

**APPROFONDIMENTI**

# LA FINANZA SOSTENIBILE: CONOSCERE E GESTIRE IL “RISCHIO CLIMA”

Di *Claudia Checchi – REF-E*

L'accordo di Parigi a fine 2015 ha definito obiettivi comuni per la protezione del clima. Tra gli strumenti di prevenzione del cambiamento climatico, l'accordo, per la prima volta, ha riconosciuto pari dignità ai flussi finanziari rispetto ai più tradizionali strumenti di mitigazione e adattamento, fissando tra gli altri anche l'obiettivo di rendere detti flussi di investimento coerenti con il percorso di decarbonizzazione. Non sono stati tuttavia definiti vincoli quantitativi su questo aspetto. L'idea di base è che il settore pubblico da solo non possa sostenere gli sforzi e gli investimenti necessari per il raggiungimento degli obiettivi, stimati solo per l'Europa in €180 miliardi aggiuntivi all'anno, e sia dunque necessario sviluppare un sistema finanziario in grado di orientare adeguatamente gli investimenti, premiando le aziende e le iniziative sostenibili dal punto di vista ambientale.

La previsione dell'accordo di Parigi ha stimolato una riflessione da parte delle istituzioni, europee e non, su come aiutare il settore finanziario, e su quale sia il contesto regolatorio più adeguato a questo scopo. Ma anche le istituzioni finanziarie hanno avviato una riflessione per comprendere non solo come selezionare gli investimenti sostenibili al fine di supportare gli obiettivi, ma anche su come valutare il grado di esposizione di un investimento o di un portafoglio esistente rispetto ai rischi legati al cambiamento climatico e alle politiche di mitigazione e adattamento.

## Le iniziative comunitarie

A marzo 2018 la Commissione Europea ha definito un *Piano di azione per il finanziamento della crescita sostenibile*. Il piano include una serie di iniziative legislative su diversi aspetti, tutti incentrati sull'idea di promuovere la realizzazione di set informativi che consentano agli investitori di valutare adeguatamente il livello di sostenibilità degli investimenti. Sono coinvolte ad esempio le norme sulle informazioni non finanziarie (Direttiva 2014/95/UE), recepite in Italia non più di un anno fa (DLgs 254/2016), e che definiscono linee guida volontarie per la divulgazione di informazioni sulla sostenibilità per le grandi aziende, quelle per l'armonizzazione delle regole di gestione dei fondi pensione (Direttiva 2016/2341/UE), quelle più in generale di governo dei mercati finanziari (MiFID II), che potrebbero presto prevedere le modalità per l'informazione sulla sostenibilità dei prodotti finanziari.

Gli obiettivi individuati come prioritari sono: 1) una classificazione univoca delle attività per una economia sostenibile 2) gli standard per le cd “obbligazioni verdi” 3) i benchmark per le strategie d'investimento low carbon 4) definizione di linee guida per stabilire quali informazioni aggiuntive le società quotate dovrebbero fornire al mercato relativamente all'impatto del cambiamento climatico sul loro business nel breve e nel lungo termine.

continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ GENNAIO 2019

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 13

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

### APPROFONDIMENTI

*La finanza sostenibile: conoscere e gestire il “rischio clima”.*

*Di Claudia Checchi – REF-E*

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

### APPUNTAMENTI

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel primo mese del 2019 il PUN, pari a 67,65 €/MWh, torna a registrare una decisa ripresa su base annuale (+38,1%), oltre che una crescita mensile (+3,8%). L'incremento si realizza in corrispondenza di volumi contrattati nel MGP ai massimi dal 2012 per il mese di gennaio e in decisa crescita anche sul mese precedente, con la liquidità del mercato sul livello più alto da quasi due anni. In presenza di un saldo con l'estero in calo, l'aumento degli acquisti appare soddisfatto dalle vendite nazionali, in particolare a ciclo combinato.

Su base zonale, i prezzi di vendita risultano in aumento, più intenso rispetto al 2018, salendo a 64/68 €/MWh sulla penisola; solo in Sicilia prezzo stabile rispetto a dicembre e pari a 78 €/MWh.

Il Mercato a Termine dell'energia elettrica esprime generalmente aspettative di prezzo al ribasso, particolarmente significative sui prodotti baseload di prossima scadenza. Ai minimi da quasi due anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Agennaio il prezzo medio di acquisto, pari a 67,65 €/MWh, torna a salire rispetto al mese precedente (+2,50 €/MWh, +3,8%), arrestando la serie di ribassi osservati nell'ultimo trimestre del 2018 e riprendendo il trend annuale rialzista avviato lo scorso marzo e interrotto solo tra novembre e dicembre (+18,65 €/MWh, +38,1%). Entrambe le dinamiche appaiono correlate all'elevato livello degli acquisti (+2.100/+900 MWh circa rispettivamente su dicembre e sul 2018) che ha indotto una decisa crescita delle vendite nazionali, soprattutto quelle a

ciclo combinato, in un contesto caratterizzato da importazioni ridotte (-650/-1.950 MWh circa) per effetto sia di limitazioni delle NTC, in particolare sulla frontiera svizzera, che di una crescita delle quotazioni sulle borse limitrofe. Su base annuale pesa inoltre anche il prezzo ancora elevato del gas al PSV (+4 €/MWh), che comprime l'offerta termica più competitiva. L'analisi per gruppi di ore mostra dinamiche analoghe per i prezzi nelle ore di picco e in quelle fuori picco, con il rapporto picco/baseload stabile a 1,14 (-0,01) (Grafico 1 e Tabella 1).

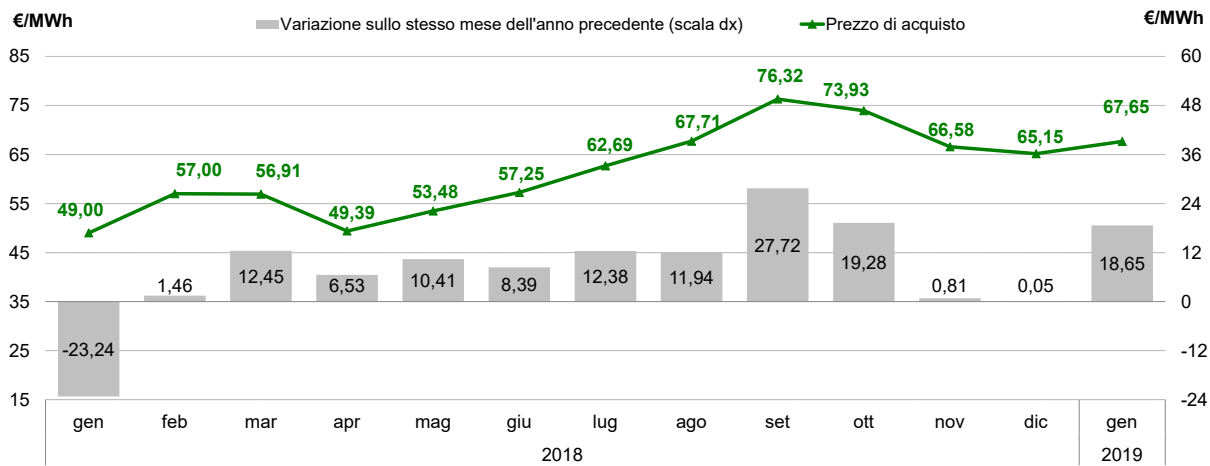
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2019	2018	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2019	2018
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>67,65</b>	49,00	+18,65	+38,1%	<b>26.318</b>	+4,8%	<b>35.380</b>	+2,7%	<b>74,4%</b>	72,9%
<i>Picco</i>	77,07	56,44	+20,63	+36,6%	32.262	+6,5%	43.832	+3,3%	73,6%	71,4%
<i>Fuori picco</i>	62,47	44,91	+17,56	+39,1%	23.050	+3,6%	30.731	+2,2%	75,0%	74,0%
<i>Minimo orario</i>	20,00	10,00			15.562		20.576		63,3%	64,5%
<i>Massimo orario</i>	108,38	78,91			35.785		49.917		82,7%	84,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



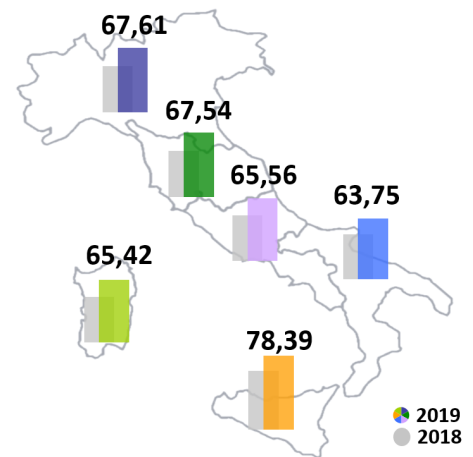
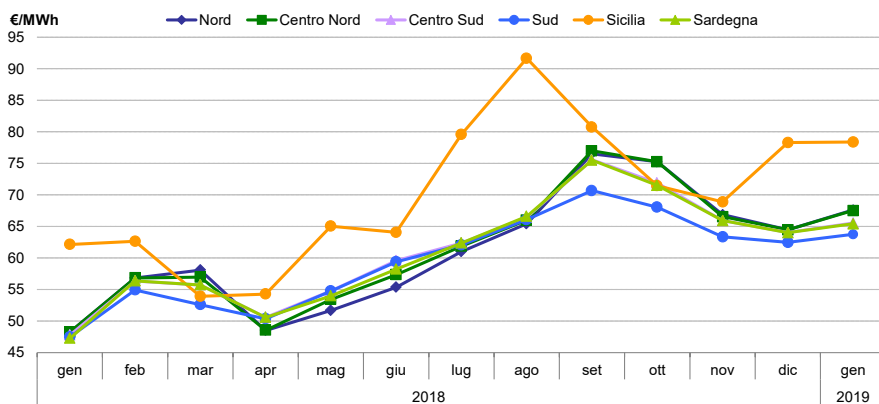
In tale contesto, anche i prezzi di vendita registrano rincari più intensi su base annuale, con l'allargamento del differenziale positivo tra Nord e Sud (67,61 €/MWh e 63,75 €/MWh, rispettivamente) sia su dicembre che su gennaio 2018 (+0,8/+2,0 €/MWh).

Contribuiscono a tale allargamento la riduzione delle importazioni sulla frontiera settentrionale e l'elevata disponibilità di energia eolica delle zone centro-meridionali che hanno favorito l'incremento dei flussi in export verso il Nord e una maggiore frequenza di saturazione dei transiti

interni alla penisola anche per effetto di restringimenti sul limite nell'ultima parte del mese. Stabile, infine, su base mensile la quotazione siciliana (78,39 €/MWh) (Grafico 2). Da segnalare a partire dal 1° gennaio 2019 l'entrata in vigore delle modifiche alla struttura delle zone di mercato approvate da ARERA con Deliberazione 386/2018/R/eel del 12 luglio 2018, in virtù delle quali viene sancita l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Monfalcone, Foggia, Brindisi e Priolo e l'inserimento degli impianti ad essi afferenti nelle zone geografiche di competenza.

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 26,3 TWh, si porta ai massimi degli ultimi anni per il mese di gennaio (+2,7% sul 2018), alimentata dalla crescita degli scambi registrati nella borsa elettrica soprattutto da operatori non istituzionali e inferiori, nell'ultimo anno e mezzo, solo al livello di agosto (19,6 TWh (+4,8%). Ancora

in flessione e ai minimi da giugno, invece, le movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,7 TWh (-2,9%) (Tabelle 2 e 3). Ne consegue un rialzo annuale di 1,5 punti percentuali della liquidità del mercato, che si porta ai massimi degli ultimi due anni, pari al 74,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.580.934</b>	<b>+4,8%</b>	<b>74,4%</b>
Operatori	14.234.842	+20,5%	54,1%
GSE	1.859.130	-13,2%	7,1%
Zone estere	3.486.963	-26,3%	13,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.741.919</b>	<b>-2,9%</b>	<b>25,6%</b>
Zone estere	166.421	-55,5%	0,6%
Zone nazionali	6.575.498	+0,1%	25,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>26.322.853</b>	<b>+2,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.488.133</b>	<b>-13,0%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>44.810.986</b>	<b>-4,4%</b>	

