

APPROFONDIMENTI

IL RUOLO DEI GAS RINNOVABILI NEL PROCESSO DI DECARBONIZZAZIONE EUROPEO

Agata Gugliotta e Mattia Santori (RIE-Ricerche Industriali ed Energetiche)

Dal protocollo di Kyoto in poi l'attenzione dell'Unione Europea nei confronti della difesa ambientale e delle politiche di sostenibilità si è andata sempre più consolidando, attraverso azioni e misure dirette alla riduzione delle emissioni che, seppur con risultati ancora incerti e differenze di posizione tra i Paesi, si sono fatte sempre più continue e con target via via più ambiziosi.

In particolare, a valle dell'Accordo di Parigi del 2015, l'UE con il Nationally Determined Contributions (NDC) ha innalzato l'asticella dei risultati da raggiungere, impegnandosi unilateralmente a ridurre le proprie emissioni di almeno il 40% entro il 2030 e dell'80-95% entro il 2050.

Ne è conseguita una nuova cornice legislativa che ha portato alla presentazione, il 30 novembre 2016, del pacchetto "Energia pulita per tutti gli europei" (noto come Clean Energy Package), che comprende diverse misure legislative¹ e obblighi vincolanti al 2030, tra cui un miglioramento pari ad almeno il 32,5% nel settore dell'efficienza energetica e una quota di energia da fonti rinnovabili nel consumo finale lordo di energia dell'Unione pari almeno al 32%. Politiche che, se effettivamente implementate, porterebbero a una riduzione del 45% delle emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990: +5% rispetto a quanto precedentemente prefissato. Tuttavia, tali misure sono state ritenute insufficienti per il conseguimento degli obiettivi di contenimento della temperatura entro 1,5° previsti dall'Accordo di Parigi al 2050, soglia oltre la quale non andare per scongiurare fenomeni meteorologici estremi, così come sottolineato dal rapporto speciale IPCC dell'ottobre 2018.

Da qui l'intensificazione dell'azione delle istituzioni europee nella lotta ai cambiamenti climatici, che ha condotto la Commissione nel novembre 2018 a presentare una nuova Strategia di lungo termine, che prevede otto possibili scenari per portare a zero le emissioni nette di anidride carbonica entro il 2050, rispetto al precedente target di contenimento fissato a 80-95%.

Un impegno, quello di rendere l'Europa il primo continente neutrale dal punto di vista climatico entro il 2050, ribadito qualche giorno fa dalla Presidente della Commissione Europea Ursula Von der Leyen, che ha lanciato il Green New Deal Europeo, un nuovo piano di misure, forse anche con nuovi obiettivi vincolanti², per il quale nei prossimi mesi si attendono contenuti più precisi.

Di certo, un obiettivo tanto ambizioso richiede azioni rapide ed una pianificazione di lungo termine per trasformare i principali comparti coinvolti: dalla generazione elettrica, all'housing, ai trasporti.

È in questa cornice che si inseriscono i gas rinnovabili, come il biogas, il biometano, l'idrogeno verde e il metano sintetico che, anche se derivano da processi tecnologici diversi, presentano alcune caratteristiche comuni: sono prodotti da fonti rinnovabili, contribuiscono a ridurre le emissioni di gas serra e a decarbonizzare la domanda di gas.

I "green gas" presentano i vantaggi tipici del gas naturale, quali una produzione più stabile rispetto all'energia eolica o solare e la possibilità di essere trasportati e immagazzinati sfruttando le infrastrutture gas esistenti, pur con un impatto ben minore sugli equilibri climatici.

continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ Anno 2019

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 17

Mercati per l'ambiente

pag 21

APPROFONDIMENTI

Il ruolo dei gas rinnovabili nel processo di decarbonizzazione europeo

Agata Gugliotta e Mattia Santori (RIE-Ricerche Industriali ed Energetiche)

NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

APPUNTAMENTI

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2019 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN) sul Mercato del Giorno Prima (MGP), pari a 52,32 €/MWh, dopo due rialzi dal minimo storico del 2016, si riporta sui livelli del biennio 2014/2015, registrando un calo annuale del 14,7%. Il calo del Pun, in linea con le dinamiche registrate dalle quotazioni delle principali borse elettriche limitrofe, riflette principalmente la riduzione dei costi del gas, sceso ad un livello superiore solo al minimo storico del 2016. Restano, infatti, praticamente invariati, e ai massimi dal 2013, i volumi scambiati nel mercato, sostenuti lato offerta, esclusivamente dalle vendite nazionali a ciclo combinato ed eoliche (ai massimi storici), e lato domanda da una crescita degli acquisti degli operatori non istituzionali e dell'export. Sostanzialmente stabile, e per il terzo anno consecutivo sui livelli più elevati

di sempre, anche la liquidità del MGP (72,1%), con i volumi di borsa che aggiornano ancora il valore più alto dal 2009 (+0,2%). In diffuso e deciso calo, i prezzi di vendita scendono a 51-52 €/MWh nelle zone peninsulari e in Sardegna e a 63 €/MWh in Sicilia.

Il Mercato Infragiornaliero mostra dinamiche di prezzo ancora analoghe a quelle del PUN, al quale per la prima volta risulta praticamente allineato, e volumi in ripresa, inferiori solo al massimo storico del 2016.

Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica l'Annuale 2020 baseload chiude il periodo di trading a 54,25 €/MWh, mostrando aspettative di debole rialzo dei prezzi per l'anno in corso. Scendono ai minimi dal 2011 le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2019 scende a 52,32 €/MWh, in riduzione di 8,99 €/MWh sul 2018 (-14,7%).

A fronte di un livello di acquisti nazionali inferiore negli ultimi sei anni solo al massimo del 2018 e di un import netto a ridosso dei valori più bassi di sempre, tale flessione risulta anche quest'anno legata all'andamento ribassista delle quotazioni del gas al PSV, concentrandosi in particolare

tra giugno e dicembre (-18 €/MWh circa) e toccando il suo massimo a settembre (-25 €/MWh sul 2018) (Tabella 1, Grafico 1).

L'analisi per gruppi di ore mostra una analoga riduzione dei prezzi nel picco, a 59,12 €/MWh (-9,35 €/MWh, -13,7%), e nel fuori picco, a 48,72 €/MWh (-8,79 €/MWh, -15,3%), con conseguente stabilità del rapporto picco/baseload a 1,13 (+0,01 sul 2018).

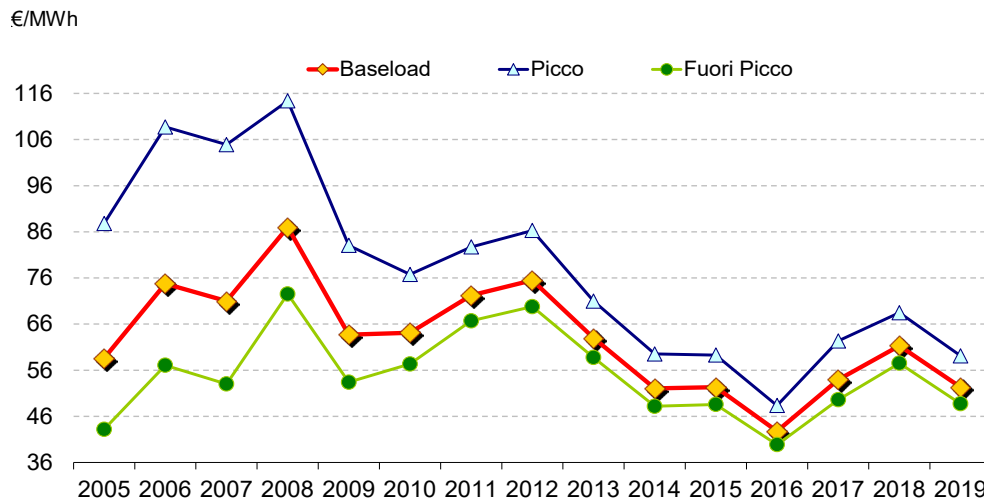
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Var vs 2018		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2018	MWh	Var vs 2018		
Baseload	52,32	61,31	-8,99	-14,7%	24.345	0,2%	33.770	0,1%	72,1%	72,0%
<i>Picco</i>	59,12	68,46	-9,35	-13,7%	29.484	0,6%	41.048	0,1%	71,8%	71,5%
<i>Fuori picco</i>	48,72	57,52	-8,79	-15,3%	21.620	-0,1%	29.910	0,1%	72,3%	72,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

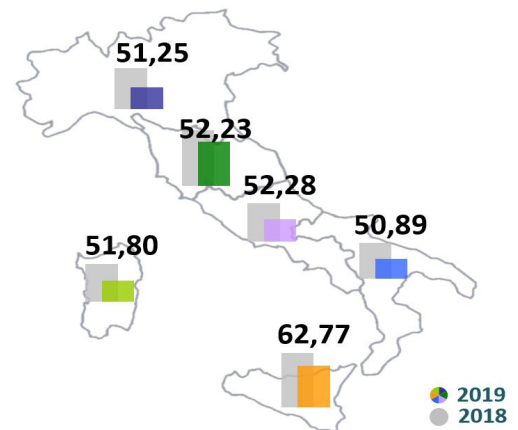
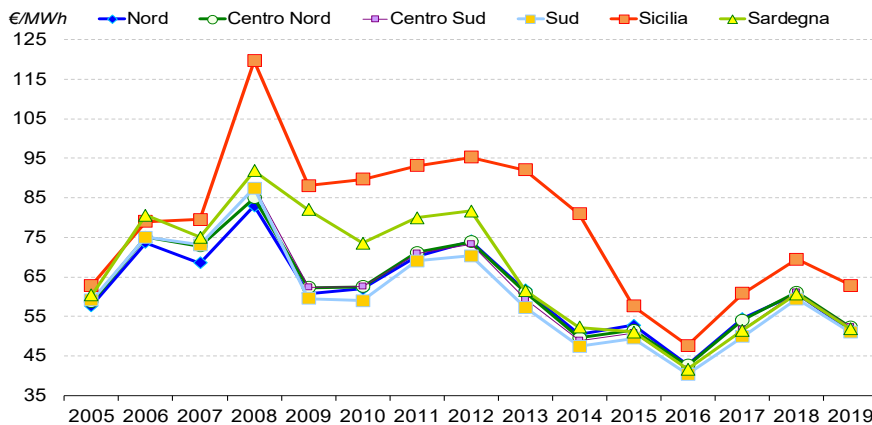


A livello zonale, in decisa riduzione tutti i prezzi di vendita, attestatisi sui 51/52 €/MWh sulla penisola ed in Sardegna (-8/-9 €/MWh) e scesi sotto i 63 €/MWh in Sicilia (-7 €/MWh), in corrispondenza soprattutto della maggiore disponibilità di offerta a più basso costo a ciclo combinato ed eolica. In evidenza l'ulteriore riduzione dello spread Nord-Sud che, sempre positivo dal 2009, risulta per la prima volta quasi nullo (0,36 €/MWh, -0,98 €/MWh), in concomitanza anche con una

riduzione degli acquisti registrata al settentrione (Grafico 2). Si segnala, a partire dalla data di flusso del MGP del 28 dicembre 2019, l'avvio degli scambi, attraverso allocazione esplicita della capacità, sulla nuova interconnessione tra Italia e Montenegro. Nei primi quattro giorni di operatività del nuovo transito il flusso è risultato in import nel 78% delle ore (75 MWh medi orari) e in export nel 17% delle ore (16 MWh medi orari).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, pari a 295,8 TWh, si mantengono sull'elevato livello del 2018 (+0,1%), massimo dal 2013. In lieve crescita i volumi negoziati in borsa, che aggiornano per il terzo anno consecutivo il valore più alto dal 2009, salendo a 213,3 TWh (+0,2%), sostenuti dagli scambi degli operatori nazionali non istituzionali e, lato acquisto, anche dall'export (+82,7%). Modesta variazione

anche per gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati sul MGP, pari a 82,6 TWh (-0,1%), che restano superiori solo al minimo storico del 2017. In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato si mantiene sostanzialmente stabile per il terzo anno consecutivo sul suo livello massimo storico, attestandosi al 72,1% (+0,1 p.p.) (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	213.263.696	0,2%	72,1%
Operatori	141.506.855	3,1%	47,8%
GSE	28.593.617	-6,5%	9,7%
Zone estere	43.162.996	-4,1%	14,6%
Saldo programmi PCE	229	-	0,0%
Contratti bilaterali	82.564.251	-0,1%	27,9%
Zone estere	1.957.733	-35,4%	0,7%
Zone nazionali	80.606.748	1,3%	27,2%
Saldo programmi PCE	-229		
VOLUMI VENDUTI	295.827.948	0,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	207.744.164	-2,0%	
OFFERTA TOTALE	503.572.112	-0,8%	

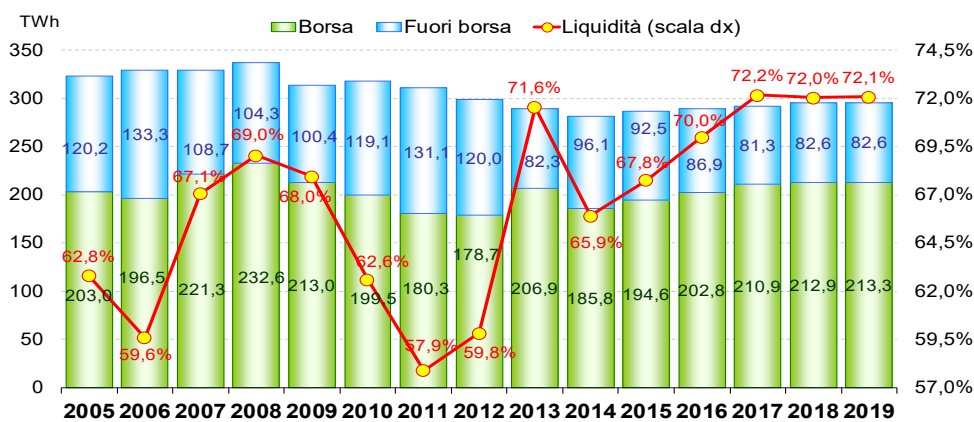
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	213.263.696	0,2%	72,1%
Acquirente Unico	45.394.360	-4,4%	15,3%
Altri operatori	114.213.852	6,3%	38,6%
Pompaggi	40.487	-42,2%	0,0%
Zone estere	6.810.790	82,7%	2,3%
Saldo programmi PCE	46.804.208	-13,7%	15,8%
Contratti bilaterali	82.564.251	-0,1%	27,9%
Zone estere	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	129.368.459	-3,7%	43,7%
Saldo programmi PCE	-46.804.208		
VOLUMI ACQUISTATI	295.827.948	0,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	6.460.963	7,3%	
DOMANDA TOTALE	302.288.910	0,2%	

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 289,0 TWh, si riducono dell'1,0%, mostrando flessioni in tutte le zone, in particolare al Nord (-1,5%), e con la sola eccezione del Sud (+1,6%). In netto aumento, invece, gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), superiori a quelli del 2018 indistintamente in tutti i mesi, che si portano su uno dei livelli più alti di sempre, pari a 6,8 TWh (+82,6%), concentrandosi sulla frontiera greca e slovena (Tabella 4).

