello spazio conferito rispetto all'anno termico precedente).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.778	61,1	+10,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.007	21,2	+36,2%
Tarvisio	2.066	21,8	-10,8%
Passo Gries	107	1,1	+358,6%
Gela	282	3,0	-35,0%
Gorizia	1	0	+17,2%
Melendugno	758	8,0	-
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-99,6%
Cavarzere (GNL)	555	5,9	-20,5%
Livorno (GNL)	-	0,0	-100,0%
Produzione Nazionale	263	2,8	-17,6%
Erogazioni da stoccaggi	43	0	+28,1%
TOTALE IMMESSO	6.083	64,3	+8,8%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Riconsegne rete Snam Rete Gas	5.298	56,0	+2,2%
Industriale	1.176	12,4	-3,5%
Termoelettrico	2.122	22,4	+13,4%
Reti di distribuzione	2.000	21,1	-4,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>			
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	357	3,8	+63,1%
TOTALE CONSUMATO	5.655	59,8	+4,6%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	428	4,5	+130,9%
TOTALE PRELEVATO	6.083	64,3	+8,8%

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

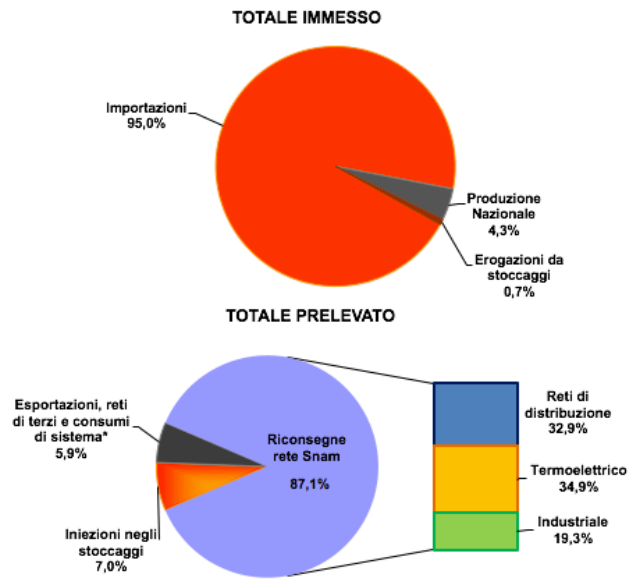
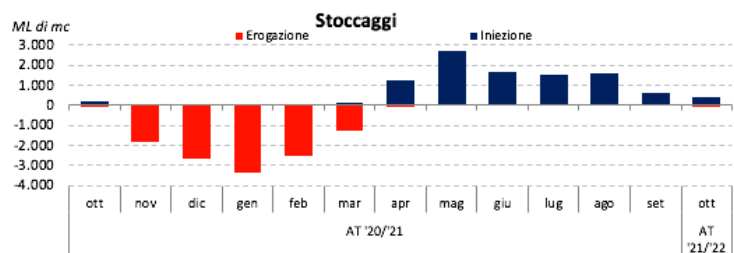
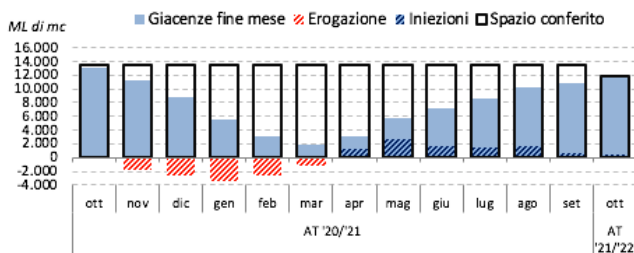


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	TWh	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/10/2021)	11.702	123,7	-11,0%
Erogazione (flusso out)	43	,5	+28,1%
Iniezione (flusso in)	428	4,5	+130,9%
Flusso netto	385	4,1	+153,5%
Spazio conferito	11.846	125,2	-12,0%
Giacenza/Spazio conferito	98,8%		+1,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, nuovo record storico per le quotazioni su tutti i mercati del gas naturale che, in virtù di un'ulteriore impennata, salgono su livelli oltre sei volte superiori allo scorso anno. Il riferimento al PSV si porta a 90,3 €/MWh, in aumento di 27 €/MWh sul mese precedente e di 77 €/MWh su ottobre 2020, mentre la quotazione al TTF sale a 89,3 €/MWh (+26 €/MWh su settembre, +75 €/MWh su base annua); entrambi i riferimenti segnano, inoltre, nei primi giorni del mese il valore

più alto di sempre, toccando i 115-116 €/MWh. Lo spread tra il prezzo italiano e quello olandese sale a 1,0 €/MWh, il più alto dallo scorso maggio (era 0,4 €/MWh a settembre, -0,3 €/MWh nel 2020); lo scollamento tra i due riferimenti risulta maggiore in corrispondenza di giornate caratterizzate da indicazioni al ribasso delle quotazioni, concentrate nella seconda parte del mese, raggiungendo il suo valore più elevato, pari circa a 5 €/MWh, nel giorno gas 18 ottobre.

I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) si attestano a 10,4 TWh, in ripresa del 20% sul mese precedente e in lieve flessione su base annua (-2%), con una quota sul totale consumato in debole calo al 17% (-1 p.p. su ottobre 2020).

La dinamica di crescita su settembre è da attribuire esclusivamente all'incremento degli scambi su MGP-Gas a negoziazione continua (+94%) che segna un nuovo record storico e attenua anche la riduzione complessiva degli scambi rilevata su base annua. Nel dettaglio, i volumi scambiati sui segmenti a negoziazione continua si attestano a 5,4 TWh su MGP-Gas (+128% sul 2020) ed a 3,3 TWh su MI-Gas (-35%); su quest'ultimo si osserva sia una contrazione significativa delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (1,2 TWh, -53%), concentrata lato acquisto (-55%), sia una flessione degli scambi tra operatori diversi dal RdB (2,2 TWh, -18%), la cui quota scende ai minimi degli ultimi otto mesi (65%). Il peso degli scambi di MI-Gas e MGP-Gas in contrattazione continua sul totale negoziato

sul MP-GAS si porta così, rispettivamente, al 32% e al 51%, con questo secondo mai così elevato. Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead scendono a 1,5 TWh (-42%), oltre tre quarti relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 15% del totale scambiato su MP-GAS; poco significativi gli scambi sul segmento intraday, pari a 41 GWh, negoziati in solo tre sessioni.

Le quantità scambiate sul MGS scendono al loro minimo storico attorno a 0,19 TWh (-25% su ottobre 2020), in virtù di ridotti scambi tra operatori terzi (0,05 TWh, -60%) e di modeste movimentazioni da parte di Snam (0,13 TWh, +19%), effettuate esclusivamente con finalità di Bilanciamento e concentrate soprattutto lato vendita.

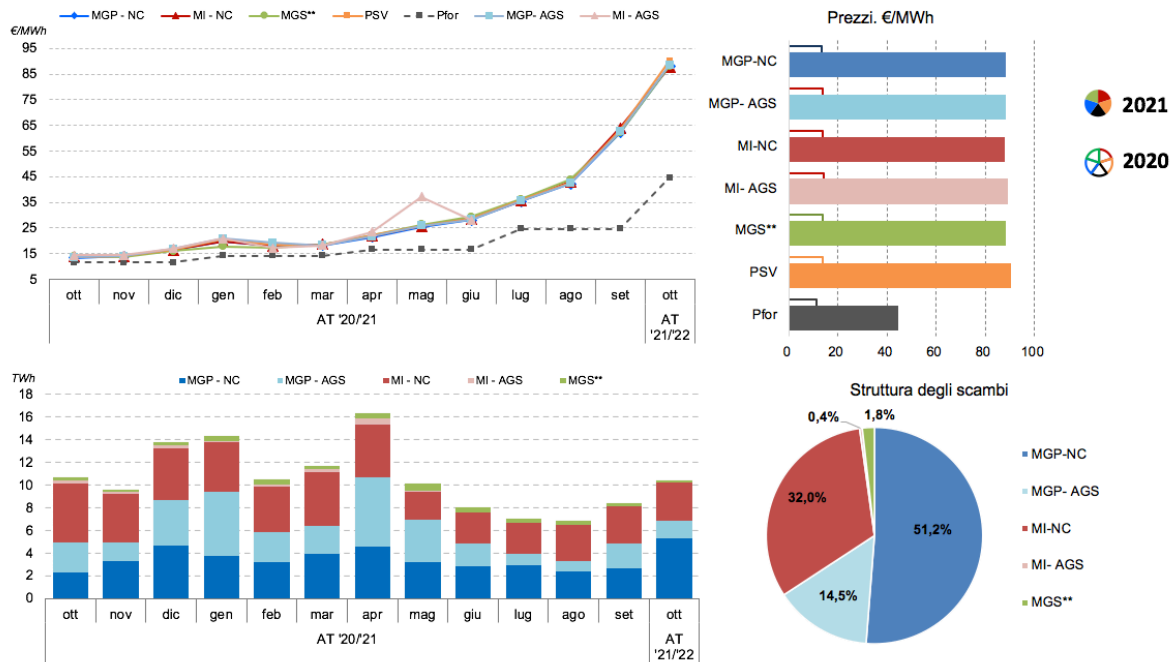
Le quotazioni registrate sui mercati a pronti, seguendo gli sviluppi di tutti i principali hub ed in linea con i livelli registrati al PSV, salgono ovunque ai massimi storici, mantenendosi poco sotto i 90 €/MWh, con un minimo a 87,78 €/MWh su MI-Gas a negoziazione continua.