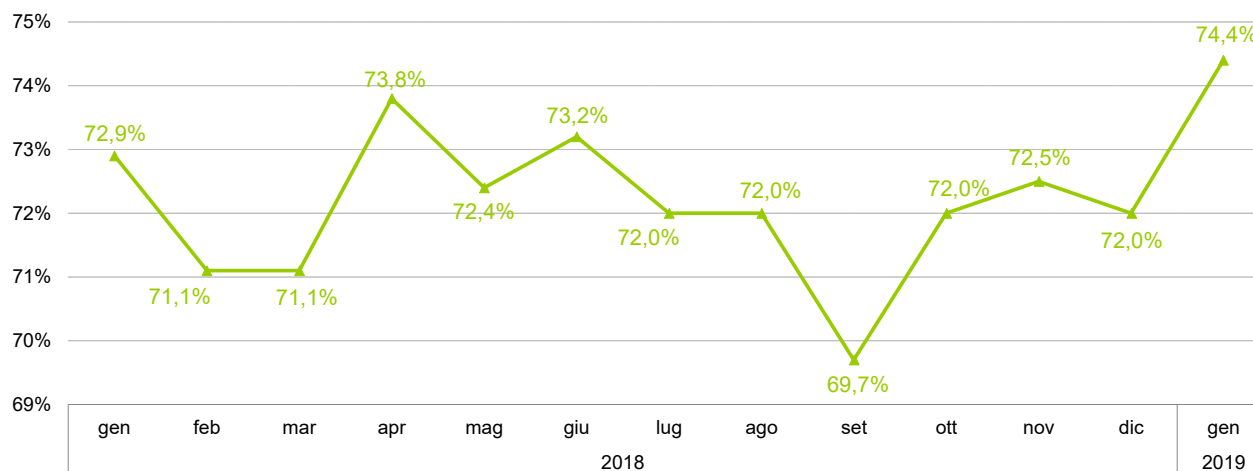
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.580.934</b>	<b>+4,8%</b>	<b>74,4%</b>
Acquirente Unico	4.711.799	+0,4%	17,9%
Altri operatori	10.023.189	+7,2%	38,1%
Pompaggi	3.992	-66,3%	0,0%
Zone estere	766.240	+59,8%	2,9%
Saldo programmi PCE	4.075.714	-1,7%	15,5%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.741.919</b>	<b>-2,9%</b>	<b>25,6%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	10.817.633	+0,4%	41,1%
Saldo programmi PCE	-4.075.714	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>26.322.853</b>	<b>+2,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>592.727</b>	<b>-16,7%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>26.915.580</b>	<b>+2,2%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, complessivamente pari a 25,6 TWh (+1,6%), registrano una diffusa crescita zonale, più intensa nelle zone centro meridionali. Ai massimi degli ultimi due anni gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,8 TWh (+59,8%), concentrati sulla frontiera greca e svizzera (Tabella 4). Lato offerta, queste ultime dinamiche sono state assorbite dalle accresciute vendite nazionali, pari a 22,7 TWh (+10,4%), in aumento soprattutto al Nord (+14,3%). In netto

calo, invece, le importazioni di energia dall'estero, pari a 3,7 TWh (-28,5%), flessione concentrata sulla frontiera svizzera, in corrispondenza di una riduzione della NTC, e su quella francese, lungo la quale si osserva un dimezzamento dello spread tra il prezzo transalpino e quello del Nord (6,5 €/MWh) e un aumento delle ore in cui quest'ultimo è risultato inferiore o uguale al riferimento d'oltralpe (32%, +26 p.p. rispetto a gennaio 2018) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
	MWh								
Nord	20.751.131	27.891	-1,8%	11.013.983	14.804	+14,3%	14.249.033	19.152	+1,1%
Centro Nord	2.324.599	3.124	-10,7%	1.602.140	2.153	-4,9%	2.693.764	3.621	+1,2%
Centro Sud	5.366.786	7.213	+12,2%	2.769.305	3.722	+15,7%	4.121.294	5.539	+3,4%
Sud	8.140.946	10.942	-3,1%	5.158.708	6.934	+9,1%	2.126.486	2.858	+2,8%
Sicilia	2.924.029	3.930	-3,3%	1.051.457	1.413	+1,0%	1.586.027	2.132	+0,8%
Sardegna	1.595.057	2.144	-5,9%	1.073.876	1.443	+3,8%	780.009	1.048	+1,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>41.102.548</b>	<b>55.245</b>	<b>-1,3%</b>	<b>22.669.469</b>	<b>30.470</b>	<b>+10,4%</b>	<b>25.556.613</b>	<b>34.350</b>	<b>+1,6%</b>
Esteri	3.708.438	4.984	-29,2%	3.653.384	4.910	-28,5%	766.240	1.030	+59,8%
<b>Sistema Italia</b>	<b>44.810.986</b>	<b>60.230</b>	<b>-4,4%</b>	<b>26.322.853</b>	<b>35.380</b>	<b>+2,7%</b>	<b>26.322.853</b>	<b>35.380</b>	<b>+2,7%</b>

In termini di fonti, l'incremento più intenso si osserva per le vendite degli impianti a fonti tradizionali (+13,1%), tra cui in evidenza il ciclo combinato, ai massimi degli ultimi due anni. In aumento anche le vendite da fonti rinnovabili (+5,2%),

trainate soprattutto dall'eolico, sui livelli più alti di sempre (oltre 3.000 MWh, +21,8%), in crescita al centro meridione della penisola (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>11.316</b>	<b>+20,2%</b>	<b>1.053</b>	<b>+11,3%</b>	<b>2.546</b>	<b>+21,0%</b>	<b>4.380</b>	<b>-2,0%</b>	<b>725</b>	<b>+5,2%</b>	<b>1.021</b>	<b>+3,5%</b>	<b>21.040</b>	<b>+13,1%</b>
Gas	9.119	+18,6%	992	+11,9%	1.498	+100,2%	3.831	-3,3%	659	+5,2%	422	-16,9%	16.520	+14,6%
Carbone	839	+26,7%	-	-	813	-28,7%	-	-	-	-	531	+36,0%	2.182	-0,5%
Altre	1.359	+28,0%	61	+2,0%	234	+9,3%	549	+9,0%	66	+5,6%	69	-22,4%	2.338	+17,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>3.393</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1.101</b>	<b>-16,5%</b>	<b>1.160</b>	<b>+8,7%</b>	<b>2.554</b>	<b>+35,2%</b>	<b>688</b>	<b>-3,2%</b>	<b>422</b>	<b>+4,7%</b>	<b>9.318</b>	<b>+5,2%</b>
Idraulica	2.294	-1,4%	255	-36,0%	466	-11,0%	536	+51,2%	141	+46,0%	97	+225,1%	3.789	+1,6%
Geotermica	-	-	667	+0,6%	-	-	-	-	-	-	-	-	667	+0,6%
Eolica	5	+3,6%	27	+17,2%	503	+48,3%	1.761	+38,0%	475	-11,9%	272	-13,7%	3.041	+21,8%
Solare e altre	1.094	-4,0%	153	-34,9%	192	-6,7%	257	-0,6%	73	-3,7%	53	-8,3%	1.821	-7,7%
<b>Pompaggio</b>	<b>95</b>	<b>+30,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>16</b>	<b>-65,7%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>111</b>	<b>-8,3%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.804</b>	<b>+14,3%</b>	<b>2.153</b>	<b>-4,9%</b>	<b>3.722</b>	<b>+15,7%</b>	<b>6.934</b>	<b>+9,1%</b>	<b>1.413</b>	<b>+1,0%</b>	<b>1.443</b>	<b>+3,8%</b>	<b>30.470</b>	<b>+10,4%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

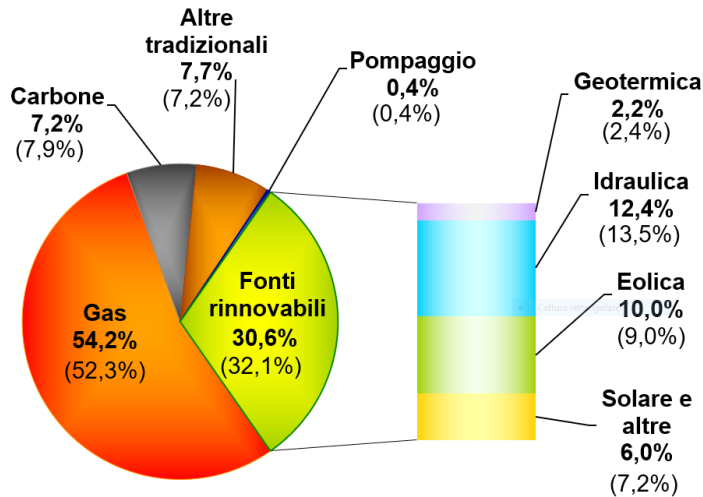
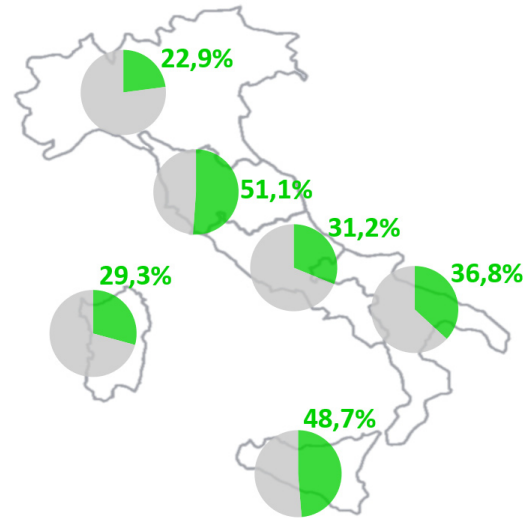


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



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

## MARKET COUPLING

Il market coupling assegna sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità in import di 2.579 MWh, in netto calo rispetto a gennaio 2018 (-850 MWh circa), in corrispondenza soprattutto di una riduzione delle allocazioni sulla frontiera francese ma anche su quella slovena. A fronte di riduzioni in import, su tali frontiere si osserva un pari incremento delle allocazioni in export, in particolare il flusso in uscita verso la Francia, nullo un anno fa, sale a 650 MWh,

con una frequenza del 6% delle ore, che arriva a sfiorare il 50% sulla Slovenia (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) si riduce su tutte le frontiere (-12/-17%); quanto alla sua composizione, sulla frontiera francese e ancor più su quella slovena si osserva una compressione della quota di capacità totale allocata in market coupling a favore di quella non utilizzata (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.225 (2.672)	1.987 (2.631)	92,6% (100,0%)	68,4% (95,2%)	1.164 (1.169)	645 (-)	6,3% (-)	1,7% (-)
Italia - Austria	244 (260)	242 (260)	94,8% (98,7%)	93,5% (98,3%)	120 (138)	109 (149)	2,8% (0,7%)	2,7% (0,7%)
Italia - Slovenia	516 (619)	349 (535)	49,1% (97,7%)	20,7% (66,7%)	665 (669)	455 (264)	48,8% (1,6%)	15,6% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

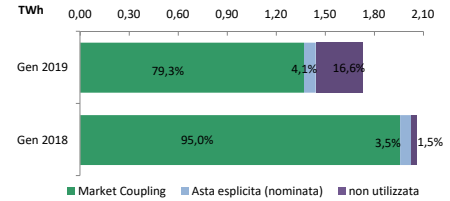
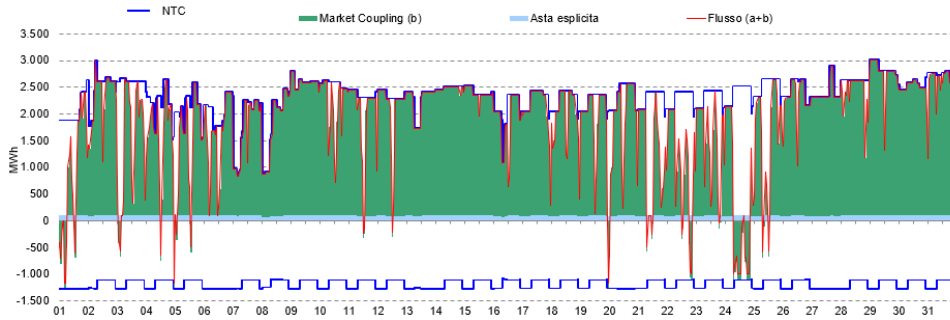


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

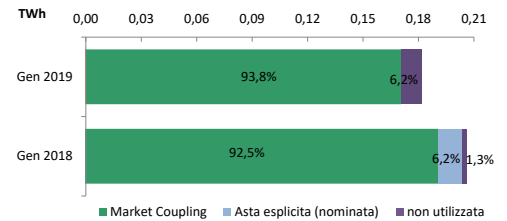
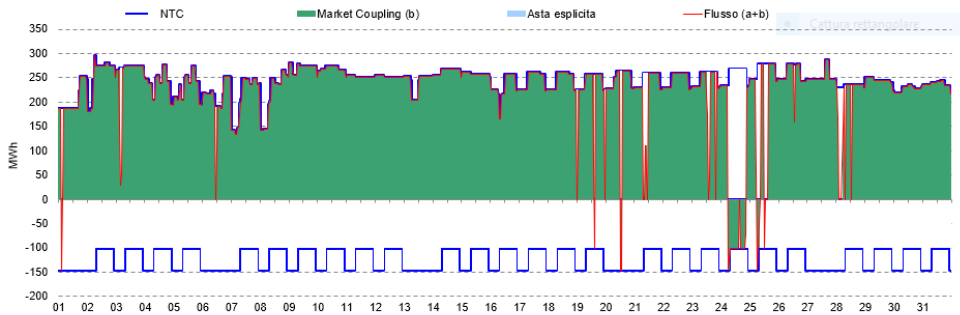
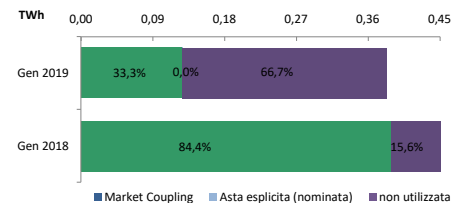
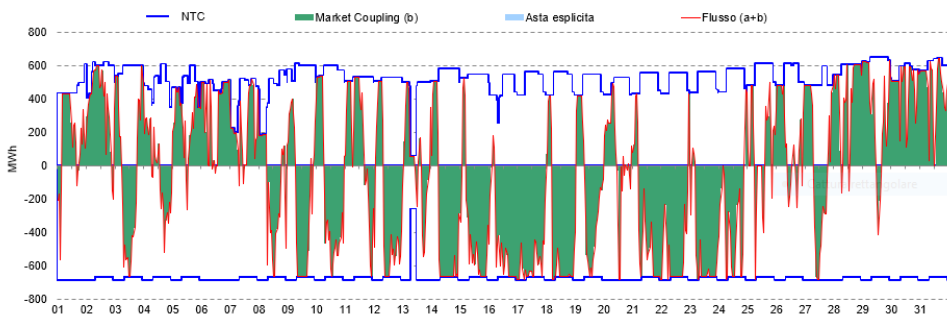


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), in linea con le dinamiche del Pun, dopo tre ribassi mensili, risale a 66,82 €/MWh e torna a segnare un deciso incremento su base annua (+38%) (Grafico 9). Inferiore a 1 €/MWh, per il terzo mese consecutivo, il differenziale negativo con il Pun. Dinamiche simili per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra circa 67 €/MWh di MI1 e MI2

e oltre 74 €/MWh di MI6 (Figura 1 e Grafico 10). Ai massimi da oltre due anni, i volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del MI si attestano a 2,5 TWh (+10% su gennaio 2018): a fronte di una notevole flessione su MI2 (-12%) e di una più lieve riduzione su MI7 (-6%) gli scambi crescono su tutte le sessioni, tra cui in evidenza MI3 (+83%) (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