Lato offerta, il complessivo aumento degli acquisti risulta

assorbito dalle vendite delle unità di produzione nazionali ai massimi dal 2013, pari a 250,7 TWh, che crescono dell'1,3% sul 2018, mostrandosi, a livello zonale, sostanzialmente invariate in Sicilia, e in diminuzione solo al Centro Sud (-4,2%). Risultano, infatti, in forte calo le vendite sulle zone estere (importazioni), scese a 45,1 TWh (-6,1%), per effetto di riduzioni soprattutto nella prima parte dell'anno, con ripetute flessioni sulla frontiera slovena e svizzera, più sporadiche su quella francese e greca (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	236.613.949	27.011	-2,0%	131.311.953	14.990	+1,8%	162.059.573	18.500	-1,5%
Centro Nord	27.167.347	3.101	-2,1%	19.463.295	2.222	+4,9%	30.952.078	3.533	-0,4%
Centro Sud	57.720.811	6.589	+12,8%	27.531.655	3.143	-4,2%	45.740.418	5.222	-0,4%
Sud	85.251.596	9.732	-0,8%	49.541.448	5.655	+1,9%	24.017.691	2.742	+1,6%
Sicilia	32.434.473	3.703	-4,7%	11.468.872	1.309	-0,4%	17.339.166	1.979	-1,9%
Sardegna	18.357.039	2.096	+0,6%	11.389.997	1.300	+2,3%	8.908.232	1.017	-0,7%
Totale nazionale	457.545.215	52.231	-0,2%	250.707.219	28.620	+1,3%	289.017.158	32.993	-1,0%
Estero	46.026.897	5.254	-6,0%	45.120.729	5.151	-6,1%	6.810.790	777	+82,6%
Sistema Italia	503.572.112	57.485	-0,8%	295.827.948	33.770	+0,1%	295.827.948	33.770	+0,1%

In termini di fonti, la crescita delle vendite nazionali è sostenuta dagli impianti a fonte tradizionale (+2,7%), in particolare a ciclo combinato, ai massimi dal 2012 con 124,7 TWh (+12,2%), con forte aumento concentrato tra marzo e luglio sulla penisola.

Aggiornano, invece, i minimi storici sia le vendite a carbone (10,6 TWh, -39,5%) che quelle degli altri impianti tradizionali (16,9 TWh, -14,2%), indistintamente in riduzione in tutti i mesi dell'anno.

Complessivamente in lieve calo rispetto ai valori molto elevati dello scorso anno le vendite degli impianti a fonte rinnovabile (94,9 TWh, -0,6%). Relativamente alla composizione di questi ultimi si evidenzia un nuovo massimo

storico per i volumi eolici (circa 2.150 MWh medi orari, +15,1%), e un contestuale calo delle vendite degli impianti idroelettrici (-4,1%), mantenutesi comunque su livelli molto elevati (oltre 5.400 MWh medi orari), e di quelle solari che invece si portano ai minimi degli ultimi otto anni (2.633 MWh medi orari, -4,2%) (Tabella 5). Nel complesso, dunque, la quota delle vendite degli impianti a gas guadagna quasi 5 punti percentuali salendo al 50,5% (massimo dal 2012), mentre quella delle vendite degli impianti eolici si porta al 7,5% (livello più elevato di sempre, +0,9 p.p.); in calo le quote di tutte le altre fonti, tra cui quella del carbone e delle altre fonti tradizionali ai rispettivi minimi storici pari al 4,2% (-2,9 p.p.) e al 6,6% (-1,2 p.p.) (Grafico 4 e 5).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.355	+5,4%	955	+25,1%	1.978	-6,3%	3.608	-1,6%	725	-1,1%	925	-0,7%	17.545	+2,7%
Gas	8.022	+12,3%	878	+24,2%	1.245	+41,1%	3.127	+6,1%	677	-1,3%	491	-2,1%	14.440	+12,2%
Carbone	343	-47,2%	0	-	503	-49,7%	-	-	-	-	365	+3,1%	1.211	-39,5%
Altre	990	-8,4%	77	+36,7%	230	+0,1%	481	-33,0%	48	+1,7%	69	-9,5%	1.893	-14,2%
Fonti rinnovabili	5.434	-3,5%	1.267	-6,5%	1.130	+1,5%	2.047	+8,7%	585	+0,5%	375	+10,7%	10.838	-0,6%
Idraulica	3.883	-3,3%	337	-18,3%	463	-11,4%	521	+7,7%	141	+4,1%	65	-9,6%	5.410	-4,1%
Geotermica	-	-	653	+0,0%	-	-	0	-	-	-	-	-	653	+0,0%
Eolica	10	+154,8%	29	+51,2%	373	+30,3%	1.167	+12,9%	335	+1,0%	228	+22,2%	2.142	+15,1%
Solare e altre	1.541	-4,4%	248	-8,5%	294	-3,6%	359	-1,8%	109	-5,3%	81	+2,2%	2.633	-4,2%
Pompaggio	201	-6,5%	-	-	35	-37,0%	-	-	0	-100,0%	1	+165,8%	237	-12,6%
Totale	14.990	+1,8%	2.222	+4,9%	3.143	-4,2%	5.655	+1,9%	1.309	-0,4%	1.300	+2,3%	28.620	+1,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

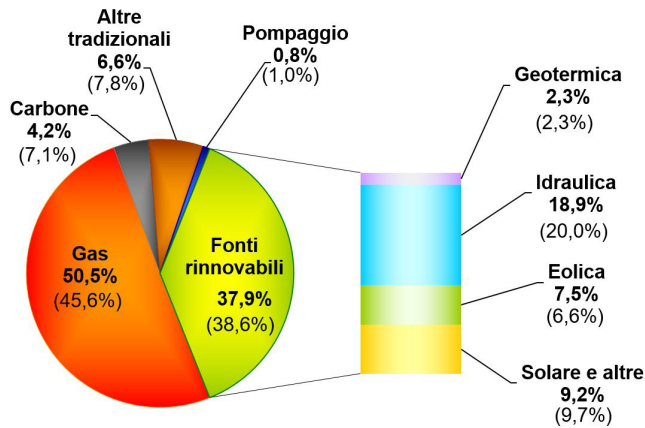
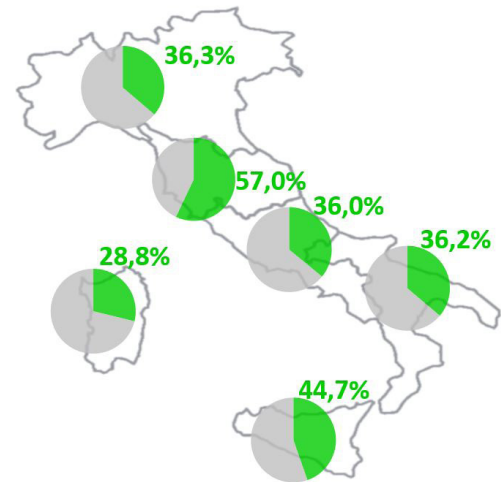


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dell'anno precedente.

MARKET COUPLING

Nel 2019 il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.827 MWh in import (-71 MWh rispetto al 2018) e di 1.227 MWh in export (+130 MWh). Entrambe le dinamiche appaiono più evidenti sul confine sloveno (-54 MWh e +99 MWh).

In riferimento a quest'ultimo, in evidenza il lato export,

dove si osservano un aumento degli acquisti netti della zona BSP di 100 MWh circa, realizzatosi in quasi un terzo delle ore dell'anno (soprattutto tra luglio e ottobre) (Tabella 6).

Resta, invece, stabile attorno al 90% la quota di capacità complessivamente allocata in import tramite market coupling sui confini francese e austriaco (Grafico 6).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

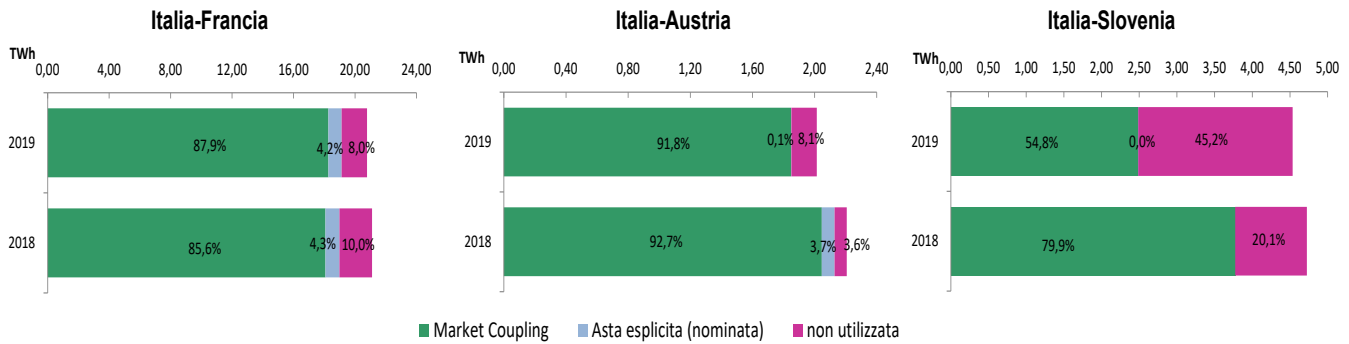
Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia-Francia	2.275 (2.322)	2.164 (2.167)	96,4% (95,2%)	85,7% (81,2%)	1.118 (1.125)	743 (721)	2,9% (3,9%)	1,1% (1,5%)
Italia-Austria	231 (244)	229 (243)	92,2% (95,0%)	90,8% (94,0%)	101 (114)	95 (87)	4,0% (2,3%)	3,5% (2,0%)
Italia-Slovenia	519 (543)	434 (488)	65,4% (88,3%)	41,4% (68,7%)	634 (644)	388 (289)	32,8% (9,6%)	11,5% (1,4%)

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel secondo anno completo del nuovo assetto del Mercato Infragiornaliero (MI), il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni scende a 52,20 €/MWh (-8,33 €/MWh, -13,8% sul 2018) e, come il PUN, dopo due rialzi rispetto al minimo del 2016, si riporta sui livelli del biennio 2014/2015 (Figura 1), risultando per la prima volta praticamente allineato al prezzo MGP, con un differenziale negativo di soli 0,12 €/MWh (-0,66 €/MWh). Dinamiche simili per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra i circa 52 €/MWh di MI1 e MI2 e i 58 €/MWh di MI6, tutti in decisa flessione (-12/-14%) e allineati o inferiori ai prezzi calcolati su MGP nelle stesse ore.

In crescita i volumi di energia complessivamente scambiati nel MI, inferiori solo massimo storico registrato nel 2016 e pari a 26,4 TWh (+3,9% sul 2018). Nel dettaglio, si riducono gli scambi nelle prime due sessioni, con MI1 e MI2 rispettivamente ai minimi dal 2014 e dal 2010, mentre crescono su tutte le sessioni successive progressivamente più a ridosso della consegna, con

MI3 sul valore più alto di sempre. Risulta pertanto rimodulata la quota sul totale dei volumi scambiati in ciascuna sessione, con una perdita di 4,7 p.p. sul MI1 e un aumento di 2,7 p.p. per il MI3 (Figura 1 e Grafico 7). Si segnala infine che, a partire dalla data flusso del 18 aprile, sulle sessioni MI2 e MI6 è stato avviato il meccanismo di market coupling con la Svizzera, che consente l'allocazione della capacità su tale frontiera in asta implicita, aggiungendosi a quello già operativo con la Slovenia. A partire dalla data di avvio del meccanismo, le allocazioni in asta implicita registrate sulla frontiera svizzera risultano complessivamente pari a 72 GWh in import e a 116 GWh in export su MI2 e rispettivamente a 9 GWh e 68 GWh su MI6, rappresentando complessivamente lato domanda il 54% della totalità degli scambi sulla frontiera e lato vendita il 21%. Sulla nuova frontiera col Montenegro, invece, negli ultimi quattro giorni dell'anno risultano solo vendite su MI1 in quattro ore del 30 dicembre per complessivi 266 MWh.

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2019	2018	variazione	2019	2018	variazione
MGP (1-24 h)	52,32	61,31	-14,7%	33.770	33.740	+0,1%
MI1 (1-24 h)	52,45 (+0,2%)	60,90	-13,9%	1.453	1.524	-4,7%
MI2 (1-24 h)	51,84 (-0,9%)	60,50	-14,3%	506	517	-2,1%
MI3 (5-24 h)	53,75 (-0,3%)	61,32	-12,3%	575	458	+25,5%
MI4 (9-24 h)	55,37 (-0,3%)	63,71	-13,1%	205	159	+28,9%
MI5 (13-24 h)	54,49 (-1,8%)	62,52	-12,8%	320	263	+21,3%
MI6 (17-24 h)	57,96 (-1,3%)	66,11	-12,3%	622	545	+14,0%
MI7 (21-24 h)	56,13 (-0,9%)	64,12	-12,5%	419	330	+27,1%

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

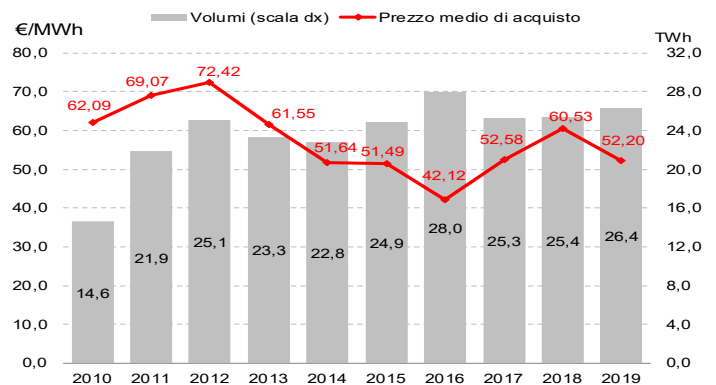
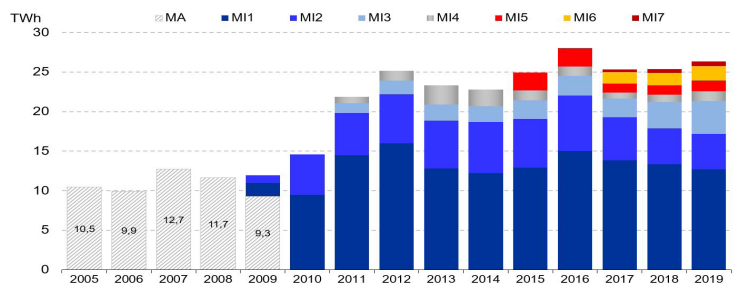
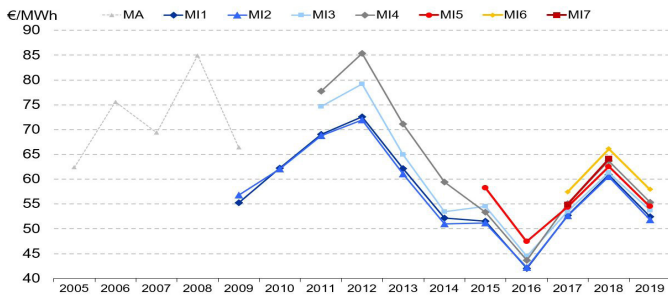


Grafico 7: MA/MI, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME



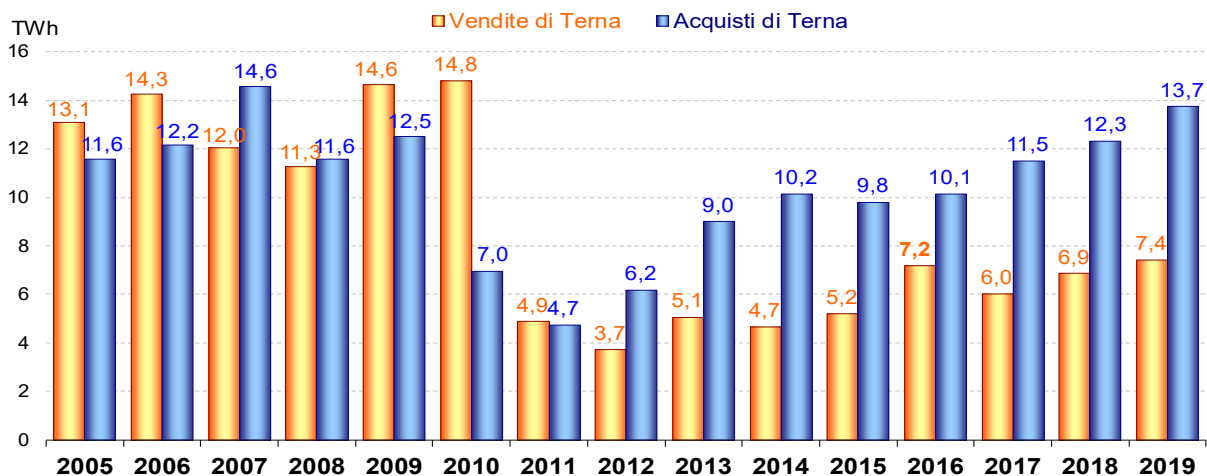
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna, al quarto rialzo consecutivo, registrano nel 2019 il massimo dal 2008, pari a 13,7 TWh, (+11,4% sul 2018), confermandosi, come

osservato negli ultimi anni, notevolmente superiori rispetto alle vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 7,4 TWh, anch'esse sul livello più alto dal 2011 (+8,2%) (Grafico 8).