Figura 3: MP-GAS*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Refinitiv

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MP-GAS						
<i>MGP</i>						
Negoziazione continua	88,23	(13,34)	40,00	145,00	5.355.384	(2.348.520)
Comparto AGS	88,56	(13,63)	66,96	110,00	1.519.776	(2.643.072)
<i>MI</i>						
Negoziazione continua	87,78	(13,85)	60,00	150,00	3.346.296	(5.140.104)
Comparto AGS	89,19	(14,32)	84,01	95,78	41.328	(306.288)
<i>MGS**</i>						
Stogit	88,25	(13,91)	65,00	131,00	188.646	(251.072)
Edison	-	(-)	-	-	-	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

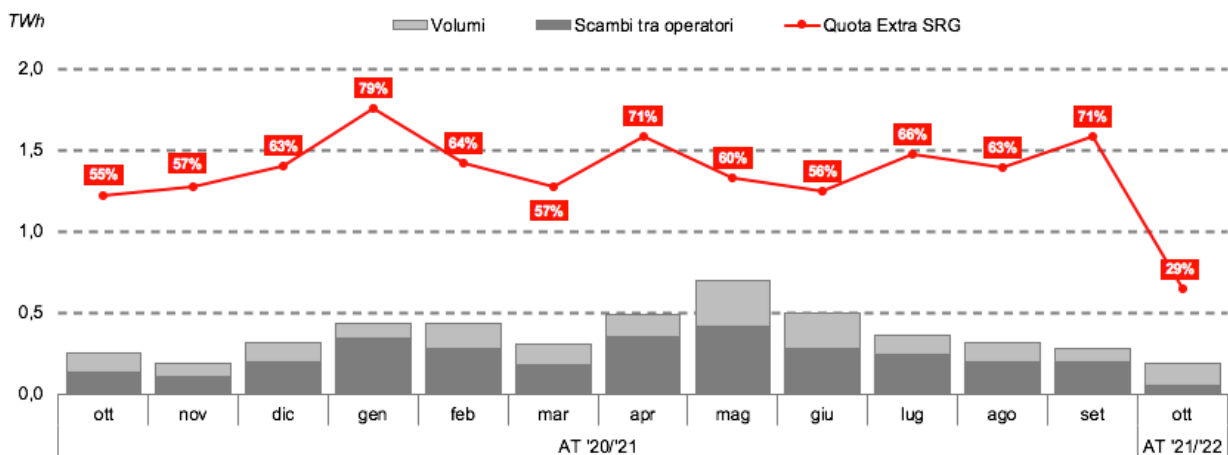
** A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit e Edison Stoccaggio) ponderata per i relativi volumi scambiati

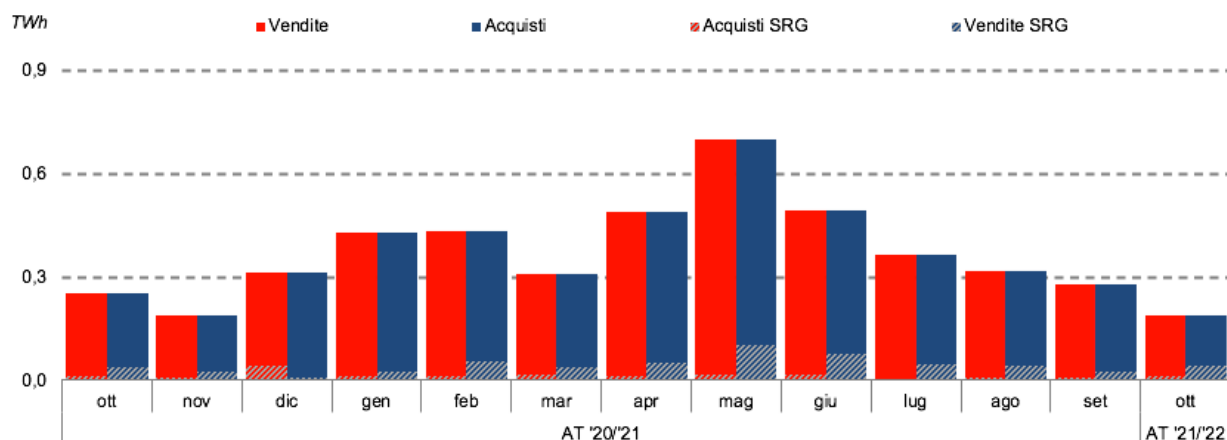
Figura 4: Mercato Gas in Stoccaggio (MGS), volumi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
Totale	188.646	(251.072)	188.646	(251.072)	-	(-)	-	(-)
SRG	31.193	(26.690)	102.711	(86.116)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	31.193	(26.690)	102.711	(86.116)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	-	(-)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	157.453	(224.382)	85.935	(164.955)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad ottobre sono stati registrati tre scambi, tutti relativi al prodotto mensile M-2021-11, che ha chiuso il suo periodo di contrattazione con

una posizione aperta di 7.200 MWh. La posizione aperta a fine mese, pertanto, si attesta a 6.480 MWh, mentre i prezzi di controllo risultano stabili o 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	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi				
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2021-10	-	-	25,13	-62,1%	-	-	-	-	-	-	-	
BoM-2021-11	-	-	82,37	-	-	-	-	-	-	240	6.480	
M-2021-11	85,60	88,00	85,60	16,6%	3	7.200	-	-	7.200	-	240	7.200
M-2021-12	-	-	88,47	24,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-01	-	-	90,11	26,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2022-02	-	-	85,00	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-01	-	-	80,48	16,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-02	-	-	47,17	30,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-03	-	-	44,37	78,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2022-04	-	-	44,35	78,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2022/2023	-	-	15,89	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2022	-	-	19,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2022	-	-	57,34	78,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale					3	7.200			7.200		240	6.480

*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), ad ottobre sono stati scambiati 455 GWh, riferiti al periodo di consegna Dicembre 2021,

ad un prezzo medio di 87,34 €/MWh, inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso mese (91,8 €/MWh).

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Ad ottobre si portano ai massimi da fine 2014 le quotazioni europee di greggio e derivati e al massimo storico il prezzo del carbone. Ancora record assoluti sui

principali hub europei del gas (89/93 €/MWh), con lo spread PSV-TTF che torna a superare 1 €/MWh, e sulle principali borse europee.

Accelera ad ottobre la crescita delle quotazioni del Brent (83,58 \$/bbl, +13% su settembre e +109% sul 2020), così come quelle del gasolio (711,74 \$/MT, +16% e +119%) e dell'olio combustibile (570,93 \$/MT, +11% e +93%), tutte ai massimi da almeno sette anni. Analoga la dinamica del prezzo del carbone che si porta sul livello massimo storico (236,39 \$/MT, +38% e +315%). I mercati a termine rivedono

ancora al rialzo le quotazioni per il prossimo trimestre, indicandole su livelli non troppo distanti dagli attuali valori spot per il Brent e il gasolio e inferiori per il carbone. In lieve riduzione il tasso di cambio euro/dollaro (1,16 €/\$, -1% su settembre e -1% sul 2020), con conseguente debole rafforzamento delle dinamiche rialziste rilevate sulle quotazioni di greggio e combustibili valutate in euro.

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

Fonte: Refinitiv

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	83,58	13%	109%	78,27	82,99	11%	83,75	13%	83,03	13%	77,60	11%
Olio Combustibile	USD/MT	570,93	11%	90%									
Gasolio	USD/MT	711,74	16%	119%	676,25	722,46	15%	716,51	15%	710,63	15%	679,89	12%
Carbone	USD/MT	236,39	38%	315%	213,75	214,23	29%	202,67	22%	212,50	13%	141,70	9%

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	72,06	14%	112%		71,52	-	72,12	-	71,44	-	66,35	-
Olio Combustibile	EUR/MT	492,23	13%	93%			-		-		-		-
Gasolio	EUR/MT	613,63	17%	123%		622,57	-	617,06	-	611,37	-	581,33	-
Carbone	EUR/MT	203,81	40%	321%		184,59	-	174,53	-	182,81	-	121,16	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,16	-1%	-1%	1,16	1,16	-	1,16	-	1,16	-	1,17	-