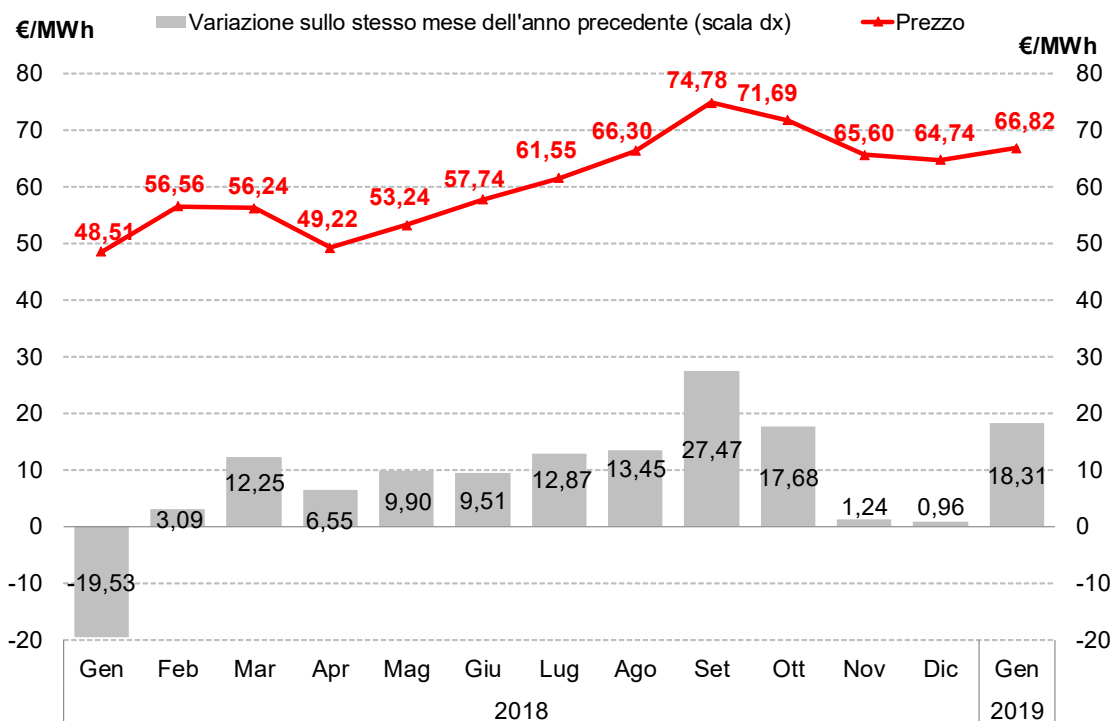
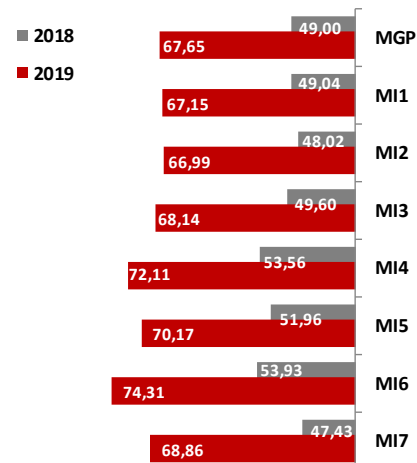


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2019	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>67,65</b>	+38,1%	<b>26.322.853</b>	<b>35.380</b>	+2,7%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>67,15</b> (-0,7%)	+36,9%	<b>1.320.875</b>	<b>1.775</b>	+2,9%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>66,99</b> (-1,0%)	+39,5%	<b>407.071</b>	<b>547</b>	-12,2%
<b>MI3</b> (5-24 h)	<b>68,14</b> (-2,6%)	+37,4%	<b>390.686</b>	<b>630</b>	+83,4%
<b>MI4</b> (9-24 h)	<b>72,11</b> (-0,4%)	+34,6%	<b>92.231</b>	<b>186</b>	+48,6%
<b>MI5</b> (13-24 h)	<b>70,17</b> (-2,3%)	+35,0%	<b>133.844</b>	<b>360</b>	+33,3%
<b>MI6</b> (17-24 h)	<b>74,31</b> (+0,2%)	+37,8%	<b>151.928</b>	<b>613</b>	+2,6%
<b>MI7</b> (21-24 h)	<b>68,86</b> (+0,2%)	+45,2%	<b>41.700</b>	<b>336</b>	-6,4%

Prezzi. €/MWh

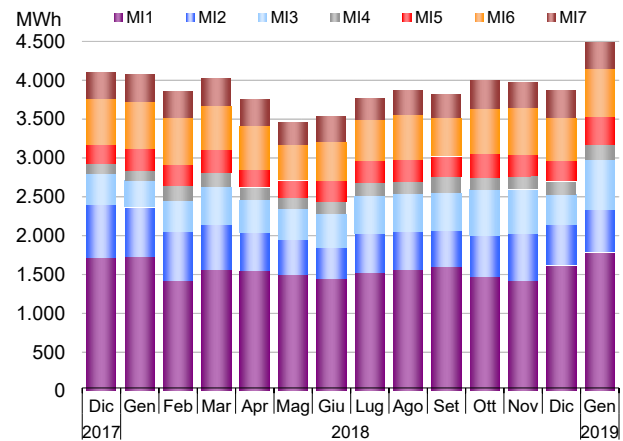
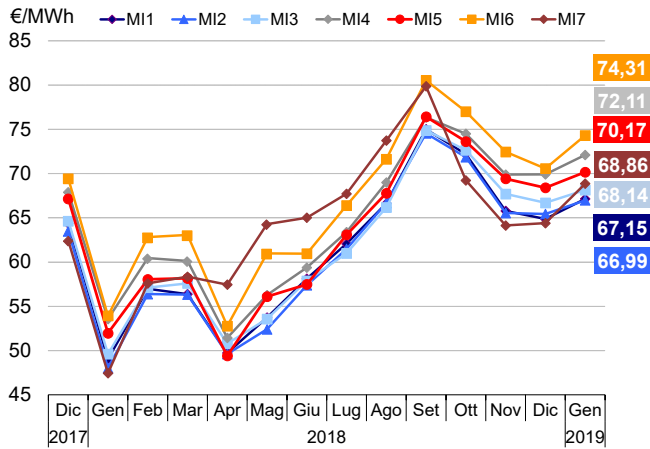


NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore)



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

Fonte: GME



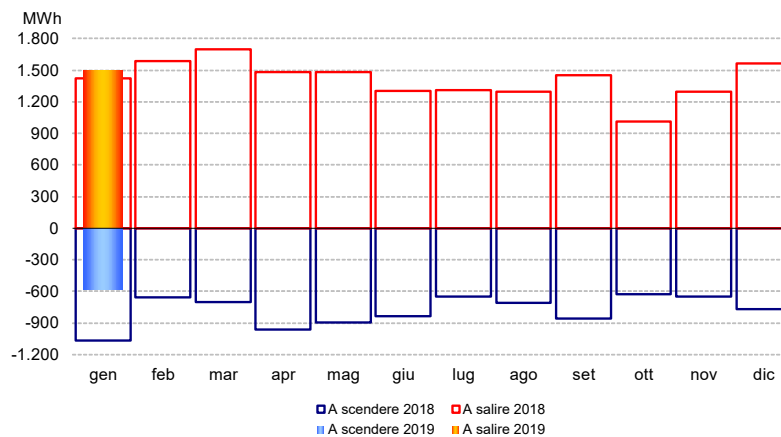
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, pari a 1,1 TWh, registrano un aumento del 5,5% su base annua; ai minimi da oltre un anno, invece, le

vendite di Terna sul mercato a scendere, che scendono a 0,4 TWh, quasi dimezzate rispetto a un anno fa (-44,9%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

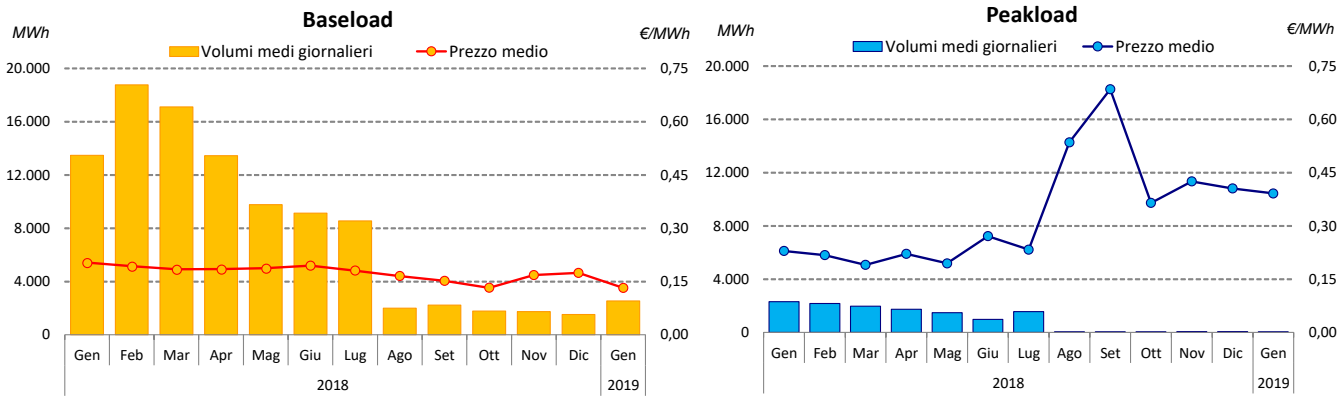
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 119 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo', di cui 107 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload si riporta sul livello minimo di 0,13 €/MWh, già toccato ad ottobre; in flessione su

dicembre, ma in netto aumento annuale il prezzo medio dei prodotti con profilo peakload, pari a 0,39 €/MWh. I volumi complessivamente scambiati su MPEG salgono a 0,8 GWh, mantenendosi tuttavia sui livelli molto bassi della seconda metà del 2018 (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni N°	Prodotti negoziati N°	Prezzo			Volumi	
			Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	107	31/31	0,13	0,08	0,54	78.792	2.542
Peakload	12	12/23	0,39	0,23	1,03	564	47
<b>Totale</b>	<b>119</b>					<b>79.356</b>	



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 19 negoziazioni, per complessivi 96,8 GWh, tutte relative a prodotti mensili e trimestrali baseload. Pertanto la posizione aperta complessiva sale 682 GWh, in aumento del 3% su dicembre 2018. Prezzi di controllo in diffuso calo, ad eccezione dei due prodotti

relativi al I trimestre 2020. Il prodotto Febbraio 2018 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 63,95 €/MWh sul baseload (57,00 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 76,06 €/MWh sul peakload (66,38 €/MWh), ed una posizione aperta di 77 GWh totali (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a Gennaio

Fonte: GME

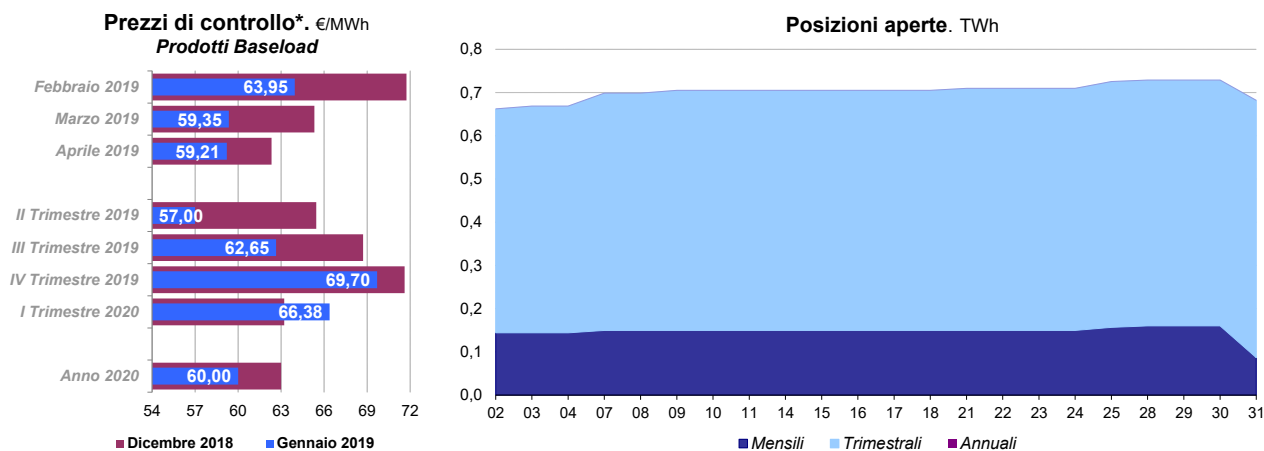
PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2019	63,95	-10,9%	3	13	-	13	-	112	75.264
Marzo 2019	59,35	-9,1%	3	15	-	15	-	114	84.702
Aprile 2019	59,21	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2019	57,70	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	57,00	-12,9%	5	14	-	14	-	103	224.952
III Trimestre 2019	62,65	-8,8%	7	19	-	19	533,3%	94	207.552
IV Trimestre 2019	69,70	-2,7%	1	2	-	2	-	65	143.585
I Trimestre 2020	66,38	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	60,00	-4,8%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>19</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>63</b>			<b>660.791</b>
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Febbraio 2019	76,06	-8,1%	-	-	-	-	-	8	1.920
Marzo 2019	69,68	-6,3%	-	-	-	-	-	8	2.016
Aprile 2019	63,38	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2019	62,92	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	63,05	-11,1%	-	-	-	-	-	8	6.240
III Trimestre 2019	68,18	-6,3%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2019	77,92	-2,7%	-	-	-	-	-	8	6.336
I Trimestre 2020	75,71	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	66,32	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>20.928</b>
<b>TOTALE</b>			<b>19</b>	<b>63</b>	<b>-</b>	<b>63</b>			<b>681.719</b>

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

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

Grafico 12: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2019, alla quarta flessione annuale consecutiva, si portano ai minimi da giugno 2017, pari a 24,2 TWh (-6,8% su un anno fa); torna in calo anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 13,7 TWh (-3,0%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, pari a 1,77, si mantiene sui livelli più bassi dell'ultimo anno e mezzo (Grafico 13).