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

Fonte: GME



MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel terzo anno completo di piena attività del Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 1.049 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', più che dimezzati rispetto al 2018 (-56%), di cui oltre il 90% con profilo baseload (+13%). I volumi complessivamente scambiati si riducono a poco più di 0,7 TWh (-78%), il 99% dei quali con profilo baseload (+7%), con flessione concentrata nei primi sette mesi dell'anno (-83%) (Figura 2). Il prezzo medio dei prodotti

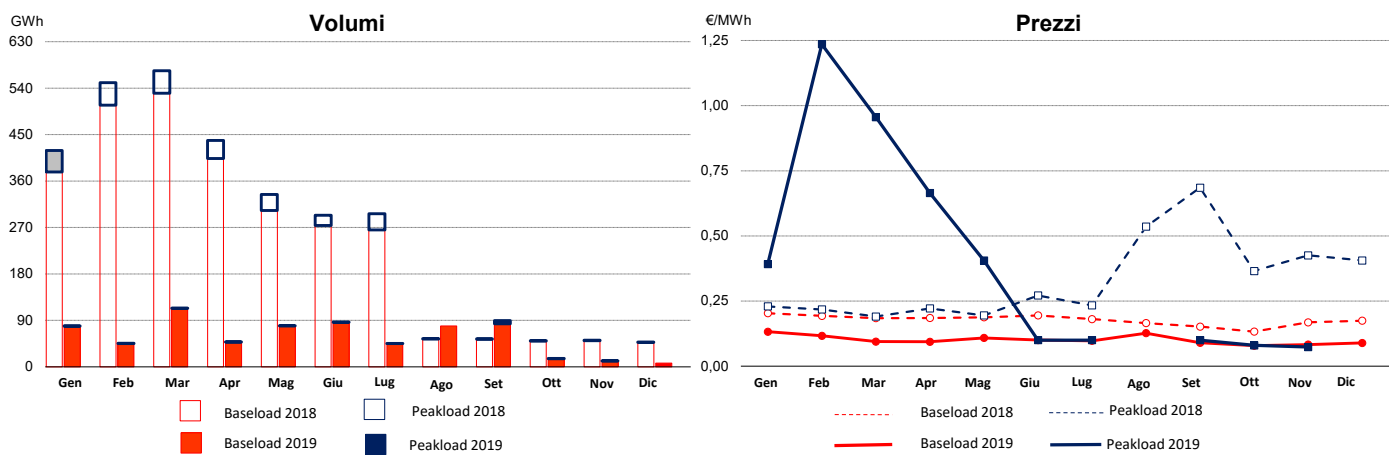
giornalieri sulla tipologia baseload si riduce a 0,10 €/MWh (-0,08 €/MWh), con un andamento infrannuale che si conferma abbastanza omogeneo e caratterizzato da livelli stabilmente inferiori a quelli del 2018. Restano decisamente più volatili i prezzi mensili dei prodotti giornalieri sulla tipologia peakload, in particolare nella prima metà dell'anno, quando raggiungono i valori massimi che spingono il loro valore medio annuale a 0,52 €/MWh (+0,21 €/MWh).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni	Prodotti negoziati	Prezzo			Volumi	
	N°	N°	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	959 (1.864)	359/365 (347/365)	0,10 (0,18)	0,07 (0,04)	1,00 (0,50)	692.074 (2.915.431)	1.928 (8.402)
Peakload	90 (509)	89/261 (214/261)	0,52 (0,31)	0,07 (0,10)	5,00 (2,20)	9.180 (249.396)	103 (1.165)
Totale	1.049 (2.373)					701.254 (3.164.827)	

Tra parentesi il valore dell'anno precedente



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel 2019 il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra livelli in crescita ai massimi degli ultimi quattro anni sia in termini di abbinamenti (165, +46 rispetto al 2018) che di contratti scambiati e volumi complessivamente negoziati (rispettivamente 560 contro 391 e 1,6 TWh contro 1,2 TWh).

In deciso aumento anche le posizioni aperte a fine anno

che ammontano a 996 GWh (+50,0%). Come nei tre anni precedenti non si osservano invece registrazioni di transazioni OTC a fini di clearing (Tabella 7 e Grafico 9). Il prodotto su cui si concentra il maggior numero di negoziazioni si conferma l'Annuale baseload 2020 che chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 54,25 €/MWh ed una posizione aperta complessiva di 983 GWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziati nel 2019

Fonte: GME

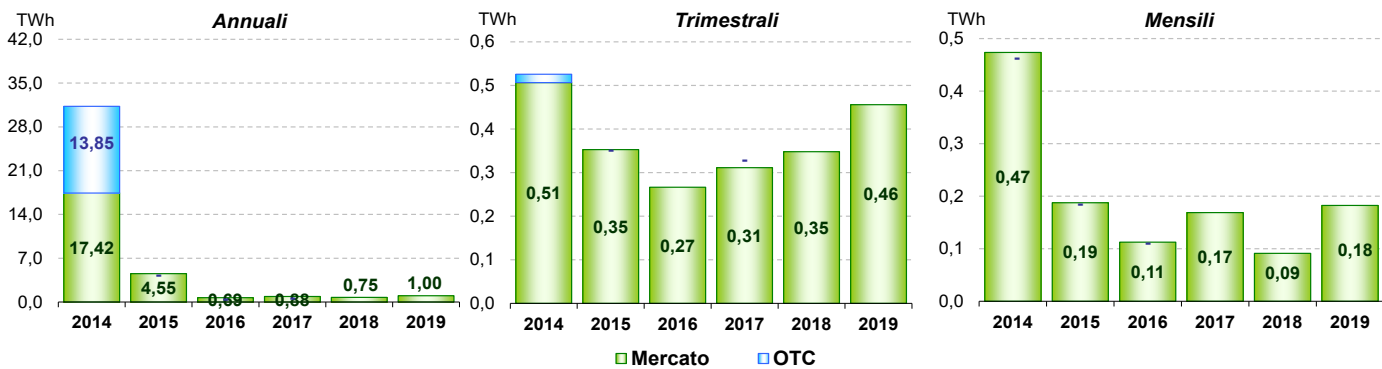
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	59	+26	246	+128	178.677	107,4%	-	-	-	-	-	-	178.677	107,4%
<i>Trimestrali</i>	68	+15	203	+47	446.456	30,6%	-	-	-	-	-	-	446.456	30,6%
<i>Annuali</i>	38	+5	111	+28	974.976	34,1%	-	-	-	-	-	-	974.976	34,1%
Totale	165	+46	560	+203	1.600.109	38,5%	-	-	-	-	-	-	1.600.109	38,5%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	4	-2	15	-3	3.636	-25,4%	-	-	-	-	-	-	3.636	-25,4%
<i>Trimestrali</i>	4	+2	12	+4	9.468	51,7%	-	-	-	-	-	-	9.468	51,7%
<i>Annuali</i>	3	+0	8	+0	25.152	0,4%	-	-	-	-	-	-	25.152	0,4%
Totale	11	+0	35	+1	38.256	5,8%	-	-	-	-	-	-	38.256	5,8%

	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
TOTALE	176	+46	595	+204	1.638.365	37,5%	-	-	-	-	-	-	1.638.365	37,5%

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Le transazioni registrate sulla Piattaforma conti energia a termine (PCE) con consegna/ritiro nel 2019, al quarto calo consecutivo scendono ai minimi dal 2011, pari a 293,8 TWh, in flessione dell'1,8% rispetto al 2018.

Nel dettaglio, le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 291,9 TWh, si riducono del 5,0% compresi dalla flessione dei contratti non-standard (-7,8%), che si confermano i più utilizzati dagli operatori (70,9% del totale).

In calo anche la posizione netta dei conti energia determinata dal complesso delle transazioni registrate, pari a 165,5 TWh (-1,8%), risultano superiori solo al minimo

del 2017 negli ultimi nove anni (Tabella 8).

Pertanto anche il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,77 e sempre in calo dal 2016, risulta ai minimi dal 2013 (-0,08) (Grafico 10).

Sostanzialmente invariati i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 82,6 TWh (-0,1%), in riduzione, invece, quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 129,4 TWh (-5,5%), così come lo sbilanciamento a programma dei bilateralisti venditori, pari a 83,0 TWh (-3,5%); superiore solo al minimo del 2018 negli ultimi otto anni, invece, lo sbilanciamento a programma sui conti in prelievo, attestatosi a 36,2 TWh (+13,7%) (Tabella 8 e Grafico 11).

Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2019 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	82.280.909	3,3%	28,0%						
Off Peak	974.293	4,1%	0,3%						
Peak	1.769.156	-14,9%	0,6%						
Week-end	1.200	-99,9%	0,0%						
Totale Standard	85.025.558	2,9%	28,9%						
Totale Non standard	206.892.365	-7,8%	70,4%						
PCE bilaterali	291.917.923	-5,0%	99,4%						
MTE	1.160.580	-4,2%	0,4%						
MPEG	701.254	-77,8%	0,2%						
CDE	-	-	0,0%						
Totale	293.779.757	-5,7%	100,0%						
Posizione netta	165.540.713	-1,8%							
				Richiesti					
				116.569.646	4,8%	100,0%	129.503.388	-6,3%	100,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>					
				59.069.682	5,1%	50,7%	31.395	164,4%	0,0%
				Registrati					
				82.564.481	-0,1%	70,8%	129.368.459	-5,5%	99,9%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>					
				25.092.648	-9,1%	21,5%	31.091	161,9%	0,0%
				Rifiutati					
				34.005.165	18,7%	29,2%	134.928	-89,9%	0,1%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>					
				33.977.034	18,7%	29,1%	303	46155,6%	0,0%
				Sbilanciamento a programma					
				82.976.232	-3,5%		36.172.254	13,9%	
				Saldo programmi					
				229	-		46.804.208	-13,7%	

Grafico 10: PCE transazioni registrate e programmi

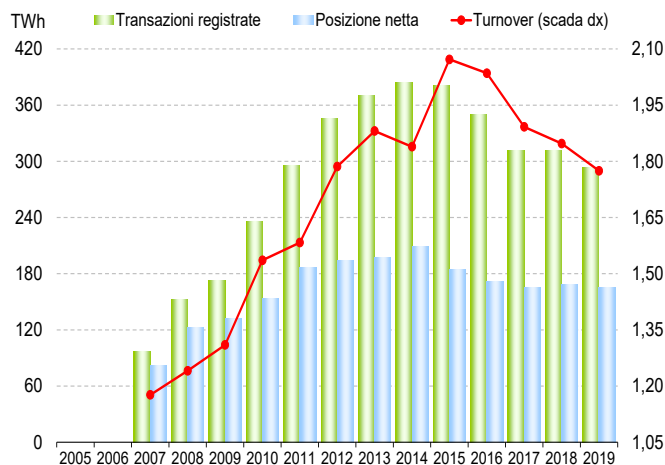
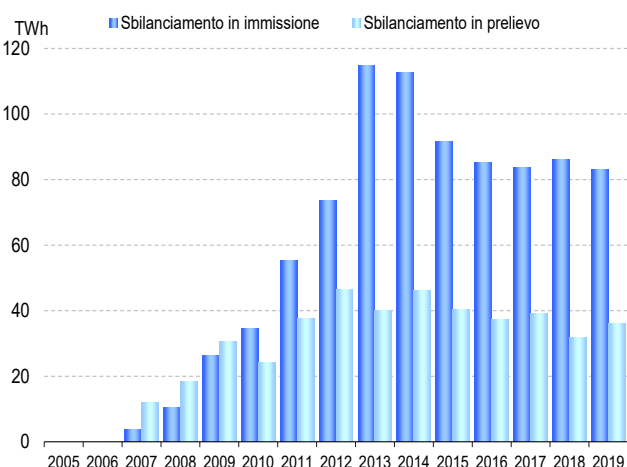


Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2019 i consumi di gas naturale in Italia riprendono la crescita interrotta l'anno precedente (+2,3%), collocandosi su livelli lievemente inferiori al 2017 (-1,3%). L'aumento è stato trainato unicamente dai consumi del settore termoelettrico che salgono sui livelli più alti degli ultimi otto anni (+10% sul 2018), in un contesto in cui i costi del gas scendono a ridosso dei minimi storici e le importazioni di energia elettrica si riducono del 6%. Continua, invece, il trend ribassista dei consumi del settore civile e industriale (entrambi -2%). Sul lato offerta, la maggiore domanda è stata sostenuta dall'incremento delle importazioni tramite rigassificatori (+61%), ai massimi storici (14 milioni di mc) e con una quota sul totale approvvigionato al 16% (+6 punti percentuali e record assoluto); arretra, invece, l'import tramite gasdotto (-4%). Si interrompe il trend ascendente delle erogazioni dallo stoccaggio (-12% dal massimo storico del 2018), mentre si confermano sui livelli più elevati di sempre le iniezioni, sebbene in calo (-4%). Ancora ai minimi

storici la produzione nazionale (-12%).

In termini di prezzi, le quotazioni al PSV invertono la tendenza dei due anni precedenti e scendono a 16,28 €/MWh, in calo di oltre 8 €/MWh rispetto al 2018 e poco sopra il minimo storico del 2016 (15,85 €/MWh), in linea con le dinamiche registrate dai principali riferimenti europei.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME gli scambi complessivi consolidano la crescita che li ha caratterizzati già nel 2018 (+45%) e si portano ai massimi storici (79 TWh), rappresentando oltre il 10% della domanda complessiva di gas. Significativo l'aumento dei volumi negoziati sui due mercati title, i cui prezzi, seguono gli sviluppi della quotazione al PSV, scendendo ai loro minimi assoluti (16 €/MWh). In controtendenza gli scambi su MGS (-1%), a fronte di prezzi a ridosso dei 17 €/MWh. Per quanto riguarda la contrattazione a termine, si rilevano livelli ai massimi storici per le negoziazioni su MT-Gas (3,2 TWh) e volumi pari a 0,4 TWh sul comparto Royalties della P-GAS (0,4 TWh).

IL CONTESTO

Nel 2019 i consumi di gas naturale tornano a salire dopo il calo registrato l'anno precedente (+2,3%), attestandosi a 73.760 milioni di mc (780,6 TWh), di poco inferiori ai livelli del 2017, ma nettamente superiori al minimo del 2014 (61.390 milioni di mc). La crescita è da attribuire ai consumi del settore termoelettrico che, recuperando più di quanto ceduto nel 2018 (+10%), salgono ai massimi dal 2012, pari a 25.714 milioni di mc (272,1 TWh), sostenuti sia dalla fase ribassista dei costi del gas, che ha caratterizzato l'intero anno, che dalle minori importazioni di energia elettrica dalla frontiera settentrionale, a fronte di una produzione elettrica da fonte rinnovabile solo di poco inferiore all'anno precedente. Continua il trend decrescente, invece, dei consumi del settore civile che, scontando soprattutto un autunno mite, si riportano sui livelli del 2016, pari a 31.649 milioni di mc (-2%). Analoghe dinamiche per i consumi del settore industriale che tuttavia si confermano tra i più alti dal 2009 (13.957 milioni di mc, 147,7 TWh). In ripresa, ma ancora su livelli esigui, le esportazioni, pari a 2.439 milioni di mc (+12%).