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

Fonte: Refinitiv

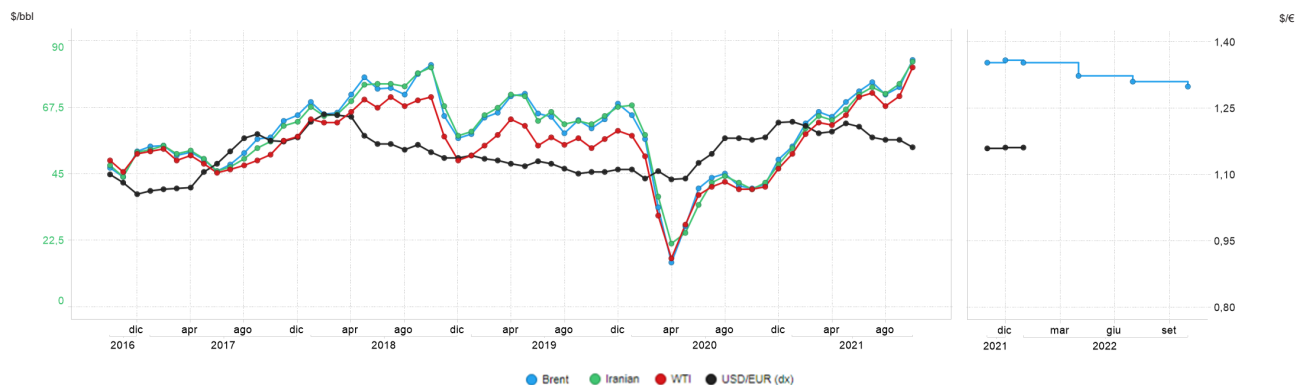


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv

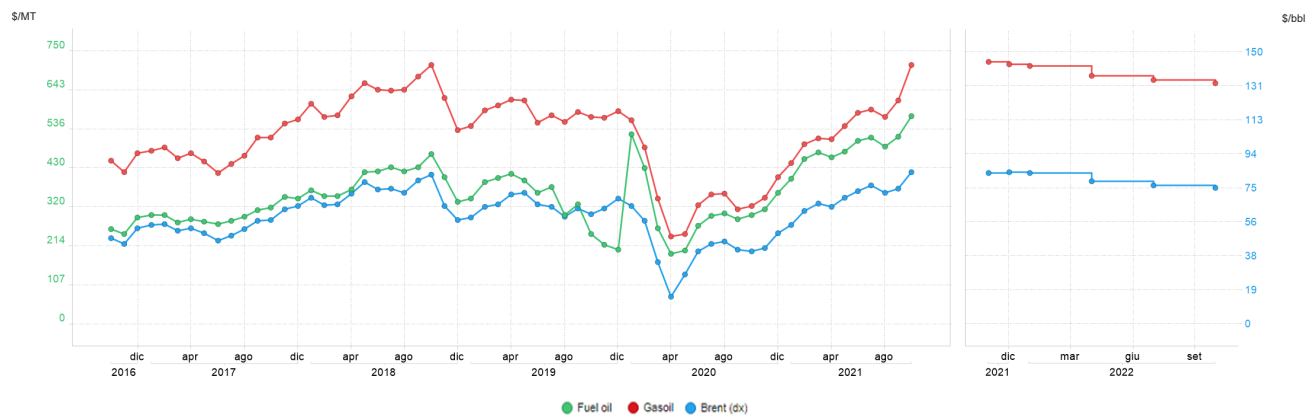
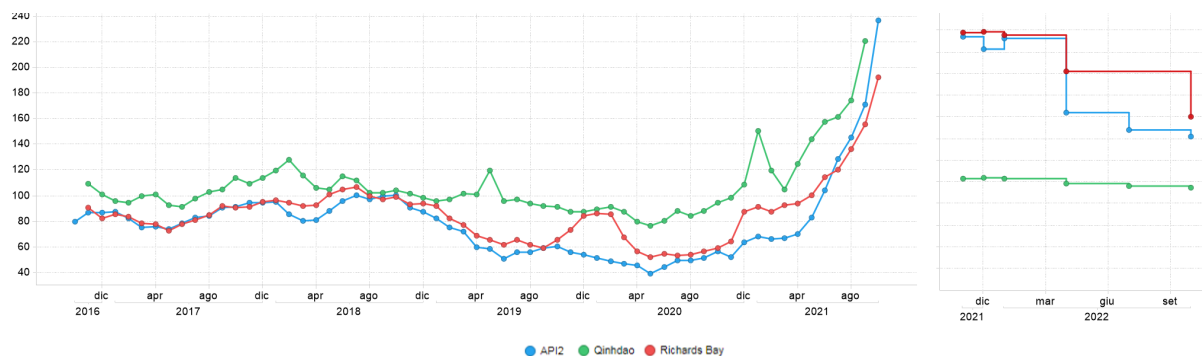


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Refinitiv



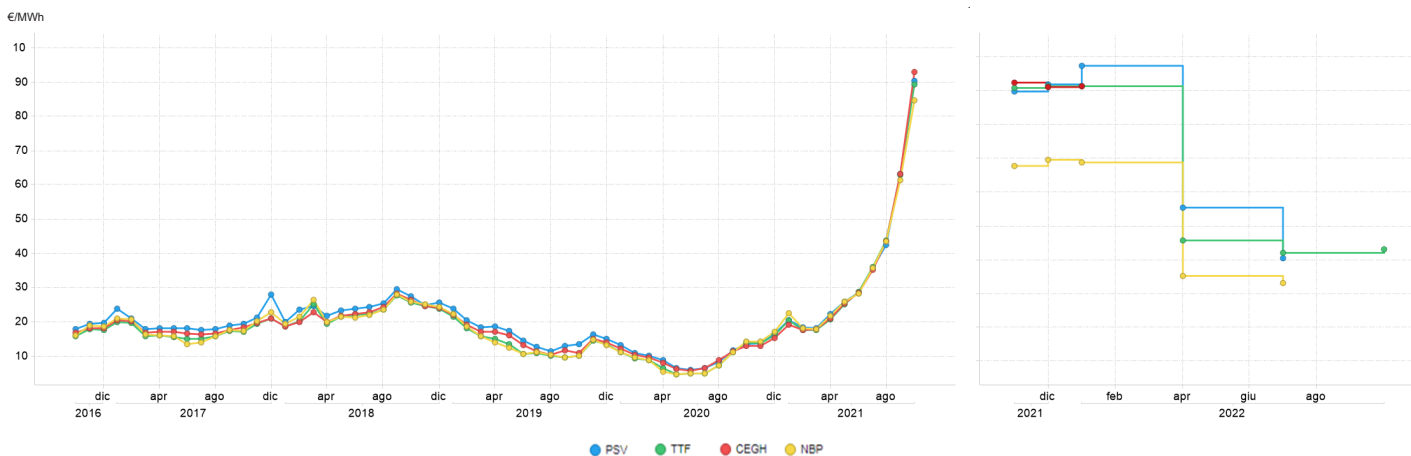
Ancora un massimo storico per le quotazioni sui principali hub europei del gas che, sempre molto allineate negli ultimi mesi, ad ottobre si attestano invece tra 89,26 €/MWh del TTF (+42% su settembre e +542% sul 2020) e 92,94 del CEGH (+47% e +614%). In mezzo la quotazione del PSV (90,30 €/MWh), il cui spread col TTF torna a superare 1 €/MWh, come non accadeva da aprile. In evidenza l'elevata volatilità delle quotazioni europee nel corso del mese che, sebbene nel

complesso proseguano il trend progressivamente crescente dell'ultimo anno, mostrano ripide ascese seguite da forti cadute, particolarmente evidenti nelle giornate tra il 5 e il 7 ottobre quando, ad esempio, il PSV sale da 89,4 €/MWh a 115,8 €/MWh, per poi scendere a 100,3 €/MWh. I mercati futures rivedono ancora in forte rialzo le quotazioni per i prossimi due mesi, stimandole non troppo distanti dagli attuali livelli spot e con uno spread atteso PSV-TTF negativo a novembre.

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	90,30	43%	564%	91,90	89,89	36%	91,79	39%	97,40		56,29	32%
TTF	NL	89,26	42%	542%	91,00	90,74	37%	91,23	38%	91,45		55,58	35%
CEGH	AT	92,94	47%	614%	85,69	92,36	40%	91,07	38%	91,32			
NBP	UK	84,63	38%	488%	70,24	67,67	35%	69,53	35%	68,89			



In tale scenario ulteriormente rialzista, anche le quotazioni sulle borse elettriche europee aggiornano i loro massimi storici. Resta più alto il prezzo italiano (217,63 €/MWh), seguito da quelli spagnolo e svizzero (199/200 €/MWh), mentre si confermano più distanti le quotazioni di Francia e Austria (170/172 €/MWh) e soprattutto quella tedesca (139 €/MWh). In controtendenza l'Area Scandinava

(57,01 €/MWh), in flessione del 34%. Espressione dei diversi parchi di generazione nazionali, gli spread tra le quotazioni europee, si portano su uno dei livelli più elevati di sempre, registrando invece attenuazioni o inversioni in ottica prospettiva, con il Pun atteso dai mercati a termine in modesta variazione sugli attuali livelli spot e le altre quotazioni in deciso rialzo.