In riduzione anche i programmi registrati nei conti in immissione (6,7 TWh, -2,9%) e nei conti in prelievo (10,8 TWh, -2,5%), e i relativi sbilanciamenti a programma, pari rispettivamente a 6,9 TWh (-3,1%) ed a 2,9 TWh (-5,0%).

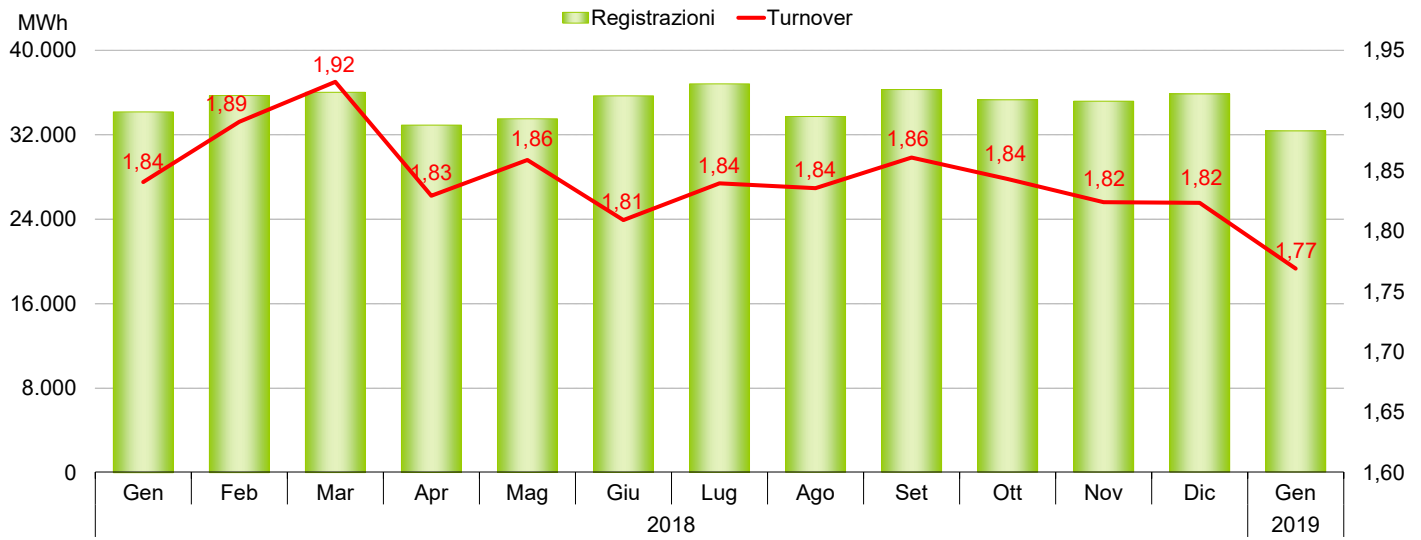
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a Gennaio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.011.865	+18,5%	29,0%	Richiesti	9.969.457	+12,1%	100,0%	10.833.929	-3,2%	100,0%
Off Peak	82.788	+46,6%	0,3%	di cui con indicazione di prezzo	5.690.559	+47,4%	57,1%	279	-96,8%	0,0%
Peak	171.124	-0,7%	0,7%	Rifiutati	3.227.538	+65,5%	32,4%	16.296	-82,4%	0,2%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.225.843	+65,5%	32,4%	-	-	-
Totale Standard	7.265.777	+18,2%	30,0%	<b>Registrati</b>	<b>6.741.919</b>	-2,9%	<b>67,6%</b>	<b>10.817.633</b>	-2,5%	<b>99,8%</b>
Totale Non standard	16.765.650	-13,0%	69,3%	di cui con indicazione di prezzo	2.464.717	+28,9%	24,7%	279	-96,8%	0,0%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>24.031.427</b>	<b>-5,5%</b>	<b>99,4%</b>	<b>Sbilanciamenti a programma</b>	<b>6.934.160</b>	<b>-3,1%</b>		<b>2.858.446</b>	<b>-5,0%</b>	
<b>MTE</b>	<b>75.864</b>	<b>-32,2%</b>	<b>0,3%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>4.075.714</b>	<b>-1,7%</b>	
<b>MPEG</b>	<b>79.356</b>	<b>-81,1%</b>	<b>0,3%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>24.186.647</b>	<b>-6,8%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.676.079</b>	<b>-3,0%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel primo mese del 2019 i consumi di gas naturale in Italia tornano a segnare un'importante crescita tendenziale (+20%) e si portano sui livelli più alti degli ultimi due anni. Dinamiche rialziste si osservano, in particolare, nei settori civile e termoelettrico, favorite da temperature più rigide registrate in Italia ed oltralpe rispetto allo scorso anno. In lieve controtendenza, invece, i consumi del settore industriale (-0,4%). Sul lato dell'offerta, in aumento le importazioni di gas naturale (+23%), sia tramite gasdotto che dai terminali di rigassificazione, mentre la produzione nazionale si conferma in flessione (-7%). In netta ripresa le erogazioni dagli stoccaggi che salgono del 18%, con la giacenza a fine mese in calo

del 5% rispetto al 2018. Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi scambiati si confermano su livelli elevati (6,7 TWh), trainati dagli scambi sui due mercati title che aggiornano, per il secondo mese consecutivo, il loro massimo storico. In aumento su tali mercati anche i prezzi, saliti intorno ai 24 €/MWh, in linea con le dinamiche delle quotazioni al PSV (23,96 €/MWh) e dei principali riferimenti europei. Sviluppi ribassisti, invece, per il mercato del gas in stoccaggio, sia in termini di prezzi (23 €/MWh) che di volumi. Si confermano, infine, i segnali di attività sul mercato a termine del gas (MT-Gas), le cui contrattazioni risultano tuttavia in calo rispetto ai due mesi precedenti.

## IL CONTESTO

A gennaio i consumi di gas naturale in Italia invertono il trend ribassista che ha caratterizzato l'ultimo trimestre del 2018 e salgono ai massimi da febbraio 2017, pari a 10.541 milioni di mc, in aumento del 20% su base annua. In un mese caratterizzato da un clima più rigido rispetto allo scorso gennaio, la crescita è sostenuta dai consumi del settore termoelettrico, favoriti dall'aumento degli acquisti di energia elettrica (+3%) e dal calo delle importazioni dalla frontiera settentrionale (-29%), e da quelli del settore civile, rispettivamente ai massimi da dicembre 2017 (2.580 milioni di mc, +21%) e da febbraio dello stesso anno (6.317 milioni di mc, +22%). Si attenua sensibilmente, invece, la tendenza ribassista dei consumi del settore industriale che si attestano su livelli apprezzabili, pari a 1.283 milioni di mc (-0,4%).

L'aumento della domanda è stato bilanciato, lato offerta, da maggiori importazioni di gas naturale, mai così elevate negli ultimi dodici mesi (6.599 milioni di mc, +23%), che hanno

rappresentato il 63% del totale approvvigionato (+2 p.p. rispetto al 2018), e da crescenti erogazioni dagli stoccaggi, pari a 3.524 milioni di mc (+18%). Si conferma in flessione su base annua la produzione nazionale su livelli in linea con i mesi scorsi (-7%). L'analisi dei flussi per punti di entrata tramite gasdotto mostra una ripresa concentrata a Tarvisio (2.756 milioni di mc, +65%) ed a Gela (426 milioni di mc, +36%), su cui transita complessivamente quasi il 50% del gas naturale importato; in calo, invece, l'import dall'Algeria (-18%) e dal Nord Europa a Passo Gries (-4%). Dinamiche rialziste si registrano per le importazioni tramite i terminali GNL, tra cui Cavarzere, il più liquido, risulta in crescita del 18% (668 milioni di mc). Relativamente agli stoccaggi, nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale ammontava a 5.313 milioni di mc, in flessione rispetto al 31 gennaio del 2018 (-4,8%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta così al 40%, anch'esso in calo su base annua (-2,5 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>6.599</b>	<b>69,8</b>	<b>+23,4%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.731	18,3	-17,7%
Tarvisio	2.756	29,2	+64,5%
Passo Gries	659	7,0	-4,1%
Gela	426	4,5	+35,5%
Gorizia	0	0,0	-
Panigaglia (GNL)	115	1,2	+21650,6%
Cavarzere (GNL)	668	7,1	+18,2%
Livorno (GNL)	243	2,6	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>418</b>	<b>4,4</b>	<b>-7,1%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>3.524</b>	<b>37,3</b>	<b>+17,5%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>10.541</b>	<b>111,6</b>	<b>+19,8%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.283	13,6	-0,4%
Termoelettrico	2.580	27,3	+21,4%
Reti di distribuzione	6.317	66,9	+22,2%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	361	3,8	+71,1%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>10.541</b>	<b>111,6</b>	<b>+19,8%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>10.541</b>	<b>111,6</b>	<b>+19,8%</b>

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

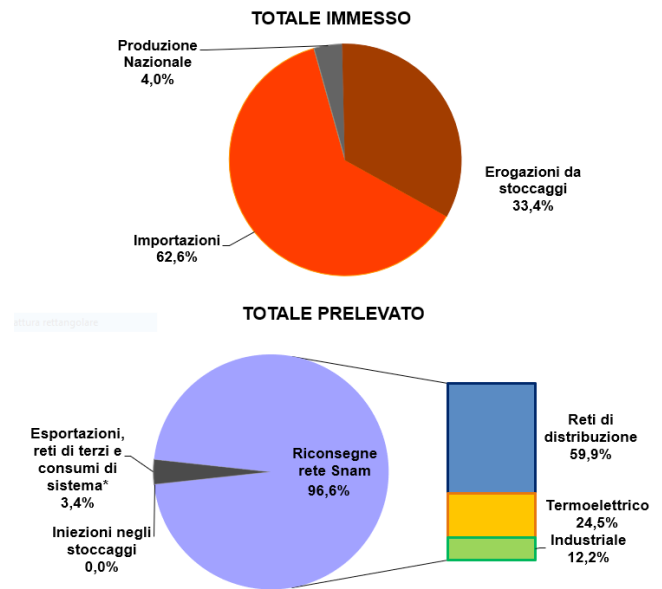
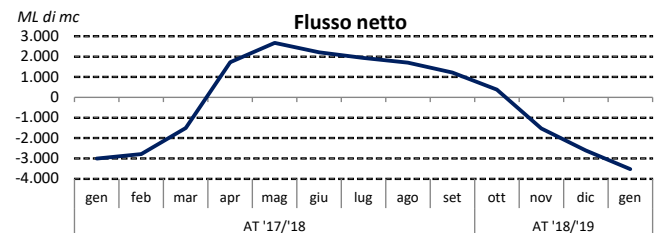
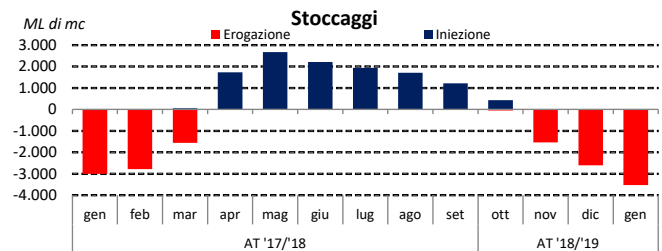
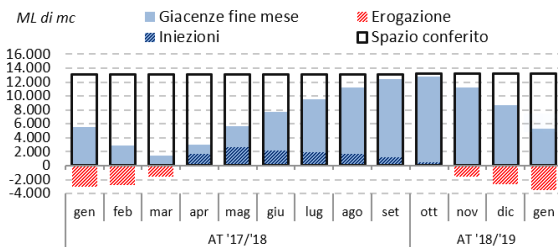


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/01/2019)</b>	<b>5.313</b>	<b>-4,8%</b>
Erogazione (flusso out)	3.524	+17,5%
Iniezione (flusso in)	-	-
<b>Flusso netto</b>	<b>3.524</b>	<b>+17,5%</b>
Spazio conferito	13.201	+1,2%
Giacenza/Spazio conferito	40,3%	-2,5 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) scende sotto i 24 €/MWh, pur mantenendo un incremento su base annua di oltre 4 €/MWh (23,96 €/MWh, +20%). Meno intensa la crescita tendenziale delle principali

quotazioni europee, tra le quali quella al TTF si attesta a 21,46 €/MWh (+15%), riportando dopo cinque mesi il differenziale con il riferimento italiano largamente sopra i 2 €/MWh (+0,10 €/MWh su gennaio 2018, +0,54 €/MWh su dicembre).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) a gennaio salgono a 6,7 TWh, livello secondo solo al massimo storico registrato a dicembre 2018, risultando più che raddoppiati rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In un contesto di elevata domanda di gas naturale, la crescita dei volumi su MP-GAS mantiene la quota sul totale consumato in ripresa di oltre 3 p.p. su base annua, seppure lievemente più bassa rispetto ai mesi precedenti (6% contro il 7% dell'ultimo trimestre 2018).

La ripresa su MP-GAS è stata sostenuta dai volumi negoziati sui due mercati title, entrambi su valori record per il secondo mese consecutivo. MGP-Gas, ad un anno dall'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1, rappresenta ormai il secondo mercato in termini di liquidità, con 1,9 TWh scambiati, pari al 29% del totale negoziato a pronti (erano 0,4 TWh a gennaio 2018).

Anche gli scambi su MI-Gas, pari a circa il 60 % del totale, risultano quasi triplicati rispetto all'anno precedente (3,9 TWh contro 1,4 TWh) per effetto sia delle maggiori movimentazioni del RdB (1,9 TWh), di cui quasi il 90% in acquisto, sia dei crescenti scambi tra operatori che si attestano al massimo storico di 2,1 TWh, più che triplicati rispetto a gennaio dello scorso anno. Dinamiche ribassiste, invece, per gli scambi registrati su MGS che scendono sui livelli più bassi da oltre un anno, pari a 0,8 TWh (-13%).

