

APPROFONDIMENTI

GAS VERDI E LOW CARBON: LO STATO DEL SETTORE E LE PROPOSTE DEL NUOVO PACCHETTO UE

di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

Da alcuni anni i gas rinnovabili e a basse emissioni di anidride carbonica occupano un ruolo rilevante nell'agenda politico-energetica comunitaria. Diverse sono le ragioni che spingono la Commissione Europea a puntare l'attenzione su queste fonti: il contributo che possono fornire al raggiungimento degli ambiziosi obiettivi di decarbonizzazione che l'UE si è posta, anche per la possibilità di un loro utilizzo nei trasporti e in settori c.d. "hard to abate"; l'opportunità di consentire alle esistenti infrastrutture del gas naturale di continuare a svolgere un ruolo centrale in un sistema energetico più decarbonizzato; la modularità e programmabilità del loro processo di produzione e la possibilità di essere immagazzinati; relativamente al biogas e al biometano, le ricadute positive che possono fornire in termini di economia circolare per il settore agricolo e zootecnico, per l'industria agroalimentare, per il trattamento dei fanghi di depurazione e dei rifiuti organici urbani.

Al termine di una lunga gestazione, il 14 dicembre 2021 la Commissione Europea ha adottato una serie di proposte legislative (Direttiva e Regolamenti) per facilitare la diffusione dei gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, compreso l'idrogeno, con lo scopo di favorire la decarbonizzazione del mercato del gas. Prendendo spunto dall'intervento della Commissione, questo articolo intende fare il punto su stato e prospettive di questi prodotti nell'ambito degli obiettivi della transizione, partendo dal contesto internazionale

per focalizzarsi quindi sulla situazione in Europa e in Italia. Seguirà un'analisi relativa alle prime indicazioni emergenti dal pacchetto di dicembre, con riferimento ai gas rinnovabili e a basso contenuto di carbonio, mentre non si tratteranno, se non per accenni, le proposte volte più in generale al mercato del gas (ad es. riguardo gli stoccaggi o la riduzione delle emissioni di metano nella filiera).

Difficoltà nella classificazione dei gas verdi e a basso tenore di carbonio

Ad oggi si può affermare che non esistano definizioni e classificazioni codificate e unanimemente condivise per queste tipologie di combustibili gassosi; anche il citato pacchetto di proposte non sembra sciogliere il nodo. In termini generali per distinguere tra gas rinnovabili e gas a basso tenore di carbonio occorre tenere conto di alcuni fattori essenziali: la natura della fonte energetica o della materia prima utilizzata per produrre il gas, l'impronta carbonica del processo di produzione, le emissioni dopo la combustione. In linea con gli standard fissati dalla direttiva sulle fonti rinnovabili (RED), un combustibile può essere definito come rinnovabile se la materia prima con cui è prodotto è a sua volta rinnovabile e se riduce le emissioni di gas climalteranti del ciclo di vita di almeno il 70% dopo la combustione rispetto al gas naturale o a un equivalente combustibile fossile¹.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2021

Mercato elettrico Italia
pag 2

Mercato gas Italia
pag 12

Mercati energetici Europa
pag 17

Mercati per l'ambiente
pag 21

APPROFONDIMENTI

Gas verdi e low carbon: lo stato
del settore e le proposte del nuovo

Pacchetto UE

di Agata Gugliotta e Gian Paolo
Repetto - RIE

NOVITA' NORMATIVE

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2021 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP) sale al suo massimo storico di 125,46 €/MWh, realizzato in presenza di una decisa progressione che in corso d'anno ha portato le quotazioni da 60,71 €/MWh di gennaio a 281,24 €/MWh di dicembre. Tale dinamica si connota per la sua dimensione internazionale, interessando tutte le principali borse elettriche europee e affondando le sue radici nella corsa intrapresa dai costi di generazione termoelettrica, alimentati da quotazioni record del gas, del carbone e della CO₂. Agiscono in ottica rialzista anche il rimbalzo dei volumi (290,4 TWh), tornati su livelli analoghi al quinquennio 2015-2019 dopo il minimo storico toccato nel 2020 e legato alla pandemia Covid-19, e il contemporaneo calo dell'offerta termica ed idroelettrica, superiore solo ai livelli osservati nel biennio 2005-2006 e riconducibile tanto a situazioni congiunturali (elevati costi della generazione a gas, basso livello di disponibilità idrica) quanto a fenomeni strutturali (progressivo decommissioning degli impianti a carbone). A ridosso dei valori massimi storici gli scambi effettuati direttamente nella borsa gestita dal GME (221,3 TWh), con conseguente balzo della liquidità di

mercato al livello più alto di sempre, pari al 76,2%. Andamenti di prezzo analoghi al Pun si riscontrano su base zonale, dove le quotazioni, in forte aumento, si attestano tra 123/125 €/MWh della penisola e 129 €/MWh della Sicilia. Profonde novità hanno interessato nel 2021 il Mercato Infragiornaliero (MI), connotato dalla fine di settembre da un nuovo market design finalizzato a garantirne l'ingresso nel XBID europeo a contrattazione continua. In tale contesto, nel corso dell'anno, sul MI sono stati scambiati complessivamente 26 TWh, di cui 6,9 TWh riconducibili a negoziazioni effettuate nel nuovo assetto di mercato. Di poco superiori a 256 mila gli abbinamenti conclusi nel XBID a partire dal 22 settembre, per un totale di 0,7 TWh, di cui il 74% negoziati in coupling con controparte estera. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE), dove nel 2021 sono stati scambiati volumi per 22 GWh, il prodotto annuale baseload relativo all'anno 2022 chiude il periodo di contrattazione poco sotto i 257 €/MWh, valore che riflette le elevate quotazioni registrate nel mercato spot nel mese di dicembre. Ancora ai minimi dal 2011 le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

IL PUN

L'eccezionale andamento osservato dai prezzi di tutte le commodities energetiche nel corso del 2021 si riflette su tutte le principali quotazioni elettriche europee. In Italia il Pun sale al suo massimo storico di 125,46 €/MWh (86,99 €/MWh il precedente raggiunto nel 2008), invertendo nettamente la tendenza ribassista avviata nel 2019 e acuita nel 2020 dalle misure restrittive adottate per far fronte alla pandemia Covid-19. Il forte incremento registrato rispetto all'anno precedente (+86,55 €/MWh) accomuna il mercato italiano alle principali borse europee (Germania e Francia: 97/109 €/MWh, +61/77 €/MWh), trovando origine nella ripida e progressiva escalation dei prezzi del gas (PSV e TTF: 46/47 €/MWh, +37 €/MWh circa) e della CO₂ (54 €/ton, +29 €/ton). La crescita del Pun riguarda tutti i mesi del 2021, risultando però particolarmente intensa soprattutto nel trimestre finale dell'anno, quando, il prezzo dell'elettricità in Italia sale mediamente sui 242 €/MWh, in corrispondenza di una ripida progressione che, nel

periodo ottobre-dicembre, ha spinto il PSV sui 97 €/MWh (con picco a 119 €/MWh a dicembre) e la CO₂ sui 69 €/ton (con picco a 80 €/ton a dicembre). Contribuiscono a sostenere i prezzi anche la ripresa dei volumi dopo i lockdown del 2020 (290,4 TWh, +3,9%), soprattutto in alcuni mesi dell'anno nei quali il livello degli acquisti si posiziona sui massimi dell'ultimo decennio o a ridosso di essi (agosto, novembre e dicembre), e il contemporaneo calo dell'offerta, scesa al minimo dal 2007 (472,4 TWh, -4,6%).

Tutti i gruppi di ore, nonché i livelli orari minimi e massimi di prezzo, appaiono impattati da significativi rialzi: il prezzo di picco sale a 141,55 €/MWh, per un rapporto picco/baseload che scende a 1,13, tornando sui livelli del 2019 (-0,03); il minimo orario nell'ultimo trimestre non è stato mai inferiore a 94 €/MWh, toccando 130 €/MWh a ottobre; il massimo orario, infine, ha raggiunto a dicembre il livello record di 533,2 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

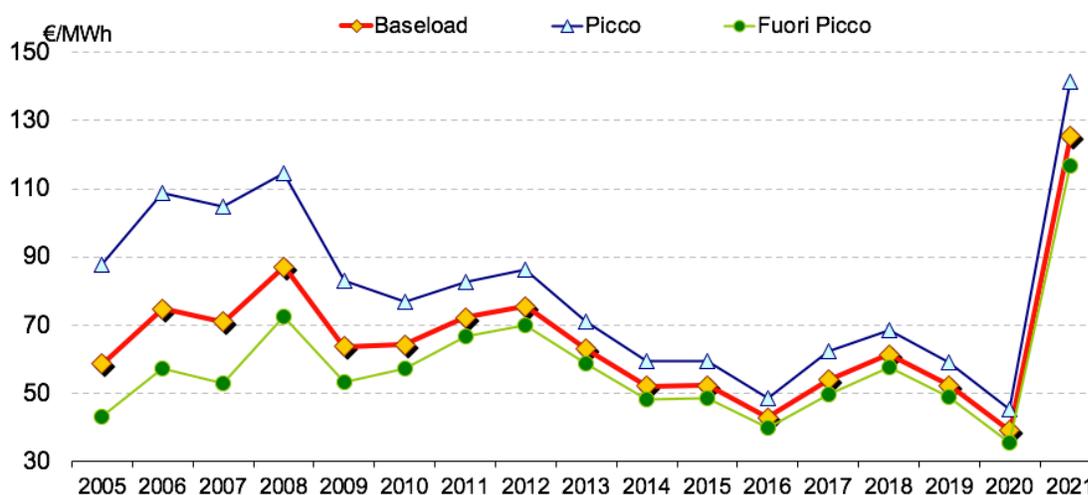
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2021	2020	Var vs 2020		Borsa		Sistema Italia		2021	2020
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2020	MWh	Var vs 2020		
Baseload	125,46	38,92	86,55	222,4%	25.260	5,7%	33.151	3,9%	76,2%	74,9%
<i>Picco</i>	141,55	45,11	96,44	213,8%	30.647	6,5%	40.077	4,0%	76,5%	74,7%
<i>Fuori picco</i>	116,83	35,61	81,22	228,1%	22.369	5,1%	29.432	3,8%	76,0%	75,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



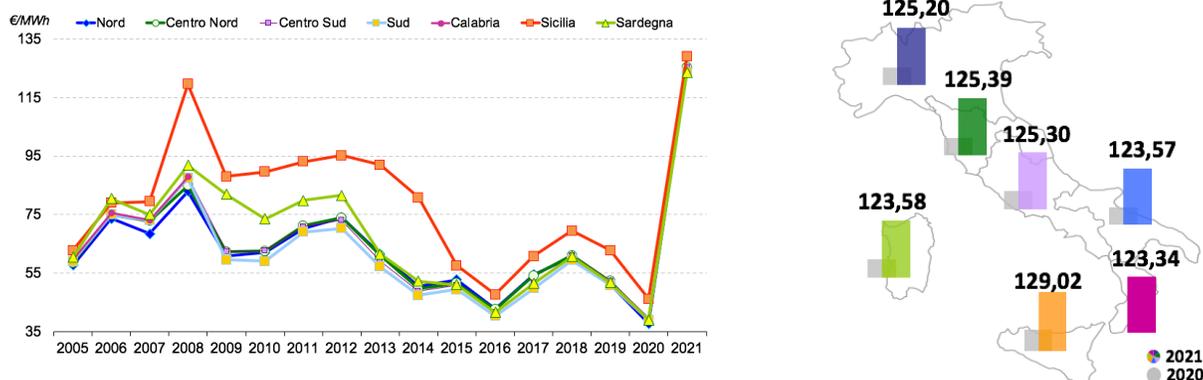
I PREZZI ZONALI

Dinamiche analoghe al Pun si registrano per tutti i prezzi di vendita, cresciuti a 123/125 €/MWh sulla penisola e in Sardegna (+85/+87 €/MWh) e poco sopra 129 €/MWh in Sicilia (+83 €/MWh). La crescita risulta più intensa nei mesi finali dell'anno, soprattutto al Nord, che a dicembre, anche per effetto delle tensioni osservati sul limitrofo mercato francese, arriva a sfiorare

mediamente i 287 €/MWh, segnando ampi differenziali con tutte le altre zone (+12/+22 €/MWh, Centro Nord escluso). In virtù soprattutto di quest'ultimo fenomeno, su base annua, lo spread di prezzo Nord-Sud torna positivo e pari a 1,6 €/MWh (era -1,2 €/MWh nel 2020), mentre quello Nord-Sicilia scende al minimo storico di -3,8 €/MWh (era -8,4 €/MWh nel 2020) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I VOLUMI

Il 2021 segna una ripresa dei volumi di energia elettrica scambiati sul MGP, pari a 290,4 TWh, valore superiore al minimo storico del 2020 (+3,9%) e poco sotto al dato medio rilevato nel quinquennio 2015-2019. La crescita si concentra sulla componente di borsa e favorisce un ennesimo balzo della liquidità di mercato: gli scambi effettuati direttamente nella borsa gestita dal GME salgono, infatti, a ridosso dei valori più alti di sempre (221,3 TWh, +5,7%), a fronte di un

ulteriore calo al minimo storico delle negoziazioni over the counter registrate sulla PCE e nominate sul MGP (69,1 TWh, -1,5%), determinandosi con ciò un incremento della liquidità al nuovo livello record di 76,2%. La spinta all'aumento delle quantità negoziate in borsa è ascrivibile prevalentemente agli operatori nazionali, sia in acquisto che in vendita, e a quelli esteri in vendita, mentre risultano in calo gli scambi degli operatori istituzionali (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	221.279.563	5,7%	76,2%
Operatori	148.756.614	6,6%	51,2%
GSE	25.621.753	-12,1%	8,8%
Zone estere	46.901.196	15,7%	16,2%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Contratti bilaterali	69.120.631	-1,5%	23,8%
Zone estere	1.101.017	-11,3%	0,4%
Zone nazionali	68.019.614	-1,3%	23,4%
Saldo programmi PCE	0		
VOLUMI VENDUTI	290.400.194	3,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	181.990.709	-15,7%	
OFFERTA TOTALE	472.390.903	-4,6%	

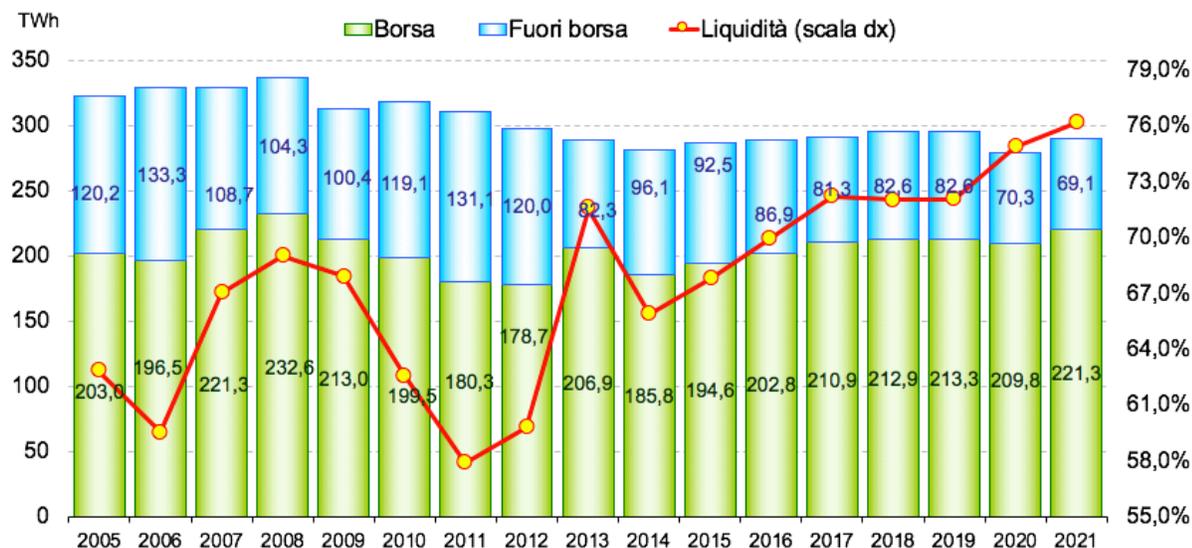
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	221.279.563	5,7%	76,2%
Acquirente Unico	39.747.821	-7,7%	13,7%
Altri operatori	133.789.493	18,1%	46,1%
Pompaggi	64.416	23,4%	0,0%
Zone estere	4.233.331	-50,7%	1,5%
Saldo programmi PCE	43.444.502	-1,9%	15,0%
Contratti bilaterali	69.120.631	-1,5%	23,8%
Zone estere	34.200	784,5%	0,0%
Zone nazionali AU	24	-	0,0%
Zone nazionali altri operatori	112.530.908	-1,7%	38,8%
Saldo programmi PCE	-43.444.502		
VOLUMI ACQUISTATI	290.400.194	3,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	8.198.829	16,4%	
DOMANDA TOTALE	298.599.023	4,2%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



La ripresa degli acquisti di energia elettrica si concentra sulle zone nazionali (286,1 TWh, +5,7%) ed appare trainata dal Nord (+7,1%) e dal Centro Sud (+15,8%), con i livelli di quest'ultima che toccano il loro nuovo massimo storico salendo a 50,6 TWh. Si attestano a 5,9 TWh gli acquisti della zona Calabria, al primo anno di operatività. Tornano infine a calare, rispetto ai massimi del 2020, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 4,3 TWh (-50,3%), in diminuzione in tutti i primi nove mesi dell'anno. L'andamento ribassista tende tuttavia ad invertirsi

soprattutto nel bimestre finale dell'anno, quando le esportazioni segnano un incremento sul medesimo periodo del 2020 mediamente pari al 13%, in corrispondenza di un progressivo restringimento del differenziale del prezzo italiano con l'estero. L'aumento complessivo degli acquisti risulta assorbito dalle vendite delle zone estere (importazioni), salite poco sopra i 48 TWh (+14,9%), e in misura più contenuta dalle unità di produzione nazionali, in ripresa a 242,4 TWh (+2,0%) anche a fronte di un calo della loro offerta (423 TWh, -6,4%). (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

Offerte			Vendite			Acquisti		
Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
231.868.965	26.469	-4,9%	128.822.061	14.706	+0,5%	160.976.008	18.376	+7,1%
19.259.231	2.199	-22,0%	16.095.124	1.837	-13,5%	24.570.580	2.805	-14,8%
55.504.170	6.336	+9,3%	29.014.149	3.312	+27,6%	50.620.984	5.779	+15,8%
45.663.151	5.213	-46,8%	31.226.837	3.565	-33,5%	18.092.073	2.065	-21,2%
27.367.791	3.124	-	15.103.793	1.724	-	5.892.350	673	-
26.465.922	3.021	-9,9%	10.523.947	1.201	-4,6%	17.122.714	1.955	+3,3%
16.844.631	1.923	-4,7%	11.612.071	1.326	+15,7%	8.857.953	1.011	+5,7%
422.973.861	48.285	-6,4%	242.397.981	27.671	+2,0%	286.132.663	32.664	+5,7%
49.417.042	5.641	+14,0%	48.002.213	5.480	+14,9%	4.267.531	487	-50,3%
472.390.903	53.926	-4,6%	290.400.194	33.151	+3,9%	290.400.194	33.151	+3,9%

LE FONTI

In termini di fonti, il complessivo calo dell'offerta nazionale si concentra sugli impianti termici (ccgt e carbone) e idroelettrici, pur non traducendosi sempre in un calo delle corrispondenti vendite. Queste ultime risultano, infatti, in crescita per gli impianti a fonte tradizionale (144,5 TWh, +3%), soprattutto nel trimestre finale dell'anno e nel bimestre marzo-aprile (quest'ultima però fortemente condizionata dal confronto con il periodo di lockdown del 2020), e sostanzialmente stabili per quelli rinnovabili (95,8 TWh). Tra i primi si posizionano solo in lieve calo le vendite e la quota di mercato degli impianti a gas (-0,9% e -1,4 p.p., rispettivamente), mentre significativa appare la ripresa del carbone (+69%) che recupera quote

rispetto al biennio precedente (+1,9 p.p. sul 2020). Piuttosto diversificate le dinamiche zionali: a fronte di un aumento del carbone esteso all'intera penisola, si registra, infatti, un deciso calo delle vendite del gas nelle zone meridionali, parzialmente compensato dalla positiva performance rilevata al Nord (+5,5%), dove gli impianti termici sono chiamati a rimpiazzare la minore disponibilità idroelettrica (-10,3%).