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	217,63	37%	399%	165,11	223,53	49%	219,03	51%	218,83	30%	139,25	29%
FRANCIA	172,45	27%	355%	184,25	227,96	38%	260,02	58%	271,06		135,98	28%
GERMANIA	139,49	9%	310%	160,46	192,44	33%	202,84	48%	213,06		126,58	24%
AREA SCANDINAVA	57,10	-34%	290%	59,00	68,53	-6%	69,16	-5%	71,77		39,57	-15%
SPAGNA	199,90	28%	446%	213,50	220,06	35%	223,88	39%	219,12		133,95	28%
AUSTRIA	169,75	26%	378%									
SVIZZERA	198,27	44%	418%									

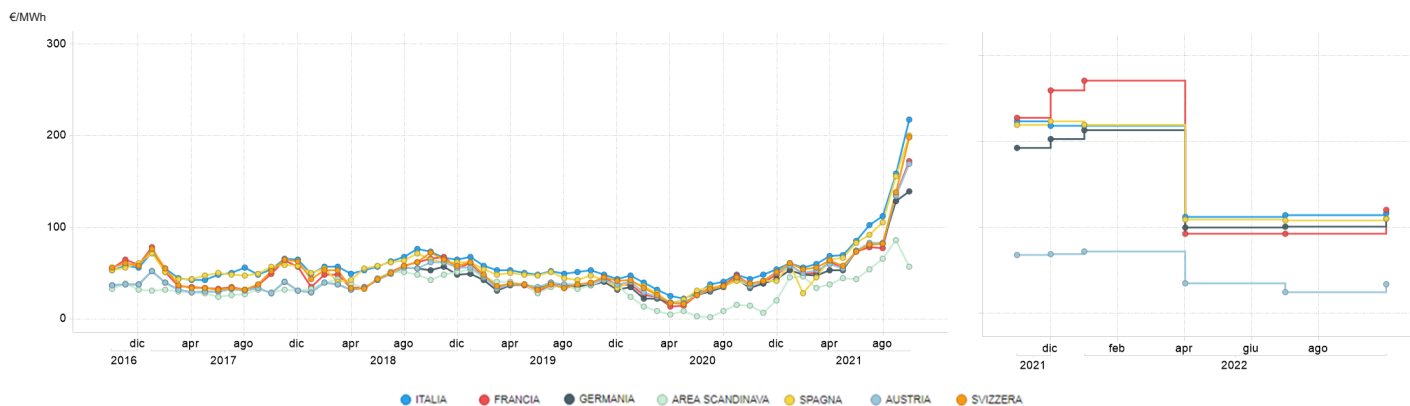
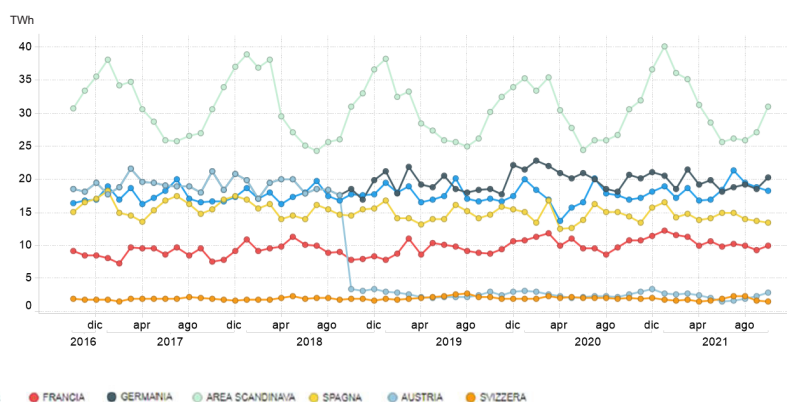


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot*

Fonte: Refinitiv

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	18,3	-6%	8%
FRANCIA	10,0	4%	-8%
GERMANIA	20,3	6%	-2%
AREA SCANDINAVA	31,0	10%	1%
SPAGNA	13,5	-5%	-6%
AUSTRIA	2,9	17%	11%
SVIZZERA	1,6	-9%	-26%



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

Relativamente ai volumi scambiati sui mercati elettrici spot, resta significativa la crescita annuale in Italia (18,3 TWh, +8%), più debole l'aumento nell'Area Scandinava (31,0

TWh, +1%), mentre si riducono degli scambi in Francia (10,0 TWh, -8%), Spagna (13,5 TWh, -6%) e Germania (20,3 TWh, -2%).

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 ottobre mostra una lieve contrazione rispetto al mese precedente (259 €/tep, -1 €/tep), a fronte di un calo più netto della quotazione bilaterale che scende a 215 €/tep (-26 €/tep). Crescono gli scambi sul mercato (+17%), con la liquidità che si porta al 64%, in corrispondenza di ridotte contrattazioni bilaterali (-9%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il prezzo medio si porta a 0,58 €/MWh (-52%), confermandosi più alto delle quotazioni bilaterali (0,23 €/MWh, -16%). In ripresa sia gli scambi sul mercato (+76%) che le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+6%).

Sul Mercato dei Certificati di Immissione in Consumo (CIC) a ottobre non sono stati registrati scambi.

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

Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato a ottobre si attesta a 259,20 €/tep, in lieve calo rispetto al mese precedente (-0,90 €/tep, -0,3%). Più intensa la riduzione del prezzo medio sulla piattaforma bilaterale, a 214,92 €/tep (-25,81 €/tep, -10,7%), ampliando lo spread con il corrispondente valore di mercato a 44 €/tep. La differenza tra i due riferimenti si attesta a 6,79 €/tep considerando esclusivamente le transazioni bilaterali registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota sui volumi bilaterali complessivi risulta pari all'85% (-12 p.p. su settembre). La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi nell'intervallo definito dai livelli di prezzo minimo e massimo osservati sul mercato (255,00-

260,05 €/tep) risulta pari al 79% (+52 p.p.).

I volumi negoziati su MTEE mostrano una crescita sul mese precedente del 17%, a 149,3 mila tep. La liquidità del mercato sale al 64% (+6 p.p. rispetto al mese precedente), in corrispondenza anche di un calo delle quantità scambiate sulla piattaforma bilaterale (82,9 mila tep, -9% rispetto a settembre).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo sino a fine settembre, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 66.148.935 tep, in aumento di 152.871 tep rispetto a fine settembre. Alla stessa data, il numero dei titoli disponibili, al lordo dei titoli presenti sul conto del GSE, è pari a 2.545.252 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	-0,3%	255,00	260,05	149.337	+17,2%	38,71	+16,8%	5.518	+46,8%	3,7%	+0,7 p.p.	10	+4
Bilaterali	214,92	-10,7%	0,00	263,50	82.962	-9,3%	17,83	-19,0%						
con prezzo >1	252,42	+2,1%	52,00	263,50	70.639	-20,7%	17,83	-19,0%						
Totale	243,39	-3,4%	0,00	263,50	232.299	+6,1%	56,54	+2,5%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

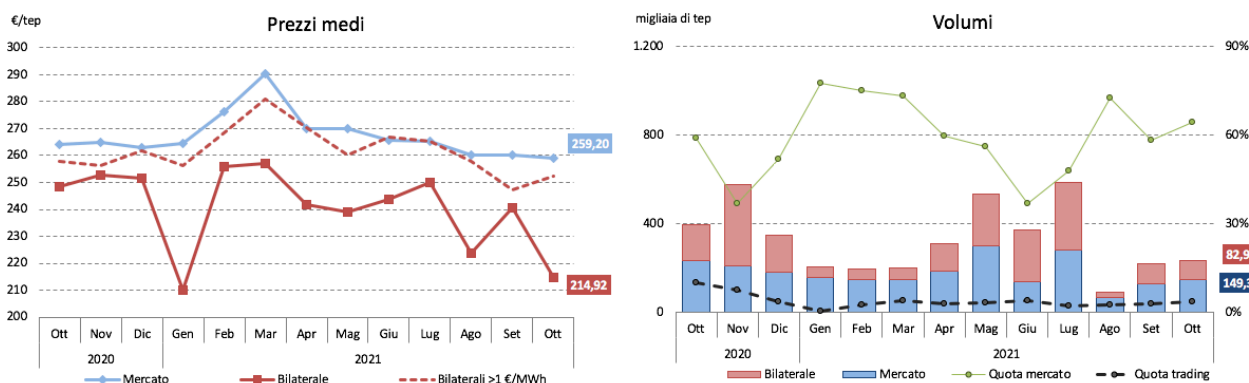


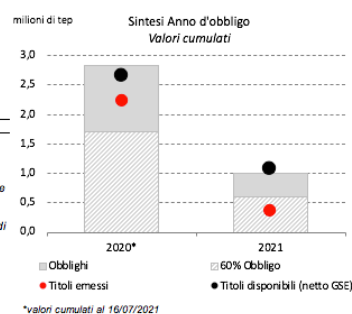
Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**	Titoli sul conto GSE**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <=260 €/tep	€/tep						
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	tep	tep
12	259,88	394.184	203.791	257,22	170.907	250,00	2.545.252	66.148.935	1.458.962	

*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.