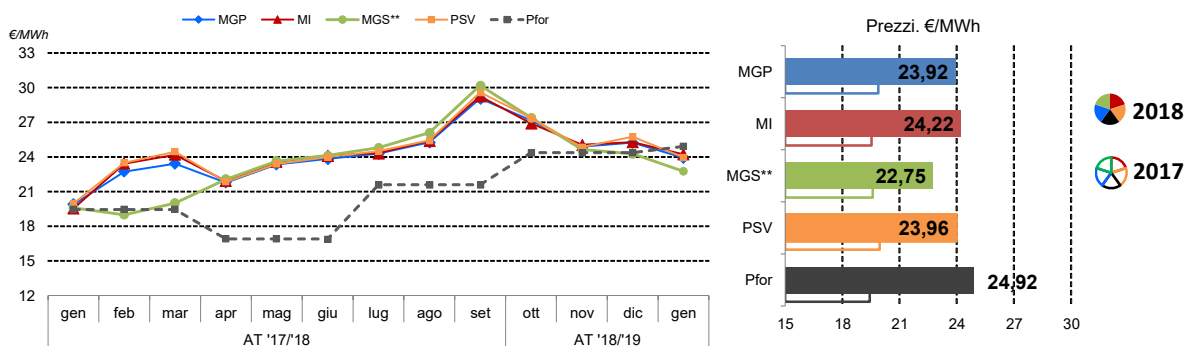
I prezzi registrati sui due mercati title si attestano intorno ai 24 €/MWh, in aumento di oltre il 20% su base annua, in linea con gli sviluppi del PSV. Diversamente da quest'ultimo, invece, le quotazioni su MGS si confermano per la quarta volta consecutiva in calo sul mese precedente e su livelli distintamente più bassi degli altri mercati, pari a 22,75 €/MWh.

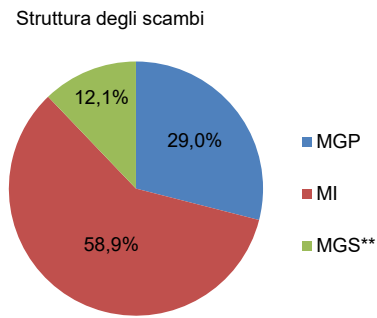
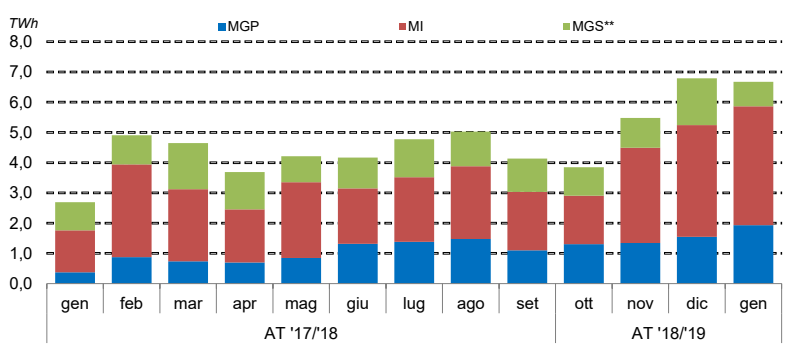
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MP-GAS</b>					
MGP	23,92 (19,88)	22,25	25,70	1.934.448	(375.683)
MI	24,22 (19,53)	21,00	28,00	3.930.240	(1.384.044)
MGS**	22,75 (19,59)	21,40	23,43	810.598	(933.325)
Stogit	22,75 (19,59)	21,40	23,43	810.598	(933.325)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





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

In calo i volumi registrati su MGS per l'impresa di stoccaggio Stogit, unica operativa, indotto sia da minori scambi tra operatori, pari a 356 GWh (-17%), con una quota del 44% sul totale scambiato (-2 p.p.), che da

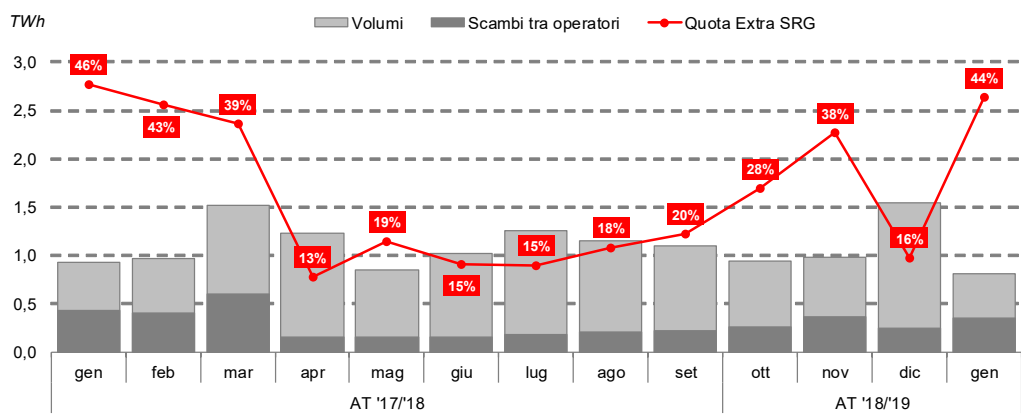
ridotte movimentazioni di SRG ai fini del Bilanciamento su entrambi i lati (-17% in acquisto, -54% in vendita), solo in parte compensate dall'incremento delle vendite con finalità Neutralità e Altro.

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

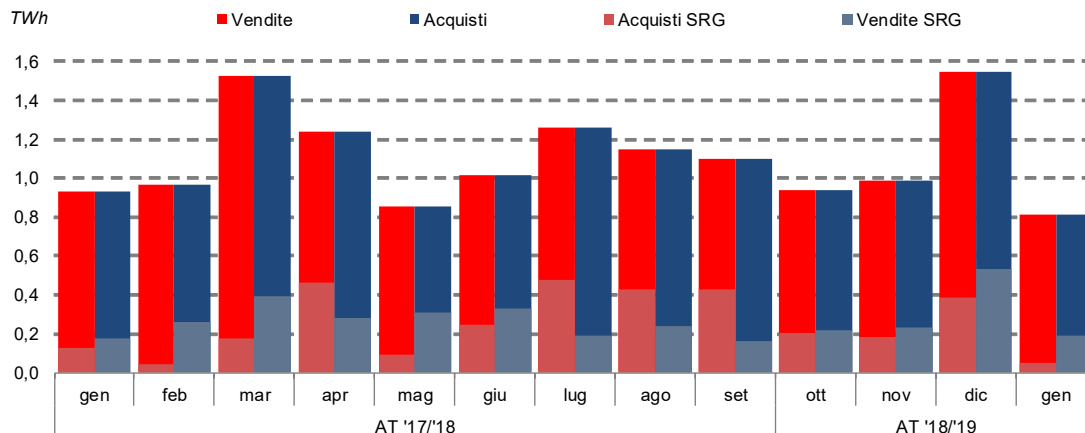
Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)	MWh	(MWh)
<b>Totale</b>	<b>810.598</b>	(933.325)	<b>810.598</b>	(933.325)	-	(-)	-	(-)
SRG	100.740	(117.055)	360.740	(331.243)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	92.740	(111.555)	153.493	(331.243)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	8.000	(5.500)	207.246	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	709.858	(816.271)	449.859	(602.082)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente







Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a gennaio sono stati scambiati 151 GWh, in calo del 16% rispetto al mese precedente; le transazioni hanno interessato esclusivamente i prodotti mensili, ed in particolare M-2019-04 (84 GWh, 53% del totale). Il prodotto M-2019-02 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo

pari a 24,83 €/MWh, in calo rispetto all'ultimo riferimento di dicembre (-1,5%). Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 197 GWh, in aumento del 20% rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo prevalentemente in ribasso sui restanti prodotti negoziabili, con particolare evidenza per il mensile M-2019-03 (-15%).

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato				OTC				Totale		Posizioni aperte**	
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %		
BoM-2019-01	-	-	25,00	0,0%	-	-	-	-	-	-	2.976	5.952
BoM-2019-02	-	-	24,88	-	-	-	-	-	-	-	1.944	52.488
M-2019-02	23,50	25,00	24,83	-1,5%	3	8.736	-	-	8.736	-81,7%	1.944	54.432
M-2019-03	21,55	23,35	21,64	-15,0%	14	61.752	-	-	61.752	+730,0%	1.896	58.776
M-2019-04	21,60	22,55	21,60	-6,7%	21	80.640	-	-	80.640	-	2.520	75.600
M-2019-05	-	-	20,68	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	21,89	-9,4%	-	-	-	-	-	-100,0%	120	10.920
Q-2019-03	-	-	22,33	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-04	-	-	23,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2020-01	-	-	23,90	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2019	-	-	24,99	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	21,82	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>38</b>	<b>151.128</b>			<b>151.128</b>		<b>6.480</b>	<b>197.784</b>

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

Per quanto riguarda il comparto Royalties della Piattaforma Gas (P-GAS), a gennaio, ultimo mese di contrattazione, sono stati scambiati 444 GWh, riferiti al periodo di consegna Marzo 2019, ad

un prezzo medio di 22,41 €/MWh, superiore al corrispondente valore di riferimento su MT-Gas, ma lievemente inferiore alla quotazione media a termine al PSV per lo stesso mese (22,86 €/MWh).

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Lieve ripresa delle quotazioni del petrolio e dei suoi derivati, dopo tre ribassi consecutivi, ma su valori ancora inferiori al 2018. Confermato il trend ribassista in atto dalla seconda parte

del 2018 per il carbone e per il gas, mentre crescono i prezzi dell'energia elettrica, con aumenti su base annua più intensi nei paesi dell'Europa centro-settentrionale.

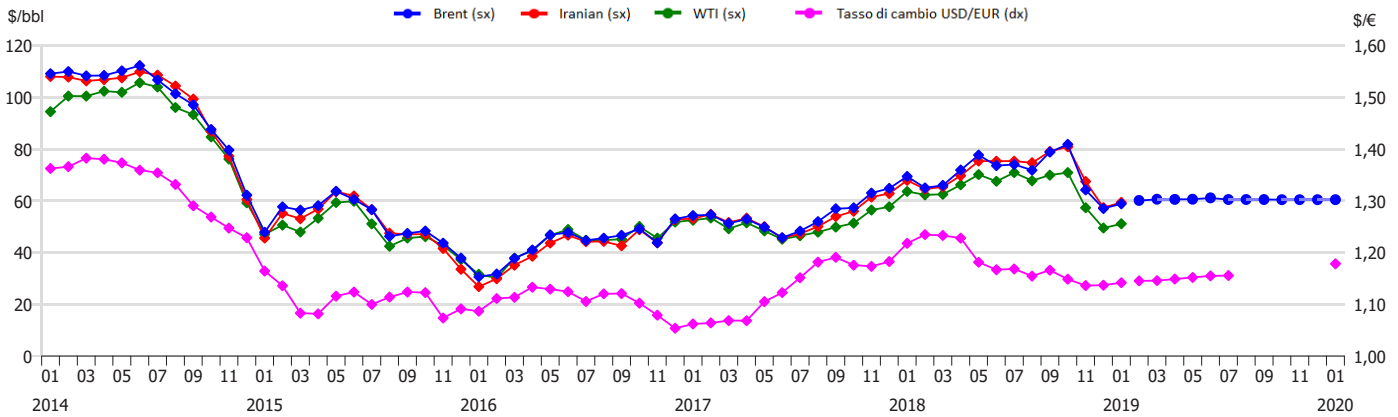
A gennaio si arresta il calo delle quotazioni del greggio e dei suoi derivati in atto da ottobre: il petrolio si attesta, infatti, a 58,86 \$/bbl (+3% rispetto a dicembre), guidando la lieve ripresa anche dei suoi derivati (olio combustibile: 347,11 \$/MT, +5%; gasolio: 546,65 \$/MT, +3%). A fronte di questi modesti incrementi congiunturali, tuttavia, il livello dei prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi si mantiene inferiore al 2018, mostrando variazioni negative su base annua, comprese tra -5% dell'olio e -15% del petrolio. Le aspettative future seguono le indicazioni derivanti dai mercati a pronti, prospettando su tutti gli orizzonti temporali

quotazioni lievemente superiori agli attuali valori spot. Rispetto a dicembre, risulta invece in calo il carbone, sia su base mensile (82,37 \$/MT, -6%) che annuale (-14%), consolidando un trend in corso da metà 2018 che le attese dei mercati a termine tendono ulteriormente a confermare nel breve periodo. In corrispondenza di un tasso di cambio a 1,14 \$/€, stabile su base mensile, ma in calo deciso rispetto al 2018 (-6%), le conversioni in euro dei prezzi confermano le variazioni congiunturali osservate sulle commodities, riducendone però in generale l'intensità su base annua.