Sul lato offerta, la maggiore domanda risulta assorbita esclusivamente dalle importazioni di gas naturale tramite terminali di rigassificazione che, in aumento del 61% rispetto all'anno precedente, salgono al massimo storico di 14 milioni di mc (147,6 TWh), con una quota sul totale approvvigionato del 16% (+6 p.p.). Dinamica opposta per l'import tramite gasdotto che scende ai minimi degli ultimi quattro anni, pari a 56.693 milioni di mc (600 TWh, -4%). L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra una riduzione

dell'import tramite gasdotto concentrata a Mazara: il flusso di gas proveniente dall'Algeria (10.206 milioni di mc), che già nel 2018 aveva subito una pesante contrazione, registra una flessione del 40%, portandosi sul livello più basso dal 2016. Meno intensa la riduzione dell'import al punto di entrata di Gorizia, pari a 15 milioni di mc (-39%); segno positivo, invece, per il flusso di gas naturale dai restanti gasdotti, tra i quali quello di Tarvisio rimane il più consistente (29.706 milioni di mc). Relativamente ai tre terminali di rigassificazione, tutti in significativo aumento ai loro massimi storici, in evidenza la crescita tendenziale a tre cifre riportata da Panigaglia e Livorno (rispettivamente 2.417 e 3.622 milioni di mc), mentre Cavarzere si conferma il più attivo (7.910 milioni di mc, +16%).

Inversione di tendenza per le erogazioni dagli stoccaggi che, dopo quattro rialzi consecutivi, scendono ai minimi dal 2015, pari a 10.149 milioni di mc (107,4 TWh, -12% dal record storico del 2018), rappresentando circa il 12% del totale immesso (era 14% l'anno precedente). In calo del 4% anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio che, con 11.544 milioni di mc, rimangono comunque sui livelli più alti di sempre; pertanto, la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno si attesta a 12.070 milioni di mc (+7%), con il rapporto giacenza/spazio conferito al 90%, anch'esso in ripresa (+4,5 p.p.), a fronte inoltre di un incremento del 2% dello spazio disponibile.

Non si arresta, infine, il trend ribassista della produzione nazionale che aggiorna per l'ottavo anno consecutivo il minimo storico (4.512 milioni di mc).

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2019

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	70.643	747,6	+4,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	10.206	108,0	-40,3%
Tarvisio	29.706	314,4	+0,7%
Passo Gries	11.065	117,1	+43,8%
Gela	5.701	60,3	+27,6%
Gorizia	15	0,2	-38,6%
Panigaglia (GNL)	2.417	25,6	+173,7%
Cavarzere (GNL)	7.910	83,7	+18,0%
Livorno (GNL)	3.622	38,3	+236,8%
Produzione Nazionale	4.512	47,7	-11,9%
Erogazioni da stoccaggi	10.149	107,4	-12,0%
TOTALE IMMESSO	85.304	902,8	+1,4%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	71.320	754,8	+2,0%
Termoelettrico	13.957	147,7	-2,3%
Reti di distribuzione	25.714	272,1	+10,1%
Reti di distribuzione	31.649	335,0	-2,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.439	25,8	+11,8%
TOTALE CONSUMATO	73.760	780,6	+2,3%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	11.544	122	-3,5%
TOTALE PRELEVATO	85.304	902,8	+1,4%

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

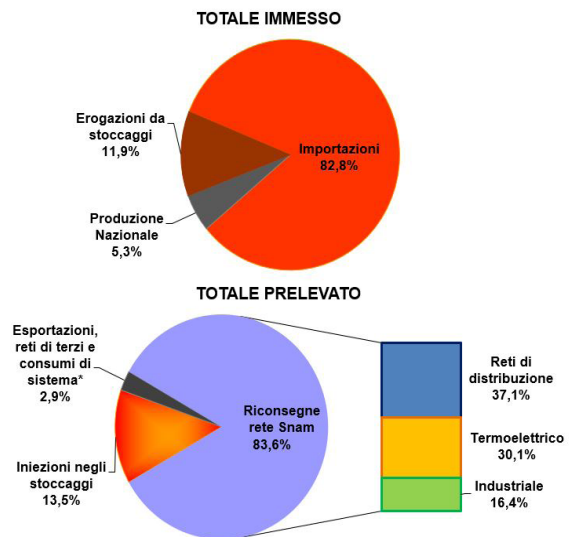
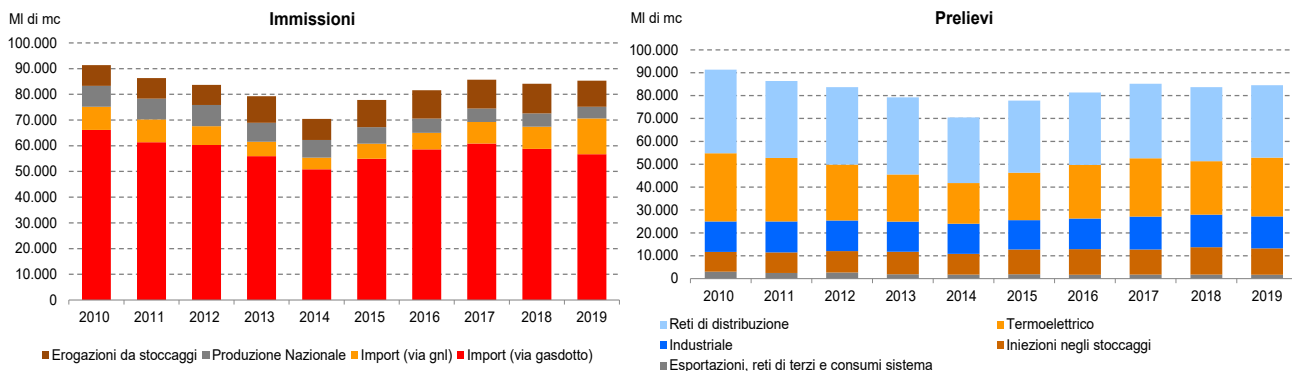


Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV), dopo due rialzi consecutivi, ripiega di oltre 8 €/MWh dal livello molto elevato registrato nel 2018 (-33%), scendendo a 16,28 €/MWh, valore poco sopra il minimo storico del 2016 (15,85 €/MWh).

La dinamica ribassista è confermata anche in un'analisi infra-annuale; la quotazione al PSV, che a gennaio risultava pari a 24 €/MWh, cede nei primi otto mesi dell'anno oltre

12 €/MWh, posizionandosi ad agosto sui valori più bassi di sempre (11,57 €/MWh); i prezzi risultano in lieve risalita nell'ultimo quadrimestre del 2018, su livelli comunque contenuti.

Dinamiche analoghe anche per le quotazioni dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che aggiorna il minimo assoluto a 13,58 €/MWh (-9,32 €/MWh, -41%), favorendo l'ampliamento dello spread PSV-TTF a 2,70 €/MWh, il più alto dal 2013 (era a 1,65 €/MWh nel 2018).

I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel 2019, terzo anno di piena operatività dei mercati gestiti dal GME all'interno del nuovo sistema di bilanciamento del gas naturale e del nuovo disegno del mercato del gas naturale (MGAS), gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) consolidano la crescita avviata l'anno precedente e salgono sul livello record di 79,0 TWh (+45%).

Tale aumento, a fronte di un più contenuto incremento della domanda complessiva, spinge la quota sul totale consumato oltre il 10% (+3,0 p.p. rispetto al 2018), con picchi mensili del 15-16% a luglio e agosto.

Anche quest'anno la ripresa è stata sostenuta dalla notevole performance dei due mercati title, entrambi ai massimi storici. Gli scambi su MGP-Gas, quasi duplicati rispetto al 2018, salgono a 24,6 TWh, con una quota sul totale negoziato a pronti oltre il 30% (+7 p.p. sull'anno precedente), affermandosi come secondo mercato più importante in termini di liquidità. Relativamente a MGP-Gas, si segnala, inoltre, l'operatività in via sperimentale nel secondo semestre dell'anno di Snam in qualità di TSO ai sensi della Deliberazione ARERA 57/2019/R/GAS, per un totale di volumi negoziati pari a 2,1 TWh.

Meno intenso, ma comunque consistente, l'incremento dei volumi scambiati su MI-Gas, pari a 41,1 TWh (+47%), che conferma una quota superiore al 50%. Il trend rialzista di MI-Gas trova riscontro soprattutto nella crescita delle contrattazioni concluse tra operatori diversi dal Responsabile del Bilanciamento che ammontano al massimo storico di

24,1 TWh (+80% sul 2018). Il volume di tali negoziazioni supera per la prima volta quella delle movimentazioni del RdB (complessivamente 17 TWh), in crescita sia lato vendita che lato acquisto ma con variazioni meno significative (rispettivamente +13% e +28%).

Segno negativo, seppure di lieve entità, per gli scambi registrati su MGS che si portano a 13,4 TWh (-1%), cedendo una quota sul totale scambiato di 8 p.p. (17% contro il 25% del 2018). La flessione tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stata trainata dal calo delle negoziazioni, sia in acquisto che in vendita, degli operatori diversi da Snam Rete Gas (-33% e -14%), che ha più che compensato l'aumento dei volumi movimentati da SRG, sia lato acquisto (6,8 TWh, +84%) che lato vendita (4,8 TWh, +36%), principalmente con finalità di Neutralità ed Altro. Le quotazioni sui mercati a pronti mostrano dinamiche analoghe a quelle registrate al PSV, tutte in flessione su base annua, su livelli strettamente in linea con il riferimento italiano solo sui due mercati title (16 €/MWh), analisi confermata anche per l'intero 2019 sull'orizzonte mensile.

Il prezzo su MGS, pari a 17 €/MWh, ha mostrato nel corso dell'anno un andamento discordante rispetto agli sviluppi di MGP-Gas e MI-Gas, portando nel mese di ottobre il differenziale con le relative quotazioni oltre i 4 €/MWh, mai così alto dall'avvio del nuovo sistema di bilanciamento.

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

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi scambiati nel 2019

Fonte: dati GME

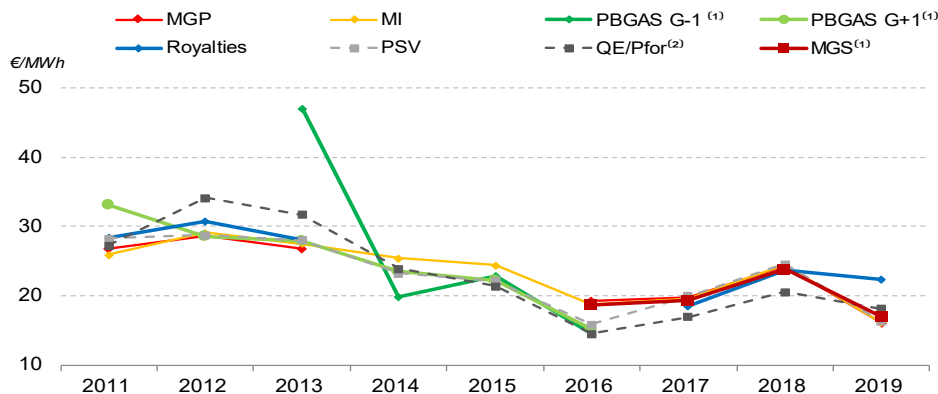
	Prezzi. €/MWh			Volumi scambiati. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS					
MGP	16,06	(24,28)	7,80	25,70	24.564.000 (13.005.707)
MI	16,13	(24,43)	7,50	28,00	41.052.864 (27.861.876)
MGS	16,93	(23,84)	12,21	23,43	13.365.494 (13.502.340)
MPL	-	-	-	-	-
MT-GAS*	-	-	-	-	3.192.048 (790.080)
P-GAS					
Royalties*	22,41	(25,13)	19,80	22,46	444.292 (2.426.485)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

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

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

Fonte: dati GME, Refinitiv



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor** un indice
⁽¹⁾ Nel 2016 per i comparti G+1 e G-1 i dati sono relativi ai primi nove mesi dell'anno, per MGS e MPL agli ultimi tre
⁽²⁾ Fino a settembre 2013 indice QE

Figura 4: Mercati a pronti del gas naturale

Fonte: dati GME

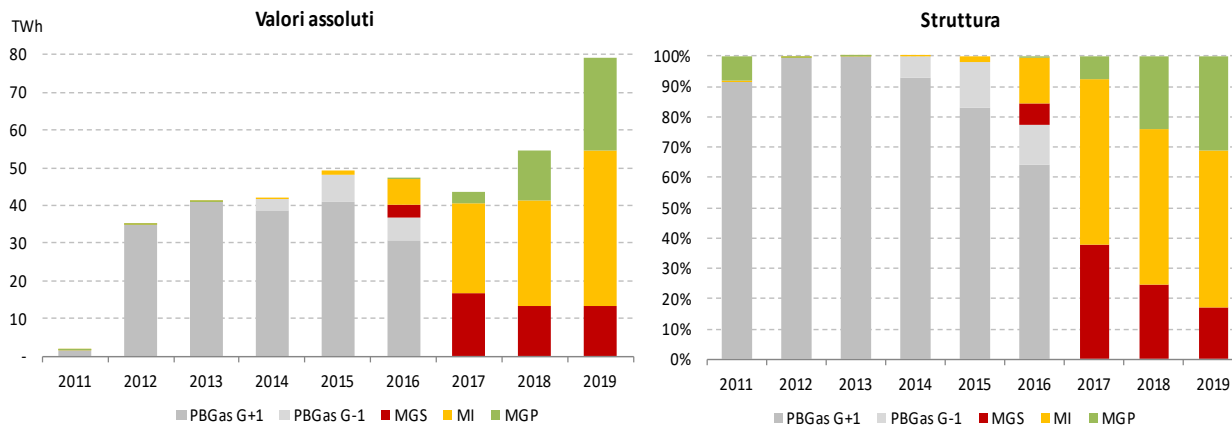


Tabella 2: Mercato Gas in Stoccaggio, struttura degli scambi

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
Totale	13.365.494	(13.502.340)	13.365.494	(13.502.340)	-	(-)	-	(-)
SRG	6.769.738	(3.671.271)	4.753.092	(3.492.425)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	2.773.069	(1.864.913)	1.362.765	(3.492.425)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	3.996.669	(1.806.358)	3.390.327	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	6.595.756	(9.831.069)	8.612.402	(10.009.914)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

In ripresa le contrattazioni a termine sui mercati del GME, trainate dall'operatività sul Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas), in cui sono state registrate 726 negoziazioni, per complessivi 3,2 TWh (erano 790 mila MWh nel 2018).

I prodotti più scambiati sono stati i mensili, per una quota pari al 76% del totale dei contratti negoziati e del 69% dei volumi scambiati in MWh. Infine, pari a 169.920 MWh

la posizione aperta registrata a fine anno (164.280 MWh l'anno precedente).

Nel comparto Royalties della P-Gas sono stati scambiati 444.292 MWh, tutti riferiti al prodotto Marzo 2019, ad un prezzo medio di 22,41 €/MWh, superiore alla quotazione a pronti al PSV relativa allo stesso orizzonte temporale (18,46 €/MWh).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Abbinamenti		Volumi					
	N.		MW		MWh			
				%		%		
<i>BoM</i>	70	(77)	13.632	(10.872)	14,5%	201.768	(162.672)	6,3%
<i>Mensili</i>	542	(142)	71.832	(18.024)	76,3%	2.191.200	(550.968)	68,6%
<i>Trimestrali</i>	114	(10)	8.712	(0.648)	9,3%	799.080	(58.968)	25,0%
<i>Semestrali</i>		(2)		(0.096)	0,0%		(17.472)	0,0%
<i>Annuali</i>		-		-	-		-	-
Totale	726	(231)	94.176	(29.640)	100,0%	3.192.048	(790.080)	100,0%

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il 2019 mostra un brusco calo di tutte le quotazioni delle principali commodities energetiche europee, che interrompe il trend di crescita registrato nel biennio precedente. In particolare, il greggio scende sui 65 \$/bbl, in calo del 9% nonostante moderati apprezzamenti rilevati a settembre per le tensioni in Medio Oriente, mentre l'olio combustibile ed il gasolio perdono rispettivamente il 16% e l'8%. Ribasso molto intenso per il carbone, che riduce il suo valore su base annuale di circa un terzo. Forti cali anche sul mercato del gas: dopo aver toccato

livelli tra i massimi storici l'anno precedente, le quotazioni dei principali hub entrano in un trend discendente che culmina nei mesi estivi, quando il PSV raggiunge il minimo mensile assoluto (11,57 €/MWh ad agosto) ed il TTF il minimo dal 2009 (9,60 €/MWh a settembre). In tale contesto ribassista ripiegano anche i prezzi delle borse elettriche europee, soprattutto nell'area centro settentrionale (-15%/-21%), con un conseguente lieve incremento dello spread tra l'Italia (52,32 €/MWh, -15%) e la Francia a 13 €/MWh circa (+2 €/MWh sul 2018).