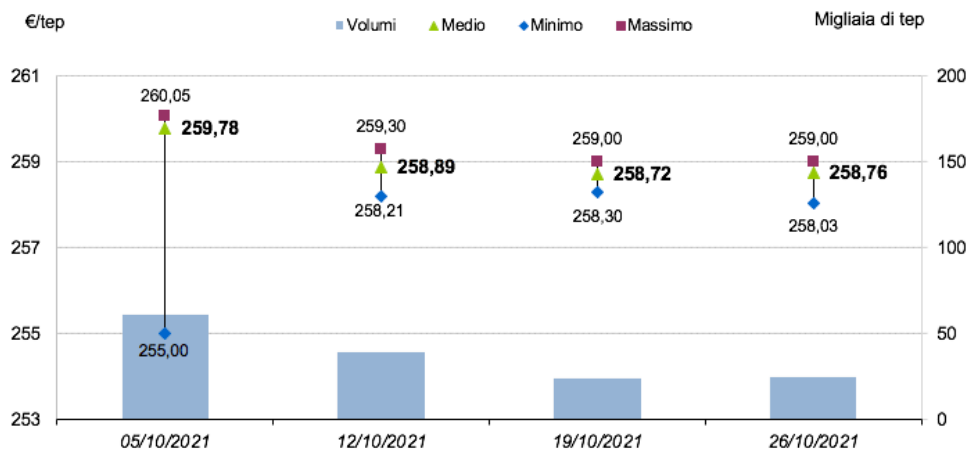


L'analisi delle singole sedute mostra quotazioni medie pressoché stabili nell'intorno dei 259 €/tep. Lo spread tra il prezzo minimo e massimo di seduta, fatta eccezione per la sessione del 5 ottobre in cui risulta pari a circa 5 €/tep, si

attesta mediamente poco sotto 1 €/tep, in aumento rispetto a settembre. I volumi medi scambiati nelle singole sessioni mostrano un incremento a 37,3 mila tep, con un massimo di 61 mila tep raggiunto nella sessione del 5 ottobre.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nel mese di ottobre il prezzo medio del MGO, indipendentemente dalla tipologia, si porta a 0,58 €/MWh (-52% su settembre). In calo anche le quotazioni registrate sulla piattaforma bilaterale (0,23 €/MWh, -16%); scende, pertanto, il differenziale tra i due riferimenti (0,35 €/MWh). L'analisi per tipologia su MGO mostra una diffusa flessione delle quotazioni, con prezzi che variano tra 0,56 €/MWh della categoria Altro e 0,80 €/MWh dell'Eolico. Sulla PBGO,

invece, i prezzi variano tra i 0,13 €/MWh della tipologia Idroelettrico, l'unica in riduzione sul mese precedente (-51%), ed i 0,42 €/MWh dell'Eolico.

I volumi scambiati sul mercato salgono a 131,1 mila MWh (+76% rispetto al mese precedente), livello tra i più alti per il corrente periodo di contrattazione, mentre i volumi registrati sulla piattaforma bilaterale si portano a 2,3 TWh (+6%).

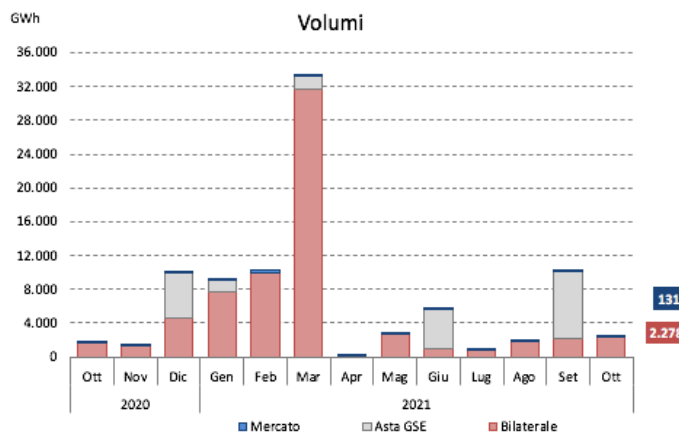
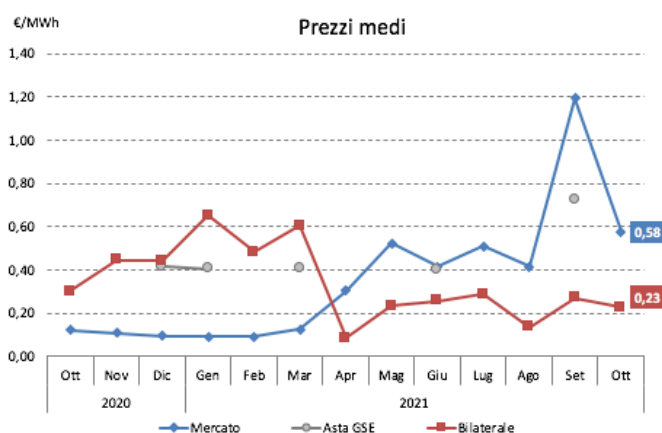
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,58	-51,9%	0,48	0,80	131.093	+76,2%	75.484	-15,2%
Bilaterali	0,23	-15,7%	0,01	1,98	2.277.780	+5,6%	515.625	-11,0%
con prezzo >0	0,23	-15,7%	0,01	1,98	2.277.780	+5,6%	515.625	-11,0%
Totale	0,25	-18,0%	0,01	1,98	2.408.873	+7,9%	591.109	-11,5%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

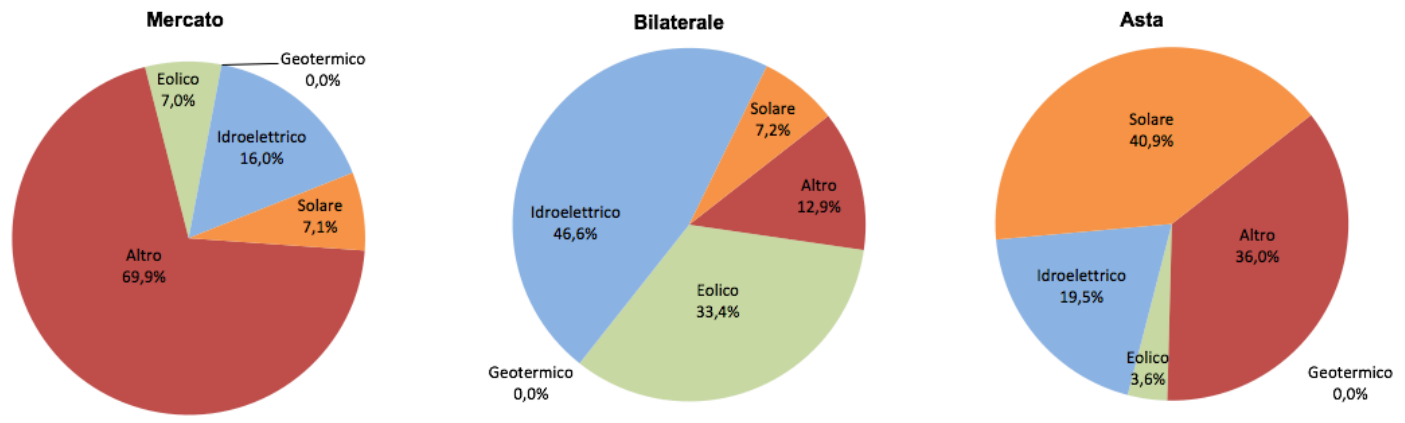


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2021 mostra la predominanza della tipologia Altro

sul mercato (70%), della tipologia Idroelettrico nella contrattazione bilaterale (47%) e di quelle Solare e Altro in asta (41% e 36%).

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

Fonte: dati GME



GNL: QUAL È LO SCENARIO DI OFFERTA SUL BREVE-MEDIO PERIODO?

Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

Nel primo caso, a fine settembre 2020, un incendio all'impianto di liquefazione di gas di Hammerfest, nel Mare di Barents norvegese, ha interessato cinque turbine elettriche, mentre attrezzature elettriche e cavi sono stati danneggiati dall'acqua durante le fasi di spegnimento².

Un incidente grave che ha costretto al fermo l'impianto da circa 5,4 mld di mc nonché le produzioni di gas dei giacimenti di Albatross e Askeladd ad esso collegati. Inizialmente Equinor, uno degli azionisti principali del liquefattore, aveva previsto il ripristino delle attività a ottobre di quest'anno, salvo poi indicare marzo 2022 come nuova data di ripartenza.

A Trinidad e Tobago³, invece, il calo riflette soprattutto la chiusura decisa a gennaio 2021 da BP, uno dei principali operatori insieme a Shell, del "treno 1" del liquefattore Atlantic da quasi 4 mld di mc: un complesso da 4 unità di liquefazione che sorge a Point Fortin, nel sud del paese. Il fermo, al momento a tempo indeterminato, è dovuto al drastico calo della produzione nazionale di gas che, iniziato nel 2020, durante la pandemia, continua a perdurare ancora oggi, senza previsioni certe di inversione del trend.

In Nigeria, secondo dati Platts, le esportazioni di GNL nei primi 9 mesi del 2021 si sono contratte del 22% rispetto al pari periodo 2020, per un volume di quasi 5 mld in meno⁴ rispetto alla media. Nel paese africano a pesare sul calo dell'output è stato soprattutto il cap imposto dall'OPEC alla produzione di petrolio, a cui in molti casi il gas è associato, che ne ha limitato le quantità estratte.

Più contenute, in termini di volumi e durata, le riduzioni che hanno interessato altri paesi produttori. In Perù⁵, problemi tecnici hanno fermato da maggio a settembre il Peru LNG da 5,5 mld mc, l'unico impianto di esportazione del GNL in Sud America; Angola e Guinea Equatoriale hanno registrato un rallentamento soprattutto nel terzo trimestre 2021: nel primo caso imputabile a criticità sul fronte upstream, a causa della riduzione della produzione petrolifera e di conseguenza di quella del gas associato; nel secondo, invece, a problemi tecnici all'impianto di processamento di Alba.

In Indonesia, le chiusure registratesi durante la pandemia hanno frenato gli investimenti, contribuendo ad una contrazione delle attività upstream e produttive. Minor gas da processare, insieme a guasti tecnici, hanno costretto l'impianto di Tangguh, di Dongo Senoro e di Bontag, a operare al di sotto delle proprie capacità: tra gennaio e luglio l'output di GNL è stato di 7,8 mld mc, circa 1 mld in meno rispetto allo stesso periodo dell'anno scorso⁶.