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

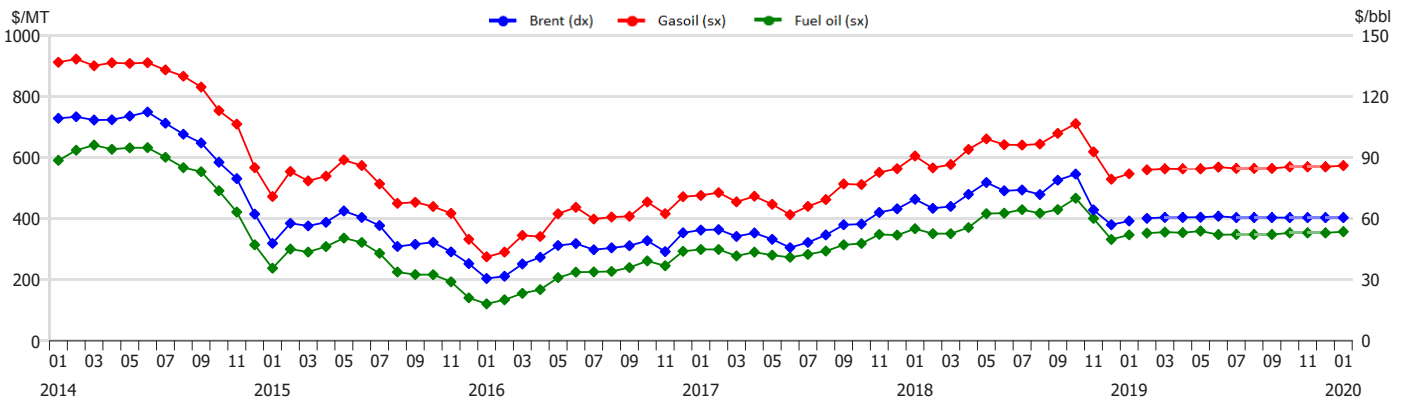
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Gen 19	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 19	Var M-1 (%)	Mar 19	Var M-1 (%)	Apr 19	Var M-1 (%)	2020	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	58,86	+ 3 %	- 15 %	54,16	60,57	+ 5 %	60,69	+ 5 %	60,57	-	60,41	+ 3 %
	€/bbl	51,55	+ 3 %	- 10 %	-	52,92	-	52,89	-	52,64	-	51,26	-
OLIO COMB.	\$/MT	347,11	+ 5 %	- 5 %	294,50	357,95	+ 6 %	354,72	+ 6 %	353,05	-	350,41	+ 4 %
	€/MT	303,98	+ 4 %	+ 1 %	-	312,71	-	309,14	-	306,85	-	297,32	-
GASOLIO	\$/MT	546,55	+ 3 %	- 10 %	510,75	564,04	+ 4 %	563,00	+ 4 %	562,86	-	572,32	+ 4 %
	€/MT	478,65	+ 3 %	- 4 %	-	492,76	-	490,66	-	489,20	-	485,61	-
CARBONE	\$/MT	82,37	- 6 %	- 14 %	86,25	80,74	- 8 %	81,98	- 6 %	81,82	-	83,52	- 5 %
	€/MT	72,13	- 6 %	- 8 %	-	70,53	-	71,44	-	71,11	-	70,87	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,14	+ 0 %	- 6 %	-	1,14	+ 0 %	1,15	+ 0 %	1,15	-	1,18	+ 0 %

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



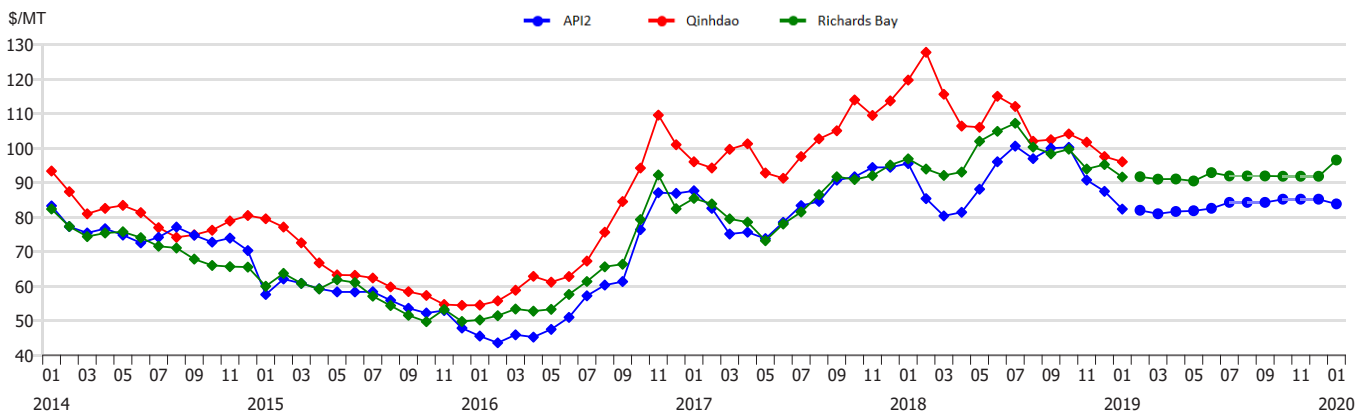
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



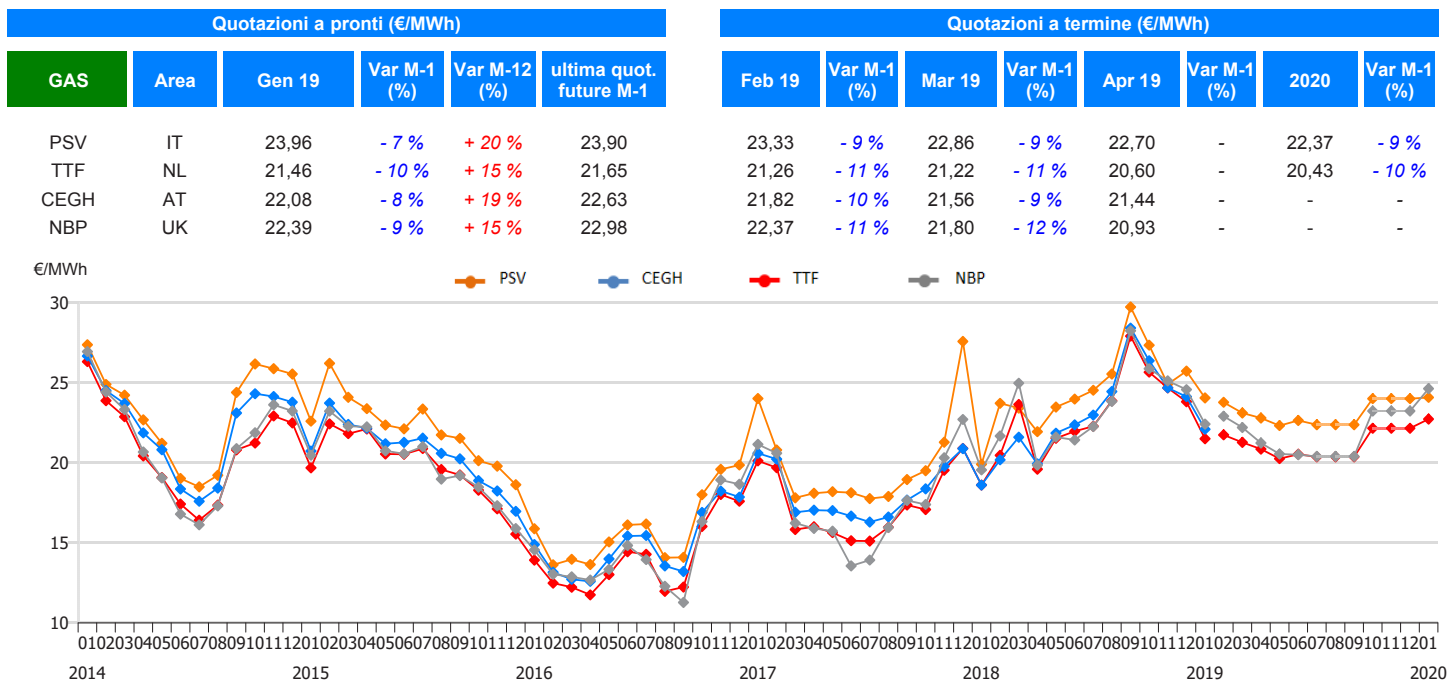
Fonte: Thomson-Reuters

In merito al gas naturale, a gennaio si conferma il trend ribassista in atto da settembre, pur in presenza di quotazioni ancora più alte rispetto al medesimo periodo del 2018. Il PSV si attesta a 23,96 €/MWh (-7% rispetto a dicembre, +20% rispetto al 2018), mentre il TTF mostra un calo più deciso

a 21,46 €/MWh (-10%, +15%), portando lo spread tra i due prezzi a 2,50 €/MWh (+0,54 €/MWh su dicembre). I mercati a termine confermano il trend ribassista, con quotazioni ovunque in significativo calo rispetto alle indicazioni di gennaio.

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

Fonte: Thomson-Reuters



Nell'ambito dei mercati elettrici, le quotazioni mostrano un andamento sostanzialmente omogeneo, con rialzi su tutte le borse europee, sia su base congiunturale sia, soprattutto, su base tendenziale.

L'Italia si conferma su livelli superiori (67,65 €/MWh), sebbene caratterizzata da variazioni più contenute rispetto a quelle osservate nel Centro-Nord Europa, in particolare per la Francia,

che si attesta a 61,16 €/MWh, valore tra i più alti dal 2009 per il mese di gennaio, portando il suo differenziale con il limitrofo prezzo italiano a 6,49 €/MWh (-4 €/MWh). In crescita anche la Germania e l'Area scandinava, rispettivamente a 49,39 €/MWh e a 53,78 €/MWh. Invertendo le indicazioni fornite dallo spot, le quotazioni futures mostrano, infine, aspettative in calo rispetto a gennaio su tutti i principali riferimenti europei.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Gen 19	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Feb 19	Var M-1 (%)	Mar 19	Var M-1 (%)	Apr 19	Var M-1 (%)	2020	Var M-1 (%)
ITALIA	67,65	+ 4 %	+ 38 %	-	67,94	- 5 %	62,73	- 6 %	59,62	-	60,28	- 3 %
FRANCIA	61,16	+ 11 %	+ 75 %	72,59	65,96	- 14 %	54,55	- 7 %	50,40	-	52,91	-
GERMANIA	49,39	+ 3 %	+ 68 %	59,25	57,90	- 7 %	50,64	- 4 %	48,30	-	49,67	-
AREA SCANDINAVA	53,78	+ 4 %	+ 63 %	56,80	58,02	-	54,61	-	52,65	-	38,68	-
SPAGNA	61,99	+ 0 %	+ 24 %	63,98	60,68	- 5 %	54,39	- 6 %	52,82	-	55,93	-
AUSTRIA*	56,01	- 1 %	n.d.	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	62,33	+ 8 %	+ 42 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

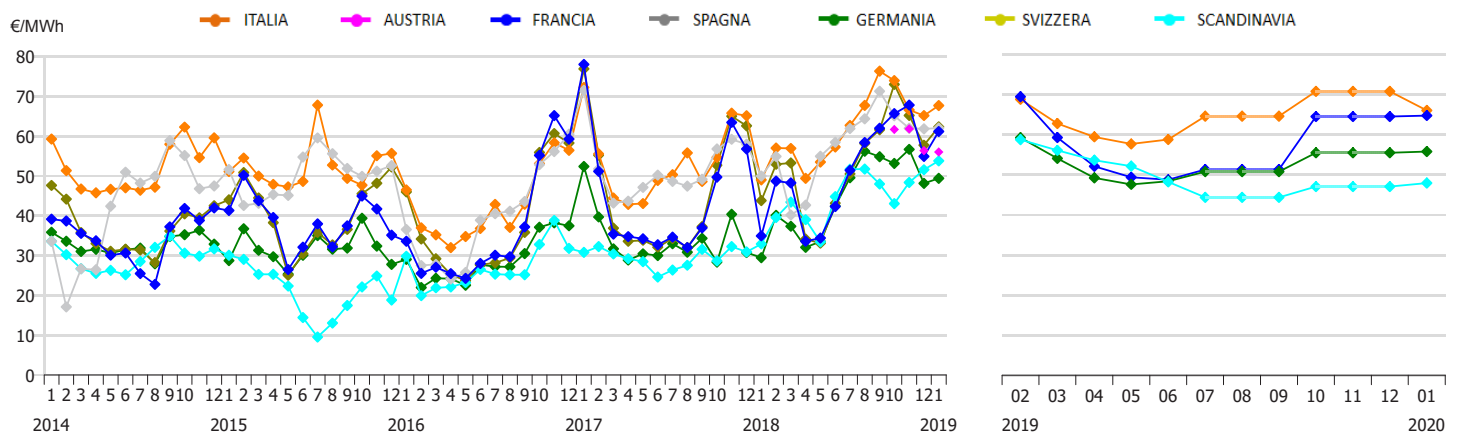
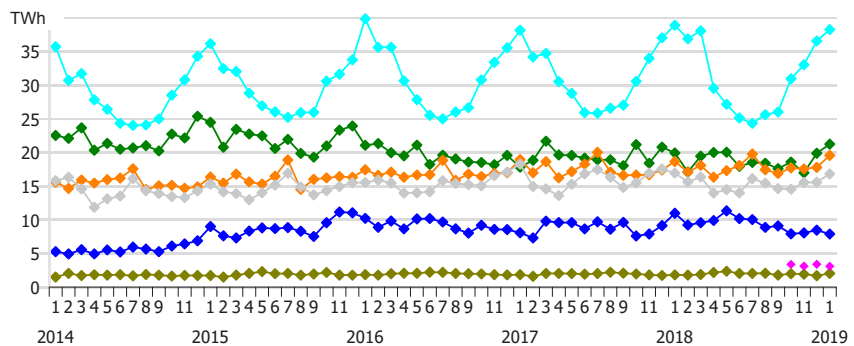


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Gen 19	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	19,6	+ 10 %	+ 5 %
FRANCIA	7,9	- 7 %	- 28 %
GERMANIA	21,3	+ 7 %	+ 7 %
AREA SCANDINAVA	38,3	+ 5 %	- 2 %
SPAGNA	16,8	+ 8 %	- 1 %
AUSTRIA*	3,1	- 9 %	n.d.
SVIZZERA	2,0	+ 20 %	+ 12 %



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

In merito alle contrattazioni registrate su base spot, l'Area scandinava si conferma quella caratterizzata dai maggiori volumi, in un mese in cui le variazioni tendenziali più significative si

osservano in Italia (19,6 TWh) e Germania (21,3 TWh), in crescita rispettivamente del 5% e del 7%, e in Francia (7,9 TWh), risultata invece in calo del 28%.