Con riferimento alle fonti rinnovabili, la riduzione dei volumi idrici (-2,5% su base nazionale) appare pienamente compensata dall'incremento degli impianti solari (+0,9%) e, soprattutto, eolici (+9%), quest'ultimo localizzato in particolare al Centro Sud e in Sicilia (Tabella 5, Grafici 4-5).

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	9.101	+5,5%	745	-15,7%	1.837	+21,5%	1.956	-43,0%	1.282	-	626	-16,0%	943	+18,6%	16.490	+3,1%
Gas	8.108	+5,5%	693	-14,0%	1.175	+16,7%	1.461	-50,9%	1.154	-	513	-26,1%	443	-11,2%	13.547	-0,9%
Carbone	146	+38,2%	-	-	427	+56,2%	347	+87,3%	-	-	-	-	445	+82,9%	1.366	+69,0%
Altre	847	+1,8%	52	-33,8%	235	+1,5%	148	-45,2%	128	-	112	+121,9%	56	+4,2%	1.578	+4,1%
Fonti rinnovabili	5.396	-6,6%	1.092	-11,9%	1.442	+34,9%	1.608	-16,7%	442	-	573	+11,6%	381	+8,6%	10.935	+0,5%
Idraulica	3.694	-10,3%	226	-28,7%	691	+69,7%	409	-11,4%	128	-	124	+0,1%	87	+25,4%	5.358	-2,5%
Geotermica	-	-	633	-1,9%	-	-	0	-	-	-	-	-	-	-	633	-1,9%
Eolica	11	+16,4%	27	+13,8%	404	+11,5%	906	-17,0%	253	-	341	+21,5%	192	+1,3%	2.134	+9,0%
Solare e altre	1.692	+2,4%	206	-18,9%	346	+15,9%	294	-22,4%	62	-	108	-0,7%	101	+11,1%	2.809	+0,9%
Pompaggio	208	-12,0%	-	-	33	+117,4%	-	-	-	-	2	+3895,5%	1	+11962,4%	245	-2,7%
Totale	14.706	+0,5%	1.837	-13,5%	3.312	+27,6%	3.565	-33,5%	1.724	-	1.201	-4,6%	1.326	+15,7%	27.671	+2,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

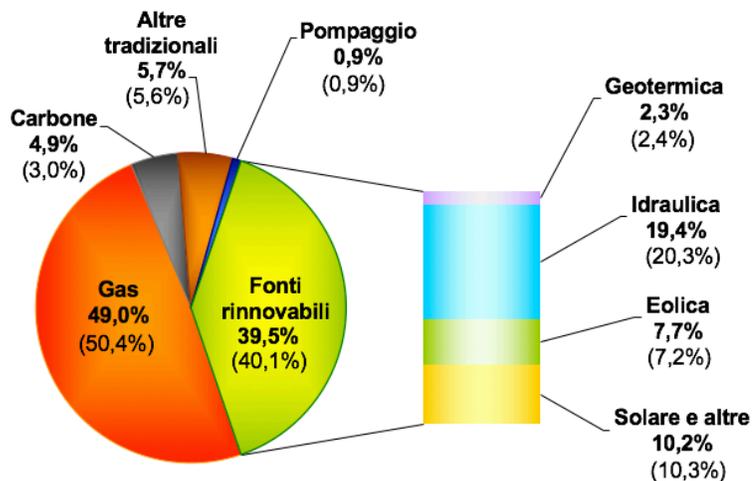
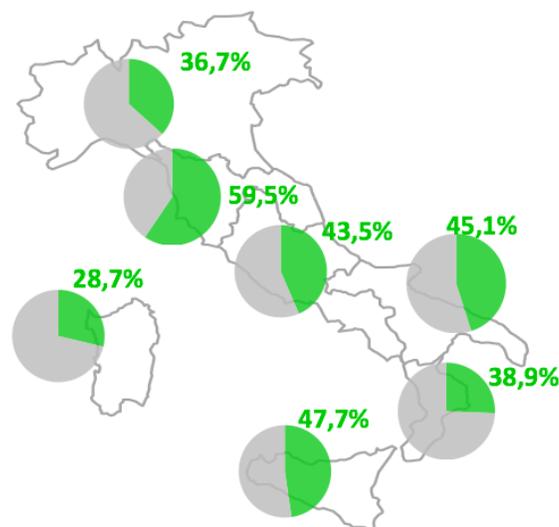


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

LE FRONTIERE ESTERE

In forte recupero rispetto al 2020, l'import netto dell'Italia si porta a 44,5 TWh, mostrando una crescita (+10,4 TWh) che va a coprire buona parte dell'aumento degli acquisti nazionali. La tendenza interessa sostanzialmente tutte le frontiere con l'unica eccezione della Svizzera (-2,4 TWh) e riflette l'ampliamento del differenziale tra i prezzi italiani e quelli esteri (Nord-Francia: 16,3 €/MWh, +10,5 €/MWh), nonché la maggior frequenza con cui nel 2021 questi ultimi sono risultati inferiori a quello della zona italiana limitrofa (65,8%, +5,9 p.p. sulla frontiera Nord-Francia).

Si riduce sensibilmente la frequenza di export dell'Italia verso le frontiere montenegrina e greca, con il transito da verso quest'ultima non utilizzato per manutenzione in una quota rilevante di ore (circa il 30%). La dinamica si attenua nel bimestre finale dell'anno, quando maggiori tensioni sui mercati dell'Europa continentale, favoriscono un più frequente allineamento tra le quotazioni italiane ed estere e una riduzione complessiva dell'import netto, risultato inferiore di circa il 40% al medesimo periodo del 2020 (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*	17.849.905 (15.493.545)	90,1% (84,7%)	8,2% (10,0%)	1,7% (5,3%)	67,5% (60,9%)	3,4% (3,7%)	2.549 (2.261)	18.406.226 (16.085.127)	18.000.901 (15.272.805)	1.060 (1.113)	556.321 (591.581)	550.631 (591.581)
Italia - Svizzera	17.493.628 (19.858.801)	95,0% (98,1%)	4,8% (1,8%)	0,2% (0,1%)	- (-)	- (-)	6.394 (3.032)	18.611.935 (20.493.332)	n/a n/a	4.344 (2.857)	1.118.308 (634.530)	n/a n/a
Italia - Austria*	1.762.382 (1.387.631)	87,3% (73,4%)	5,9% (13,0%)	6,8% (13,6%)	84,8% (71,6%)	5,4% (11,8%)	239 (225)	1.807.505 (1.489.823)	1.805.824 (1.489.823)	99 (101)	45.123 (102.192)	45.123 (102.192)
Italia - Slovenia*	3.367.329 (-53.378)	83,1% (43,4%)	10,6% (47,2%)	6,2% (9,4%)	55,4% (14,5%)	2,0% (23,0%)	582 (500)	3.646.250 (1.492.502)	3.646.250 (1.492.502)	634 (641)	278.920 (1.545.880)	278.920 (1.545.880)
Italia - Montenegro	3.225.463 (266.232)	81,6% (51,0%)	8,8% (43,1%)	9,6% (5,9%)	30,1% (2,0%)	- (-)	621 (546)	3.616.491 (1.877.713)	n/a n/a	630 (577)	391.028 (1.611.481)	n/a n/a
Italia - Grecia	1.341.409 (-2.432.323)	52,2% (11,7%)	18,6% (78,3%)	29,2% (10,0%)	- (-)	- (-)	1.550 (515)	1.897.368 (458.752)	1.865.882 (49.495)	1.185 (477)	555.959 (2.891.075)	537.274 (87.651)
Italia - Malta	-508.716 (-396.163)	4,2% (-)	72,6% (53,7%)	23,2% (46,3%)	- (-)	0,8% (0,6%)	217 (216)	16.439 (-)	n/a n/a	217 (216)	525.155 (396.163)	n/a n/a
TOTALE**	44.531.400 (34.124.345)							48.002.213 (41.897.248)	25.318.856 (18.304.625)		3.470.813 (7.772.903)	1.411.948 (2.327.304)

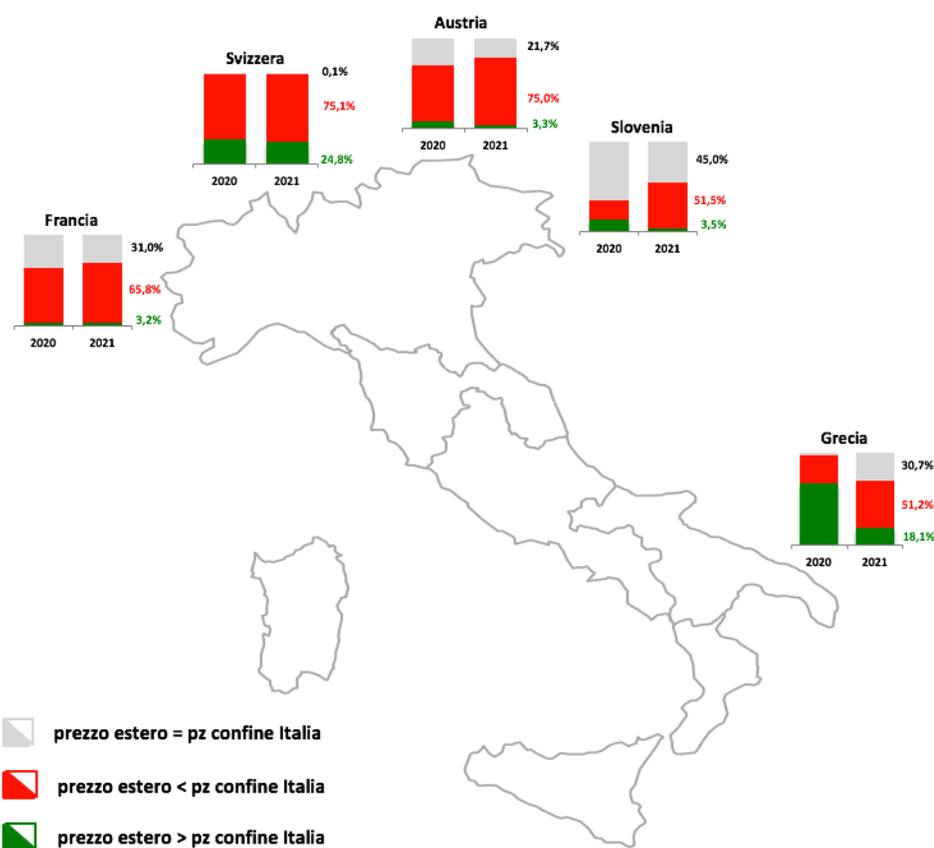
Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

* i dati relativi a frequenza in import/export e non utilizzo e a saturazioni in import/export sono calcolati, a partire dal 22 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 corso del 2021 il GME ha apportato rilevanti modifiche nella struttura del MI, finalizzate a garantire il coupling del mercato intraday nazionale con il resto d'Europa. A partire, quindi, dalla data flusso 22 settembre il nuovo MI si connota per una sessione in negoziazione continua in coupling con il resto d'Europa (XBID) intervallata da tre aste locali (MI-A1, MI-A2, MI-A3). In tale contesto, i volumi complessivamente scambiati sul MI nel 2021 risultano in crescita e pari a 26,0 TWh (+1,1 TWh), di cui 19,1 TWh ascrivibili alla vecchia struttura di mercato (7 aste) e 6,9 TWh al nuovo assetto. Con riferimento a quest'ultimo, la parte rilevante degli scambi si concentra nella contrattazione in asta (6,2 TWh), in cui prevalente appare la quota del MI-A1 (4,0 TWh, 65% del totale in asta). Parallelamente nel XBID, nei poco più di tre mesi intercorsi dall'avvio del nuovo MI, sono stati conclusi oltre 256 mila abbinamenti per 0,7 TWh totali, concentrati a valle dell'asta MI-A2 (fasi 2 e 3 del XBID). La prevalenza di tali scambi ha avuto come controparte un'offerta estera (74% del totale XBID), mentre sono risultate rispettivamente pari al 6% e al 19% le quote relative agli abbinamenti effettuati all'interno della medesima zona nazionale e tra zone

nazionali. Il dato analizzato mensilmente evidenzia una progressiva crescita sia dei volumi complessivi del nuovo MI, passati da 2,0 TWh di ottobre a 2,3 TWh di dicembre, sia delle negoziazioni del solo XBID, salite da 0,17 TWh a 0,28 TWh per un incremento del 68%.

A livello locale, l'analisi delle contrattazioni registrate sul MI nel 2021 mostra una distribuzione delle vendite per zona sostanzialmente analoga a quella rilevata nel mercato MGP, mentre in acquisto si rileva un peso crescente della zona Sud a scapito soprattutto del Centro Sud (Grafico 6, Tabella 7, Tabella 8).

Per quanto riguarda i prezzi¹, la netta differenza tra le quotazioni osservate nel vecchio regime, attestatesi poco sopra 82 €/MWh, e quelle manifestatesi nel nuovo assetto, comprese tra 232/246 €/MWh, riflette il deciso cambio di marcia seguito dai prezzi spot dell'energia elettrica nell'ultima parte dell'anno in risposta all'intensa progressione del gas e della CO2. In generale, anche dopo l'avvio del XBID, i prezzi medi hanno confermato la tendenza già rilevata sul MI nel corso degli anni passati, mantenendosi quindi su livelli analoghi o inferiori ai corrispondenti valori del MGP (Grafico 7).

¹ I valori riportati nel seguito sono stati calcolati come media aritmetica dei prezzi orari ottenuti a loro volta dalla media dei prezzi zionali ponderata per gli acquisti.

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

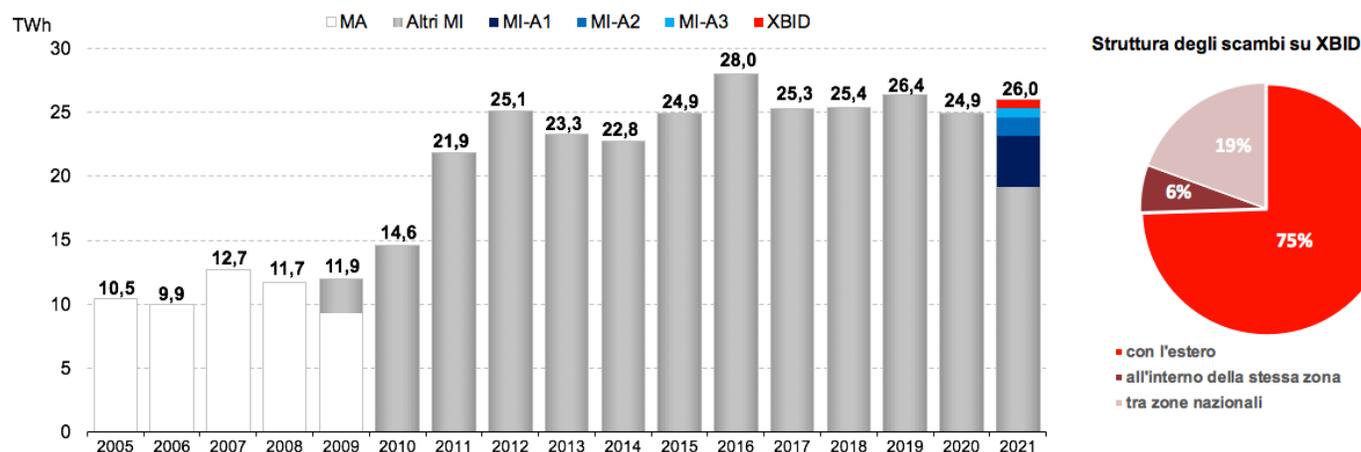


Tabella 7: MI, volumi acquistati per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				Totale	NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	Altri mercati	MI-A1	MI-A2	MI-A3		XBID	Totale	
	(1-24 h) MWh	(1-24 h) MWh	(1-24 h) MWh	(13-24 h) MWh		(1-24 h) MWh	MWh	var %
Nord	8.700.309	2.183.424	542.405	236.750	11.662.887	206.879	11.869.766	-3,6%
Centro Nord	1.149.803	263.717	82.344	31.715	1.527.579	36.359	1.563.938	-1,0%
Centro Sud	2.266.555	385.087	168.022	84.176	2.903.840	68.081	2.971.921	18,9%
Sud	3.650.516	418.749	257.097	128.323	4.454.685	100.531	4.555.216	5,9%
Calabria	881.433	98.427	51.304	29.591	1.060.755	12.870	1.073.626	-
Sicilia	960.349	288.772	106.307	53.025	1.408.453	32.425	1.440.878	-9,0%
Sardegna	540.034	115.976	56.451	34.711	747.172	33.165	780.338	19,5%
Estero	1.001.091	258.870	204.567	72.852	1.537.379	242.215	1.779.594	-6,7%
Totale	19.150.090	4.013.022	1.468.496	671.143	25.302.751	732.526	26.035.277	4,8%