Problemi di manutenzione di più breve periodo hanno interessato l'impianto di PNG LNG venture in Papua Nuova Guinea; l'impianto Skidda in Algeria, che dopo essere stato

offline per sette mesi nel 2020 a causa di un danno a una turbina, si è fermato di nuovo nel mese di giugno 2021 per 45 giorni.

Infine, eventi meteorologici estremi – quali il freddo polare a febbraio e il passaggio dell'uragano Nicholas a settembre – hanno bloccato, per diversi giorni, le attività di alcuni impianti di liquefazione negli Stati Uniti.

Quale scenario di offerta per i prossimi anni?

Nonostante le criticità evidenziate, merita, però, rilevare come nel corso del 2021 il commercio mondiale di GNL abbia continuato nella sua traiettoria di crescita. I dati dei primi 8 mesi dell'anno, infatti, ci dicono che l'export è aumentato del 6% trainato soprattutto dagli Stati Uniti e dall'Egitto. I primi, dopo l'annus horribilis del 2020 in cui sono stati costretti a cancellare oltre 200 carichi, hanno visto crescere anno su anno i propri volumi esportati del 65% (+76% se il confronto si fa con il 2019) e gli impianti operare a piena capacità⁷; il secondo ha raddoppiato la propria produzione grazie alla ripartenza a febbraio, dopo 8 anni di stop, dell'impianto di Damietta da 7,6 mld mc operato da Eni e all'aumento dei flussi provenienti dall'impianto Shell di Idku. A questi va sommato l'apporto aggiuntivo, seppur inferiore ai precedenti, derivante: dagli impianti australiani del Queensland, che, sostenuti da una richiesta crescente, soprattutto dei buyers asiatici, hanno operato a ritmi sostenuti; dalla partenza a febbraio del Petronas Floating LNG (PFLNG) 2 in Malesia e dai maggiori flussi dell'impianto Yamal LNG della russa Novatek, che a giugno ha avviato la produzione del suo quarto treno di liquefazione⁸.

Si tratta di un trend positivo che, secondo le più accreditate stime, dovrebbe replicarsi anche sul brevissimo periodo, sebbene la velocità di crescita dovrebbe rallentare notevolmente rispetto al tasso medio annuo del 10% registrato nel periodo 2015-2019.

L'Aie indica per il 2022 un aumento del commercio mondiale di GNL del 2% in ragione del venir meno della situazione di tightness registrata nel 2021: l'attesa, infatti, è di una minore richiesta da parte dell'Asia, di un declino delle importazioni europee e di un miglioramento delle condizioni di siccità che hanno interessato l'America Latina nel corso di quest'anno. Lato domanda, continuerà ad essere l'Asia il bacino più high consumption, mentre, lato offerta, un maggior apporto di GNL dovrebbe arrivare dagli USA. Se spostiamo l'orizzonte al 2024, per l'Agenzia di Parigi gli scambi internazionali di GNL dovrebbero crescere di un 16% se confrontati con il dato del 2020. Il mercato, in ogni caso, rimarrà ben fornito: la domanda incrementale di GNL eccederà la capacità di liquefazione

(continua)

aggiuntiva solo di poco, ma al contempo aumenterà il tasso di utilizzo dei liquefattori, il che limita il rischio di mercato corto, almeno per i prossimi tre anni.

Una visione ancora più ottimista sul fronte dell'offerta è quella di Bloomberg⁹ che stima al 2025 una crescita dell'output di GNL maggiore di quella della domanda, prospettando addirittura una situazione di oversupply. Per l'agenzia americana, al 2025, sul mercato dovrebbe essere disponibile un'offerta superiore del 23% rispetto al dato del 2020 a fronte di una domanda attesa crescere solo di un 14%.

Più cautelativa, infine, la visione della multinazionale Shell¹⁰, che, pur stimando una crescita dell'offerta, ne rivede la portata al ribasso rispetto alle stime degli anni scorsi. L'impatto, per nulla trascurabile, della pandemia sulle scelte di investimento e sul timing dei nuovi progetti potrebbe ridurre i volumi di GNL

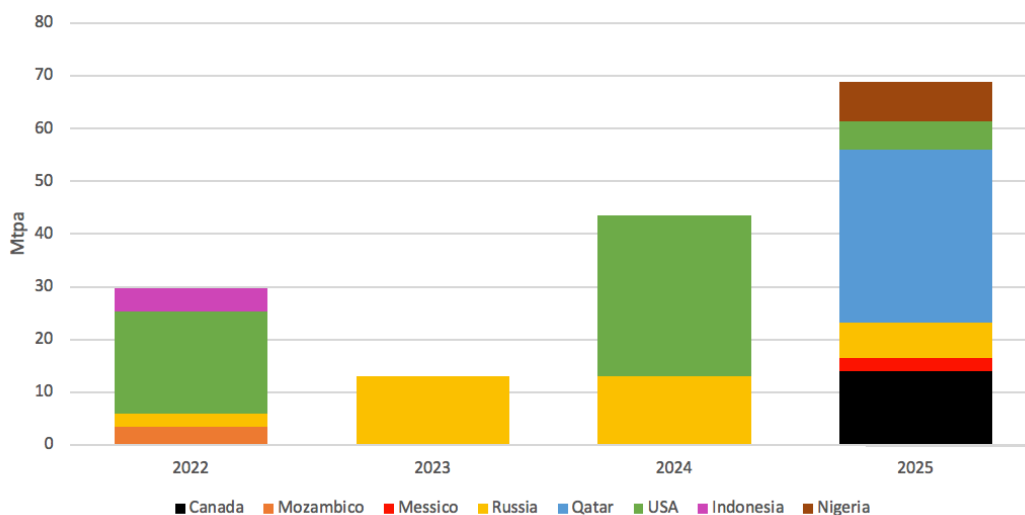
disponibili sul mercato, che faticherebbero a stare dietro ad una domanda che invece corre più velocemente, paventando così il rischio di una situazione di tightness già dal 2025.

Da dove muoverà la nuova offerta?

Da un punto di vista regionale – considerando gli impianti attualmente in costruzione o comunque già approvati e prossimi all'inizio dei lavori – al 2025 si attende una capacità di liquefazione aggiuntiva di circa 150 milioni di tonnellate all'anno (Mtpa). La nuova offerta muoverà soprattutto dal Nord America (45%), e in particolar modo dagli Stati Uniti (35%), dalla Russia e dal Qatar che assorbiranno una quota di circa il 20%. Ulteriori volumi si aspettano anche dall'entrata in funzione di capacità in Canada, Indonesia, alcuni paesi africani e Messico.

Capacità di liquefazione aggiuntiva 2022-2025

Fonte: Elaborazioni Rie su dati imprese e stampa specialistica



Nell'analizzare i singoli progetti, partiamo da oltreoceano. L'ascesa degli USA nel panorama mondiale del settore del GNL è stata rapida e di successo in ragione delle abbondanti risorse di gas non convenzionale, sfruttate a costi contenuti con la tecnica del fracking, nonché di un apparato infrastrutturale già sviluppato, con diversi rigassificatori convertiti alla liquefazione ed esportazione. Dalla prima metaniera salpata dall'impianto di Sabine Pass in Louisiana nel 2016 fino ad oggi, di strada, o meglio di mari, ne sono stati solcati: terzo esportatore mondiale dopo Australia e Qatar, oltre 2.000 carichi e 35 paesi importatori raggiunti, 6 impianti in funzione e 5 in costruzione.

Di questi ultimi – commissionati prima del 2019 – sono in corso i lavori di realizzazione e con molta probabilità saranno operativi nel giro di 3-4 anni per una capacità di

liquefazione nominale aggiuntiva di 55 Mtpa. Ad oggi, la costruzione dei 5 impianti è in fase avanzata:

1. Completato a marzo di quest'anno, sul finire del 2021 o nei primi mesi del 2022 dovrebbe iniziare a produrre il treno numero 3 dell'impianto di Corpus Christi, operato da Cheniere. La nuova unità aggiungerà 4,5 Mtpa di capacità all'impianto esistente, il cui primo treno è partito nel novembre 2018, seguito dal secondo nell'agosto del 2019.
2. Unico progetto di cui sono stati avviati nel 2021 (nessuno nel 2020), l'impianto di esportazione di Plaquemines in Louisiana dovrebbe essere operativo già dal 2024. Progettato per produrre fino a 20 Mtpa, ha un costo stimato di 8,9 mld doll.
3. I lavori per la realizzazione del Calcasieu Pass da 10

(continua)

Mtpa di Venture Global, iniziati nel 2019, sono quasi ultimati e si attende l'inizio delle attività per il prossimo anno.

4. Il sesto treno di liquefazione a Sabine Pass, il primo impianto ad entrare in funzione nel 2016, atteso per il 2023, dovrebbe iniziare a produrre ancora prima del previsto. L'apporto della nuova unità, 5 Mtpa, fa salire la capacità complessiva dell'impianto a 30 Mtpa.
5. Chiudiamo, infine, con Golden Pass LNG project, l'impianto che vede la collaborazione anche di major petrolifere come Qatar Petroleum e Exxon Mobil. Ex impianto di rigassificazione, covertito, consta di tre treni di liquefazione da 5,2 Mtpa ciascuno, due dei quali in funzione dal 2024, mentre il terzo dall'anno dopo.