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ A gennaio sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio continua a mostrare una sostanziale stabilità rispetto ai mesi precedenti, appena sotto i 260 €/tep, lasciando pressoché invariato anche il differenziale con la stima del contributo tariffario. In lieve calo il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che allarga lo spread con il corrispondente livello di mercato a 32 €/tep, massimo da luglio. In ripresa gli scambi sul mercato (+64%), con la liquidità che si riporta a ridosso del 50%, anche per effetto di un arretramento delle negoziazioni bilaterali (-16%); in flessione sul mese precedente i volumi destinati al trading

(-12%), con una quota che cede circa 3 punti percentuali. Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) i prezzi medi registrano un repentino calo, scendendo ai minimi dalla scorso maggio (0,79 €/MWh) e risultando inferiori dopo oltre un anno anche alle quotazioni bilaterali (0,85 €/MWh). Dinamiche rialziste, invece, per i volumi scambiati sia sul mercato, ai massimi degli ultimi dieci mesi, che sulla piattaforma bilaterale. Si riducono rispetto all'ultima sessione, invece, i volumi assegnati tramite asta del GSE, in corrispondenza di un prezzo medio, anch'esso in controtendenza, a 1,45 €/MWh.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato si conferma per il settimo mese consecutivo prossimo ai 260 €/tep, mostrando ancora oscillazioni poco significative (-0,2%) ed un differenziale di oltre 10 €/tep rispetto al valore del contributo tariffario stimato (248 €/tep). In lieve calo il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, pari a 227,82 €/tep (-1%), che tuttavia spinge lo spread con il riferimento del mercato a 32 €/tep, massimo da luglio dello scorso anno. Tuttavia, la differenza tra le due quotazioni si dimezza se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, pari al 93% dei volumi bilaterali. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (257,00-259,98 €/tep) sale al 28%, in aumento di

11 p.p. rispetto al mese precedente. In termini di volumi, dinamiche rialziste rispetto a dicembre per gli scambi su MTEE, saliti a 287 mila tep (+64%), con la liquidità che si riporta al 49%, dopo i livelli molto bassi dei due mesi precedenti. Segno negativo, invece, per i volumi destinati al trading che flettono del 12%, con una quota anch'essa in calo al 4%. In calo, inoltre, i volumi scambiati tramite piattaforma bilaterale, pari a 299 mila tep (-16%), al secondo ribasso consecutivo dopo il livello molto elevato raggiunto a novembre (432 mila tep).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine gennaio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 56.800.660 tep, in aumento di 597.117 tep rispetto a fine 2018; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 3.574.700 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi scambiati		Controvalore		Trading					
	Medio		Minimo	Massimo					Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	259,59	-0,2%	257,00	259,98	286.854	+64,3%	74,46	+64,1%	11.437	-11,6%	4,0%	-3,4 p.p.	6	+1
Bilaterali	227,82	-1,1%	0,00	261,35	298.612	-15,6%	68,03	-16,6%						
con prezzo >1	245,09	-0,9%	88,50	261,35	277.537	-15,9%	68,02	-16,6%						
Totale	243,39	+1,3%	0,00	261,35	585.466	+10,8%	142,49	+12,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

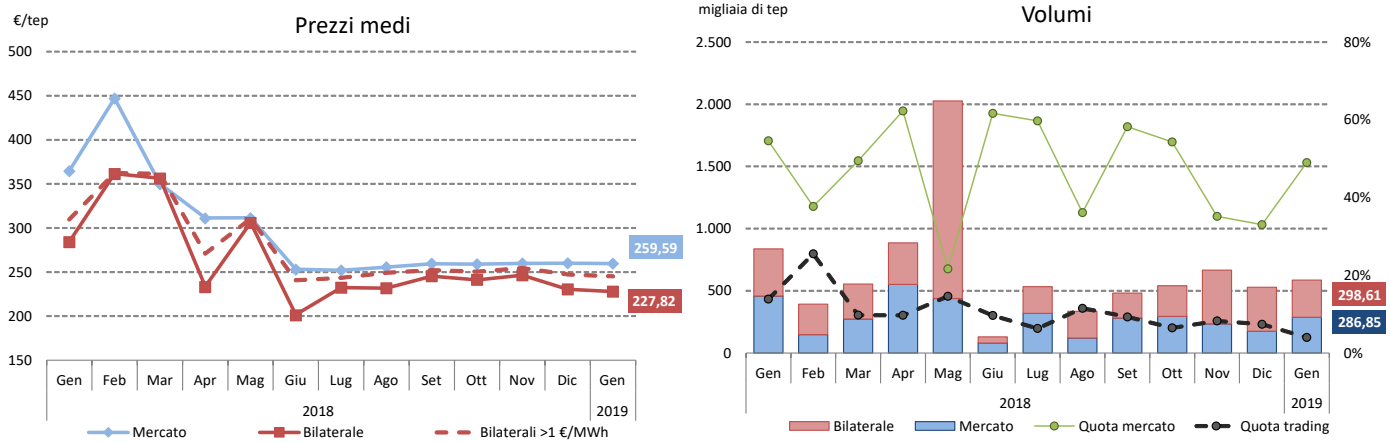


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	MTEE		PBTEE		Prezzo medio rilevante €/tep	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato* €/tep	Titoli disponibili** tep	Titoli emessi** tep
	Sessioni N°	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Titoli scambiati tep		tep	% su scambi			
01 giugno - 28 settembre 2018	6	255,24	799.550	679.210	258,27	401.228	50,2%	257,49		
29 settembre - Gennaio 2019	16	259,50	989.572	1.331.642	228,84	65.870	4,9%	241,91		
<b>Totale</b>	<b>22</b> (+4)	<b>257,60</b> (+0,1%)	<b>1.789.122</b> (+19,1%)	<b>2.010.852</b> (+17,4%)				<b>247,97</b> (-0,4%)	3.574.700 (+597.117)	56.800.660 (+597.117)

\*Tale valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'ARERA all'art. 4.1 della delibera 487/2018/R/EFR. Il GME, pertanto, 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.

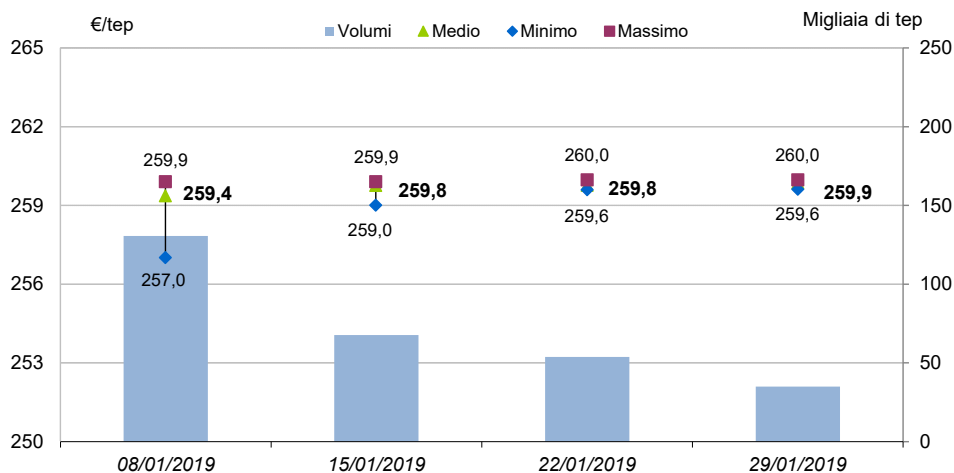
\*\*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.  
( ) tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra la sostanziale stabilità delle quotazioni sia tra le sessioni che infrasezione, con una crescita dei volumi concentrata nella prima sessione del nuovo anno, in corrispondenza della trimestrale emissione di titoli programmata dal GSE.

In particolare tale sessione si caratterizza per scambi ai massimi da metà settembre (131 mila tep), un numero di transazioni quasi doppie rispetto alle restanti sedute e uno spread tra il prezzo minimo e massimo sui livelli più alti degli ultimi quattro mesi.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Nella prima sessione del 2019 il prezzo medio sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, scende repentinamente rispetto all'ultima quotazione del 2018 e segna il prezzo più basso dall'avvio del nuovo periodo di contrattazione, pari a 0,79 €/MWh (-39%). La flessione appare diffusa nelle diverse tipologie, tra le quali spicca quella Solare, caratterizzata dalla quotazione più bassa (0,70 €/MWh) e dalla riduzione più intensa (-43%). Il riferimento del mercato risulta inferiore anche al corrispondente valore della Piattaforma Bilaterale, pure in calo a 0,85 €/MWh (-12%), come non succedeva dall'agosto del 2017. Gli scambi sul mercato organizzato,

al secondo consistente aumento consecutivo, salgono sui livelli più alti del nuovo periodo di contrattazione, pari a 581 GWh (+54%), mostrando tuttavia una ridotta liquidità (6%), in presenza di un più importante incremento delle negoziazioni bilaterali, anch'esse ai massimi per lo stesso periodo di riferimento (9.453 GWh, +300%).

Dinamiche discordanti, invece, sia in termini di prezzi che di volumi, per le assegnazioni tramite aste del GSE con quotazioni in lieve aumento a 1,45 €/MWh (+3%), oltre 0,60 €/MWh più alte del prezzo MGO, e quantità in flessione a 3.129 GWh (-36%).

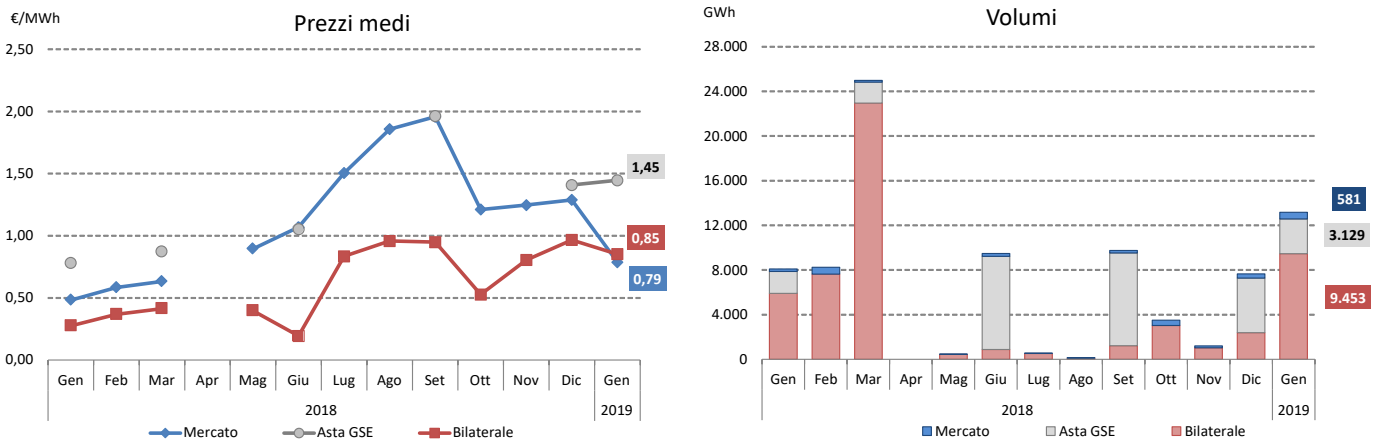
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,79	-38,9%	0,45	0,95	580.737	+54,0%	457.373	-5,9%
Bilaterali con prezzo >0	0,85	-11,8%	0,00	2,10	9.453.166	+296,3%	8.053.435	+249,5%
	0,97	-1,3%	0,04	2,10	8.286.411	+254,1%	8.053.435	+249,5%
Totale	0,85	-16,0%	0,00	2,10	10.033.903	+263,2%	8.510.808	+205,0%
Asta GSE	1,45	+2,7%	1,00	1,66	3.128.988	-36,0%	4.524.087	-34,3%

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



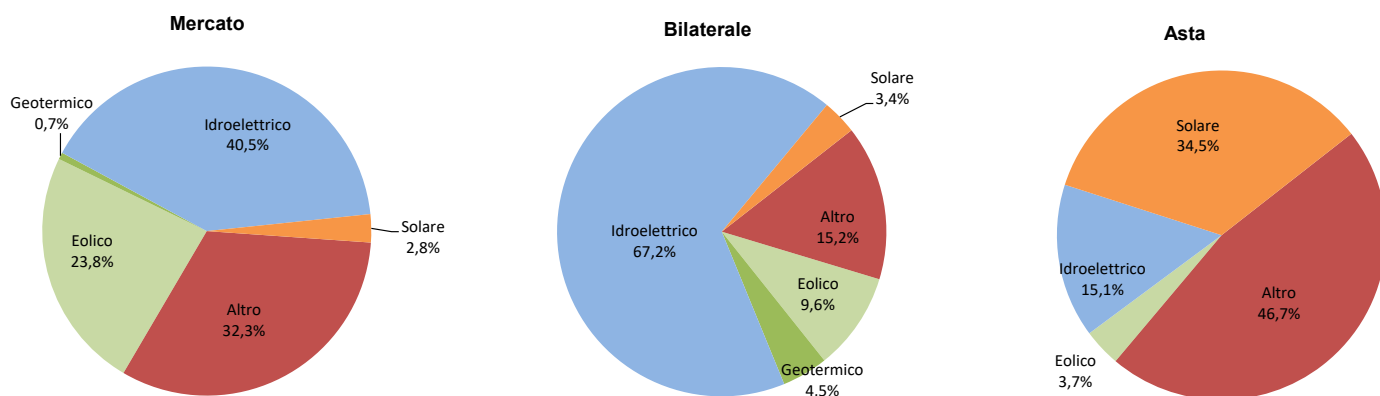
La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle tre piattaforme. La tipologia più scambiata sia sul mercato organizzato che bilateralmente è relativa ad impianti idroelettrici

(rispettivamente 41% e 67%); avanza anche questo mese la quota della tipologia Eolico, mentre rimane residuale su ambedue le piattaforme quella Solare che rappresenta, invece, il 35% nelle aste del GSE.



Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2018

Fonte: dati GME



# LA FINANZA SOSTENIBILE: CONOSCERE E GESTIRE IL “RISCHIO CLIMA”

Di Claudia Checchi – REF-E

(continua dalla prima)

Quest’ultimo obiettivo è probabilmente quello su cui si è finora prodotto di più: è già stata attivata dal dicembre 2015 dal Financial Stability Board del G20 - organismo internazionale per il monitoraggio dei sistemi finanziari) - la Task Force on Climate -related Financial Disclosure (TCFD), e un team di esperti appositamente nominato dalla Commissione ha recentemente pubblicato alcune indicazioni in merito.