Nel 2019 il prezzo del petrolio interrompe la sua crescita, in atto dal 2017, attestandosi a 64,62 \$/bbl (-9%). L'andamento della quotazione del greggio mostra valori più elevati nella prima metà dell'anno, per poi stabilizzarsi attorno ai 60 \$/bbl fino a dicembre quando una timida ripresa spinge i valori fino a 68,76 \$/bbl. Bruschi e temporanei rialzi si registrano, inoltre, in alcuni di giorni di settembre, in cui il prezzo segna incrementi anche del 15% rispetto ai riferimenti immediatamente precedenti, in corrispondenza delle tensioni registrate in Medio Oriente. Contestualmente scendono anche le quotazioni dei prodotti derivati, con l'olio combustibile a 336,02 \$/MT (-16%) e il gasolio a 578,16 \$/MT (-8%).

In netta riduzione il carbone (61,88 \$/MT, -33%), che perde un terzo del suo valore rispetto al 2018, in cui aveva toccato il picco massimo dal 2013, e torna su livelli sostanzialmente in linea con quelli del biennio 2015-2016. La quotazione di dicembre, in linea con l'andamento dell'ultimo trimestre, mostra un ulteriore leggero ribasso su base mensile (54,43 \$/MT, -3% rispetto a novembre).

Il deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro (1,12 USD/EUR, -5%), infine, favorisce, nella conversione in moneta europea, l'attenuazione delle variazioni annue delle quotazioni sia del greggio e dei suoi derivati che del carbone.

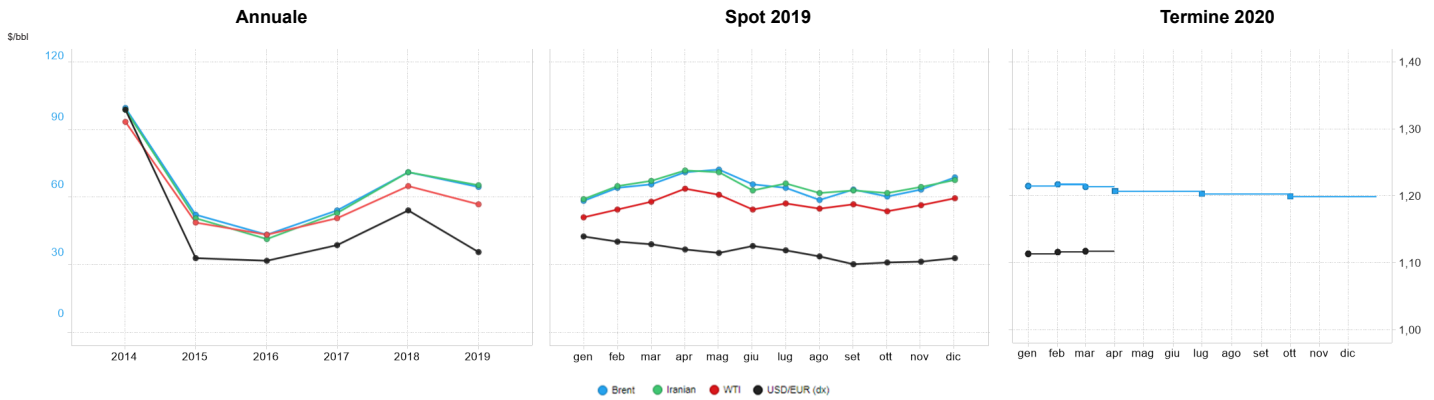
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

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	64,62	-9%	55,09	63,60	68,76	8%	21%	60,43
Olio Combustibile	USD/MT	336,02	-16%	297,50	426,80	203,50	-7%	-40%	367,75
Gasolio	USD/MT	578,16	-8%	504,92	603,34	583,89	3%	10%	572,00
Carbone	USD/MT	61,88	-33%	86,35	56,40	54,43	-3%	-38%	58,75

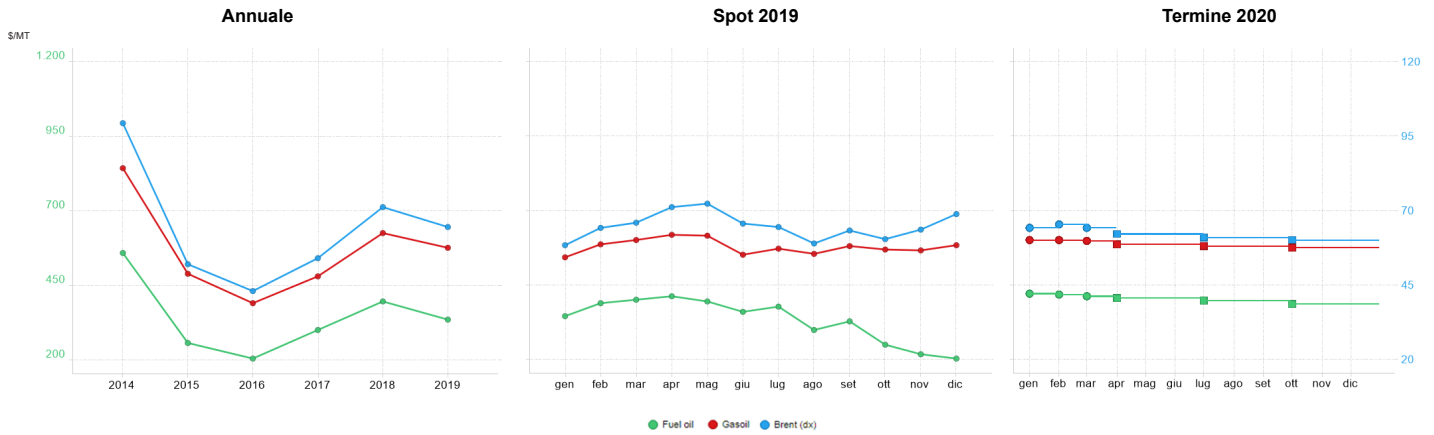
FUEL	UdM	Anno	Var Y-1 (%)	Ultima Quot Future M-1	Calendar Y+1	Dicembre	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1
Brent	EUR/bbl	57,74	-4%		55,48	61,92	8%	23%	
Olio Combustibile	EUR/MT	299,72	-11%		372,29	183,64	-7%	-38%	
Gasolio	EUR/MT	516,59	-3%		526,28	525,80	3%	12%	
Carbone	EUR/MT	55,23	-29%		49,20	49,03	-3%	-36%	
Tasso Cambio	USD/EUR	1,12	-5%	1,18	1,15	1,11	0%	-2%	1,10

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



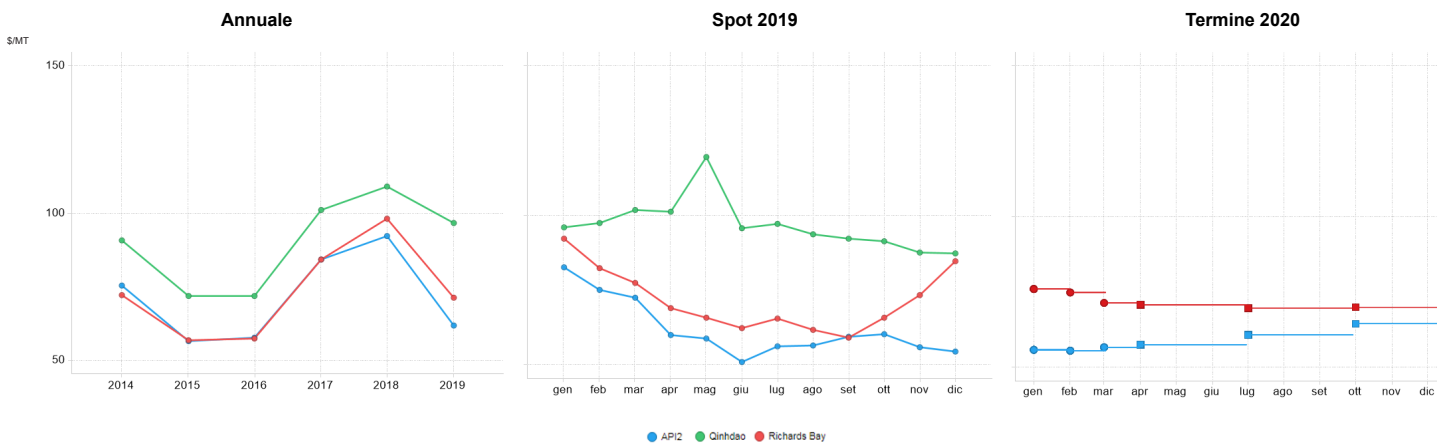
Fonte: Refinitiv

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

Anche le quotazioni sui principali hub europei del gas mostrano un andamento fortemente ribassista, con il PSV che perde circa un terzo del suo valore rispetto al 2018 (16,28 €/MWh, -34%) e il TTF che scende a 13,58 €/MWh (-41%).

Lo spread tra le due quotazioni si attesta, pertanto, a 2,70 €/MWh, circa 1 €/MWh in più rispetto all'anno precedente.

Su base infra-annuale, il trend fortemente ribassista, iniziato nell'ultimo trimestre del 2018, continua per tutto il primo semestre 2019 culminando, per il PSV, nel mese di agosto,

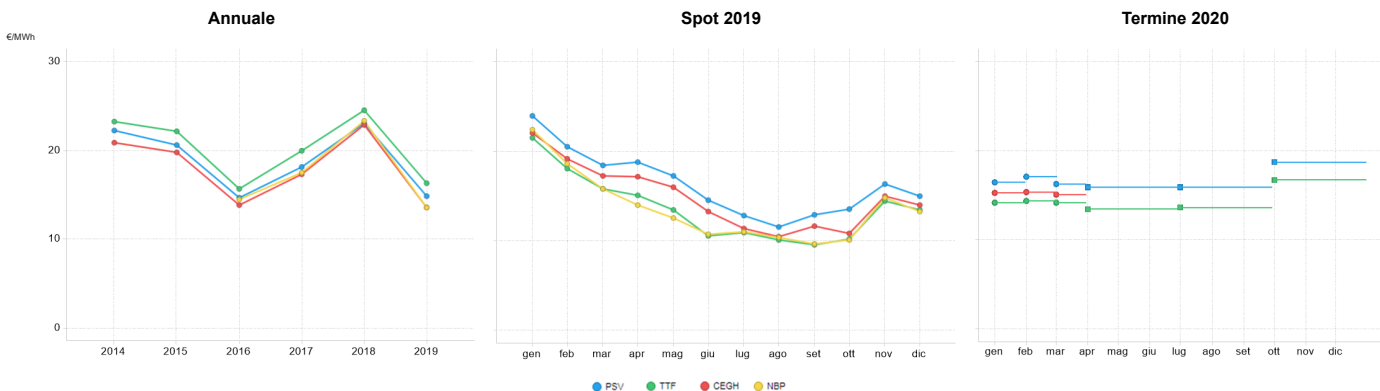
quando le quotazioni del riferimento italiano raggiungono il loro minimo storico (11,57 €/MWh), e per il TTF a settembre, quando il riferimento per l'Europa continentale si attesta al minimo dal 2009 (9,60 €/MWh).

Timidi tentativi di ripresa si registrano, soprattutto per il PSV, tra settembre e novembre, prima dell'ulteriore inversione di tendenza rilevata a dicembre, quando sia il PSV che il TTF tornano a calare su base mensile, attestandosi rispettivamente a 15,04 €/MWh (-8%) e a 13,44 €/MWh (-7%).

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

Fonte: Refinitiv

Descrizione	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
PSV	IT	16,28	-34%	24,92	16,75	15,04	-8%	-42%	17,30
TTF	NL	13,58	-41%	21,88	13,60	13,44	-7%	-43%	15,68
CEGH	AT	14,86	-36%			13,96	-7%	-42%	16,10
NBP	UK	13,63	-42%			13,27	-11%	-46%	16,22



In linea con le dinamiche ribassiste dei combustibili, anche le quotazioni delle borse europee dell'energia elettrica mostrano cali diffusi ed omogenei dopo i rialzi degli anni precedenti. L'Italia, che nel 2018 aveva toccato il picco massimo annuale dal 2013, perde circa il 15% e si attesta a 52,32 €/MWh, sostanzialmente in linea con il valore del 2017.

Andamenti simili per le restanti quotazioni europee, con prezzi variati tra 37,67 €/MWh della Germania (-15%) e 47,68 €/MWh della Spagna (-17%).

Particolarmente significativo il calo della Francia (39,45 €/

MWh, -21%), in virtù del quale la quotazione transalpina vede salire al massimo dal 2015 il suo differenziale con il riferimento italiano (13 €/MWh circa, +2 €/MWh) e al minimo dal 2011 quello con la Germania.

L'Austria, infine, a seguito dello splitting dal prezzo tedesco avvenuto ad ottobre 2018, conclude l'anno con uno spread positivo rispetto alla Germania (circa +2 €/MWh), risultando allineata ad essa nel 55% delle ore (circa il 30% in più rispetto al periodo ottobre – dicembre 2018), con uno spread massimo tra le due quotazioni pari a circa 7 €/MWh a gennaio e quasi nullo, invece, tra aprile e luglio.

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	52,32	-15%	67,40	54,25	43,34	-10%	-33%	53,25
FRANCIA	39,45	-21%	59,96		36,46	-21%	-34%	51,87
GERMANIA	37,67	-15%	54,44		31,97	-22%	-34%	37,37
AREA SCANDINAVA	38,94	-11%	47,23		36,79	-13%	-29%	41,20
SPAGNA	47,68	-17%	61,90		33,80	-20%	-45%	50,00
AUSTRIA	40,06	-			38,11	-11%	-32%	
SVIZZERA	41,02	-21%			42,09	-8%	-27%	

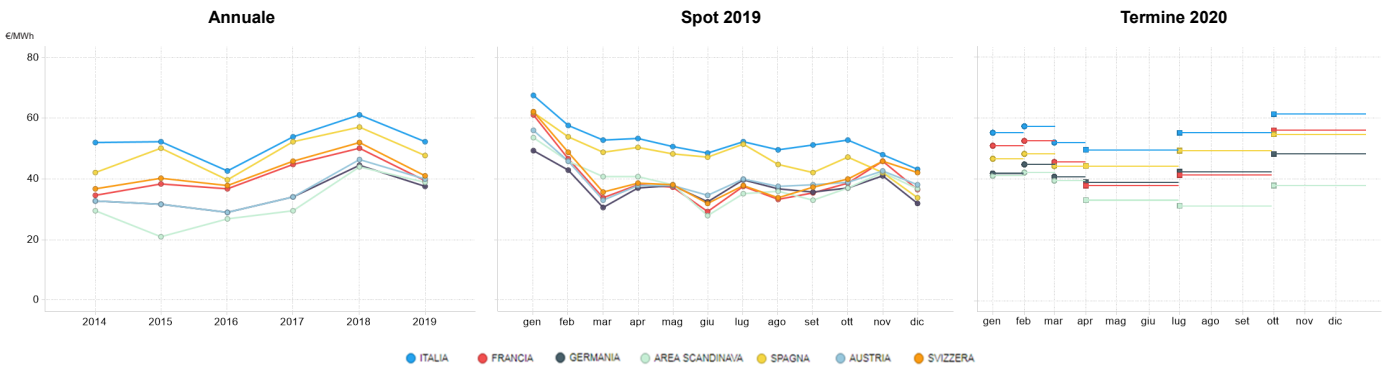
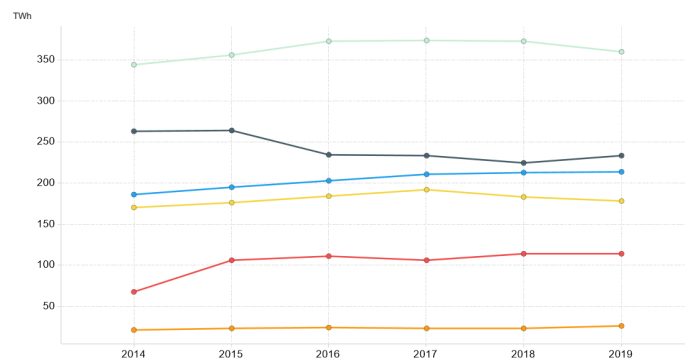


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Refinitiv

Nazione	Anno	Var Y-1 (%)	Dicembre
ITALIA	213,3	0%	17,6
FRANCIA	114,0	0%	10,7
GERMANIA	233,5	4%	22,2
AREA SCANDINAVA	359,5	-3%	34,0
SPAGNA	177,9	-3%	15,5
AUSTRIA	30,9	-	3,1
SVIZZERA	26,6	13%	1,9



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

● ITALIA ● FRANCIA ● GERMANIA ● AREA SCANDINAVA ● SPAGNA ● SVIZZERA

I volumi scambiati su base spot confermano l'area scandinava come la più liquida, sebbene in calo rispetto al 2018 (359,5 TWh, -3%) ed unica borsa in discesa insieme alla Spagna (177,9 TWh, -3%).