Nonostante i numeri positivi, così come molti altri produttori a livello globale, il settore del GNL negli USA non è uscito indenne dalla crisi di oversupply che ha caratterizzato il mercato a partire dal 2019 e dalla scure della pandemia: a risentirne sono stati tanto i bilanci dei produttori quanto i numerosi progetti che, pianificati durante gli anni della bonanza, sono stati rivisti, posticipati e in alcuni casi cancellati. Vi rientrano una dozzina di impianti che, qualora realizzati, aggiungerebbero ulteriori 150 Mtpa di capacità aggiuntiva agli USA. Tutti presentano un iter autorizzativo già avviato e la maggior parte ha già ottenuto tutte le autorizzazioni necessarie, tuttavia la costruzione di questi ultimi viene sempre procrastinata a causa di una serie di ostacoli che ne rallentano il corso. In primis, la difficoltà nel concludere accordi di fornitura pluriennale indispensabili per finanziare infrastrutture così costose. In secondo luogo, costi di costruzione e operativi ancora troppo elevati per poter essere concorrenziali con gli impianti brownfield. Infine, una montante opposizione sia delle popolazioni locali contrarie a un maggior sfruttamento delle risorse di gas, necessarie per alimentare gli impianti, molto spesso estratte con l'utilizzo della tecnica della fratturazione idraulica, sia del mondo ambientalista contrario a investimenti in fonti fossili.

Per la Russia, invece, puntare sul GNL costituisce un'opportunità per raggiungere quei mercati non serviti dai propri gasdotti esistenti o pianificati. Il Cremlino, per quanto consapevole che una ulteriore crescita globale del mercato del GNL potrebbe minare la posizione dominante di cui gode in Europa quale fornitore principale di gas via pipeline, riconosce al gas naturale liquefatto un ruolo strategico negli scambi internazionali. Ragione che spiega una posizione accondiscendente nei confronti di imprese più piccole e indipendenti, come Novatek che, a differenza del colosso statale Gazprom, godono di maggiore flessibilità ed expertise per aumentare la presenza russa nel settore. Le crescenti ambizioni di Mosca sono ben

visibili nel Piano ufficiale di sviluppo di lungo termine del GNL, pubblicato a marzo di quest'anno, che contempla: l'espansione di impianti già operativi e la costruzione di nuovi, previsti entrare in funzione entro il 2025; progetti classificati come probabili o possibili ancora nella fase autorizzativa iniziale e con tempi di realizzazione che vanno oltre il periodo di proiezione esaminato in questo articolo e progetti su cui incombono incertezze circa la loro effettiva realizzabilità.

Ad oggi sono tre i progetti in costruzione: l'impianto da 1,5 Mtpa di Gazprom, Portovaya LNG, la cui entrata in funzione è attesa per questo anno, ma che con molta probabilità slitterà al prossimo. Artic LNG 2 di Novatek e altri¹¹, la cui decisione finale di investimento è stata presa nel 2019 e prevede tre treni di liquefazione da 6,6 Mtpa ciascuno, il primo dei quali atteso per il 2023, mentre gli altri due fra il 2024-25. A supporto del progetto la firma di diversi contratti di fornitura pluriennali e la scelta strategica dei partners di utilizzare delle navi rompighiaccio che consentirebbero di utilizzare la rotta del Mare del Nord riducendo le distanze per le consegne verso l'Asia. Infine, il complesso di Ust-Luga di Gazprom: un impianto che prevede due treni per una capacità complessiva di 13 Mtpa, la cui costruzione è iniziata a maggio 2021 e dovrebbe concludersi entro il 2023 e 2024, anni indicati per la partenza rispettivamente del treno 1 e 2. Negli ultimi mesi Gazprom ha lanciato un piano per la costruzione di un terzo treno di liquefazione¹². A febbraio 2021, Qatar Petroleum (oggi Qatar Energy) annuncia di aver preso la FID per il North Field East (NFE) LNG project. Si tratta del più importante progetto, in termini di volumi, approvato negli ultimi anni, nonché l'unico ad essere stato commissionato nel 2021. Esso prevede la costruzione di 4 mega treni di liquefazione da 8 Mtpa ciascuno, che consentiranno al paese di espandere, per la fine del 2025, la sua capacità di liquefazione da 77 Mtpa a 110 (+43%), nonché una serie di interventi che riguardano, tra l'altro, la rete elettrica e un sistema integrato di CCS (Carbon Capture and Storage) per un costo complessivo di circa 30 mld di doll. Due ulteriori treni da 16 Mtpa sono stati pianificati e qualora effettivamente costruiti consentirebbero al paese di contare su un output complessivo di 126 Mtpa. L'espansione, in linea con gli impegni del Qatar per uno sviluppo sostenibile al 2030 e con la National Vision 2030¹³, era stata già annunciata nel 2017, una volta revocata la moratoria sullo sfruttamento del North Field, il giacimento di gas non associato più grande al mondo. Si tratta di un investimento ingente che consentirà al Qatar di confermarsi anche nei prossimi anni come uno dei principali venditori mondiali di GNL, contando sia sulla sua posizione geografica strategica centrale rispetto ai bacini di consumo, sia su costi di produzione nettamente inferiori a quelli dei suoi competitors.

In Canada, dopo lo stop dovuto al Covid-2019, a inizio 2021 sono ripresi i lavori per la costruzione del liquefattore LNG Canada, operato da Shell al 40%, PETRONAS (25%), PetroChina (15%), Mitsubishi Corporation (15%) and KOGAS (5%) e ubicato a Kitimat, nella British Columbia. L'impianto, che ha ricevuto la FID nell'ottobre del 2018 e per cui è stimato un costo di 17 mld di doll, prevede due treni per una capacità di 14 Mtpa¹⁴, con possibilità di espansione ad altri due, con previsione di entrata in funzione nel 2025.

Attesa entro quest'anno, ma rimandata a data da destinarsi, la FID per il Goldboro LNG di Pieridae Energy Ltd. in Nova Scotia. L'impianto che ha una capacità fino a 10 Mtpa dovrebbe essere pronto entro il 2023, ma in assenza di decisione finale di investimento sembra improbabile si rispettino questi tempi¹⁵. Diversi, invece, sono i progetti in fase di stallo o cancellati: il paese, infatti, nonostante l'abbondanza di risorse, sconta da un lato, la vicinanza con gli Stati Uniti, principale concorrente sul mercato e, dall'altro, più elevati costi operativi nonché una montante opposizione locale.

Sul finire del 2020, Sempra Energy ha preso la FID, la sola in quell'anno, per aggiungere all'impianto di rigassificazione Costa Azul, in Messico¹⁶, un treno di liquefazione da 2,5 Mtpa. Si tratterebbe del primo impianto di esportazione di GNL sulla costa del Pacifico del Nord America e contribuirebbe a connettere le abbondanti risorse di gas del Texas con i mercati del Messico e dei paesi vicini. In Indonesia, si attende per il prossimo anno il completamento del primo treno da 0,5 Mtpa del complesso di Sengkang LNG Train della Energy World Corp.'s (EWC). Altri 3 treni sono stati previsti, per un'espansione della capacità fino a 2 Mtpa ma i tempi di realizzazione non sono ancora stati definiti. Sempre in Indonesia prosegue, seppur con ritardi, la costruzione del treno 3 dell'impianto già esistente di Tangguh che dovrebbe aggiungere, non prima però del prossimo anno, ulteriori 3,8 Mtpa di capacità, portando la portata complessiva a 11,4 Mtpa.

Prosegue, anche se con tante criticità (ritardi dovuti al Covid e conseguente aumento dei costi e blocco per cause di forza maggiore), la realizzazione della struttura flottante Greater Tortue LNG-FPSO, operata da Kosmos Energy, al confine fra Senegal e Mauritania. Con la prima fase del progetto, la cui FID è stata presa nel 2018, sul finire del 2023, dovrebbero essere disponibili sul mercato 2,5 Mtpa. Si parla di una fase 2, per cui la decisione finale di investimento è attesa nei prossimi 2-3 anni (con entrata in funzione nel 2026), mentre rimane in stallo la fase 3.

Rimanendo sempre in Africa, sono da qualche mese iniziati i lavori di ampliamento e debottlenecking dell'impianto Nigeria LNG, che prevedono la costruzione di un settimo treno di liquefazione che aggiungerà ulteriori 7,6 Mtpa di capacità al complesso esistente. La partenza del nuovo treno, per cui la FID è stata presa nel 2019, è attesa entro il 2025. Procedono a due velocità, infine, i progetti per la costruzione dei liquefattori in Mozambico,

paese dalle vaste potenzialità per diventare un importante attore sul mercato globale del GNL. Rispettando la tabella di marcia, proseguono i lavori per la realizzazione dell'impianto galleggiante di Coral South, primo progetto approvato con FID nel 2017 dai partner di Area 4 per lo sviluppo delle risorse di gas scoperte nel bacino di Rovuma. Con una capacità di 3,4 milioni di tonnellate di GNL, l'impianto, operato principalmente da Eni, prevede la produzione e la vendita del gas contenuto nella parte meridionale del giacimento di Coral. Lo start-up è previsto nel 2022. Al contrario, molte meno certezze ci sono per il Mozambique LNG di Total, che ad aprile di quest'anno aveva sospeso le attività per forza maggiore, rimuovendo tutto lo staff dal sito in risposta ai recenti attacchi militari islamisti e al deterioramento delle condizioni di sicurezza nel paese. Pianificato dopo la scoperta avvenuta nel 2010 di una vasta quantità di gas nell'offshore a nord del paese, l'impianto da circa 12 Mtpa ha ottenuto la FID nel 2019 e si attendeva la prima produzione per il 2024-2026, data con molta probabilità procrastinata nel tempo. L'instabilità politica e le violenze hanno, poi, rallentato l'iter autorizzativo di un terzo impianto, per cui si attende ancora la decisione finale di investimento: il Rovuma LNG Plant, che prevede due treni di liquefazione e una capacità di 15,2 Mtpa.