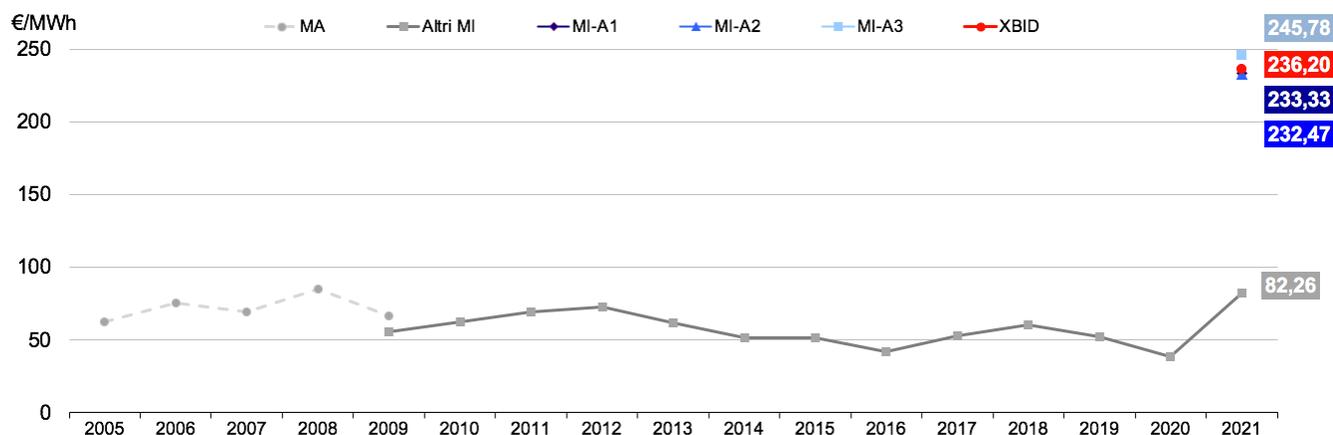
Tabella 8: MI, volumi venduti per mercato e zona

Fonte: GME

	ASTA				Totale	NEGOZIAZIONE CONTINUA	Mercato Infragiornaliero	
	Altri mercati	MI-A1	MI-A2	MI-A3		XBID	Totale	
	(1-24 h) MWh	(1-24 h) MWh	(1-24 h) MWh	(13-24 h) MWh		(1-24 h) MWh	MWh	var %
Nord	9.544.896	2.230.236	651.276	257.746	12.684.153	168.204	12.852.358	1,2%
Centro Nord	776.591	205.357	59.215	32.840	1.074.003	36.570	1.110.573	-21,5%
Centro Sud	2.499.798	518.734	175.091	78.008	3.271.631	56.776	3.328.407	35,3%
Sud	2.670.163	506.750	223.015	91.619	3.491.548	66.943	3.558.490	-16,5%
Calabria	1.190.023	95.800	64.167	27.265	1.377.254	17.613	1.394.867	-
Sicilia	1.005.656	244.265	102.826	55.169	1.407.917	24.811	1.432.727	-1,3%
Sardegna	507.699	74.281	36.726	30.217	648.923	19.211	668.134	16,4%
Estero	955.264	137.599	156.181	98.277	1.347.322	342.399	1.689.720	-14,6%
Totale	19.150.090	4.013.022	1.468.496	671.143	25.302.751	732.526	26.035.277	4,8%

Grafico 7: MI, prezzi medi per sessione di mercato

Fonte: GME



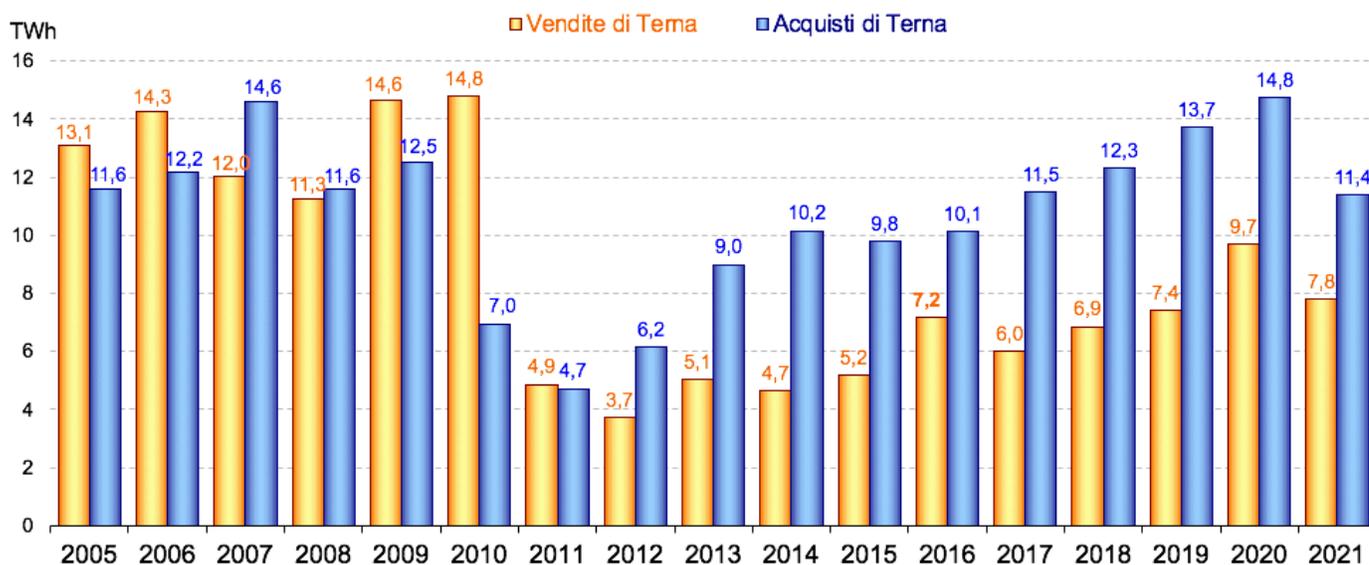
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Il volume movimentato da Terna sul MSD si riduce rispetto ai valori registrati nel 2020, quando la maggiore incertezza sull'evoluzione in tempo reale delle immissioni e dei prelievi sulla rete, legata soprattutto al periodo di lockdown, aveva imposto al TSO nazionale un maggior ricorso al mercato. In particolare, nel 2021, gli acquisti

di Terna nel mercato a salire invertono la pluriennale tendenza alla crescita riportandosi sui livelli del 2017 (11,4 TWh, -23% sul 2020), mentre le sue vendite nel mercato a scendere, pur calando su base annua, si mantengono elevate e sui massimi dal 2011 (7,8 TWh, -20%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel MPEG si registrano 504 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' (-55% sul 2020), per un totale di 0,29 TWh scambiati (-60%), quasi esclusivamente riconducibili al profilo baseload. Al netto dei pochi mesi di operatività del 2016, i dati mostrano un calo al minimo storico delle movimentazioni, basse soprattutto nei mesi di aprile,

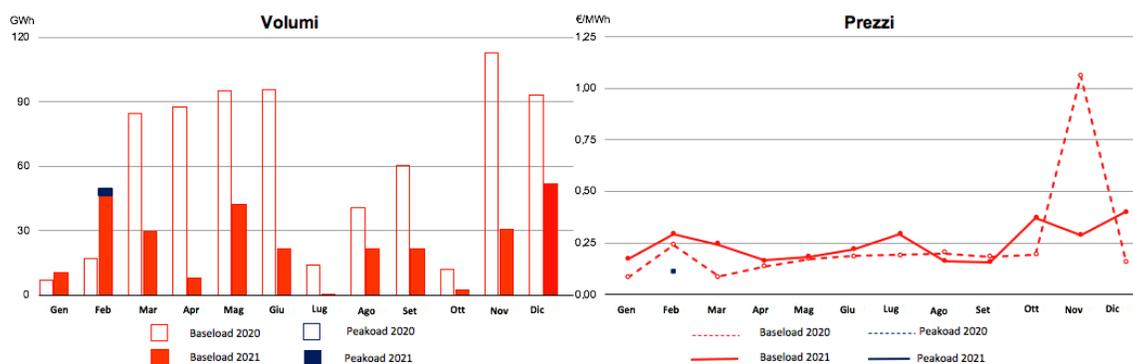
luglio e ottobre. Il prezzo medio di scambio dei prodotti giornalieri baseload si porta a 0,23 €/MWh, sostanzialmente in linea con il livello del 2020 (-0,01 €/MWh), evidenziando una progressione alla crescita nei mesi finali dell'anno, mentre il prezzo peakload, limitato ai soli due scambi rilevati a febbraio, risulta pari a 0,11 €/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	502 (1.132)	230/363 (361/366)	0,23 (0,24)	0,03 (0,06)	1,00 (2,50)	287.472 (720.825)	1.250 (1.997)
Peakload	2 (-)	2/260 (0/262)	0,11 (0,00)	0,11 (0,00)	0,11 (0,00)	3.000 (-)	1.500 (-)
Totale	504 (1.132)					290.472 (720.825)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

La corsa dei prezzi, nonché la profonda incertezza sugli scenari futuri, alimenta anche il trend ribassista osservato sulle contrattazioni del MTE, sceso nel 2021 al minimo storico sia degli abbinamenti (7, -45 sul 2020) che dei volumi scambiati (22 GWh, -97%) concentratisi su prodotti di durata mensile.

Per quanto attiene alle quotazioni, il prezzo di controllo dei prodotti in negoziazione ha seguito le dinamiche fortemente rialziste rilevate sullo spot, chiudendo a dicembre il periodo di trading sulla delivery annuale baseload relativa al 2022 a 257 €/MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziati nel 2021

Fonte: GME

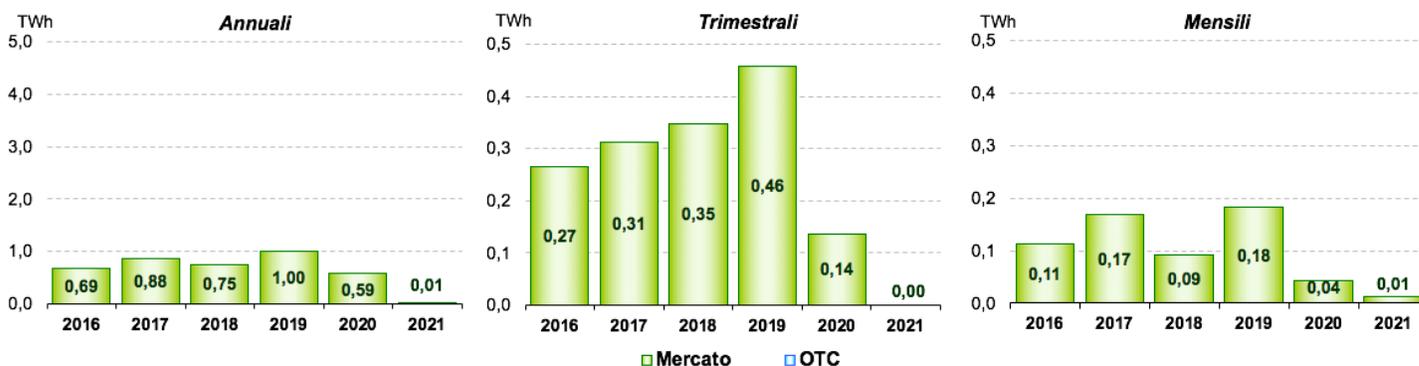
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	6	-9	18	-31	13.389	-62,2%	-	-	-	-	-	-	13.389	-62,2%
Trimestrali	0	-15	0	-61	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%
Annuali	1	-21	1	-63	8.760	-98,4%	-	-	-	-	-	-	8.760	-98,4%
Totale	7	-45	19	-155	22.149	-97,0%	-	-	-	-	-	-	22.149	-97,0%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
Mensili	0	-7	0	-26	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%
Trimestrali	0	-1	0	-3	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%
Annuali	0	-2	0	-10	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%
Totale	0	-10	0	-39	0	-100,0%	-	-	-	-	-	-	0	-100,0%

TOTALE	7	-55	19	-194	22.149	-97,1%	-	-	-	-	-	-	22.149	-97,1%
---------------	----------	------------	-----------	-------------	---------------	---------------	---	---	---	---	---	---	---------------	---------------

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla PCE con consegna/ritiro nel 2021 si confermano in calo e ai minimi dal 2011, attestandosi a 237,7 TWh (-11,1% rispetto al 2020), in conseguenza soprattutto della riduzione delle transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 236,8 TWh (-10,8%). Scendono anche sia la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 136,7 TWh (-8,9%), che il turnover, ovvero il rapporto

tra transazioni registrate e posizione netta, a 1,57 (-0,21) (Tabella 8 e Grafico 10)

Più modeste le riduzioni nei programmi registrati nei conti in immissione, pari a 69,1 TWh (-1,5% sul 2020), e in quelli in prelievo, pari a 112,6 TWh (-1,6%), mentre scendono sensibilmente i relativi sbilanciamenti a programma, rispettivamente a 67,5 TWh (-15,5%) e a 24,1 TWh (-32,3%) (Tabella 8 e Grafico 11).

Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2021 e programmi

Fonte: GME

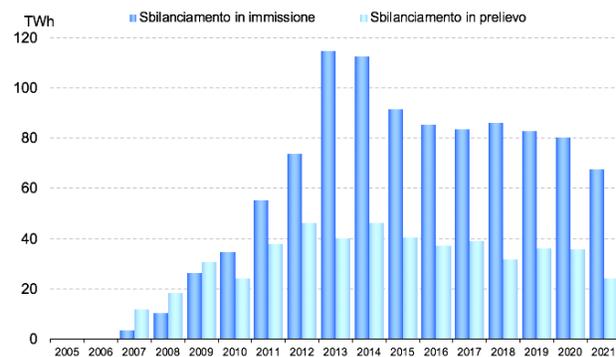
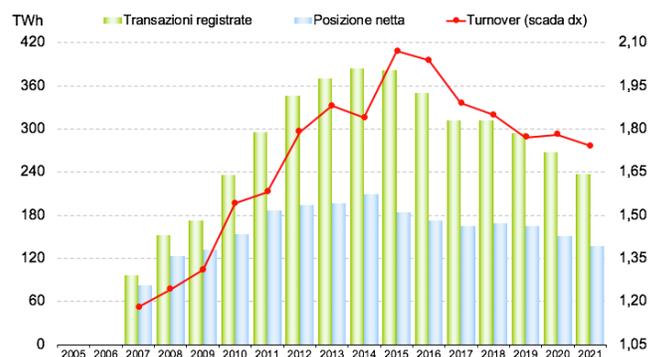
TRANSAZIONI REGISTRATE			
Profilo	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	69.850.262	-7,7%	29,4%
Off Peak	965.985	-67,5%	0,4%
Peak	1.084.608	-21,1%	0,5%
Week-end	384	-100,0%	0,0%
Totale Standard	71.901.239	-10,2%	30,2%
Totale Non standard	164.855.169	-11,0%	69,4%
PCE bilaterali	236.756.407	-10,8%	99,6%
MTE	640.141	-48,8%	0,3%
MPEG	297.552	-58,6%	0,1%
Totale	237.694.100	-11,1%	100,0%
Posizione netta	136.653.965	-8,9%	

	PROGRAMMI					
	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Richiesti	86.285.263	-15,3%	100,0%	112.874.584	-1,6%	100,0%
di cui con indicazione di prezzo	35.806.010	-25,0%	41,5%	32.811.160	24609,0%	29,1%
Registrati	69.120.631	-1,5%	80,1%	112.565.132	-1,6%	99,7%
di cui con indicazione di prezzo	18.657.941	16,1%	21,6%	32.752.211	24868,8%	29,0%
Rifiutati	17.164.632	-45,9%	19,9%	309.452	27,7%	0,3%
di cui con indicazione di prezzo	17.148.070	-45,9%	19,9%	58.949	3543,6%	0,1%
Sbilanciamento a programma	67.533.334	-15,5%		24.088.833	-32,3%	
Saldo programmi	-	-		43.444.501	-1,9%	

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2021 i consumi di gas naturale in Italia tornano in crescita rispetto all'anno precedente (+8%) e sui livelli più alti dal 2012, in ragione di un aumento diffuso e intenso nei tre settori di distribuzione (+6/+8%). La maggiore domanda è stata assorbita dall'incremento delle importazioni tramite gasdotto (+16%), mentre si riducono i flussi tramite rigassificatori GNL (-22%) e la produzione nazionale (-19% e al minimo storico). In calo sia le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (-2%), ma soprattutto le iniezioni (-7%), con il saldo tra i due su livelli record e la giacenza che a fine dicembre si riduce del 17% rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente.

In uno scenario internazionale di incremento dei costi delle materie prime, ed in particolare dei combustibili, le quotazioni al PSV salgono al massimo storico di 47 €/MWh (+36 €/MWh dal minimo toccato nel 2020), in linea con le

dinamiche registrate dai principali riferimenti europei; sui valori più bassi di sempre lo spread tra la quotazione italiana ed il TTF (0,5 €/MWh).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi, al quinto aumento consecutivo, raggiungono il massimo storico di 130 TWh, rappresentando oltre il 16% della domanda di gas nel sistema (+1 p.p. sul 2020). La crescita è concentrata nei due mercati day-ahead, ed in particolare nel comparto a negoziazione continua (+51%), che risulta il primo mercato in termini di volumi scambiati (35% del totale). I prezzi, ovunque in rialzo, si attestano tutti poco sotto la quotazione al PSV, con un minimo su MGS a 45,7 €/MWh. Per quanto riguarda la contrattazione a termine, calano a 22 GWh le negoziazioni su MT-Gas (erano 478 GWh nel 2020), mentre si torna a scambiare nel comparto Royalties della P-GAS (2,2 TWh).

IL CONTESTO

Nel 2021 i consumi di gas naturale salgono a 76.228 milioni di mc (806,7 TWh, +8,1%), livello più alto degli ultimi dieci anni; la crescita, ad eccezione dei mesi di luglio e agosto, appare diffusa nell'arco dell'intero anno e più intensa nei mesi primaverili, caratterizzati nel 2020 dal lockdown nazionale indotto dall'emergenza sanitaria. Ai massimi dal 2012 i consumi nel settore termoelettrico e civile, pari rispettivamente a 25.979 milioni di mc (274,9 TWh, +6,4%) e 33.373 milioni di mc (353,2 TWh, +8,4%), mentre si riportano sui livelli pre-pandemia quelli del settore industriale, pari a 14.058 milioni di mc (148,8 TWh, +6,7% sul 2020). Tornano in aumento le esportazioni di gas, pari a 2.818 milioni di mc (29,8 TWh, +31,8% sul minimo storico dell'anno precedente).