Sostanzialmente stabili gli scambi in Italia (213,3 TWh) e Francia (114,0 TWh), mentre sono in aumento le contrattazioni in Germania (233,5 TWh, +4%) e in Svizzera (26,6 TWh, +13%).

Mercati ambientali

A cura del GME

■ Nel 2019 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) scende a 260 €/tep (-14%), interrompendo il trend crescente in atto dall'avvio delle negoziazioni; analoga dinamica ribassistica per il prezzo medio relativo alle contrattazioni bilaterali, su livelli più bassi (243 €/tep).

Al secondo calo consecutivo, e ai minimi dal 2014, i volumi scambiati sul mercato (-15%), con la liquidità che tuttavia si riporta al 50% (+7 p.p.), a fronte di una più intensa riduzione delle negoziazioni sulla piattaforma bilaterale (-37%).

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) nel 2019 il prezzo medio ripiega a 0,47 €/MWh, più che dimezzato

rispetto al massimo storico dell'anno precedente, invertendo il segno del differenziale con il corrispondente valore registrato dalle negoziazioni bilaterali, che per contro salgono a 0,71 €/MWh.

Scende dal massimo storico anche il prezzo medio riportato dalle assegnazioni effettuate tramite asta dal GSE, confermandosi comunque il più alto (0,84 €/MWh).

Continuano a crescere i volumi scambiati sul mercato che, sebbene ancora poco significativi rispetto alle altre forme di negoziazione, si spingono sul livello record di 2,8 TWh; in ripresa anche le registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+28%), ancora in calo le assegnazioni tramite asta (-11%).

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

Nel 2019 il prezzo medio registrato sul mercato organizzato inverte l'intenso trend crescente degli ultimi anni e scende a 260 €/tep, in calo del 14% dal massimo storico del 2018 e sui livelli del 2017.

In presenza di una quotazione di mercato che per l'intero 2019 si è mantenuta mensilmente stabile nell'intorno dei 260 €/tep, la riduzione su base annua risulta concentrata nella prima parte dell'anno, quando rispetto al primo semestre del 2018 si rileva una diminuzione del 23%.

L'analisi del dato per sessione, oltre ad evidenziare le suddette evoluzioni e alcune modeste oscillazioni a giugno e novembre, mostra inoltre l'annullamento della volatilità infrasezionale, con lo spread tra il prezzo minimo e massimo sui valori più bassi di sempre.

In calo anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale (243 €/tep, -13%) che riduce lo spread con il corrispondente livello di mercato sotto i 18 €/MWh, differenziale che, in un'analisi infra-annuale, tocca il livello massimo nel

mezzo di luglio (40 €/tep), quando la quotazione bilaterale scende al valore minimo di 219 €/tep.

La distanza tra i due riferimenti si riduce a circa 7 €/tep considerando solo le transazioni bilaterali registrate ad un prezzo superiore ad 1 €/tep, confermatesi nel 2019 su una quota pari al 96% del totale, tra le più alte di sempre.

I volumi scambiati su MTEE, che già nel 2018 avevano mostrato una brusca frenata, continuano a contrarsi nel 2019, portandosi sul valore più basso degli ultimi sei anni, pari a 2,9 milioni di tep (-15%).

Tale dinamica, a fronte di una flessione più intensa degli scambi bilaterali, scesi a 2,9 milioni di tep (-37%), riporta la liquidità del mercato a ridosso del 50% (+7 p. p. sull'anno precedente).

L'analisi dell'andamento mensile dei volumi mostra una contrazione tendenziale distribuita su tutti i mesi dell'anno, con alcuni picchi registrati in occasione di consistenti emissioni di titoli.

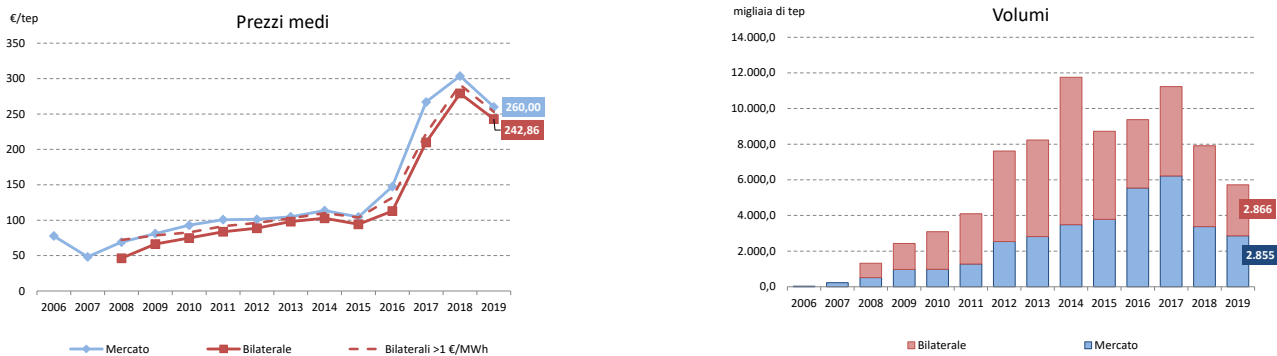
Tabella 1: TEE, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	tep	Var. tend.	min di €	Var. tend.
	€/tep	Var. tend.	€/tep	€/tep				
Mercato	260,00	-14,4%	256,00	262,50	2.855.476	-15,3%	742,44	-27,5%
Bilaterali con prezzo >1	242,86	-13,0%	0,00	265,00	2.865.890	-36,9%	696,02	-45,1%
	253,03	-13,1%	21,11	265,00	2.750.679	-36,7%	696,01	-45,1%
Totale	251,42	-13,2%	0,00	265,00	5.721.366	-27,7%	1.438,46	-37,2%

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	260,67	-0,2%	260,05	262,50	143.013	-6,2%	37,28	-6,4%	24.324	+2474,0%	17,0%	+16,4 p.p.	6	+1
Bilaterali	251,92	-0,6%	0,00	260,84	122.701	-55,0%	30,91	-55,3%						
con prezzo >1	257,36	+0,8%	114,83	260,84	120.107	-55,6%	30,91	-55,3%						
Totale	256,63	+0,2%	0,00	262,50	265.714	-37,5%	68,19	-37,4%						

Figura 2: TEE, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

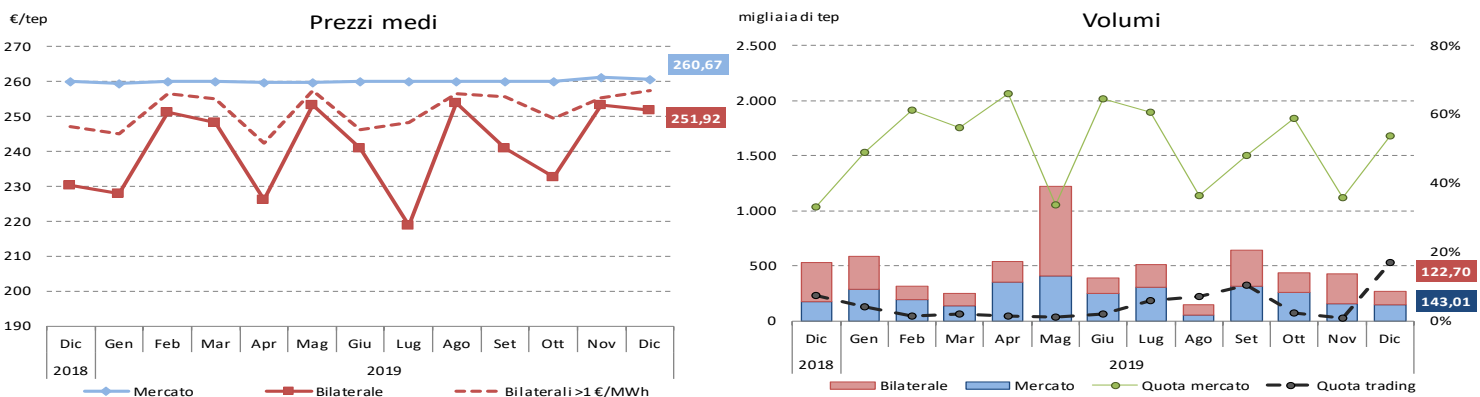
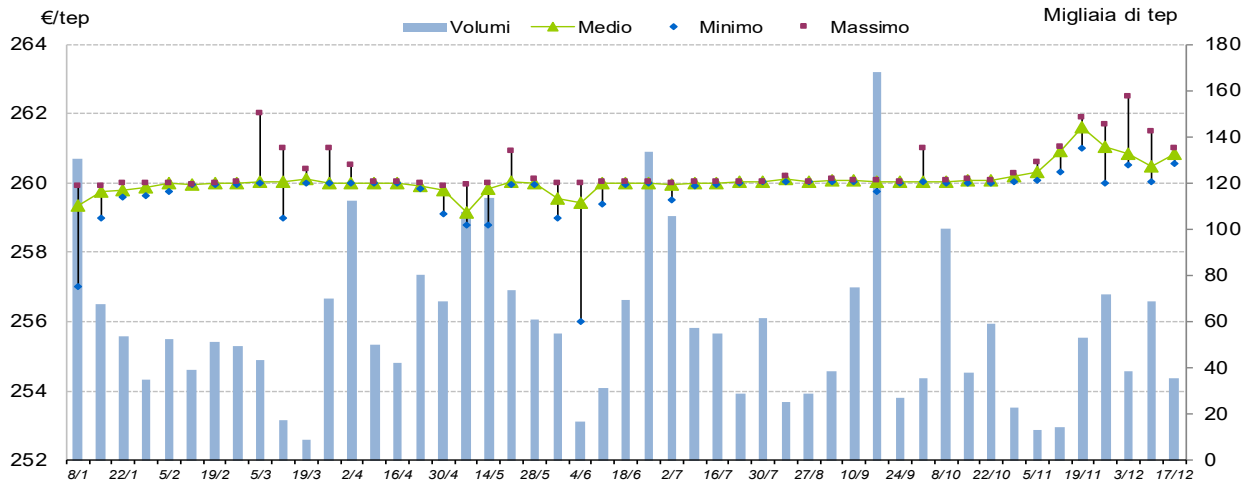


Figura 3: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



Infine, l'analisi per anno d'obbligo a fine dicembre mostra un contributo tariffario stimato a 250 €/tep, con uno spread rispetto ai livelli di mercato di circa 10 €/tep. Il numero dei titoli emessi al netto di quelli ritirati, dall'inizio

del meccanismo a fine anno, si porta a 60.426.359 tep, in aumento di 4.222.901 tep rispetto allo stesso giorno dell'anno precedente, mentre i titoli disponibili ammontano a 2.571.458, in calo di 406.040 titoli.

Tabella 3: TEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Sessioni	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti	Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	Prezzo medio	Titoli scambiati	Volumi <250	€/tep					
N°	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	€/tep	tep	tep	
27	260,19	1.472.642	152.597	233,11	51.761	250,00	2.571.458	60.426.359	

*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; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

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

Nel 2019 il prezzo medio registrato sul MGO, che nel 2018 aveva mostrato una crescita esponenziale, scende bruscamente a 0,47 €/MWh (-54%), rimanendo comunque su livelli significativamente più alti rispetto agli anni precedenti. Continua, invece, il trend rialzista del prezzo medio delle quotazioni bilaterali che supera il prezzo di mercato di 0,24 €/MWh, portandosi al massimo storico di 0,71 €/MWh (+59% sul 2018); lo spread tra i due riferimenti aumenta se consideriamo le sole transazioni bilaterali registrate con prezzo strettamente positivo (+0,29 €/MWh) che ammontano al 95% del totale scambiato su PBGO.

In linea con gli sviluppi di mercato il prezzo medio delle assegnazioni tramite asta del GSE che, con 0,84 €/MWh, cede 0,54 €/MWh dal massimo raggiunto nel 2018, confermandosi il più alto rispetto alle quotazioni delle altre piattaforme di negoziazione.

Per quanto riguarda le singole tipologie di GO contrattate, le dinamiche tendenziali sono rispettate in ciascuno dei tre comparti; i titoli riferiti a produzione da impianti di tipo Solare si confermano in generale i più costosi, in particolare si mantengono sopra 1 €/MWh nelle aste del GSE, mentre la categoria Geotermoelettrico risulta la più apprezzata sulla piattaforma bilaterale (+75%).

L'analisi mensile dei prezzi su MGO mostra un trend ribassista già da inizio anno che, ad eccezione di una breve interruzione

nei mesi di apertura del periodo di contrattazione dell'anno di produzione 2019, spinge le quotazioni a dicembre al livello minimo di 0,19 €/MWh. Andamento altalenante, invece, per i prezzi mensili registrati sulla PBGO che, con poche eccezioni, si collocano sempre sopra i corrispondenti valori di mercato, superando nel mese di giugno anche il prezzo di assegnazione riportato dall'asta GSE (0,91 €/MWh contro 0,61 €/MWh).

In termini di volumi, gli scambi registrati sul MGO mostrano per il terzo anno consecutivo un consistente aumento tendenziale e si portano a 2,8 TWh (+8%), record assoluto. La liquidità del mercato rimane contenuta, a fronte di una più intensa crescita degli scambi sulla piattaforma bilaterale che, con 59,2 TWh (+28%), aggiorna il massimo storico e si conferma come la più importante fonte di approvvigionamento delle garanzie d'origine (70% del totale contrattato). Segno negativo, invece, per le assegnazioni tramite asta che scendono a 22,7 TWh (-11%), con un a quota in calo al 27% (-8 p.p. rispetto al 2018).

L'andamento dei volumi mensili mostra una concentrazione degli scambi nel primo trimestre (74% del totale scambiato nel 2019), a ridosso della scadenza del periodo di contrattazione dei prodotti riferiti all'anno di produzione 2018, con una apprezzabile ripresa dell'operatività verso la fine dell'anno (nel trimestre ottobre-dicembre la quota ammonta al 16%).