Conclusioni

La disanima dei progetti di cui sopra ci restituisce un quadro che parrebbe relativamente rassicurante sul fronte dell'offerta nel breve termine. Tuttavia, questa nuova capacità di liquefazione muove da progetti figli di decisioni di investimento maturate prima del 2019, quando il contesto di riferimento era molto meno incerto di quello attuale, prima che la pandemia sconvolgesse gli equilibri mondiali e le politiche ambientali sempre più stringenti e tendenti al net zero carbon facessero rivedere gli scenari di domanda di più lungo respiro.

Dal 2019, per i produttori è diventato sempre più difficile investire in progetti così ad alta intensità di capitale, dai ritorni incerti e dalla scarsa accettabilità sociale, per di più gravati dalle innumerevoli difficoltà nel reperimento dei capitali che non erano state riscontrate negli anni precedenti, quando buona parte della produzione dei nuovi impianti era coperta da contratti di fornitura di lungo periodo. Prova ne sia il fatto che, nonostante i molteplici progetti presentati, nel 2020 sia stata presa un'unica Decisione Finale d'Investimento (Costa Azul in Messico), intesa come la decisione di procedere all'investimento per l'esecuzione di un impianto al termine di una fase progettuale – così come nel 2021, anche se rilevante in termini di volumi (North field expansion in Qatar). Su tutti gli altri, invece, incombe una maggiore aleatorietà e le decisioni di investimento sono state rimandate o congelate in attesa di tempi migliori, aumentando il rischio di tightness sul più lungo periodo.

Tuttavia, negli ultimi mesi, la crisi dei prezzi ha evidenziato la centralità del gas nei mix energetici dei paesi e del suo ruolo di fonte di transizione nel processo di decarbonizzazione dell'economia, nonché quanto importante sia poter contare

su un'offerta affidabile e capace di rispondere all'aumento della domanda. Il che spiega perché, secondo WoodMac, i buyers abbiano optato nuovamente per contratti "take or pay", siglando accordi a lungo termine per 24 Mtpa (stesso volume

registrato nel 2018/2019). La domanda però è: basteranno questi segnali di inversione di tendenza a ridare ottimismo agli investitori e nuovo slancio ai progetti per l'aumento della capacità di liquefazione?

¹ AIE, Gas market report Q4 2021, 2021.

² Staffetta Quotidiana, Gnl Norvegia, fermo dopo un incendio il liquefatore di Hammerfest, 29 ottobre 2020.

³ Argus Media, Trinidad LNG output hits record monthly low, 25 agosto 2021.

⁴ Platts European Gas Daily, West African LNG exports continue slide in Q3, feedgas issues persist, 15 ottobre 2021.

⁵ Argus Media, Peru LNG stalls, imports authorized, 13 maggio 2021.

⁶ Argus Media, Merakes disruption cuts Indonesia's Bontang LNG output, 26 ottobre 2021.

⁷ AIE, Gas market report Q4 2021, 2021.

⁸ Argus Media, Yamal LNG loadings rise in second quarter, 5 luglio 2021.

⁹ Bloomberg, Global LNG outlook 2021-25 overview, giugno 2021.

¹⁰ Shell, LNG Outlook 2021, febbraio 2021.

¹¹ Novatek (60%), TotalEnergies (10%), CNPC (10%), China National Offshore Oil Corp. Ltd. (10%), Japan Arctic LNG consortium of Mitsui & Co. Ltd. E Japan Oil, Gas and Metals National Corp. (10%).

¹² Platts European Gas daily, Russia's Gazprom to assess option of adding third LNG train at Ust-Luga, 07 ottobre 2021

¹³ Qatar National Vision 2030

¹⁴ Shell, LNG Canada

¹⁵ Goldboro LNG

¹⁶ Sempra, Costa Azul

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Comunicato del NEMO Committee | “Successful webinar on the CACM Annual Report 2020” | pubblicato in data 19 ottobre 2021 | Download <https://www.nemo-committee.eu>

Con il comunicato in oggetto, i Nominated Electricity Market Operators (NEMO) europei hanno reso noto che in data 14 ottobre u.s., si è tenuto il webinar di presentazione del “CACM Annual Report 2020”¹, al quale hanno preso parte anche i rappresentanti di ACER², di ENTSO-E³, della FSR⁴, nonché della Commissione Europea.

Nel corso del suddetto webinar, i rappresentanti dei NEMO hanno illustrato le risultanze ed i dati relativi all’operatività del Single Day-Ahead Coupling (SDAC) e del Single Intraday Coupling (SIDC) per l’anno 2020, presentando altresì un quadro generale delle performance attuali e future degli algoritmi di market coupling, nonché delle connesse attività di ricerca e sviluppo poste in essere dai NEMO.

Comunicato del GME | “Piattaforma Informazioni Privilegiate (PIP) – Rilascio nuova versione” | pubblicato in data 19 ottobre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito al precedente comunicato del 6 settembre u.s.⁵, il GME ha reso noto che, a partire dal 20 ottobre u.s., è stata rilasciata in ambiente di produzione la nuova versione della Piattaforma PIP, aggiornata al fine di rendere il formato degli UMM (Urgent Market Messages) Power e Gas rispondente ai nuovi requisiti tecnici previsti da ACER.

In particolare, tale adeguamento ha riguardato l’implementazione dei nuovi schemi XML – indicati da ACER nella versione aggiornata dell’Annex VIII del MoP⁶ relativi alla pubblicazione degli UMM.

A completamento, il GME ha altresì provveduto ad adeguare e rendere disponibile la nuova versione del “Manuale Utente”⁷ e dell’“Implementation Guide”⁸ della Piattaforma PIP al fine di recepire le suddette modifiche previste da ACER.

¹ Il CACM Annual Report 2020 è stato pubblicato il 1 luglio 2021 (cfr. Newsletter n. 150 luglio 2021) ed è disponibile al seguente link: <https://www.nemo-committee.eu/publication-detail/cacm-annual-report-2020>

² The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)

³ The European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E)

⁴ Florence School of Regulation (FSR)

⁵ cfr. Newsletter n. 152 ottobre 2021

⁶ Il “Manual of Procedures on transaction data, fundamental data and inside information reporting” è disponibile al seguente link: https://documents.acer-remit.eu/wp-content/uploads/MoP_Annex_VIII_Inside_Information_Schema.zip.

⁷ Il “Manuale Utente” è disponibile al seguente link: https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20210902_ManualeUtentePIP_3.0.pdf.

⁸ L’“Implementation Guide” è disponibile al seguente link: https://www.mercatoelettrico.org/it/menubiblioteca/documenti/20210902_ImplementationGuidePIP_2.2.pdf

Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche: al via le selezioni per la XXIII edizione!

Grandi trasformazioni stanno interessando il mondo dell'energia e dell'ambiente: transizione energetica, fonti energetiche rinnovabili, lotta al cambiamento climatico, corporate social responsibility, gestione dei servizi ambientali, rivoluzione digitale ed industria 4.0, sviluppo di infrastrutture sostenibili, smart grids, smart cities e mobilità sostenibile sono solo alcuni dei temi che verranno affrontati all'interno del Master SAFE in Gestione delle Risorse Energetiche.

Nuovi modelli di sviluppo si stanno affermando per far fronte alle crescenti sfide ambientali e sociali. Occorrono conoscenze e competenze diversificate, trasversali, in grado di cogliere le nuove opportunità del settore e di sviluppare un proficuo dialogo tra le varie realtà coinvolte.

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

Il programma didattico è oggetto di innovazione sistematica dei temi e delle relative modalità di erogazione, per adattare l'offerta formativa ai cambiamenti del settore energetico e alle

evoluzioni del mercato del lavoro. Le docenze del corso sono affidate ad affermati manager tecnici dell'industria e della consulenza, rappresentanti delle Istituzioni e accademici, che mettono a disposizione il proprio know how per formare i futuri leader del settore.

Il percorso di formazione SAFE prevede 6,5 mesi di formazione full time, da Gennaio a Luglio 2022, con 500 ore didattiche in aula, giornate in aziende, visite a siti operativi e circa 300 ore di Project Work aziendali.

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

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

Per maggiori informazioni:

<https://safeonline.it/iscrizione-master-safe>

Telefono: 06/53272239

XXIII
EDIZIONE

ISCRIVITI AL MASTER IN GESTIONE DELLE RISORSE ENERGETICHE

Solo 30 posti disponibili



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.