La ripresa della domanda ha indotto, lato offerta, un incremento delle importazioni di gas naturale, salite a 71.641 milioni di mc (758,2 TWh, +8,9% e massimo dal 2011); in aumento solo i flussi attraverso gasdotto (654,9 TWh, +16% sul 2020), mentre si riducono quelli tramite rigassificatori GNL (103,3 TWh, -22%).

L'analisi per punti di entrata mostra una crescita concentrata a Mazara, i cui flussi salgono a 224,0 TWh (+77%), e a Melendugno, il nuovo gasdotto (TAP) operativo da novembre 2020 (75,9 TWh), con una quota sul totale immesso rispettivamente al 30% e al 10%. In linea con lo scorso

anno i flussi a Tarvisio (298,4 TWh, -0,1%), che rimane il gasdotto più utilizzato in termini di approvvigionamento (quota pari al 39%), mentre si riduce l'import dal Nord Europa a Passo Gries (22,0 TWh, -76%) e dalla Libia a Gela (34,2 TWh, -27%); poco significativo l'import a Gorizia (0,4 TWh). Relativamente alle importazioni tramite rigassificatori GNL, in consistente flessione i flussi di gas al terminale di Panigaglia (11,2 TWh, -58%) e Livorno (15,0 TWh, -57%); segno positivo solo per l'import a Cavarzere (77,1 TWh, +7%), che si conferma il terminal più attivo.

L'incremento delle importazioni ha favorito minori erogazioni dagli stoccaggi che scendono del 2% dai livelli record dello scorso anno, su valori comunque elevati, pari a 11.292 milioni di mc (119,5 TWh), rappresentando circa il 13% del totale immesso (era 14% l'anno precedente). Al terzo calo consecutivo, invece, le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, pari a 9.832 milioni di mc (104 TWh, -7%), ai minimi dal 2015; pertanto, il saldo tra le due grandezze sale al massimo storico di 1.460 milioni di mc. Inoltre, la giacenza di gas stoccato nell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 7.246 milioni di mc (-17%), con il rapporto giacenza/spazio conferito al 61%, anch'esso in flessione (-3,8 p.p.).

Non si arresta, infine, il trend ribassista della produzione nazionale che aggiorna il suo minimo storico, a 3.127 milioni di mc (33,1 TWh, -19%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2021

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. fend.
Importazioni	71.641	758,2	+8,9%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	21.169	224,0	+76,6%
Tarvisio	28.195	298,4	-0,1%
Passo Gries	2.076	22,0	-75,7%
Gela	3.231	34,2	-27,4%
Gorizia	39	0,4	+1382,6%
Molendugno	7.173	75,9	+61028,3%
Panigaglia (GNL)	1.059	11,2	-57,7%
Cavarzere (GNL)	7.284	77,1	+7,3%
Livorno (GNL)	1.416	15,0	-56,6%
Produzione Nazionale	3.127	33,1	-18,5%
Erogazioni da stoccaggi	11.292	119,5	-2,1%
TOTALE IMMESSO	86.060	910,8	+6,1%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	73.410	776,9	+7,3%
Termoelettrico	14.058	148,8	+6,7%
Reti di distribuzione	25.979	274,9	+6,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	33.373	353,2	+8,4%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.818	29,8	+31,8%
TOTALE CONSUMATO	76.228	806,7	+8,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	9.832	104	-7,2%
TOTALE PRELEVATO	86.060	910,8	+6,1%

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

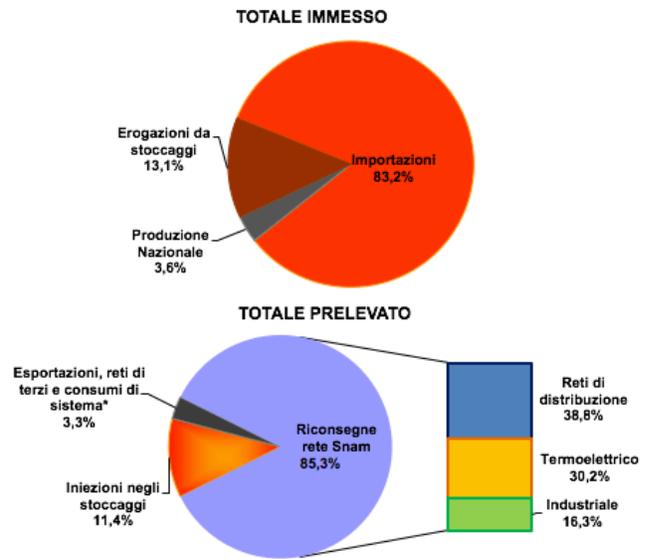
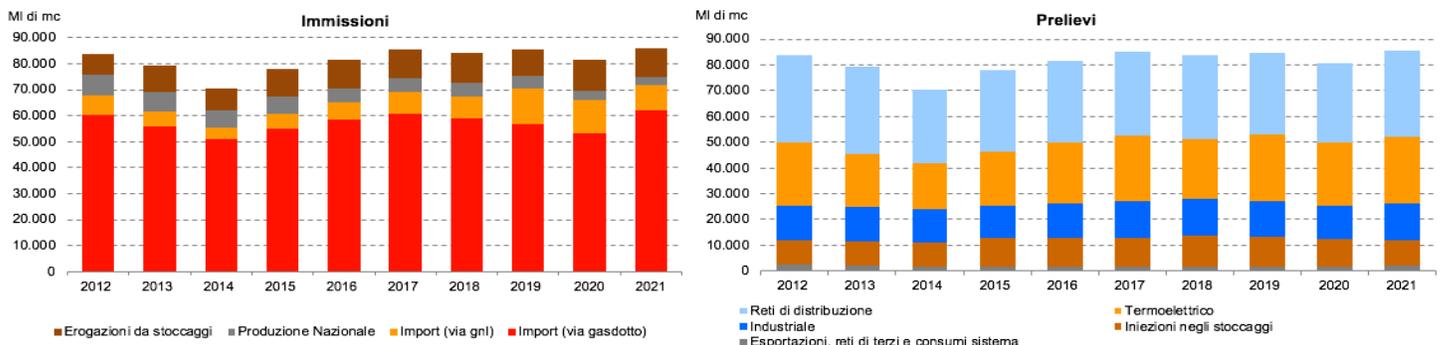


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) sale su livelli record, pari a 47,0 €/MWh (+36 €/MWh dal minimo storico del 2020), secondo un progressivo trend rialzista che ha caratterizzato l'intero anno e che a dicembre ha portato le quotazioni a valori mai raggiunti prima, frequentemente sopra i 100 €/MWh e con

picchi giornalieri a 160-187 €/MWh. Analoghi sviluppi per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che aggiorna anch'esso nel 2021 il massimo assoluto a 46,5 €/MWh (+37 €/MWh), riducendo lo spread PSV-TTF a 0,5 €/MWh, il più basso di sempre (era a 1,2 €/MWh nel 2020).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel 2021 nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) gli scambi complessivi salgono al massimo storico di 130 TWh, in aumento del 15% rispetto al 2020, con la quota sul totale consumato nel sistema gas al 16%, mai così alta dall'avvio delle negoziazioni (+1 p.p. sullo scorso anno), con un picco mensile del 26% ad aprile.

L'incremento dei volumi scambiati è stato sostenuto unicamente dai mercati day-ahead, ai massimi storici sia nel segmento a negoziazione continua che in asta, a consolidamento di un trend pluriennale di crescita. Nel dettaglio, i volumi scambiati nei mercati a negoziazione continua si attestano a 45,4 TWh su MGP-Gas (+51% sul 2020) ed a 44,1 TWh su MI-Gas (-5%); su quest'ultimo si osserva una contrazione significativa delle movimentazioni del Responsabile del Bilanciamento (13,1 TWh, -23%), concentrata lato acquisto (-24%), mentre aumentano gli scambi tra operatori diversi dal RdB (31,0 TWh, +4%), la cui quota si attesta al 70%. Il peso degli scambi di MI-Gas e MGP-Gas in contrattazione continua sul totale negoziato sul MP-Gas si porta così, rispettivamente, al 34% e al 35%, con questo secondo su livelli mai così elevati. Con riferimento al comparto AGS, le quantità negoziate sul segmento day-ahead si attestano a 33,8 TWh (+32% su base

annua), di cui il 90% relativi ad acquisti da parte del TSO, per una quota complessiva pari al 26% del totale scambiato sul MP-Gas; gli scambi sul segmento intraday ammontano, invece, a 1,6 TWh (erano 4,4 TWh nel 2020).

Ancora in flessione i volumi registrati su MGS che scendono a 5,1 TWh (-21% e minimo storico), con una quota sul totale scambiato al 4% (era il 6% del 2020). La flessione tendenziale dei volumi per l'impresa Stogit, l'unica con movimentazioni, è stata trainata dal calo delle negoziazioni degli operatori terzi (2,8 TWh, -36%); in controtendenza, invece, i volumi trattati da SRG per tutte le finalità (2,3 TWh, +37%), soprattutto in vendita (1,8 TWh, +1,0 TWh).

Le quotazioni sui mercati a pronti mostrano dinamiche analoghe a quelle registrate al PSV, tutte in aumento e ai massimi storici, su livelli prossimi al prezzo osservato all'hub italiano (46-47 €/MWh), con un minimo su MGS a 45,66 €/MWh. L'allineamento tra le quotazioni rilevate nei mercati viene confermata anche in un'analisi mensile, con i prezzi di MGS tendenzialmente più bassi negli ultimi due mesi dell'anno (-9 €/MWh a dicembre).

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

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2021

Fonte: dati GME

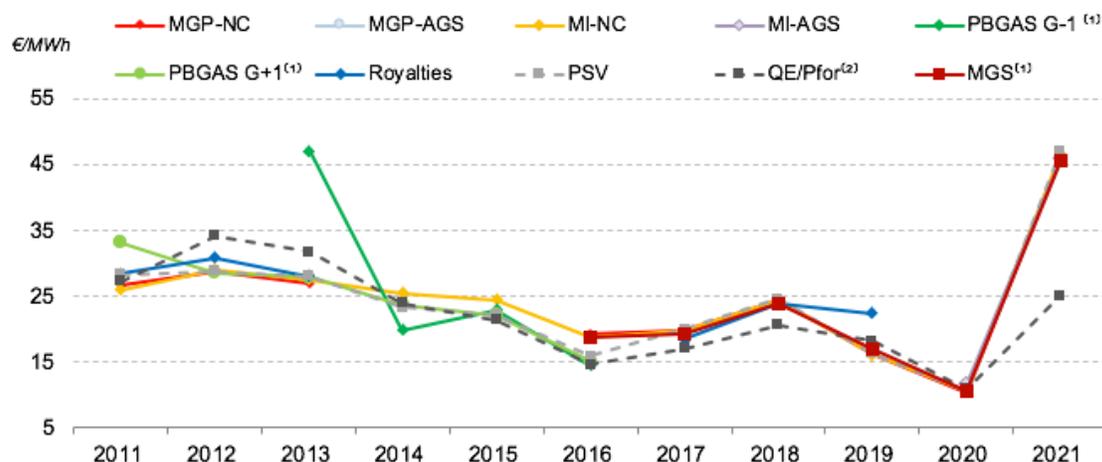
	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP					
Negoziazione continua	46,30	(10,41)	10,00	191,00	45.400.752 (30.079.416)
Comparto AGS	46,35	(10,55)	15,70	183,30	33.790.080 (25.716.312)
MI					
Negoziazione continua	46,70	(10,57)	1,85	195,00	44.085.624 (46.701.360)
Comparto AGS	45,87	(11,60)	15,80	185,99	1.607.760 (4.362.960)
MGS	45,66	(10,65)	16,08	165,00	5.084.077 (6.449.968)
MPL	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	22.320 (478.272)
P-GAS					
Royalties*	66,53	-	19,20	87,21	2.216.982
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

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

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, Refinitiv



* Il PSV è una quotazione ed il Pfor** un indice

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

(²) Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

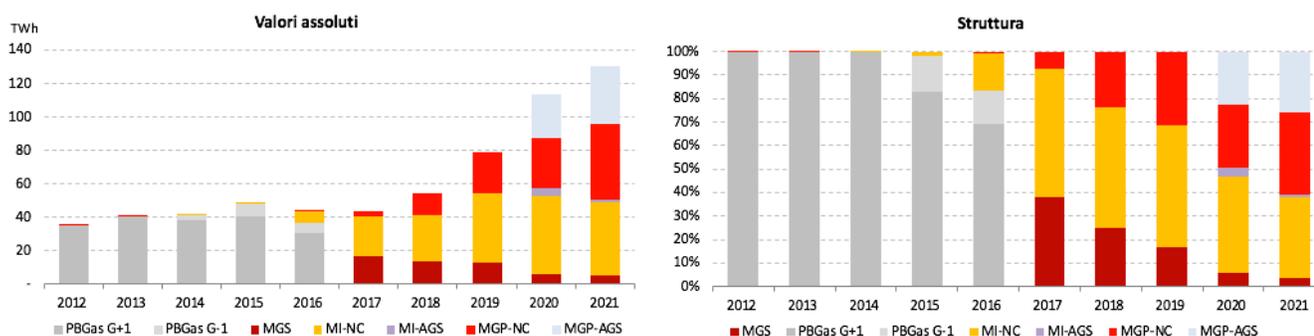


Tabella 2: Mercato gas in stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	5.084.077	(6.449.968)	5.084.077	(6.449.968)	-	(-)	-	(-)
SRG	499.455	(913.373)	1.759.640	(740.800)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	499.455	(913.373)	1.759.640	(740.800)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	0	(0)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	4.584.622	(5.536.595)	3.324.437	(5.709.168)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) i volumi si confermano in calo: nelle 10 negoziazioni registrate nel 2021 sono stati contrattati 744 MW, tutti relativi a prodotti mensili, per complessivi 22,3 GWh (erano 478,3 GWh nel 2020), con

una posizione aperta a fine anno nulla.

Si torna, infine, a scambiare nel comparto Royalties della P-Gas, dove sono stati contrattati 2,2 TWh, di cui 1,4 TWh in consegna nel 2021, ad un prezzo medio di 66,53 €/MWh.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Abbinamenti		Volumi					
	N.		MW		%	MWh		%
BoM		(19)		(3.096)		(49.944)		
Mensili	10	(85)	744	(10.464)	100,0%	22.320	(316.080)	100,0%
Trimestrali		(18)		(1.224)		(112.248)		
Semestrali								
Annuali								
Totale	10	(122)	744	(14.784)	100,0%	22.320	(478.272)	100,0%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel 2021 i prezzi di tutte le commodities energetiche hanno registrato una crescita eccezionale, salendo ai loro livelli massimi o a ridosso di essi. La tendenza assume una dimensione internazionale ed appare molto forte soprattutto per le quotazioni del carbone e del gas, con conseguenti ripercussioni sui costi della generazione termoelettrica, alimentati anche dalla corsa della CO2. Il dato annuo riflette un andamento mensile spiccatamente rialzista e connotato da aumenti progressivi tra gennaio e

dicembre. Valori annui attorno ai 47 €/MWh per il gas e a 120 \$/MT per il carbone spingono le quotazioni dei mercati elettrici europei sui 96/125 €/MWh con differenze legate prevalentemente alle caratteristiche nazionali dei parchi di produzione. Particolarmente intensa la dinamica nella parte finale dell'anno, soprattutto a dicembre, quando PSV e TTF arrivano a superare i 100 €/MWh e i prezzi dell'elettricità raggiungono in Italia, Francia e Germania valori compresi tra 240/280 €/MWh.

Nel contesto internazionale di eccezionale crescita dei prezzi delle commodities energetiche osservato nel 2021, le quotazioni del Brent salgono a 71,14 \$/bbl (+70% sul 2020), annullando gli effetti depressivi prodotti nel 2020 dalla pandemia Covid-19 e riportandosi in linea o poco sopra ai valori del biennio 2019-2020. Tra i suoi derivati, dinamiche analoghe si registrano per il prezzo del gasolio (574,44 \$/MT, +70%) e dell'olio combustibile, con quest'ultimo ai massimi degli ultimi anni (494,43 \$/MT, +58%). Tranne che per una piccola fase di stasi tra agosto e settembre, la progressione dei prezzi appare consolidarsi nel corso di tutto il 2021 per arrestarsi a dicembre, caratterizzato sulle tre quotazioni da un calo rispetto al mese precedente compreso tra il 5/10%. Tendenze annuali e mensili simili si riscontrano anche sul WTI statunitense, a riprova della dimensione internazionale del fenomeno. Ad oggi, l'incertezza sugli scenari futuri porta i mercati a termine a prospettare per l'annuale relativo al 2022 prezzi di poco superiori alla media spot del 2021, con

quotazioni in linea con quelle di dicembre per i primi mesi del 2022 e un successivo lieve calo a partire da aprile. Decisamente più intensa la crescita del carbone europeo che su base annua si attesta a ridosso dei 120 \$/MT, doppiando le quotazioni molto basse del 2019 e 2020, ma su base mensile, forte di un'ascesa piuttosto ripida soprattutto a partire da giugno, arriva anche a sfiorare ad ottobre i 240 \$/MT. Lo scenario dipinto dai mercati futures appare del tutto simile a quello del petrolio, con la crescita che sembra segnare il passo a partire dal secondo trimestre del 2022. Complessivamente le dinamiche annuali di prezzo del greggio, dei suoi derivati e del carbone non mostrano sostanziali cambiamenti nella loro conversione in euro, complice la modesta variazione annua del tasso di cambio (1,18 USD/EUR, +4%). Quest'ultima riflette un andamento nei mesi opposto a quello delle commodities e caratterizzato da valori in progressivo calo a partire soprattutto dal mese di luglio.