Tabella 4: GO, sintesi annuale

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi			Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh		€	Var. tend.	
	€/MWh	Var. tend.	€/MWh	€/MWh		Var. tend.			
Mercato	0,47	-54,1%	0,17	0,97	2.768.265	2.559.603	+8,2%	1.313.791	-50,4%
Bilaterali	0,71	+59,2%	0,00	2,12	59.161.313	46.110.463	+28,3%	42.276.656	+104,3%
con prezzo >0	0,76	+66,5%	0,01	2,12	55.974.580	45.624.336	+22,7%	42.276.656	+104,3%
Totale	0,70	+46,8%	0,00	2,12	61.929.578	48.670.066	+27,2%	43.590.447	+86,8%
Asta GSE	0,84	-39,4%	0,33	1,66	22.702.094	25.394.289	-10,6%	19.055.385	-45,8%

Figura 4: GO, prezzi e volumi annuali

Fonte: dati GME

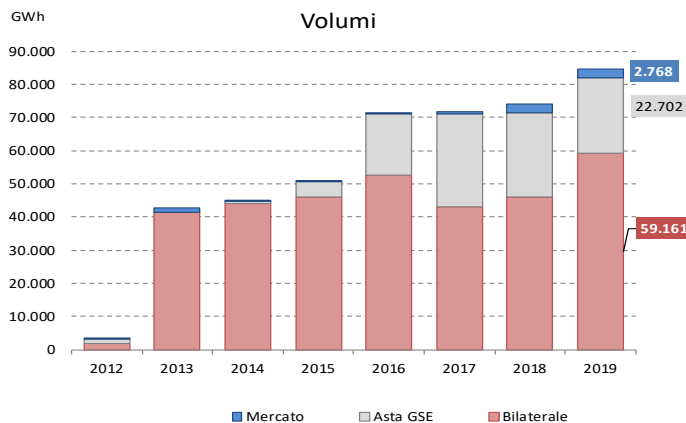
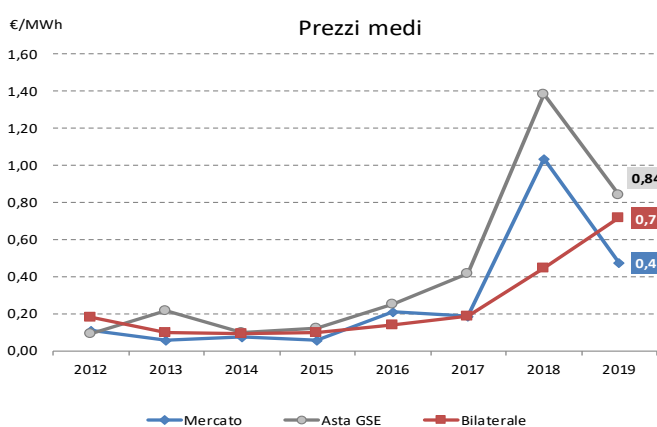


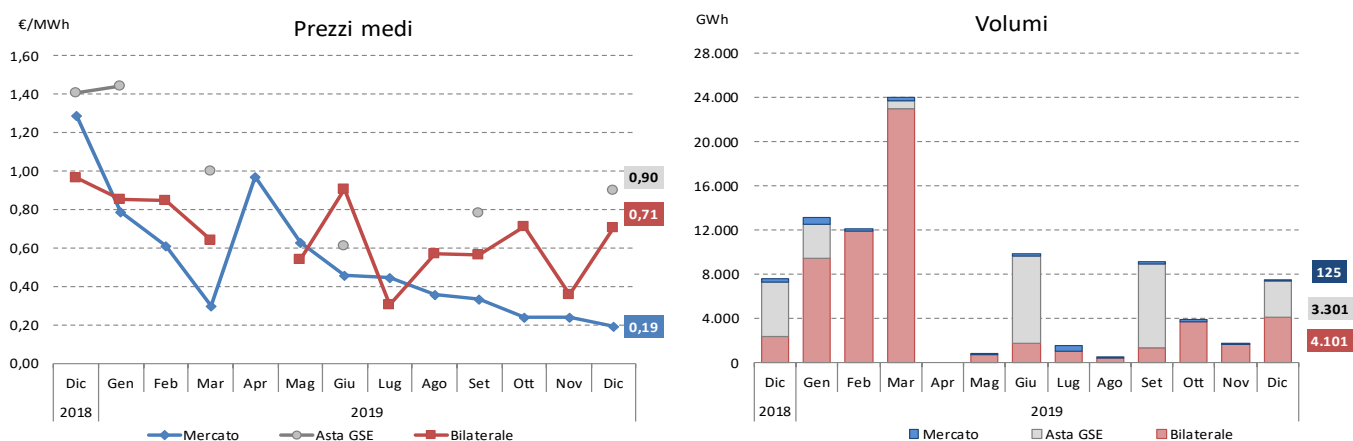
Tabella 5: GO, sintesi dicembre

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,19	-21,0%	0,17	0,29	125.124	-16,3%	23.741	-33,9%
Bilaterali con prezzo >0	0,71	+97,0%	0,00	2,00	4.101.036	+145,7%	2.896.312	+384,1%
	0,80	+114,9%	0,04	2,00	3.642.968	+125,2%	2.896.312	+384,1%
Totale	0,69	+98,1%	0,00	2,00	4.226.160	+132,4%	2.920.054	+360,4%
Asta GSE	0,90	-	0,51	1,04	3.301.144	-	2.968.656	-

Figura 5: GO, prezzi e volumi mensili

Fonte: dati GME

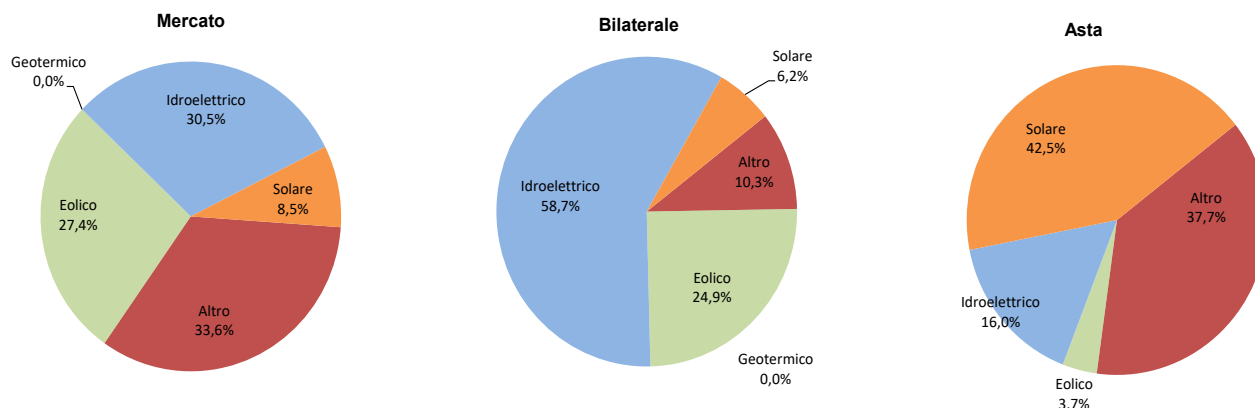


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2019 mostra, oltre alla diversa distribuzione sulle tre piattaforme, una più uniforme ripartizione rispetto allo scorso anno delle quote per tipologia di produzione su MGO: le tre principali categorie (Idroelettrico, Eolico e Altro), infatti, presentano una quota intorno al 30%, mentre nel 2018 la sola tipologia Idroelettrico rappresentava

il 45%. Sulla PBGO, i titoli riferiti alla produzione idroelettrica si confermano i più liquidi (59%), sebbene in calo (-8 p.p.), a fronte di un apprezzabile incremento della categoria Eolico (25%, +11 p.p.). Infine, nelle aste di assegnazione del GSE la tipologia Solare torna ad essere la più importante (43%), assorbendo 13 p.p. principalmente da quella Altro (38%, -14 p.p.).

Figura 6: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2019

Fonte: dati GME



IL RUOLO DEI GAS RINNOVABILI NEL PROCESSO DI DECARBONIZZAZIONE EUROPEO

Agata Gugliotta e Mattia Santori (RIE)

(continua dalla prima)

Se il biogas, e di conseguenza il biometano che ne è un derivato (attraverso upgrading), vengono prodotti tramite processi di digestione anaerobica di sostanze organiche, l'idrogeno e il metano sintetico si ottengono da un processo di Power-to-Gas (P2G), che consente di convertire l'elettricità dapprima in idrogeno, e successivamente in metano sintetico.

Inoltre, il biogas, che risulta oggi la forma più utilizzata di gas rinnovabile, viene sostanzialmente utilizzato in loco per produrre elettricità o calore negli impianti di cogenerazione, mentre il biometano, l'idrogeno e il metano sintetico possono essere immessi nella rete gas e trasportati fino ai consumatori finali.

Nel contesto europeo della decarbonizzazione, il loro ruolo è considerato non marginale per due ordini di ragioni. In primo luogo, perché i green gas, secondo le stime, consentirebbero sul lungo periodo la decarbonizzazione del comparto gas, che oggi copre un quarto della domanda energetica europea. Il gas naturale, infatti, anche se è considerato indispensabile nella transizione energetica - in quanto sostituisce i combustibili dalle emissioni di CO₂ più elevate e contribuisce a soddisfare tanto la domanda di energia quanto le esigenze di flessibilità del sistema - è pur sempre una fonte fossile che emette considerevoli quantità di gas serra.

Pertanto, se un suo utilizzo è considerato sostenibile sul breve-medio periodo (2030), per esempio nella generazione elettrica in sostituzione al più inquinante carbone, rischia di non esserlo più al 2050 e oltre³. Ragione per cui la maggior parte degli scenari prodotti dai più importanti istituti di ricerca indica una domanda di metano stabile (o decrescente) fino al 2030, ma in progressivo e continuo calo al 2040-2050, quando quest'ultimo dovrebbe essere sostituito per l'appunto dai gas rinnovabili, oppure utilizzato in presenza di tecnologia di cattura e stoccaggio della CO₂ (CCS).

Tuttavia, mentre le varie stime convergono grossomodo sulle proiezioni della domanda al 2030, queste ultime variano significativamente sul lungo periodo. Non è univoca la quantificazione dei volumi di gas rinnovabili che potrebbero sostituire il metano, né la velocità con cui avverrebbe la sostituzione.

Molto dipende dai costi, dalla disponibilità, dall'accettabilità da parte degli Stati Membri, dalla dotazione infrastrutturale e dal sostegno politico di cui potranno godere i gas verdi. Ad es. il raggiungimento della maturità tecnologica delle tecnologie CCS, ancora oggi poco diffuse e molto costose, potrebbe consentire al gas naturale di estendere il suo utilizzo nel tempo.

Ma al 2050 tali tecnologie saranno economicamente convenienti?

Il biometano e il biogas, che, ad oggi, sono le forme di gas rinnovabili commercialmente più pronte, possono contare su un feedstock sufficiente per sostenerne la domanda?

In secondo luogo, il gas rinnovabile potrebbe contribuire a decarbonizzare quei settori in cui, almeno per le conoscenze e le tecnologie di cui siamo oggi in possesso, l'elettrificazione non sarà risolutiva: trasporti, industria, edilizia.

Nel comparto dei trasporti, così come indica la strategia UE al 2050, "fino all'emergere di nuove tecnologie che consentano di elettrificare più modi di trasporto rispetto a oggi, i carburanti alternativi saranno importanti"⁴: ad es. il gas naturale liquefatto con miscele ad alto contenuto di biometano potrebbe essere un'alternativa per il trasporto a lunga percorrenza, mentre lo stesso potrebbe valere per l'aviazione con i biocarburanti.

Nell'industria invece, l'idrogeno e il biometano potrebbero essere utilizzati per ridurre le emissioni dei processi di produzione del calore, oppure direttamente come materia prima nei processi industriali. Nel settore dell'edilizia, infine, le pompe di calore, alimentate da gas verdi, potrebbero rivelarsi una valida soluzione per il riscaldamento e l'infrescamento delle abitazioni.

L'importanza di un Gas Package per il futuro del settore

Il comparto dei gas verdi, tuttavia, ad eccezione di biogas e biometano la cui diffusione in Europa nell'ultimo decennio è stata considerevole⁵, è attualmente ancora in una fase di sviluppo iniziale.

Affinché possa dispiegare il suo potenziale occorrerà tenere conto di diversi fattori: 1) concorrenza con le altre fonti e tecnologie, in primis l'elettricità, negli usi finali; 2) innovazione tecnologica e costi di produzione; 3) diversità geografica: se in alcuni paesi la produzione e il consumo di gas rinnovabili è cruciale, in altri può essere marginale o irrilevante; 4) disponibilità infrastrutturale: le reti di distribuzione e trasporto esistenti devono essere soggette ad upgrade tecnologici e ad interventi e modifiche per permettervi il passaggio di gas rinnovabili quali idrogeno e syngas⁶; 5) adeguamento dei processi gestionali delle reti stesse a seguito della crescita e diffusione dei punti di produzione/immissione; 6) disponibilità della materia prima e suo costo.

Nel caso del biogas/biometano, per es., il futuro livello produttivo dipende dalla abbondanza o meno di rifiuti organici, industriali, agricoli o colture energetiche e dai terreni agricoli disponibili alla loro coltivazione.

Il syngas invece è legato alla disponibilità, a costi sostenibili, di materia legnosa o cellulosa.

A questi elementi, va aggiunto un altro fattore altrettanto importante e decisivo per il decollo industriale del settore: la definizione di un framework legislativo che normi e regolamenti il comparto in maniera chiara e stabile.

Ed è quel che dovrebbe essere messo a punto con il nuovo Gas Package 2020, o meglio, secondo i rumours che emergono dagli addetti ai lavori, con il Decarbonisation Gas Package, la cui pubblicazione, con molta probabilità, sarà rimandata al 2021.

Il nuovo pacchetto andrebbe a colmare il gap legislativo che caratterizza il mercato del gas, oggetto di un'ultima normazione chiara e definitiva nell'ormai lontano 2011 con l'approvazione del Terzo Pacchetto Energia.

Ancor di più, poi, dovrebbe regolare il settore dei gas rinnovabili, per cui oggi ad eccezione di una menzione nei "considerata" della Direttiva sulle energie rinnovabili 2018/2001⁷, non esiste una nomenclatura univoca e condivisa⁸, lasciando così gli Stati membri liberi di procedere ad una propria definizione, generando confusione e incertezza.

Molti sono gli ambiti per cui le associazioni di settore e il mondo dell'industria chiedono un intervento da parte della nuova normativa. Tra i più importanti: la definizione di obiettivi chiari e vincolanti che, sulla base degli obblighi esistenti in materia di rinnovabili e tenendo conto della specificità dei singoli green gas, vengano inseriti nei Piani energetici e climatici degli Stati membri.

Ciò al fine di fornire certezze agli stakeholder dell'industria sul ruolo che avrà il "gas" rinnovabile o non rinnovabile nei prossimi anni e permettere a questi ultimi di individuare la direzione dei propri investimenti. In assenza di linee guida sicure gli investitori avranno difficoltà a decidere come allocare i propri capitali: finanziare la costruzione di centrali a gas naturale in sostituzione di quelle a carbone, con il rischio che sul lungo periodo vengano chiuse in quanto incompatibili con il processo di decarbonizzazione (a meno di una rapida diffusione delle tecnologie CCS), investire in infrastrutture per la rigassificazione del GNL, in storage e gasdotti, importanti per la diversificazione dell'offerta e la sicurezza energetica dell'Europa, con il rischio che restino in buona parte inutilizzate (con possibili ricadute sui prezzi al consumo)?

Oppure riposizionare il proprio business, potenziando l'avanzamento tecnologico dei green gas e l'update delle reti esistenti⁹.

In secondo luogo, - e alla luce del principio di neutralità tecnologica - vengono richieste nuove policy di incentivazione - in analogia a quelle ricevute dalle rinnovabili elettriche -, ritenute necessarie per dare slancio al settore permettendone il raggiungimento della piena maturità tecnologica.

Viene ritenuto, inoltre, necessario uno sforzo per una maggiore integrazione tra il settore elettrico e del gas, entrambi indispensabili al raggiungimento degli obiettivi di sostenibilità e un maggior coordinamento delle politiche tanto a livello europeo quanto degli Stati Membri per l'adeguamento delle infrastrutture, politiche tariffarie, procedure autorizzative e specifiche tecniche di utilizzo.

Da ultimo, ma non meno importante, viene considerato necessario introdurre un sistema di garanzie d'origine che serva a comprovare al consumatore la natura rinnovabile del gas utilizzato, aumentando quindi la trasparenza, lo scambio transfrontaliero e la consapevolezza del consumatore finale. Nel caso del biometano, sembra fondamentale assicurare una filiera corta, dove cioè le emissioni risparmiate non vengano compensate dal trasporto delle sostanze organiche alle centrali e successivamente dell'energia dalle centrali all'utilizzatore finale.

E allo stesso tempo evitare di creare condizioni di concorrenza con il comparto agricolo o zootecnico.