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

Fonte: Refinitiv

Annuale						Mensile			
FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	USD/bbl	71,14	70%	51,19	75,51	74,41	-10%	49%	69,20
Olio Combustibile	USD/MT	494,43	58%			524,01	-5%	45%	
Gasolio	USD/MT	574,44	60%	433,67	653,89	628,25	-8%	55%	599,75
Carbone	USD/MT	119,73	138%	69,40	123,00	134,98	-12%	111%	152,00

FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	EUR/bbl	60,29	65%		65,80	65,83	-9%	60%	
Olio Combustibile	EUR/MT	418,84	53%			463,62	-5%	56%	
Gasolio	EUR/MT	487,17	54%		569,82	555,79	-7%	67%	
Carbone	EUR/MT	101,93	132%		107,19	119,45	-11%	127%	
Tasso Cambio	USD/EUR	1,18	4%	1,23	1,15	1,13	-1%	-7%	1,14

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

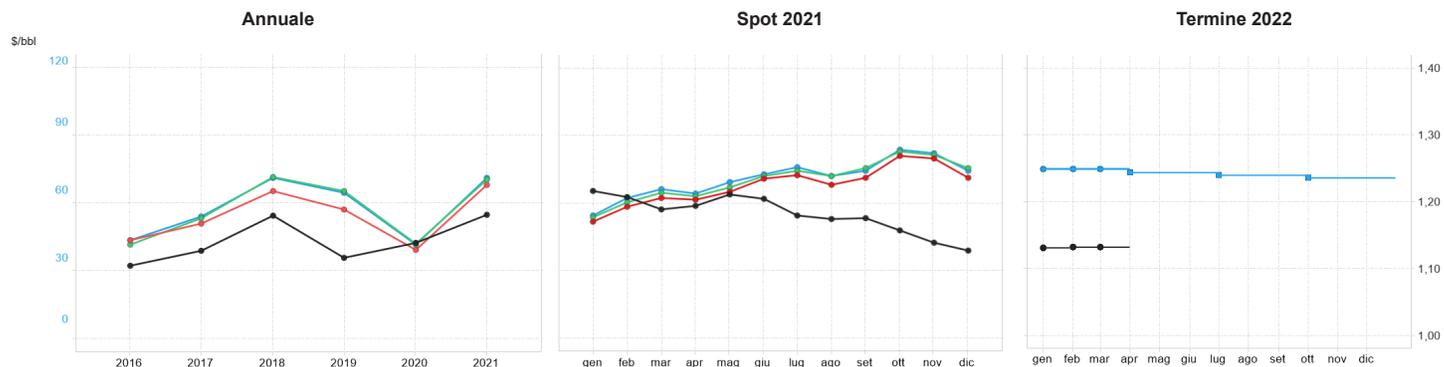
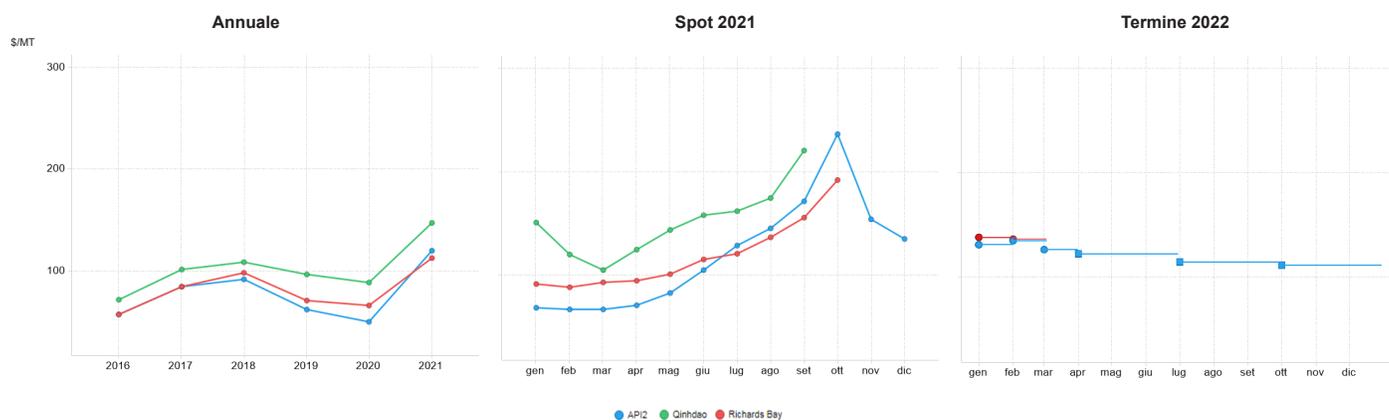


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Refinitiv



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



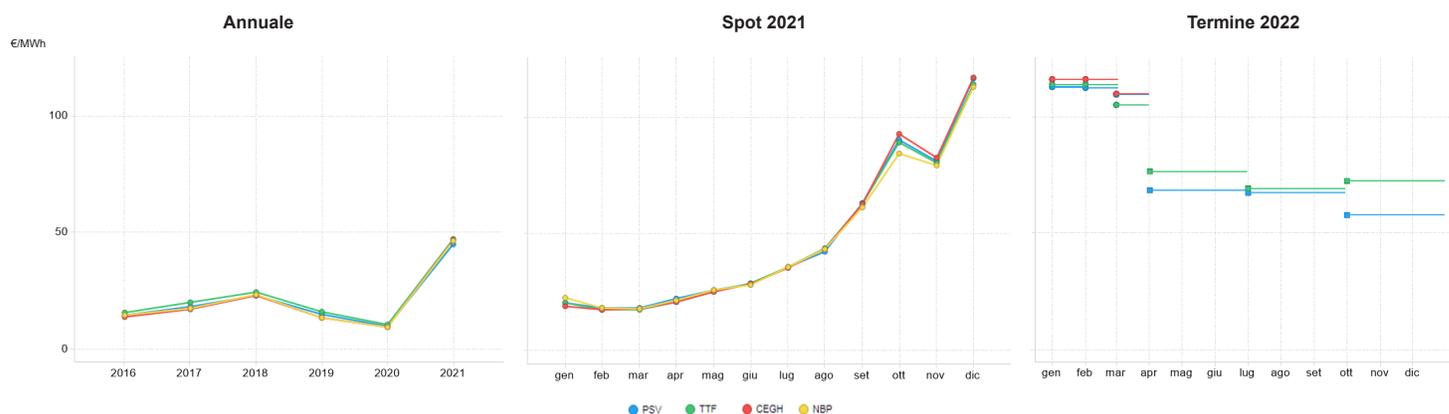
Le variazioni annue più significative interessano invece i prezzi del gas che salgono ai loro massimi storici (staccando notevolmente i precedenti) e mostrano incrementi percentuali a tre cifre rispetto ai livelli raggiunti negli ultimi sette anni. Sui principali hub europei le quotazioni si attestano sui 45/47 €/MWh, confermando il sostanziale allineamento già emerso nella parte finale del 2020. In particolare, il PSV e il TTF salgono rispettivamente a 47,2 €/MWh e a 46,7 €/MWh, evidenziando un differenziale che su base annua scende al minimo storico di 0,5 €/MWh e su base mensile risulta, con l'unica eccezione di dicembre (+4 €/MWh circa), sempre inferiore a 1,5 €/MWh

e negativo nel trimestre giugno-agosto. La corsa dei prezzi non ha subito interruzioni nei mesi, rafforzandosi nel trimestre finale dell'anno e soprattutto a dicembre, quando PSV e TTF hanno ampiamente superato i 100 €/MWh, posizionandosi rispettivamente a 117 €/MWh e 114 €/MWh. Significativa anche la volatilità osservata dai prezzi nell'ultima fase dell'anno, con oscillazioni giornaliere non di rado superiori ai 10 €/MWh, ma arrivate a toccare a dicembre anche i 28 €/MWh. In ottica prospettica appaiono molto elevate le aspettative di prezzo dei mercati futures per i primi mesi del 2022, in linea con gli sviluppi seguiti dallo spot negli ultimi mesi dell'anno.

Figura 1: Gas, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: Refinitiv

Annuale						Mensile			
Descrizione	Area	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
PSV	IT	47,20	347%	17,13	87,70	116,57	43%	605%	93,00
TTF	NL	46,66	397%	17,05	89,00	114,22	42%	612%	95,40
CEGH	AT	45,05	354%			116,95	42%	663%	93,17
NBP	UK	46,34	387%			112,90	42%	563%	74,17



Gli incrementi registrati dai combustibili si riflettono in misura analoga sui mercati elettrici europei che nel 2021 toccano livelli di prezzo mai osservati prima, alimentati da una progressione continua che ha portato a dicembre le quotazioni in prossimità dei 300 €/MWh.

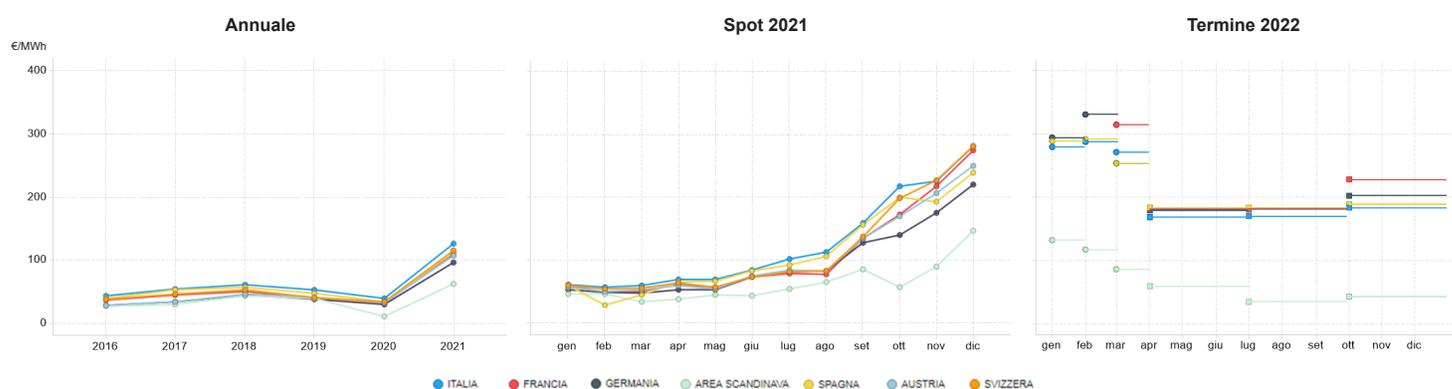
Su base annua le quotazioni nell'Europa centro-meridionale si attestano sui 97/114 €/MWh, toccando livelli più elevati in Italia (125 €/MWh), maggiormente impattata dagli eccezionali aumenti del gas, combustibile di riferimento del parco produttivo nazionale. Si amplia, quindi, il differenziale sulla frontiera Nord italiana (Nord-Francia: 16 €/MWh circa, +11 €/MWh), con una dinamica però diversa nei mesi, dettata anche

dalla diversa stagionalità della domanda nei due paesi. Tale spread risulta, infatti, molto alto tra luglio e ottobre (22/46 €/MWh), ridimensionandosi, invece, nei mesi invernali dell'anno, quando risulta sempre inferiore a 10 €/MWh e addirittura nullo a dicembre. L'incertezza sulla durata di questa fase rialzista delle commodities energetiche impatta significativamente le attese dei mercati futures per il 2022, risultate molto volatili e trainate al rialzo dalla netta crescita osservata dal prezzo spot nell'ultimo trimestre del 2021. Valori molto alti sono prospettati per il primo trimestre del 2022, con cali successivi nella parte rimanente dell'anno, profilati secondo il tipico andamento della domanda (Figura 2).

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

Fonte: Refinitiv

Area	Annuale				Mensile			
	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future Y-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
ITALIA	125,46	222%	51,90	256,96	281,24	24%	420%	243,76
FRANCIA	109,17	239%	52,09	249,54	274,67	27%	467%	338,00
GERMANIA	96,85	218%	48,15	76,53	221,06	25%	408%	223,00
AREA SCANDINAVA	62,87	475%	23,48	62,08	147,18	63%	632%	129,00
SPAGNA	111,93	230%	50,84	213,70	239,16	24%	470%	243,90
AUSTRIA	106,85	222%			250,14	21%	399%	
SVIZZERA	114,94	238%			282,29	24%	450%	



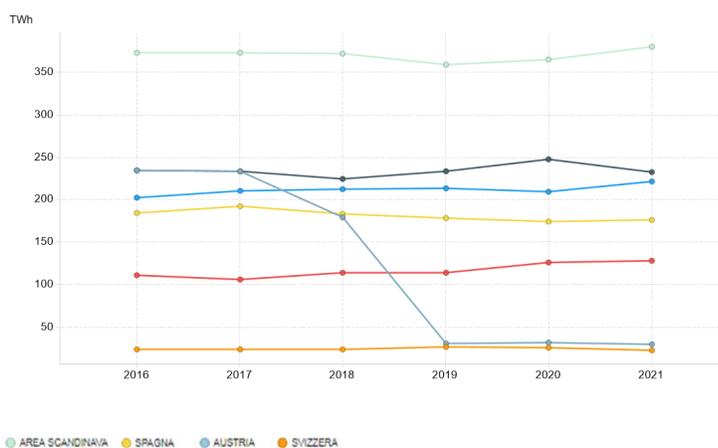
Infine, in relazione ai volumi scambiati nelle borse su base spot, si registra una robusta ripresa degli scambi soprattutto nell'area scandinava (380 TWh, +4%) e in Italia (221,3 TWh, +6%), quest'ultima indotta anche dal rimbalzo della domanda

dai livelli minimi del 2020. Più contenuto l'aumento relativo alla Spagna (176,5 TWh, +1%) e alla Francia (128,5 TWh, +2%), mentre in calo appare il dato afferente alla Germania (232,2 TWh, -6%).

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

Fonte: Refinitiv

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	221,3	6%	18,2
FRANCIA	128,5	2%	12,7
GERMANIA	232,2	-6%	18,7
AREA SCANDINAVA	380,2	4%	39,1
SPAGNA	176,5	1%	15,6
AUSTRIA	29,9	-5%	3,4
SVIZZERA	22,6	-10%	2,1



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

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

■ Nel 2021 il prezzo medio dei titoli di efficienza energetica mostra un lieve aumento sia sul mercato organizzato (MTEE), dove si attesta a 267 €/tep (+2%), sia sulla piattaforma bilaterale, nella quale risulta pari a 243 €/tep (+1%). Nuovo e ulteriore calo, invece, per i titoli complessivamente negoziati, scesi a 1,9 milioni di tep sul MTEE (-18%), minimo dal 2012, e a 1,4 milioni di tep sulla piattaforma bilaterale (-24%), con conseguente aumento della liquidità di mercato al 58% (+2 p.p.). Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) nel 2021 il prezzo medio mostra un netto apprezzamento,

portandosi a 0,34 €/MWh (+182%) e restringendo così a 0,17 €/MWh il suo differenziale con le negoziazioni bilaterali che, per contro, scendono a 0,51 €/MWh (-31%). Cresce anche, salendo a 0,64 €/MWh, il prezzo medio nelle aste dal GSE (+29%). In termini di volumi, al calo degli scambi sul MGO (-35%) e delle assegnazioni tramite asta (-1%), si contrappone il quarto aumento consecutivo delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+11%).

Nessuno scambio, infine, nel 2021 sul Mercato dei certificati di immissione in consumo di biocarburanti (MCIC).

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

Nel 2021 il meccanismo di incentivazione del risparmio energetico è stato interessato da novità normative che, nel contesto di scarsità di titoli in circolazione, hanno contribuito ad allentare le tensioni osservate sui prezzi nella prima parte dell'anno. In particolare, con il DM del 21 maggio 2021, il MITE ha definito, tra le altre misure, gli obiettivi nazionali di risparmio energetico per gli anni 2021-2024, decretando contestualmente una riduzione degli obblighi per l'anno d'obbligo 2020 e il posticipo della sua scadenza al 16 luglio 2021. In tale contesto, il prezzo medio registrato sul mercato organizzato (MTEE), salito su base annua a 267 €/tep (+2%), mostra una significativa inversione di tendenza in corso d'anno che ne consente il suo progressivo ritorno attorno ai 260 €/tep, dopo il picco a 290 €/tep di marzo, e una riduzione della sua volatilità, anch'essa massima a marzo (spread min-max a 26 €/tep nella sessione del 30 marzo, il più alto da ottobre 2018) (Tabella 1, Figura 1, Figura 2, Figura 3).

Dinamiche analoghe nel 2021 anche per il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (243 €/tep, +1%), il

cui differenziale dal valore di mercato si amplia a 24 €/tep, toccando il livello massimo nel mese di gennaio (54 €/tep) quando la quotazione bilaterale si attesta sotto i 210 €/tep.

Tuttavia, la distanza tra i due riferimenti si riduce drasticamente, scendendo a circa 5 €/tep, considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, rappresentative nel 2021 di una quota pari al 92% del totale, tra le più alte di sempre (Tabella 1, Figura 1, Figura 2). In termini di volumi, le negoziazioni di TEE segnano la quarta flessione annua consecutiva, attestandosi a 1,9 milioni di tep sul MTEE (-18%), valore più basso dal 2012, e a 1,4 milioni di tep sulla piattaforma bilaterale (-24%).

Per effetto di tali variazioni cresce la liquidità del MTEE, portandosi al 58% (+2 p.p. sull'anno precedente). Analizzata su base mensile, la diminuzione dei volumi di mercato appare più accentuata nel primo trimestre e nella seconda parte dell'anno, a partire dal mese di agosto, quando i volumi risultano inferiori alla media mensile (circa 118.000 tep) (Tabella 1, Figura 1, Figura 2).

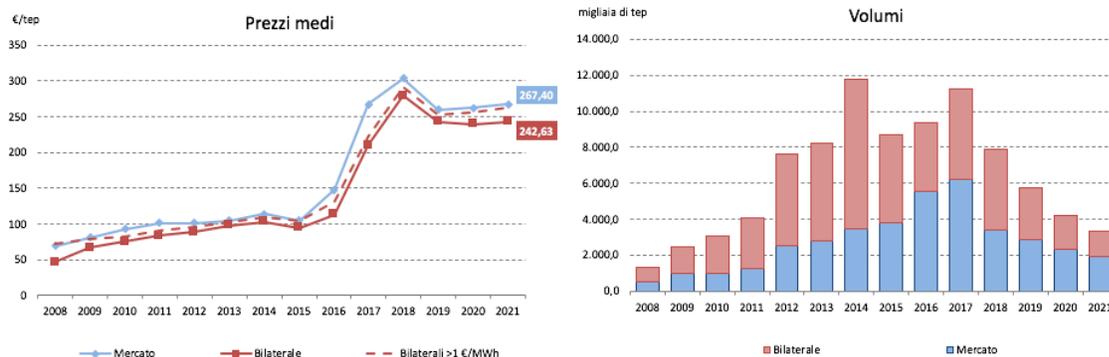
Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	min di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	267,40	+2,0%	250,00	299,99	1.930.703	-17,7%	516,27	-16,1%
Bilaterali	242,63	+1,2%	0,00	303,60	1.411.377	-24,0%	342,45	-23,1%
con prezzo >1	262,52	+2,6%	52,00	303,60	1.304.442	-25,0%	342,45	-23,1%
Totale	256,94	+1,8%	0,00	303,60	3.342.080	-20,5%	858,72	-19,0%

Figura 1: TEE, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME



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

Tabella 2: TEE, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. cong.	min di €	Var. cong.	Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep					tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	258,33	-0,3%	255,00	259,40	72.496	-55,7%	18,73	-55,8%	1.883	-55,3%	2,6%	+0,0 p.p.	3	-5
Bilaterali	241,60	-5,9%	0,00	260,00	55.596	-47,4%	13,43	-50,5%						
con prezzo >1	254,66	-1,7%	114,83	260,00	52.744	-49,6%	13,43	-50,5%						
Totale	251,07	-2,7%	0,00	260,00	128.092	-52,5%	32,16	-53,7%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

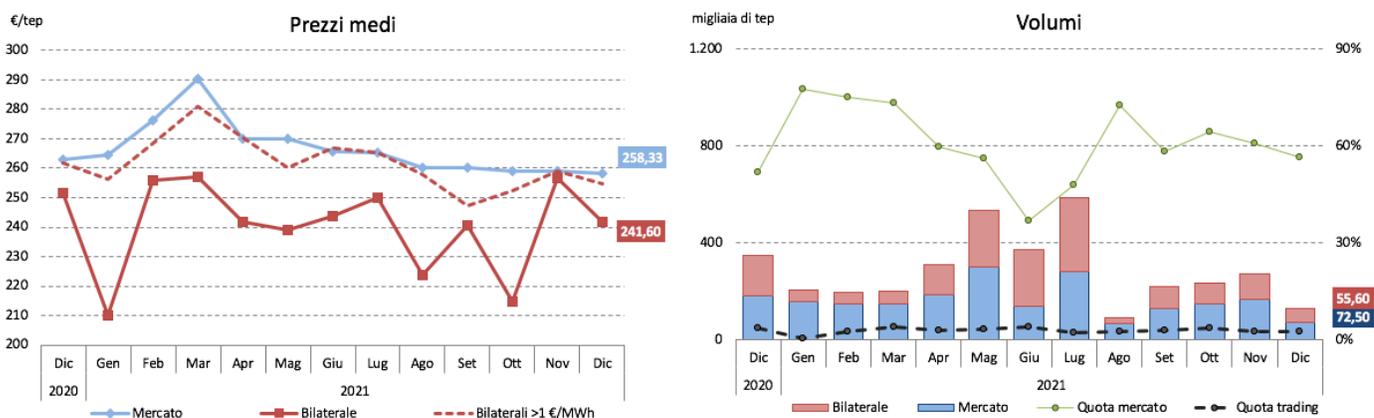
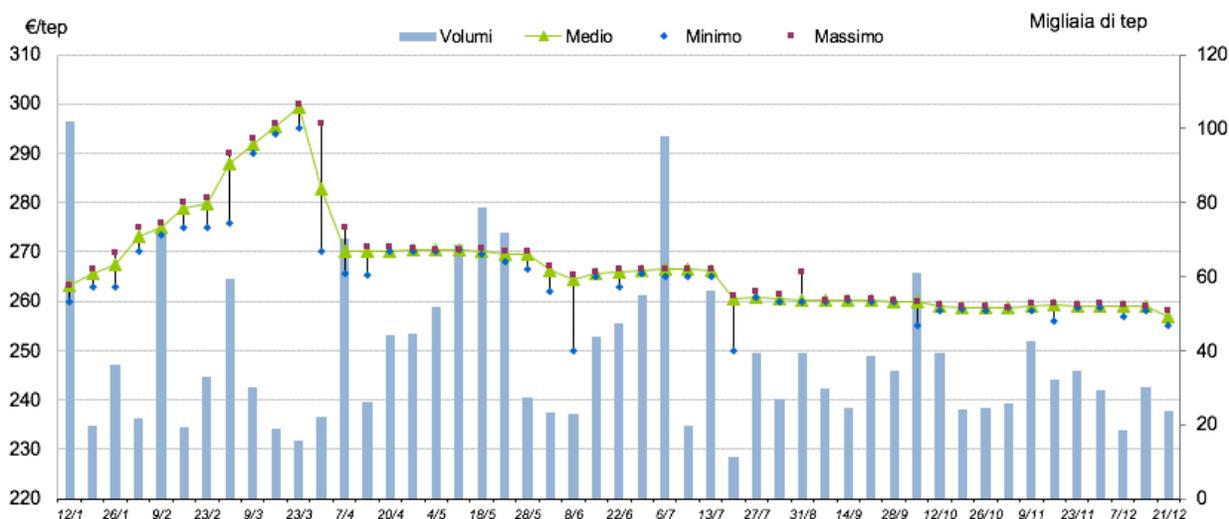


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Complessivamente, nel sistema, il numero dei titoli emessi, al netto di quelli ritirati, dall’inizio del meccanismo a fine 2021, si porta a 66.368.177, in aumento di 2.640.770 tep rispetto al 31 dicembre 2020 e di 78.500 tep rispetto a fine novembre. Il numero di titoli disponibili a fine anno, al

loro dei titoli registrati sul conto del GSE, ammonta infine a 2.455.991, in aumento di 421.365 rispetto a dicembre 2020 e in calo di 230.090 rispetto a novembre 2021, mese in cui si è tenuta la prima sessione di annullamento dei TEE (Figura 3).

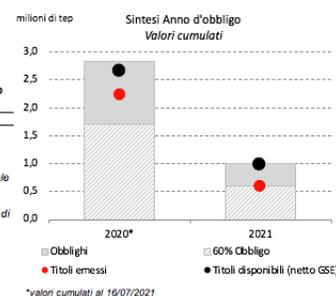
Tabella 3: TEE, sintesi anno d’obbligo 2021

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	€/tep						
18	259,47	630.455	295.440	256,43	258.607	250,00	2.455.991	66.368.177	1.467.241	

*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 e seguito di ritiro. I Titoli disponibili sono calcolati come somma dei titoli emessi al netto dei ritirati, annullati e bloccati e comprendono i titoli presenti sul conto del GSE a seguito di ritiro.



*valori cumulati al 16/07/2021

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

Nel 2021 il prezzo medio registrato sul MGO, dopo due anni di ribassi, sale a 0,34 €/MWh, registrando un apprezzamento del 182%. Cala, invece, il prezzo medio delle quotazioni bilaterali che, a 0,51 €/MWh (-31%), supera il prezzo di mercato di 0,17 €/MWh (-0,44 €/MWh sull'anno precedente); lo spread tra i due riferimenti sale a 0,19 €/MWh se consideriamo le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo, che ammontano al 96% del totale scambiato su PBGO. Cresce, infine, a 0,64 €/MWh (+29%), il prezzo medio delle assegnazioni

tramite asta del GSE, tornando il più alto tra le quotazioni osservate sulle diverse modalità di negoziazione delle garanzie (Tabella 4, Figura 4).

Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, la categoria Eolico risulta la più costosa sul mercato (0,46 €/MWh), seguita da Solare e Altro (rispettivamente a 0,42 €/MWh e 0,37 €/MWh). Sulla PBGO, invece, la quotazione più alta è sulla tipologia Geotermoelettrico (0,93 €/MWh). La categoria Solare risulta, infine, quella con la quotazione media superiore nelle aste del GSE (0,68 €/MWh).

L'analisi mensile dei prezzi sul MGO mostra quotazioni sui livelli più bassi di sempre nel primo trimestre e un successivo apprezzamento che le porta a raggiungere il massimo di 1,20 €/MWh nel mese di settembre. Più altalenante, invece, l'andamento dei prezzi sulla PBGO, risultati più alti nel primo trimestre (0,58 €/MWh), in corrispondenza della scadenza del periodo di contrattazione riferito all'anno di produzione 2020 e di scambi ai massimi annuali (Figura 5). In termini di volumi, le negoziazioni complessive di GO salgono al loro massimo storico, trainate dagli scambi bilaterali.

Le contrattazioni sul MGO registrano, infatti, un nuovo calo a 1,3 TWh (-35%), con la liquidità del mercato che rimane contenuta, e pari circa al 2%, in ragione di una crescita degli scambi sulla PBGO che, con 67,1 TWh (+11%),

aggiorna ancora il suo massimo storico, confermandosi la modalità di approvvigionamento più utilizzata (76% del totale contrattato). Scendono, infine, sia le assegnazioni che la quota delle aste GSE, rispettivamente a 20,2 TWh (-1%), e al 23% (-2 p.p.) (Tabella 4, Figura 4, Figura 5).

Su base mensile si osserva una maggior concentrazione degli scambi nel primo trimestre sia sul MGO (53% del totale scambiato nel 2021), sia sulla PBGO (74%).

La struttura degli scambi per tipologia di impianto con riferimento all'anno di produzione 2021 evidenzia una diversa distribuzione sulle tre modalità di contrattazione, con una prevalenza della tipologia di produzione Altro (59,2%) sul MGO, della tipologia Idroelettrico sulla PBGO (44,2%) e infine della tipologia Solare (41,2%) nelle aste di assegnazione del GSE (Figura 6).

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. tend.	€	Var. tend.
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,34	+182,1%	0,07	1,35	1.254.334	-34,7%	430.546	+84,3%
Bilaterali <i>con prezzo >0</i>	0,51	-30,8%	0,00	3,00	67.094.382	+11,1%	34.133.484	-23,1%
	0,53	-31,5%	0,01	3,00	64.233.811	+12,3%	34.133.484	-23,1%
Totale	0,51	-29,4%	0,00	3,00	68.348.716	+9,7%	34.564.030	-22,5%
Asta GSE	0,64	+28,6%	0,31	1,25	20.253.161	-0,7%	13.003.980	+27,6%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

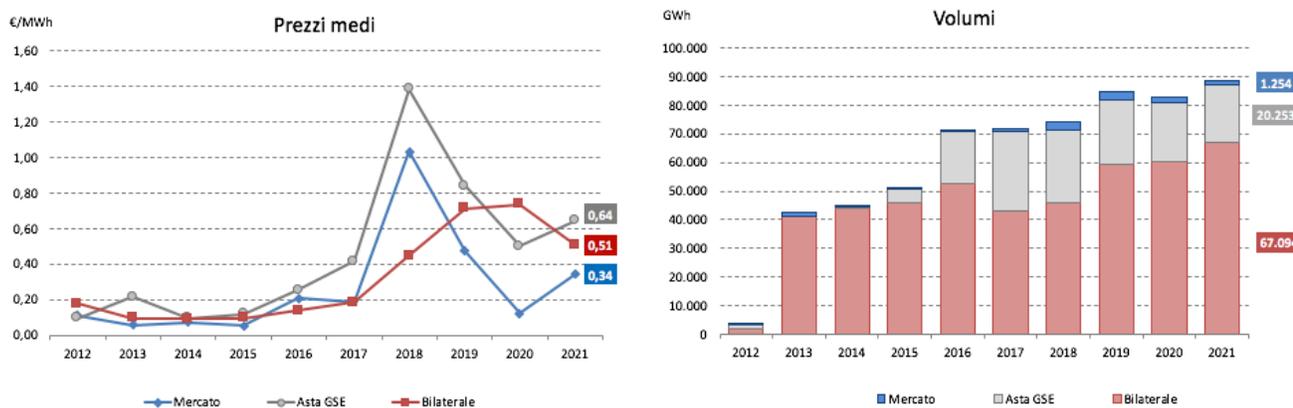


Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,70	-13,0%	0,65	0,71	49.958	-12,3%	35.022	-23,8%
Bilaterali	0,34	-33,5%	0,00	1,45	4.788.383	+120,6%	1.612.405	+46,7%
con prezzo >0	0,34	-34,1%	0,04	1,45	4.677.201	+122,7%	1.612.405	+46,7%
Totale	0,34	-33,8%	0,00	1,45	4.838.341	+117,2%	1.647.427	+43,8%
Asta GSE	0,90	-	0,76	1,25	4.683.120	-	4.219.211	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

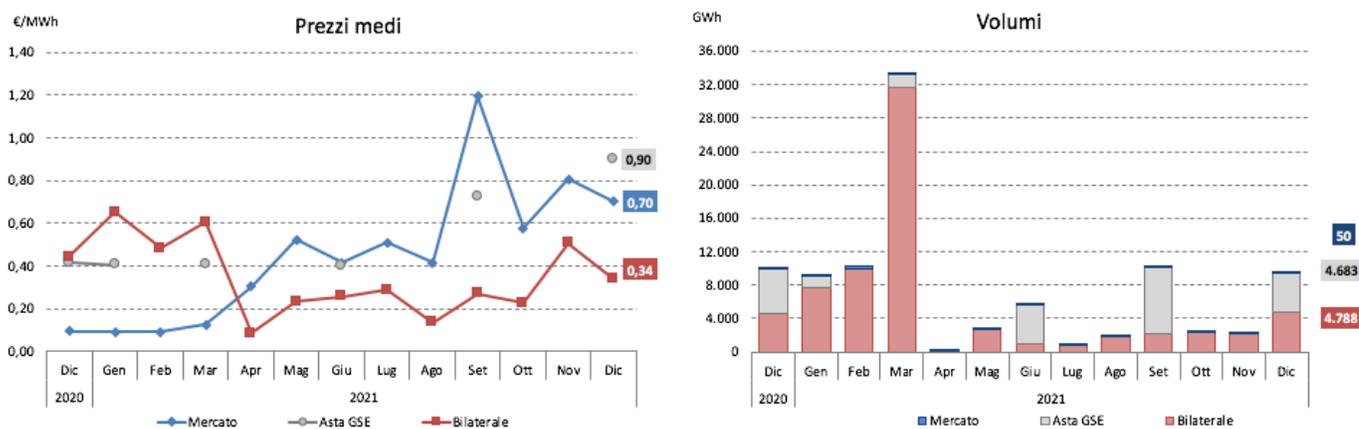


Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2021

Fonte: dati GME



GAS VERDI E LOW CARBON: LO STATO DEL SETTORE E LE PROPOSTE DEL NUOVO PACCHETTO UE

Di Agata Gugliotta e Gian Paolo Repetto - RIE

(continua dalla prima)

I gas a basso tenore di carbonio sono, invece, prodotti da fonti non rinnovabili, ma le emissioni climalteranti nel loro ciclo di vita rimangono comunque significativamente più basse della fonte fossile con cui è possibile confrontarli. A seconda della percentuale di diminuzione delle emissioni rispetto al fossile è possibile un'ulteriore suddivisione fra gas decarbonizzati con una riduzione maggiore del 90% e "low carbon gases" con una decarbonizzazione superiore al 60%. Questo articolo prende in considerazione il biogas, il biometano, l'idrogeno verde (elettrolisi da fonti elettriche rinnovabili) tra i gas rinnovabili e l'idrogeno blu tra i "low carbon gases" (prodotto da gas naturale ma con cattura e stoccaggio della CO₂). Ne richiamiamo in sintesi le caratteristiche principali. Il biogas è una miscela di gas (prevalentemente metano, poi anidride carbonica e azoto) prodotti dalla digestione anaerobica di biomasse, quali scarti agro-forestali, colture dedicate, liquami zootecnici, scarti della lavorazione agroindustriale, rifiuti organici urbani. Tale processo consente di utilizzare il metano che altrimenti verrebbe rilasciato in atmosfera con un risparmio evidente in termini di emissioni. La percentuale di metano presente nel biogas varia da un minimo del 50% fino ad un massimo dell'80% a seconda del tipo di biomassa utilizzata e delle condizioni di processo. Il biogas viene generalmente utilizzato in loco, soprattutto per produrre elettricità o calore.

Il biometano è il risultato della raffinazione e purificazione del biogas (upgrading) tramite rimozione di acqua, CO₂, contaminanti come silossani, anidride solforosa e ammoniaca, al fine di renderlo impiegabile nella rete e dalle utenze del gas naturale senza la necessità di apportare modifiche agli impianti. Il biometano presenta una percentuale di metano superiore al 95% e può essere potenzialmente impiegato, insieme alle fonti fossili, sia nell'autotrazione che per soddisfare gli usi domestici e industriali. Inoltre, nella sua forma liquefatta di "BioGNL" può inserirsi nella stessa categoria del Gas Naturale Liquefatto (GNL) di origine fossile ed essere utilizzato come biocarburante per i mezzi pesanti e navali².

L'idrogeno, ora al centro dell'attenzione delle politiche energetiche UE e di strategie di sviluppo dedicate da parte di diversi Paesi, può essere ottenuto attraverso l'elettrolisi dell'acqua in celle elettrochimiche alimentate da elettricità prodotta da fonti rinnovabili; in questo caso, come noto, l'idrogeno viene definito "verde". Viene invece nominato "blu" quello prodotto a partire da gas naturale con sistemi di cattura, stoccaggio ed utilizzo della CO₂. In questo caso non si tratta di gas rinnovabile, ma di low carbon gas. L'idrogeno può essere utilizzato con un duplice scopo: come materia

prima in processi produttivi dell'industria chimica, della raffinazione e della siderurgia; come vettore energetico da trasformare in elettricità o energia termica in settori difficili da decarbonizzare, come alcune filiere industriali energivore o nel trasporto. Mentre le applicazioni come feedstock sono da tempo consolidate e l'obiettivo è quello di trasformare le attuali modalità di produzione in modo da azzerarne le emissioni climalteranti, le attese per il futuro sviluppo della catena del valore dell'idrogeno consistono nelle sue applicazioni come fonte energetica.

Lo stato dell'industria dei gas verdi e low carbon

Sulla base degli ultimi dati disponibili³, la produzione di biogas a livello mondiale ammonta a circa 32 mil. di tep, pari a 400 TWh o circa 40 mld mc gas, corrispondenti ad appena l'1% della produzione mondiale di gas fossile. Di questi, circa due terzi sono stati utilizzati per generare elettricità e calore in cogenerazione, il 30% è stato consumato negli edifici (riscaldamento e cottura cibi), mentre la parte residua è stata destinata alla produzione di biometano⁴. Europa, Cina e Stati Uniti contano per circa il 90% della produzione mondiale: in particolare 18,5 mil tep (46%) sono concentrati in pochi Paesi europei come Germania, Italia, Francia, Regno Unito; mentre 7,5 mil tep (23%) sono localizzati in Cina⁵ e 3,6 mil tep (11%) negli USA⁶. Il resto è prodotto soprattutto fra Brasile, Thailandia e Malesia.