Per l'idrogeno, la questione è, invece, più complessa, dal momento che allo stato attuale la maggior parte di esso è ottenuto dalle fonti fossili (cd. idrogeno grigio), tramite processi come il gas reforming o la gassificazione del carbone.

Nel tempo si dovrà investire per aumentare la produzione di idrogeno verde, ottenuto da elettricità rinnovabile in eccesso, o perlomeno di idrogeno blu, prodotto da gas naturale tramite la cattura e lo stoccaggio del carbonio (CCS).

Ma, stando alle cifre - l'idrogeno blu e verde cumulativamente coprono solo il 5% della produzione mondiale di questo combustibile¹⁰, mentre il 95% deriva ancora da fonti fossili, il che prospetta una strada ancora lunga da percorrere.

Conclusioni

Nel quadro degli ambiziosi target ufficiali che l'UE si è imposta riguardo la neutralità carbonica, il raggiungimento di una dimensione industriale dei gas verdi potrebbe fornire un contributo non trascurabile al 2050.

Se si prendono a riferimento, per es., gli scenari più ottimisti elaborati dalla Commissione, nel caso del raggiungimento di zero emissioni nette, la domanda dei gas rinnovabili si attesterebbe nell'intorno dei 170 Mtep su un consumo totale di gas, al 2050, di poco più di 200 Mtep.

Ma quanto è credibile una stima del genere?

Come detto, sono evidenti le problematiche di natura tecnica e regolatoria che possono ostacolare o ritardare il decollo del settore e la distanza tra la narrazione di ciò che andrebbe fatto e ciò che tecnologia, costi e policy consentiranno di fare, potrebbe risultare ampia.

Il futuro dei gas rinnovabili appare, quindi, ancora estremamente incerto, anche per le incoerenze e la mancanza di chiarezza insite in alcune linee o azioni di

All'esaltazione delle grandi potenzialità del comparto, infatti, fanno da contraltare previsioni che indicano una domanda di gas in calo e contemporaneamente la partenza di nuovi gasdotti per l'importazione di metano – il Turkish Stream è stato inaugurato in questo mese – e l'avanzamento di altri (Nord Stream, East Med).

E all'introduzione di politiche climatiche a livello centrale UE sempre più aggressive, si contrappone una risposta da verificare e per nulla scontata di Stati Membri e stakeholders.

Per finire con Voltaire, il dubbio è scomodo ma la certezza è ridicola.



¹ Il 4 giugno 2019 il Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea ha adottato le ultime proposte legislative previste dal pacchetto.

² Oltre alla neutralità climatica 2050, si parla di un -50% (almeno) di emissioni entro il 2030, contro il - 40% inizialmente previsto. <https://valori.it/green-new-deal-ue/>.

³ Cătuț M., Egenhofer C. & Elkerbout M, The future of gas in Europe: Review of recent studies on the future of gas, N. 2019/03, 2019, CEPS Energy Climate House.

⁴ European Commission, A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy, COM(2018) 773 final, <https://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2018/EN/COM-2018-773-F1-EN-MAIN-PART-1.PDF>.

⁵ Secondo i dati EBA, tra il 2009 e la fine del 2017 il numero di impianti di biogas è cresciuto in maniera esponenziale da 6.200 a 17.783 unità, distribuiti principalmente Germania, Italia, Francia Svizzera, Regno Unito. Nel 2017 la capacità elettrica installata degli impianti a biogas è cresciuta del 5% raggiungendo i 10.532 MWh per una elettricità prodotta di 65.179 GWh.

⁶ Nel marzo 2019, e per la prima volta in Europa, Snam SpA ha iniziato a testare l'iniezione di una miscela di idrogeno al 5% nella rete del gas vicino a Salerno.

⁷ DIRECTIVE (EU) 2018/2001 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 11 December 2018 on the promotion of the use of energy from renewable sources

⁸ Olczak M., Gas rinnovabili: cosa sono e perché saranno fondamentali nella transizione energetica, RiEnergia 16/04/2019.

<https://rienergia.staffettaonline.com/articolo/33280/Gas+rinnovabili:+cosa+sono+e+perch%C3%A9+saranno+fondamentali+nella+transizione+energetica/Olczak>.

⁹ La rete gas europea oggi consiste in 260.000 km di gasdotti ad alta pressione gestita dagli operatori di trasmissione (TSO) e da 1,4 milioni di km di tubi a media e bassa pressione operata da gestore delle reti di distribuzione.

¹⁰ AIE, The future of hydrogen: seizing today's opportunities, 2019.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

Deliberazione 17 dicembre 2019 550/2019/R/EEL
“Approvazione delle proposte di modifica al Regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine e alle relative disposizioni tecniche di funzionamento” | pubblicata il 19 dicembre 2019 | **Download**
<https://www.arera.it/it/docs/19/550-19.html>

Con la deliberazione 550/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le modifiche al “Regolamento della Piattaforma dei conti energia a termine” (Regolamento PCE), nonché alla relativa DTF n. 04, predisposte dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME), al fine di eliminare i riferimenti ivi presenti alla “Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX” (CDE), in conseguenza dell'abrogazione delle previsioni regolanti il funzionamento di tale piattaforma nell'ambito del “Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico”, approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico (MISE) con Decreto Ministeriale 12 dicembre 2019.

Delibera 17 dicembre 2019 541/2019/R/EEL |
“Approvazione, per l'anno 2020, del preventivo dei costi relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, da parte del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., e dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicata il 19 dicembre 2019 | **Download**
<https://www.arera.it/allegati/docs/19/541-19.pdf>

Con deliberazione 541/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il preventivo dei costi per l'anno 2020 relativi allo svolgimento, da parte del GME, delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, nonché la proposta della misura dei corrispettivi per l'anno 2020 relativi alla partecipazione alla Piattaforma dei conti energia a termine (di seguito: PCE). Nello specifico, l'ARERA ha confermato per il 2020 la misura dei corrispettivi per la partecipazione alla PCE già vigenti per l'anno 2019, in considerazione del fatto che le stime condotte dal GME per l'anno 2020 - sia con riferimento al numero di operatori iscritti alla piattaforma che ai volumi complessivi oggetto di registrazione - risultano in linea con i valori registrati per l'anno 2019.

Delibera 19 dicembre 2019 561/2019/R/EEL |
“Approvazione della richiesta di deroga per il rispetto del livello minimo di capacità da rendere disponibile per gli scambi tra zone di mercato presentata da Terna S.p.A. con riferimento alla Regione Italy North” | pubblicata il

20 dicembre 2019 |

Download

<https://www.arera.it/allegati/docs/19/561-19.pdf>

Con deliberazione 561/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato la richiesta di Terna avente ad oggetto la deroga, per l'anno 2020, dell'obbligo per i TSO¹, ai sensi del Regolamento europeo n. 2019/943, di rendere disponibile - entro il primo gennaio 2020 - almeno il 70% della capacità di interconnessione per gli scambi tra zone di mercato (c.d. “70% rule”) con riferimento alla CCR² Italy-North, per ragioni di sicurezza operativa della rete nella Regione.

A tal riguardo, giova evidenziare che, analogamente, anche i TSO di Francia e Austria hanno trasmesso alle rispettive NRAs³ richiesta di deroga della 70% rule per il 2020 indicando, al pari di quanto espresso da TERNA, motivazioni di sicurezza operativa della rete.

Con la delibera in oggetto, l'Autorità ha altresì richiesto a Terna, nel corso del 2020, di dar seguito alle azioni volte al superamento delle condizioni che hanno determinato la richiesta di deroga, trasmettendo a tal fine un rapporto trimestrale contenente le informazioni circa lo stato di attuazione, nell'ambito della CCR Italy North, del rispetto della 70% rule.

GAS

Decreto ministeriale 12 dicembre 2019 | **“Modifiche alla disciplina del mercato elettrico, alla disciplina del mercato del gas naturale e al regolamento della piattaforma di negoziazione per l'offerta di gas naturale”** | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 302 del 27 dicembre 2019 | **Download**
<https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/Decreto-MISE-12-dicembre-2019.pdf>

Con Decreto ministeriale 12 dicembre 2019, il Ministero dello Sviluppo Economico (MISE), previo parere favorevole espresso dall'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (Parere n. 496/2019/I/COM⁴), ha approvato le modifiche predisposte dal GME alla “Disciplina del mercato del gas naturale” (MGAS), al “Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico” (ME) e al “Regolamento della di negoziazione per l'offerta di gas naturale” (P-GAS). In particolare, le modifiche ai succitati regolamenti hanno riguardato:

- i. l'introduzione sul MGP-GAS del “prodotto weekend” (MGAS);
- ii. l'introduzione nell'ambito del MP-GAS del comparto AGS per consentire a Snam Rete Gas S.p.A. (SRG) l'approvvigionamento del gas necessario al funzionamento del sistema, in attuazione delle disposizioni di cui alla deliberazione 451/2019/R/GAS (MGAS);

- iii. l'eliminazione dei riferimenti alla piattaforma CDE (ME e MGAS);
- iv. adeguamenti di carattere formale connessi all'adozione del codice EIC da parte di Snam Rete Gas S.p.A. (MGAS e P-GAS).

Con il medesimo Decreto il MISE ha altresì stabilito l'acquisto dell'efficacia di tali modifiche a partire dal 1° gennaio 2020.

Deliberazione 17 dicembre 2019 549/2019/R/GAS “Approvazione della proposta di Convenzione tra gestore dei mercati energetici S.p.A. e Snam Rete Gas S.p.A.” | pubblicata il 17 dicembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/549-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione n. 549/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le modifiche alla Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (GME) e Snam Rete Gas S.p.A. (SRG), di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 66/2017/R/GAS (c.d. “TICORG”). In particolare, la predetta Convenzione è stata aggiornata in considerazione delle nuove disposizioni in materia di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas da parte di SRG nell'ambito del comparto AGS del M-GAS in attuazione di quanto previsto dall'ARERA con deliberazione n. 451/2019/R/GAS.

AMBIENTALI

Deliberazione 3 dicembre 2019 502/2019/R/EFR | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2020, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.” | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/502-19.pdf>

Con la delibera 502/2019/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, per l'anno 2020, i corrispettivi per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE). In particolare, l'Autorità ha confermato, anche per l'anno 2020, l'attuale misura dei corrispettivi (pari a 0,003 €) per ogni GO negoziata sul Mercato organizzato delle GO (M-GO), ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma di registrazione

degli scambi bilaterali (PB-GO), nonché l'attuale misura dei corrispettivi (pari a 0,1 €) per ogni TEE scambiato sul Mercato organizzato dei TEE (M-TEE), ovvero oggetto delle transazioni bilaterali concluse presso il Registro TEE (RTB-TEE).

Deliberazione 10 dicembre 2019 529/2019/R/EFR | “Avvio del procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 2538/2019 e interventi urgenti nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 12 dicembre 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/529-19.htm>

Con la delibera 529/2019/R/EFR, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha avviato – a seguito della sentenza del TAR Lombardia n.2538/2019 – un procedimento per la nuova definizione dei criteri di determinazione del contributo tariffario riconosciuto ai distributori di energia elettrica e gas soggetti ad obbligo nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), a valere dall'anno d'obbligo 2018.

Il suddetto procedimento – che prevede la consultazione degli operatori ed una durata di 120 giorni dalla data di comunicazione della delibera – è volto anche all'aggiornamento del valore del contributo tariffario già riconosciuto per l'anno d'obbligo 2018 in funzione dei nuovi criteri che saranno adottati ed al conseguente, eventuale, conguaglio rispetto al contributo tariffario erogato dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, ai sensi della determina ARERA DMRT/EFC/04/2019. Al fine di garantire certezza medio tempore agli operatori del settore, nelle more del completamento di tale procedimento, con la delibera in oggetto l'Autorità ha altresì adottato una prima disciplina di immediata attuazione, confermando con efficacia ex tunc:

- la determinazione del contributo tariffario riconosciuto in acconto, ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione 487/2018/R/EFR;
- l'approvazione delle Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica e del Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica, già disposta, rispettivamente, con le precedenti deliberazioni 501/2018/R/EFR e 273/2019/R/EFR;
- l'approvazione delle modalità di attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 14-bis, commi 6 e 8, del Decreto interministeriale 11 gennaio 2017, per la regolazione economica delle risorse rinvenienti dalle attività di emissione e riscatto dei TEE non derivanti dalla realizzazione di progetti di efficienza energetica, già disposta con la deliberazione 209//2019/R/EFR.

¹ Transmission System Operator.

² Capacity Calculation Region.

³ National Regulatory Authorities.

⁴ Cfr. Newsletter n. 132 dicembre 2019.

Gli appuntamenti

17 gennaio

Blockchain & Distributed Ledger: unlocking the potential of the Internet of Value

Milano, Italia

Organizzatore: Osservatorio Blockchain & Distributed Ledger
<https://www.osservatori.net>

20 gennaio

LNG and the EU green deal: teaming up for a decarbonised 2050

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: FSR Conferences
<https://fsr.eui.eu>

21 gennaio

Energy Manager: fondamenti e pratica

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE
<http://fire-italia.org>

21-23 gennaio

Chem/Petrochem and Refinery Asset Reliability

Houston, Usa

Organizzatore: Marcus Evans
<http://bit.ly/2Nbg0MF>

22 gennaio

La Gestione degli Strumenti di Misura del Mercato Elettrico

Roma, Italia

Organizzatore: Utilitalia
<http://www.utilitalia.it>

22-25 gennaio

Klimahouse 2020

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fierabolzano
<https://www.fierabolzano.it>

23 gennaio

Comunità energetiche, dalle parole ai fatti – La Direttiva RED II alla prova del recepimento

Roma, Italia

Organizzatore: Public Affairs Advisors, Elements
<http://www.paadvisors.it>

23 gennaio

Il pacchetto energia pulita – l'evoluzione del mercato elettrico italiano

Napoli, Italia

Organizzatore: Unione Industriali Napoli
<http://www.unindustria.na.it>

28 gennaio

Welfare aziendale e territoriale: reti e accordi per un welfare inclusivo

Torino, Italia

Organizzatore: Secondo Welfare
<https://www.secondowelfare.it>

28 gennaio

Gli accordi internazionali sul clima: storia, funzionamento e sviluppi

Roma, Italia

Organizzatore: DeA Scuola
<https://formazione.deascuola.it>

28-30 gennaio

Assises européennes de la transition énergétique

Bordeaux, Francia

Organizzatore: ADEME
<https://energy-cities.eu/project/les-assises-europeennes-de-la-transition-energetique/>

29-30 gennaio

Practical Applications of the Latest Technologies, Techniques & Innovations for Oil & Gas

Houston, Texas, Usa

Organizzatore: LBCG
<http://www.pipeline-leakage-detection-congress-usa.com/>

30 gennaio

Le tecnologie energetiche nel percorso di decarbonizzazione del sistema produttivo italiano

Roma, Italia

Organizzatore: Enea
<https://www.enea.it/it>

3-5 febbraio

Argus Americas Crude Summit

Houston, Texas, Usa

Organizzatore: Argus Media
<http://go.evvnt.com/564410-0?pid=80>

10-12 febbraio

International Conference on Clean and Green Energy

Barcellona, Spagna

Organizzatore: ICCGE
<http://www.iccge.org/>

12-13 febbraio

The Energy Expo

Miami, Florida, Usa

Organizzatore: Show Winners Corporation
<http://www.theenergyexpo.com>

14-16 febbraio

International Conference on Robotics and Intelligent System

Roma, Italia

Organizzatore: ICRIS

<http://www.icris.net>

14 febbraio

Gas in the “European Green Deal”

Firenze, Italia

Organizzatore: RSCAS Conferences - FSR

<https://fsr.eui.eu/>

18-20 febbraio

International Conference on Renewable and Clean Energy

Tokyo, Giappone

Organizzatore: ICRCCE

<http://www.icrce.org/>

18-20 febbraio

International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Tokyo, Giappone

Organizzatore: CPEEE

<http://www.cpeee.net/>

19-20 febbraio

Top Energy Meeting

Peschiera del Garda

Organizzatore: Meeting International

<http://www.meetinginternational.it/topenergy>



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

COPYRIGHT

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

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

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

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

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

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