Per quanto stia entrando nella programmazione energetica di diversi Paesi, l'industria del biometano a livello mondiale rimane ancora un'attività di nicchia: nel 2018, la produzione si è attestata a 3,5 mil. tep (circa 4,3 md mc), appena lo 0,1% dei consumi di gas naturale. Gran parte della produzione è concentrata in Europa, ma volumi significativi si registrano anche in Brasile, Cina e India che hanno triplicato i propri impianti dal 2015. Focalizzandoci sulla situazione europea, attualmente nell'UE vengono consumati circa 300 Mtep (350-400 md mc) all'anno di combustibili gassosi, che rappresentano circa il 25% del consumo energetico totale dell'Unione. Di questi il 95% è gas naturale e solo il 5% del mercato è costituito da gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, prevalentemente biogas e biometano⁷. Secondo i dati rilasciati da European Biogas Association (EBA), tra il 2009 e la fine del 2019 il numero di impianti di biogas è passato da 6.300 a quasi 19.000, distribuiti principalmente fra Germania, Italia, Francia, Regno Unito. Merita però rilevare, come la crescita sia stata più sostenuta nei primi anni del periodo, mentre una situazione di sostanziale stabilità abbia caratterizzato il periodo successivo. Negli ultimi 4 anni, infatti, l'output di biogas è stato pressappoco costante e nell'intorno

(continua)

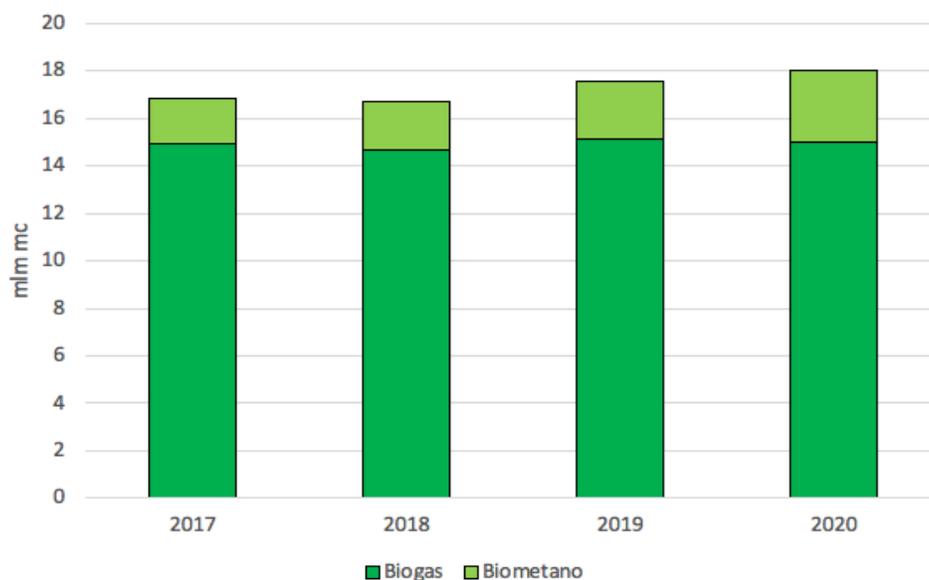
di 160 TWh (circa 15 mld mc), corrispondente a circa il 4% del consumo di gas naturale in Europa. Circa il 70% dei feedstock utilizzati deriva dall'agricoltura, mentre la restante parte proviene da liquami e rifiuti organici. Il 57% del biogas è utilizzato per la produzione elettrica, il 12% per la produzione di calore, il 29% agli usi diretti (agricoltura, industria e residenziale), il 2% è destinato ai trasporti dopo l'upgrading in biometano.

In Italia si è passati dai 150 impianti nel 2007 a circa 2.000 di oggi, di cui l'80% è legato al settore agricolo per una produzione nell'intorno di 2,5 mld mc, il che rende il nostro paese secondo produttore di biogas in Europa e quarto al mondo. Ciò grazie anche al sistema di incentivi che ha stimolato la produzione elettrica da biogas. La distribuzione geografica degli impianti si concentra nel territorio della Pianura Padana, con una percentuale consistente anche

in Puglia e Veneto, interessando complessivamente quasi 1.300 Comuni⁸. Il biogas viene prodotto da scarti agricoli (65%), effluenti zootecnici (20%), FORSU (12%) e fanghi di depurazione derivanti dal processo di trattamento delle acque reflue (3%)⁹. In Europa mediamente il 10% di biogas viene convertito in biometano e immesso in rete. Il comparto ha registrato una spinta propulsiva soprattutto a partire dal 2016, in concomitanza con la crescente maturità delle tecnologie e dell'industria del biogas e con l'implementazione di politiche pubbliche a supporto, tanto a livello comunitario che nazionale. In quell'anno il numero degli impianti di produzione si attestava a poco più di 500, da allora è progressivamente aumentato fino a raggiungere i 1.000 impianti nel 2021, distribuiti in una ventina di paesi. In aumento, seppur contenuto, anche i volumi prodotti, che da 1,6 md mc del 2016¹⁰ si sono portati fino a 3,3 md mc nel 2020¹¹.

Produzione di biogas e biometano in Europa

Fonte: Elaborazioni su dati EBA



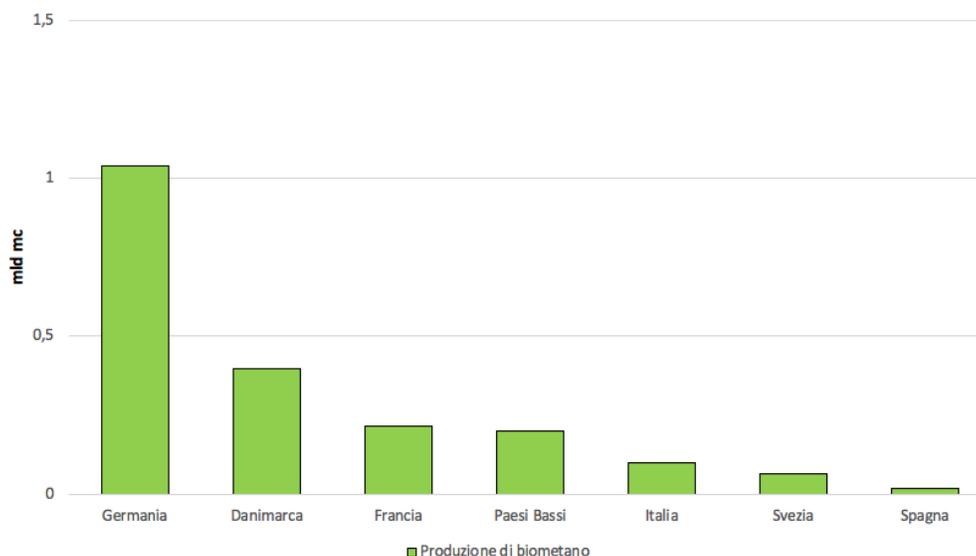
Sebbene in termini di numero di impianti, la Francia ne conti 306 rispetto ai 242 della Germania (una quarantina l'Italia), in termini produttivi rimane quest'ultimo Paese il principale produttore a livello europeo con un output di circa 1,04 md mc, seguito dalla Danimarca che, nonostante il basso numero di impianti, produce 380 mil mc e dalla Francia che, pur avendo il maggior numero di strutture, genera 200 mil mc¹². Questo si spiega in ragione della taglia dei biodigestori, che differisce in maniera significativa nei vari

Paesi. Anche la quota di biometano sul totale del gas consumato varia in maniera significativa: in molti paesi non raggiunge l'1% o lo supera di poco (Francia e Germania), in altri, come Danimarca e Svezia, va oltre il 10%. Quanto alla materia prima impiegata, a partire dal 2013 si registra uno switch dalle colture energetiche verso i residui agricoli, i rifiuti organici e urbani e i fanghi di depurazione. Dal 2017, quasi nessun nuovo impianto è stato costruito per essere alimentato da coltivazioni agricole dedicate.

(continua)

Produzione di biometano nei principali paesi europei

Fonte: Elaborazioni su dati EBA



In Italia il biometano prodotto nel 2020 è stato di circa 100 ml mc¹³. Secondo dati SNAM, a fine novembre gli impianti di biometano allacciati alla rete di trasporto risultavano 41 per una capacità annua di produzione di circa 400 mil mc, mentre gli allacciamenti in corso di realizzazione erano 53 per una capacità annua di 320 mil mc¹⁴, il che fa presupporre che presto la capacità produttiva potrebbe raggiungere i 720 mil mc/anno. Il Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) stanziava per il biometano 1,92 miliardi di euro principalmente per favorire la riconversione degli impianti di biogas agricolo esistenti verso la produzione totale o parziale di biometano, da utilizzare sia nel settore del riscaldamento industriale e residenziale sia nei settori terziario e dei trasporti, supportando la realizzazione di nuovi impianti di produzione attraverso un contributo del 40% dell'investimento. L'obiettivo è di incrementare la produzione di questa fonte fino a 2,3-2,5 miliardi di mc nel 2030.

L'idrogeno viene utilizzato a livello globale da molti anni e oggi i livelli di consumo sono circa il triplo rispetto al 1975. Nel 2020 ne sono stati impiegati circa 90 milioni di tonnellate, di cui 70 sono stati usati in forma pura, mentre meno di 20 sono stati miscelati con gas che contengono carbonio per la produzione di metanolo e nell'industria dell'acciaio¹⁵. Le principali applicazioni hanno riguardato specifici settori dell'industria, come la raffinazione di prodotti petroliferi (45%) e la produzione di chemicals, quali l'ammoniaca, in cui l'idrogeno è stato utilizzato come gas di sintesi (50%). Altri usi (5%) riguardano settori come la metallurgia, mentre residuale (0,02%) l'utilizzo nei trasporti. Circa l'80% di idrogeno è stato prodotto in impianti dedicati, mentre la rimanente parte è usata nell'industria come "by-product" (proveniente da processi progettati principalmente

per produrre qualcos'altro) in forma non pura, ossia senza preventiva separazione da altri gas, come combustibile o materia prima. Quasi tutto l'idrogeno consumato nel 2020 è stato prodotto con fonti fossili. Dei 72 milioni prodotti negli impianti ad hoc il 60% è derivato dal gas, di cui meno dell'1% con tecnologia di cattura e sequestro del carbonio, 0,6% con petrolio e quasi il 20% con carbone. La maggior parte dell'idrogeno è prodotto nei pressi degli utilizzi finali, usando risorse estratte nello stesso Paese. Oggi a livello mondiale molte delle raffinerie e delle industrie chimiche che utilizzano idrogeno da fonti fossili sono concentrate in zone costiere come il Mare del Nord in Europa, la Costa del Golfo negli USA, il Sud Est della Cina. La produzione dell'idrogeno è responsabile di 900 milioni di tonnellate di anidride carbonica l'anno, superiore oltre due volte e mezza delle emissioni italiane¹⁶. In Europa, nel 2020 sono stati consumati circa 7 milioni di tonnellate in calo rispetto alle 10 del 2019, la maggior parte dei quali prodotti in forma pura (circa 60%) e sul luogo di consumo, tipicamente in siti industriali di grandi dimensioni; il 20% è generato come sottoprodotto di processi industriali o prodotto centralmente e consegnato ai punti di consumo posti a breve distanza. La parte rimanente è, in gran parte, generata come sottoprodotto nei processi cloro-alcalini nell'industria chimica. La raffinazione con 3,7 milioni ton e il settore chimico con 3 milioni sono i principali consumatori. Circa il 95% della produzione di idrogeno nell'UE viene effettuato con l'impiego di gas naturale tramite steam methane reforming (SMR) e in misura minore con autothermal reforming (ATR). I maggiori produttori sono localizzati in Germania e in Francia.

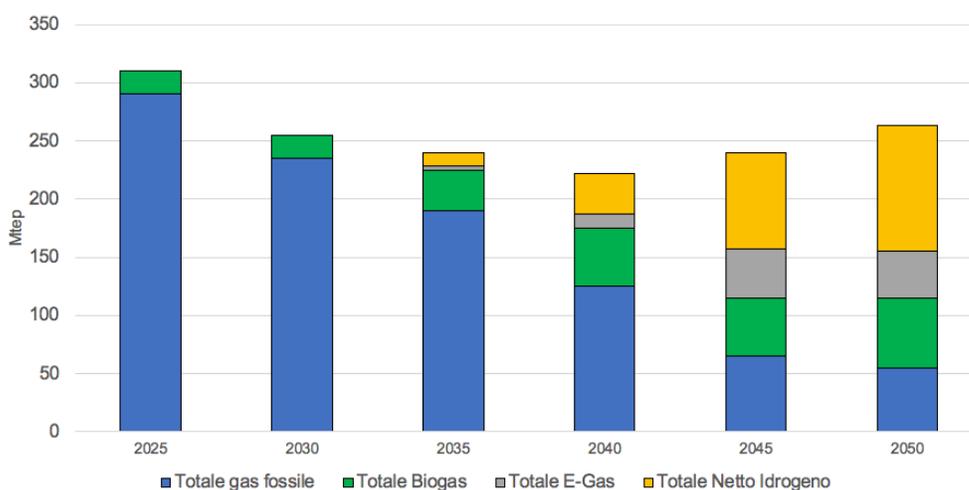
In Italia, infine, il consumo attuale di idrogeno è di circa 500 mila tonnellate all'anno (16 TWh¹⁷).

Da diversi anni la domanda risulta sostanzialmente stabile e l'idrogeno viene consumato per la maggior parte (85%) nel comparto della raffinazione, mentre il restante nel settore chimico per la produzione di ammoniaca. La produzione avviene prevalentemente sul luogo di consumo. L'Italia a fine novembre 2020 ha pubblicato, attraverso il Ministero dello Sviluppo Economico, "Linee guida preliminari" per una strategia nazionale sull'idrogeno, inteso soprattutto come idrogeno verde prodotto da fonti rinnovabili elettriche. Il PNRR dedica circa 3,2 miliardi di euro allo sviluppo della filiera, di cui 2 miliardi per l'applicazione in settori hard to abate, 500 milioni per la produzione in aree industriali dismesse, 530 destinati al MiSe per la sperimentazione dell'idrogeno per il trasporto stradale e ferroviario e 160 milioni per la ricerca e sviluppo.

I target europei e il pacchetto di dicembre 2021

Nell'ottica degli scenari atti a sostenere l'iniziativa "Fit for 55", biogas e biometano, idrogeno rinnovabile e a basse emissioni di carbonio e i combustibili sintetici (E-gas) dovranno sostituire gradualmente i gas naturali fossili coprendo quote molto significative dei combustibili gassosi nel mix energetico verso il 2050. Secondo la visione dell'UE, la quota di gas naturale è destinata ad essere notevolmente ridotta e i volumi residui sarebbero accoppiati con tecnologie di cattura, stoccaggio e riutilizzo della CO2. Dato che l'elettrificazione non è realizzabile in tutti i settori, alcuni continueranno a fare affidamento sui gas, ecco perché quelli rinnovabili e a basse emissioni vengono investiti di un importante ruolo da svolgere per raggiungere gli obiettivi climatici fissati.

Commissione Europea: consumo complessivo di combustibili gassosi al 2050



Fonte: Elaborazioni su dati Commissione Europea

Nello specifico, lo scenario preso a riferimento (c.d. "Mix55") per la predisposizione delle proposte e delle valutazioni di impatto del pacchetto gas di dicembre vede una quota di combustibili gassosi al 2050 di circa 260 Mtep, sostanzialmente in linea con quella attesa al 2030, che invece evidenzia un calo sensibile rispetto ai 310 Mtep del 2020. Quello che cambia sostanzialmente tra 2030 e 2050 è la composizione del mix di gas, che alla prima data vede ancora una netta prevalenza del metano fossile (circa 240 Mtep), ma che al 2050 calerebbe fino a circa un quinto del totale, con il restante 75% circa coperto per metà dall'idrogeno e per il resto da biogas (30%) e metano sintetico (20%).

Secondo le intenzioni della Commissione, il nuovo pacchetto (Regolamento e Direttiva) dovrebbe porre le basi per consentire al mercato di decarbonizzare il consumo di gas proponendo le misure politiche necessarie per sostenere

la creazione di infrastrutture ottimali e dedicate, nonché di mercati efficienti. L'iniziativa è complementare alla nuova Direttiva sulle energie rinnovabili (RED II), alla Direttiva sull'efficienza (EED) e al sistema di scambio di quote di emissioni (EU ETS). Le proposte intendono stabilire le condizioni per facilitare l'adozione di gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, in particolare biometano e idrogeno, rafforzare la resilienza del sistema del gas, migliorare le condizioni di mercato e aumentare il coinvolgimento dei consumatori, tenendo conto dei problemi in materia di sicurezza dell'approvvigionamento. Il Pacchetto contiene anche proposte per ridurre le emissioni di metano nel settore energetico europeo e nella catena di approvvigionamento globale dell'UE. Nell'ambito delle proposte più strettamente inerenti ai gas rinnovabili e low carbon è possibile individuare alcune principali aree di intervento.

Abilitare lo sviluppo di un'infrastruttura dedicata all'idrogeno

Uno degli obiettivi principali è porre le condizioni per lo sviluppo di un mercato per l'idrogeno, creando un adeguato ambiente per gli investimenti e consentendo lo sviluppo di infrastrutture dedicate, anche per il commercio con i Paesi terzi. La visione è quella di infrastrutture del gas in cui il fossile sarà progressivamente sostituito da altre fonti gassose, con reti destinate all'idrogeno che integreranno progressivamente quelle per il gas naturale. Verrà creata una nuova struttura di governance, la Rete Europea di Operatori per l'idrogeno (ENNOH) allo scopo di promuovere l'infrastruttura dedicata, il coordinamento transfrontaliero, la costruzione di reti di interconnessione e per elaborare regole tecniche specifiche.

Le regole di mercato - riguardanti in particolare l'accesso alle infrastrutture dell'idrogeno, la separazione delle attività di produzione e trasporto e la determinazione delle tariffe - saranno applicate in due fasi, prima e dopo il 2030. La prima fase, fino al 2030, sarà caratterizzata da una regolazione "soft", nell'ambito della quale i Paesi Membri possono optare per un accesso negoziato alle infrastrutture, avranno la possibilità di adottare i modelli di unbundling verticale previsti dalla normativa UE, ma con l'obbligo della sola separazione legale tra i gestori delle reti di gas e idrogeno. Il trasferimento di asset e i sussidi incrociati delle reti di idrogeno con i ricavi delle reti gas sono consentiti, ma devono essere trasparenti, inoltre ciò dovrà avvenire per un tempo limitato e a seguito di approvazione regolatoria. Le reti private di idrogeno saranno esentate dall'unbundling e dalle regole di accesso fino al 2030. Nella seconda fase, dopo il 2030, si passerà ad un accesso interamente regolato delle infrastrutture dell'idrogeno, in cui diversamente dal gas naturale non saranno però previste tariffe di trasporto ai punti di interconnessione tra Stati Membri. I gestori delle reti di idrogeno dovranno scegliere tra unbundling proprietario e modello ISO (Independent System Operator). L'obbligo non varrà per le reti geograficamente confinate all'interno di un solo Paese, ma solo finché non si integreranno con reti regolate o riceveranno la richiesta di accesso di un secondo produttore di idrogeno.

Rendere più integrata la pianificazione dello sviluppo delle reti tra elettricità, gas e idrogeno

La proposta prevede che i piani di sviluppo delle reti nazionali si basino su uno scenario congiunto per elettricità, gas e idrogeno. La pianificazione dovrà essere allineata con i piani nazionali per l'energia e il clima, nonché con il piano decennale di sviluppo delle reti a livello UE. Gli operatori della rete del gas devono includere informazioni sull'infrastruttura che può essere dismessa o riutilizzata e ci saranno rapporti separati sullo sviluppo della rete dell'idrogeno per garantire che la costruzione del sistema dell'idrogeno si basi su una proiezione realistica della domanda. La pianificazione integrata delle reti significa che, a livello nazionale, possono continuare ad esistere due piani separati per il gas e l'elettricità, ma entrambi dovranno essere sviluppati sulla base di uno scenario congiunto su elettricità, gas e idrogeno. Il pacchetto introduce un'ulteriore pianificazione della rete nazionale per l'idrogeno e una programmazione decennale a livello dell'UE, con quest'ultima che includerà la pianificazione

di una rete integrata basata sui programmi nazionali. Parallelamente, l'integrazione avverrà anche verticalmente, in quanto operatori del sistema di distribuzione e i gestori delle infrastrutture di trasporto saranno tenuti a scambiare informazioni rilevanti per la programmazione. Il piano dovrebbe anche evitare lo sviluppo di stranded assets e fornire trasparenza sulle parti di rete che non sono più necessarie e potrebbero essere utilizzate per trasportare l'idrogeno in futuro, oltre a fornire indicazioni per la dimensione e l'ubicazione ottimale degli impianti power-to-gas come gli elettrolizzatori. La già citata ENNOH sarà responsabile della predisposizione dei piani di sviluppo della rete a livello dell'Unione per le reti del gas e dell'idrogeno.

Facilitare l'accesso all'attuale rete del gas per i gas rinnovabili e low carbon

Le nuove regole mirano a facilitare l'accesso dei gas rinnovabili e a basse emissioni alla rete del gas esistente. Secondo la Commissione, la valutazione d'impatto effettuata come base delle proposte ha dimostrato che le tariffe di ingresso alla rete sono una barriera significativa per i gas rinnovabili. Per affrontare questo problema, viene proposto di concedere sconti del 75% sulle tariffe agli entry point. La Commissione propone, inoltre, di eliminare le tariffe transfrontaliere per i gas rinnovabili e a basse emissioni per facilitare le vendite nel mercato europeo e sfruttare i luoghi di produzione più promettenti. Allo stesso modo, in futuro, non verranno applicate tariffe transfrontaliere per la rete dedicata all'idrogeno. La Commissione propone, inoltre, di garantire che anche i più piccoli impianti connessi alla rete di distribuzione avranno accesso ai mercati all'ingrosso. Viene favorita la predisposizione di reti con inversione dei flussi e l'integrazione fisica delle reti di distribuzione con le più grandi reti di trasmissione. Infine, nel tentativo di facilitare l'uso della rete di gas naturale esistente per la trasmissione di idrogeno, a partire da ottobre 2025 i Paesi membri dovranno accettare il transito transfrontaliero di gas naturale miscelato fino al 5%, in termini di volume, con idrogeno. Viene previsto anche un sistema di certificazione per i gas a basse emissioni di carbonio atto a garantire parità di condizioni nella valutazione dell'intera impronta delle emissioni di gas a effetto serra dei diversi tipi di gas, al fine di consentire agli Stati membri di confrontarli efficacemente e di valutarli opportunamente ai fini del proprio mix energetico.

Promuovere il coinvolgimento dei consumatori

Un'altra priorità del pacchetto è l'emancipazione e la protezione dei consumatori che dovranno essere messi nelle condizioni di cambiare fornitore più facilmente, utilizzare strumenti efficaci di confronto dei prezzi, ottenere informazioni di fatturazione accurate e avere un migliore accesso ai dati e alle nuove tecnologie intelligenti. I consumatori dovrebbero essere messi in grado di distinguere tra i gas disponibili e poter scegliere i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio rispetto ai combustibili fossili. Le regole di certificazione per i gas a basse emissioni di carbonio si applicheranno sia a quelli importati che a quelli di produzione interna, per garantire condizioni di parità ed evitare la rilocalizzazione delle emissioni di carbonio.

Aumentare la sicurezza del sistema gas includendo nelle regole i rinnovabili e low carbon

Il pacchetto mira ad aumentare la resilienza e la sicurezza dell'approvvigionamento del sistema europeo del gas anche attraverso l'estensione del campo di applicazione del regolamento sicurezza ai gas rinnovabili e a basse emissioni, includendo nel contempo nuove disposizioni sulla cybersicurezza. Infine, la regolamentazione della sicurezza dell'approvvigionamento sarà rivista per consentire uno stoccaggio del gas più efficace al fine di anticipare e prevenire i rischi a livello regionale. Ciò include misure che possono essere attivate per le situazioni di emergenza, comprese forme di approvvigionamento congiunto delle scorte di gas.

Alcune considerazioni conclusive

Come emerge dalle cifre prima esposte, oggi il sistema energetico europeo appare ancora lontano da un significativo livello di sviluppo dei gas verdi e a basse emissioni. Nonostante il potenziale teorico e i programmi ambiziosi, iniziative e progetti, seppur in crescita, risultano ancora limitati per poter valutare come realisticamente raggiungibili gli obiettivi dell'UE.

In nessuna parte del mondo esistono ancora mercati interni sviluppati e regolati per i gas rinnovabili e a basse emissioni di carbonio, quindi la regolamentazione intrapresa dall'UE, allo scopo di porre le prime condizioni per la crescita o la creazione delle nuove filiere, è una strada nuova e mai percorsa. Il settore del gas naturale quando è diventato oggetto di regolazione presentava un ben superiore livello di maturità. Il nuovo pacchetto

di proposte va nella direzione di trovare un primo equilibrio tra la necessità di fornire un quadro di regole base per gli investitori e quella di non introdurre rigidità eccessive che possano limitare lo sviluppo dei settori interessati, specialmente in una fase iniziale.

Non è facile, inoltre, prevedere con un sufficiente grado di fiducia e credibilità i tempi in cui una piena transizione verso i gas verdi possa realisticamente avvenire, rimanendo entro i confini della sostenibilità economica, delle risorse disponibili, dei vincoli posti dallo sviluppo tecnologico. A fronte di un maggior interesse dei policy makers verso l'idrogeno per le sue teoriche potenzialità come vettore energetico, il biometano, pur in dimensioni ancora molto modeste, sembra presentare una maggiore maturità tecnologico/industriale e minori incognite. L'AIE stima che il potenziale del biometano sostenibile sia 20 volte gli attuali livelli di produzione, pari a quasi il 20% della domanda globale di gas naturale. Al di là delle valutazioni ottimistiche, risulterà comunque necessario un deciso scale-up di progetti e iniziative con orizzonte di medio-lungo termine. Inoltre, è stato sottolineato da alcune associazioni europee di settore come il futuro sviluppo delle reti gas dovrebbe considerare gli adattamenti necessari per accogliere quote maggiori di biometano e altri gas rinnovabili. Il potenziamento delle reti coinvolgerà anche quelle di distribuzione richiedendo ulteriori investimenti, anche per raggiungere i siti produttivi rurali. Gli operatori dovranno quindi adattare le infrastrutture per essere in grado di gestire in maniera adeguata un sistema con diversi tipi di gas e molti punti di iniezione.

¹ Bellona Europa, Briefing: Defining Low-Carbon and Renewable Gases and Fuels, (giugno 2021);

² Il biometano, inoltre, può essere ottenuto tramite la gassificazione di biomassa solida (soprattutto quella legnosa) che segue alla metanazione (processo fisico-chimico per generare il metano da una miscela di gas ricavati dalla fermentazione di biomasse o da una gassificazione termochimica) che è la seconda fase del power to gas in cui l'idrogeno reagisce con l'anidride carbonica per produrre metano sintetico (syngas);

³ I dati disponibili a livello internazionale riguardo la produzione di biogas sono riferibili al 2018. Su scala mondiale vi è difficoltà a mappare con precisione la molteplicità di impianti, molti di piccolissime dimensioni, ubicati in varie parti del mondo, comprese zone rurali di Paesi in via di sviluppo;

⁴ Agenzia Internazionale dell'Energia, Outlook of biogas and biomethane (2020);

⁵ Sebbene sia considerato come mercato dalle enormi potenzialità, i dati vedono la Cina solo al secondo posto per output di biogas. La produzione avviene per il 70% mediante biodigestori di piccola-media taglia presso comunità rurali che utilizzano gli scarti agricoli e i rifiuti alimentari per produrre biogas da utilizzare come combustibile per cucinare;

⁶ Negli USA gran parte del biogas è prodotto da scarti alimentari all'interno di discariche, tuttavia in alcuni stati del paese, come la California, politiche di supporto hanno dato slancio alla produzione di biogas da reflui zootecnici, utilizzato per la produzione di biometano da destinare ai trasporti;

⁷ Commissione Europea;

⁸ Legambiente, Comunità Rinnovabili, (2021);

⁹ Università Bocconi, Osservatorio Gas Rinnovabile (luglio 2021);

¹⁰ EBA;

¹¹ Nostre elaborazioni su dati Gas for Climate;

¹² Gas for Climate, Market state and trends in renewable and low-carbon gases in Europe 2021 (dicembre 2021);

¹³ MITE: La situazione energetica nazionale nel 2020;

¹⁴ Nostre elaborazioni su dati SNAM;

¹⁵ Agenzia Internazionale per l'Energia, Global Hydrogen Review 2021, (2021);

¹⁶ Daniela Romano, Ispra, L'andamento delle emissioni nazionali di gas serra, (aprile 2021);

¹⁷ Confindustria, Piano d'azione per l'idrogeno (settembre 2021).

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Decreto Legislativo del 8 novembre 2021, n. 210 | “Attuazione della direttiva UE 2019/944, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del regolamento UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la direttiva 2005/89/CE” | pubblicato in Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 294 del 11 dicembre 2021 | Download <https://www.gazzettaufficiale.it>

Con il Decreto Legislativo 8 novembre 2021 n. 210, recante “Attuazione della Dir. UE 944/2019, del Parlamento europeo e del Consiglio, del 5 giugno 2019, relativa a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27/UE, nonché recante disposizioni per l'adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del Reg. UE 943/2019 sul mercato interno dell'energia elettrica e del Reg. UE 941/2019 sulla preparazione ai rischi nel settore dell'energia elettrica e che abroga la Dir. 2005/89/CE” (nel seguito: D.Lgs. Mercato Interno dell'Energia), il Governo italiano ha adottato nuove disposizioni in materia di mercato interno dell'energia elettrica, al fine di adeguare la normativa nazionale di riferimento alle previsioni e agli obiettivi fissati in tale ambito dalla normativa europea.

In particolare, il D.Lgs. Mercato Interno dell'Energia introduce, inter alia, nuove disposizioni relativamente: i) al processo di formazione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica e ii) allo sviluppo di capacità di stoccaggio.

Con riferimento al processo di formazione dei prezzi nei mercati dell'energia elettrica, il decreto in oggetto stabilisce che il Ministero della Transizione Ecologica (MITE), definisca, mediante specifico Decreto Ministeriale¹, le condizioni e i criteri per il graduale passaggio dall'applicazione ai clienti finali del “Prezzo Unico Nazionale” (PUN), all'applicazione di prezzi zionali definiti in base agli andamenti del mercato. Tale disposizione prevede pertanto che le offerte in acquisto accettate sul mercato all'ingrosso dell'energia elettrica vengano valorizzate ai prezzi zionali e non più al PUN.

A tal riguardo, si precisa tuttavia che il D.Lgs. Mercato Interno dell'Energia attribuisce al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME) il compito di calcolare un prezzo di riferimento unico del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica - in continuità con il calcolo del PUN - al fine di favorire lo sviluppo e la trasparenza dei mercati.

Con riferimento allo sviluppo di capacità di stoccaggio, il decreto

in oggetto introduce un sistema di approvvigionamento a lungo termine di capacità di stoccaggio - basato su aste concorrenziali svolte da Terna S.p.A. - che permetterà di riconoscere, ai titolari della capacità di stoccaggio aggiudicata, una remunerazione annua a fronte dell'obbligo di rendere disponibile tale capacità a soggetti terzi per la partecipazione ai mercati dell'energia elettrica e dei servizi connessi. In tale ambito, il D.Lgs. Mercato Interno dell'Energia attribuisce al GME il compito di organizzare e gestire una piattaforma centralizzata per rendere disponibile al mercato la suddetta capacità di stoccaggio.

Al riguardo, il citato decreto dispone tuttavia che il GME potrà formulare la propria proposta per l'organizzazione e la gestione della predetta piattaforma solo a seguito dell'adozione di apposito provvedimento dell'ARERA, con il quale verranno definiti, in via preliminare, le condizioni in base alle quali la capacità di stoccaggio aggiudicata potrà essere resa disponibile al mercato, nonché i criteri e le condizioni per l'organizzazione e il funzionamento della piattaforma medesima.

Documento per la consultazione del GME | “DCO 01/2021 - Contrattazioni di lungo termine di energia rinnovabile - Proposta per l'introduzione della Bacheca PPA” | pubblicato il 16 dicembre 2021 | Download <https://www.mercatoelettrico.org>

Con il documento per la consultazione n. 01/2021, in attuazione del Decreto legislativo n. 199 del 8 novembre 2021², il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) ha illustrato la propria proposta di modello di funzionamento della “Bacheca espositiva PPA” (nel seguito: Bacheca PPA o Bacheca), prevista ai sensi dell'articolo 28, comma 28.1, del citato Decreto.

Nello specifico, con il documento di consultazione in oggetto, il GME propone un modello di funzionamento della Bacheca PPA con l'obiettivo di favorire l'incontro tra le parti potenzialmente interessate a concludere accordi di compravendita di energia elettrica da fonti rinnovabili a lungo termine. Tale Bacheca costituirà pertanto il luogo virtuale attraverso il quale i potenziali contraenti potranno mettersi in contatto tra loro, per poi eventualmente procedere, al di fuori della Bacheca stessa, alla stipula degli accordi di compravendita.

Nell'ambito del modello di funzionamento della Bacheca, è inoltre prevista una specifica sezione atta a consentire agli operatori l'assolvimento dell'obbligo di comunicazione dei contratti PPA effettivamente conclusi. Tale funzionalità consentirà di monitorare l'evoluzione progressiva del mercato dei contratti di lungo termine, della sua liquidità e dell'offerta, e potrà altresì rappresentare - come previsto dal medesimo Decreto - uno strumento utile di analisi per la predisposizione

Novità normative di settore

di specifici rapporti di monitoraggio che dovranno essere forniti dal GME al Ministero della Transizione Ecologica (MITE).

I soggetti interessati a formulare osservazioni sul documento in oggetto sono invitati a farle pervenire, per iscritto, al GME entro e non oltre il 21 gennaio 2022, termine di chiusura della consultazione, all'indirizzo di posta elettronica info@mercatoelettrico.org, ovvero, per posta al seguente indirizzo: Gestore dei mercati energetici S.p.A., Viale Maresciallo Pilsudski, 122 – 124, 00197 – Roma.

Raccomandazione ACER | “Recommendation No 02/2021 of the European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators of 17 December 2021 on reasoned proposals for amendments to the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a guideline on capacity allocation and congestion management” | pubblicata il 20 dicembre 2021 | Download <https://www.acer.europa.eu>

Con la Raccomandazione n. 02/2021, l'Agenzia europea per la Cooperazione tra i Regolatori dell'Energia (nel seguito: ACER) ha pubblicato - in esito al processo di consultazione conclusosi nel mese di giugno 2021 - le proprie proposte di emendamento al Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM)³. In particolare, tali proposte di emendamento sono state redatte da ACER - in coordinamento con le Autorità nazionali di regolazione europee (NRAs) - a seguito delle osservazioni ricevute dai Transmission System Operator (TSO) e dai Nominated Electricity Market Operator (NEMO) europei, al fine di migliorare complessivamente il quadro normativo definito dal Regolamento CACM.

A completamento si segnala che, in data 18 gennaio p.v., ACER organizzerà un webinar aperto a tutti i soggetti interessati dedicato alla presentazione dei citati emendamenti⁴.

Delibera 30 novembre 2021 541/2021/R/COM | “Approvazione dei costi previsionali del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. per l'anno 2022 in relazione al monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, al coupling unico infragiornaliero e alle attività finanziate con il corrispettivo per la partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE). Approvazione dei corrispettivi da applicare agli operatori di mercato nell'anno 2022 per la partecipazione al PCE, la negoziazione delle garanzie d'origine e la negoziazione dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 3 dicembre 2021 | Download <https://www.arera.it/it/docs/21/541-21.htm>

Con deliberazione 541/2021/R/COM, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il preventivo dei costi, per l'anno 2022, riferito allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di:

- monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso;
- monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso;
- gestione del coupling unico infragiornaliero.

Con la medesima deliberazione l'Autorità ha altresì approvato la proposta della misura dei corrispettivi, per l'anno 2022, relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), nonché i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE). In particolare, con riferimento ai suddetti mercati e piattaforme di negoziazione, l'Autorità ha confermato, anche per l'anno 2022, la misura dei corrispettivi già vigenti per l'anno 2021.

¹ Tale Decreto Ministeriale dovrà essere adottato sentiti i pareri dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA), nonché delle competenti Commissioni parlamentari;

² Decreto legislativo n. 199 del 8 novembre 2021 recante recepimento della Direttiva n. 2018/2001/UE del Parlamento europeo e del Consiglio sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili (Cfr. Newsletter 154 dicembre 2021);

³ Regolamento (UE) n. 2015/1222 della Commissione europea del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione;

⁴ Per partecipare al webinar è necessario registrarsi al seguente link: <https://www.acer.europa.eu/public-events/webinar-acer-recommendation-cacm-regulation>.

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.