Al fine di convincere le imprese ad adottare politiche sostenibili, anche le istituzioni puntano, sulle ricadute positive

che un’informazione di qualità verso gli stakeholder può comportare per l’impresa stessa. Si va dalla maggiore fiducia da parte degli investitori a una maggiore consapevolezza all’interno delle imprese stesse sul grado di esposizione ai rischi legati ai cambiamenti climatici e alle modalità per gestirli (Tabella 1). Buone informazioni accompagnate da una governance consapevole dei processi e delle strategie favorirebbero la riduzione del costo del capitale raggiungendo anche una platea diversificata d’investitori.

Tabella 1: potenziali benefici della divulgazione di informazioni sulla sostenibilità per tipologia di imprese

<b>Imprese quotate</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Migliore consapevolezza dell’esposizione ai rischi legati al cambiamento climatico</li> <li>• Inclusione nei portafogli selezioni che richiedono indici minimi di sostenibilità</li> <li>• Miglioramento dei rating di credito</li> <li>• Miglioramento dei rapporti con gli investitori e riduzione delle frizioni in sede di voto</li> </ul>
<b>Banche</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Migliore comprensione dell’esposizione del portafoglio di prestiti ai rischi climatici</li> <li>• Migliore valutazione del rischio per la definizione delle tariffe</li> <li>• Migliore consapevolezza sugli investimenti effettuati</li> <li>• Migliore attrattività per i clienti sensibili alle questioni climatiche</li> <li>• Guadagno di competenze e quindi apertura di nuove opportunità di business negli investimenti legati al cambiamento climatico</li> <li>• Aumento della probabilità di superare gli stress-test dei regolatori grazie all’evidenza di un maggiore controllo del rischio</li> </ul>
<b>Assicurazioni</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Migliore comprensione e gestione dell’esposizione al rischio climatico del portafoglio assicurato</li> <li>• Migliore comprensione e gestione dell’esposizione al rischio climatico del portafoglio di investimenti</li> <li>• Evidenza di migliore controllo del rischio nei confronti dei regolatori</li> </ul>

Fonte: European Commission, Technical Expert Group on Sustainable Finance, *Report on Climate-related Disclosures*, Gennaio 2019

Un’importante conclusione degli esperti è che la platea dei soggetti coinvolti dovrebbe essere ampliata rispetto a quella prevista dalle linee guida, che si applicano agli enti di interesse pubblico con più di 500 dipendenti, ampliando lo spettro dei destinatari delle informazioni e aggiungendo i consumatori e gli stakeholders.

I principi del TCFD per aiutare gli investitori a comprendere come la società valuta i rischi e le opportunità legati al cambiamento climatico sono strutturati attorno a quattro aree tematiche, che rappresentano i classici elementi dell’operato di una società: governance, strategie, valutazione e gestione dei rischi, metrica e obiettivi.

Le quattro aree sono declinate in 11 tipologie d’informazioni da fornire al mercato:

- con riferimento alla governance, come il board supervisiona le problematiche e chi ne è responsabile;
- con riferimento alle strategie le modalità di individuazione dei rischi e delle opportunità, la loro

quantificazione, il grado di resilienza;

- con riferimento all’attività di risk management, il processo con il quale si giunge all’identificazione dei rischi, il processo con il quale si affrontano, e come essi sono integrati e correlati nel normale processo di valutazione dei rischi.

- Con riferimento alle metriche e agli obiettivi, la predisposizione di specifici indicatori di performance.

Tale metodologia viene fatta propria dagli esperti della Commissione. Seguendo quanto prescritto dalla comunicazione della Commissione (2017/C 215/01) questi modificano però in parte l’impostazione, distinguendo tra le informazioni che Compagnie dovrebbero fornire come minimo necessario indipendentemente da valutazioni autonome e dal grado di esposizione al rischio climatico e quelle aggiuntive. In particolare, tra le informazioni minime da rendere pubbliche vi è quale importanza ha il cambiamento climatico e la transizione energetica nel modello di business dell’impresa. Uno dei punti di principale interesse è quello su come

(continua)

misurare i risultati. Questi dovrebbero essere parametrati non solo in termini di emissioni, ma anche in relazione all'uso delle risorse naturali, all'uso della terra e dell'acqua, alla biodiversità e al contributo all'economia circolare.

Un punto molto dibattuto è anche l'orizzonte temporale delle valutazioni. In generale si ritiene che gli obiettivi debbano essere fissati non solo in relazione alle azioni passate ma anche, e forse soprattutto, in maniera evolutiva: i principali rischi e le opportunità si manifesteranno nei prossimi anni e le imprese devono essere valutate anche in relazione alla loro strategia e alla capacità di resilienza rispetto al cambiamento climatico e alle politiche per la sua mitigazione. Lo stesso accordo di Parigi fa riferimento all'adeguamento rispetto al percorso verso la decarbonizzazione.

### Il rischio clima e l'analisi di scenario

I principali rischi climatici individuati dagli esperti sono di due ordini. In primo luogo vi sono i rischi fisici, legati ai danni del cambiamento climatico e all'effetto dell'innalzamento delle temperature. Gli esperti hanno individuato nell'innalzamento di 1.5 – 2 °C rispetto al periodo pre-industriale la soglia che consente di contenere gli effetti entro limiti gestibili. Nell'ipotesi di avvicinamento a questa soglia o di un suo superamento gli esperti tracciano scenari di impatto che coinvolgerebbero tutti gli aspetti non solo dell'economia ma della vita stessa: danni rilevanti sono previsti per gli asset fisici esistenti, per le risorse naturali nonché per le vite umane. Non solo gli investitori ne sarebbero danneggiati, ma anche gli Stati, i bilanci pubblici, i fondi sovrani. Un secondo ordine di rischi è quello legato alla transizione verso la decarbonizzazione. Questi rischi si collegano ai cambiamenti tecnologici promossi dalla crescente penetrazione delle fonti rinnovabili nonché all'implementazione delle politiche per la mitigazione e l'adattamento al cambiamento climatico. In generale la conseguenza del realizzarsi di questi rischi è la perdita di valore degli asset a maggiore "intensità di gas climalteranti". Altri elementi di rischio sono riferibili agli effetti reputazionali, nonché ad aspetti normativi, legali e regolatori, quali aumenti dei costi legati a più complesse procedure di autorizzazione o di reporting.

Questi rischi oggi non sono generalmente incamerati nei prezzi degli asset, proprio per mancanza di modalità definite e condivise di valutazione e comunicazione del livello di rischio. Anche perché la probabilità di un loro accadimento e le conseguenze sono ancora sotto certi aspetti incerte.

Lo strumento individuato per valutare gli obiettivi e le strategie delle imprese in termini evolutivi, pur in presenza di rilevanti incertezze e rischi come quelli descritti, è quello dell'analisi di scenario che consente di valutare una serie di indicatori sull'andamento del business delle imprese in relazione a diverse ipotesi di evoluzione di alcune variabili.

Se da un lato le analisi di scenario sono una metodologia abbastanza consolidata per alcuni settori, come ad esempio

quello energetico, sono poco diffuse in altri. Inoltre, nasce l'esigenza di conoscere e validare gli scenari utilizzati: se da un lato questi dovrebbero poter tenere in considerazione andamenti alternativi delle variabili, dall'altro dovrebbero avere una base comune ed essere quanto più possibile condivisi.

Tra gli scenari individuati dalla stessa TCFD come possibili di riferimento ci sono quelli realizzati dall'IEA e quelli dell'IPCC, che considerano un range di opzioni di decarbonizzazione. Tuttavia, sebbene l'analisi di scenario sia sempre più diffusa, in molte imprese mancano ancora le competenze per poter adeguatamente promuovere questo tipo di approfondimento.

### Le iniziative per la valutazione dei rischi

Nell'attesa che il framework comune per la valutazione della finanza sostenibile sia delineato, alcune iniziative hanno proposto e realizzato metodologie per la creazione di indici di sostenibilità degli investimenti. Sono iniziative che sfruttano le informazioni già presenti sul mercato ma che beneficerebbero largamente di livelli e modalità di disclosure potenziati. Ne citiamo alcune.

Il progetto di ricerca DOLPINS, adottando una metodologia che considera i legami esistenti nel sistema finanziario, ha sviluppato uno stress -test basato sulle variabili climatiche applicandolo ai principali investitori europei in uno scenario "green" o "brown". L'esercizio mette in evidenza una esposizione diretta ed indiretta ai rischi climatici in una gran parte dei portafogli degli investitori, con particolare riguardo ai fondi di investimento e conclude: "Our results suggest that climate policy timing matters. An early and stable policy framework would allow for smooth asset value adjustments and lead to potential net winners and losers. In contrast, a late and abrupt policy framework could have adverse systemic consequences."<sup>1</sup>

BlackRock, probabilmente la principale società di investimenti al mondo, ha elaborato una metodologia per valutare la sostenibilità delle imprese: una sorta di punteggio ambientale che valuta il grado di efficienza nell'utilizzo delle risorse – tiene conto delle emissioni di CO<sub>2</sub>, dell'utilizzo di acqua, della quantità di rifiuti generata – l'esposizione al rischio climatico – che misura il rischio di perdita di valore in caso di introduzione di tasse ambientali, di crescita delle temperature, ma valuta anche il grado di consapevolezza dell'azienda rispetto a questi rischi – e infine le opportunità – dove vengono misurati, anche attraverso l'analisi dei cambiamenti nel tempo, non solo gli investimenti sostenibili già effettuati (ad esempio attraverso l'analisi dei brevetti conseguiti) ma anche in che misura l'azienda mostra una strategia aperta alle nuove tecnologie sostenibili, come la chimica verde, l'economia circolare, lo stoccaggio di energia. Gli analisti di BlackRock hanno notato non solo una crescita esponenziale dell'indicatore negli ultimi anni, ma anche performance che già oggi sono superiori per le imprese con indici ambientali maggiori. Non solo, ma il progressivo passaggio dalle imprese verso strategie

(continua)

più sostenibili non sembra implicare svantaggi. Tuttavia gli stessi analisti sottolineano il rischio che gli indicatori possano portare a penalizzare aziende oggi poco performanti in termini ambientali ma che hanno il maggiore potenziale in termini evolutivi (le grandi imprese energetiche ne sono un esempio).

Bloomberg, leader mondiale nel reperimento e nella diffusione delle informazioni aziendali e finanziarie, ha elaborato una serie di servizi a supporto della finanza sostenibile. La disponibilità di dati sulla sostenibilità delle aziende (ESG: environmental social and governance data) è in aumento, così come è in aumento il numero dei clienti di Bloomberg che utilizzano questi dati per integrarli nelle loro analisi, arrivati a sfiorare i 15000 nel 2017 (+22% rispetto al 2016). Oltre a promuovere la diffusione delle informazioni sulla finanza sostenibile attraverso pubblicazioni e eventi specializzati, Bloomberg ha realizzato anche alcune iniziative che dovrebbero aiutare gli analisti e investitori nell'utilizzo dei dati ESG e nella loro integrazione nella analisi di performance e di rischio, che vanno dalla pubblicazione di indici e metriche di sostenibilità fino alla elaborazione di specifici strumenti ad esempio per la valutazione del livello di emissioni legato ai portafogli di investimenti o per la valutazione delle analisi di scenario. Esistono anche indicatori dedicati a valutare il grado di sostenibilità dei fondi di investimento.

### La situazione in Italia

In Italia a seguito della pubblicazione dell'accordo di Parigi è stata lanciata dal ministero dell'Ambiente in collaborazione con Unep Inquiry (l'iniziativa del Programma ambientale dell'Onu per promuovere politiche a supporto della finanza per lo sviluppo sostenibile) la costituzione del Dialogo Nazionale per la Finanza Sostenibile. L'iniziativa ha valutato come enormi le potenzialità e maturi i tempi per la crescita della finanza sostenibile, considerando l'importanza delle esperienze già maturate e la rilevanza dei capitali già investiti nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica. Tutto ciò non ha tuttavia portato a un sistematico adeguamento

delle pratiche e della cultura finanziaria verso la sostenibilità: poche le informazioni sul grado di sostenibilità delle imprese e ancora minori gli esempi di utilizzo per analisi di rischio. La percezione del rischio ambientale è ancora molto bassa sia per le imprese che per gli investitori, nonché per i privati. L'iniziativa ha dunque identificato 18 azioni divise in quattro aree di intervento – promozione delle politiche, innovazione nel settore finanziario, aumento della diffusione delle informazioni, aumento delle competenze specifiche all'interno delle imprese – per la promozione della finanza rinnovabile, che coinvolgono i principali attori dell'economia e della finanza. Sono stati così avviati i lavori per la realizzazione di un Osservatorio nazionale per la finanza sostenibile, con il compito di a) promuovere attività finanziarie sostenibili dei centri finanziari italiani in collegamento con quelli internazionali; b) incoraggiare il ruolo della finanza verde a sostegno di una reindustrializzazione sostenibile; c) integrare nella dimensione nazionale gli sviluppi internazionali relativi alla finanza verde e sostenibile; d) verificare le possibilità di mobilitazione di capitali privati a favore di uno sviluppo sostenibile.

### Cosa ci si aspetta

Le iniziative della Commissione dovrebbero portare a una revisione della Direttiva sulle informazioni non finanziarie nel corso del 2019. Tuttavia lo sviluppo di strumenti e mezzi per la finanza sostenibile rimane a oggi un ambito guidato prevalentemente da iniziative private e volontarie. Il cambiamento culturale alla base della diffusione della finanza sostenibile, e più in dettaglio di una più attenta valutazione del rischio climatico da parte degli investitori, potrebbe essere solamente una delle tante rivoluzioni che la sfida ambientale impone oggi di affrontare. L'obiettivo e la speranza è tuttavia che man mano che le prospettive sul cambiamento climatico e sulle politiche per la sua mitigazione si fanno più concrete, il settore finanziario possa divenire non solo mezzo "passivo" che prende atto delle trasformazioni in corso e conseguentemente ri-orienta le decisioni, ma possa invece divenire un potente alleato nella lotta al cambiamento climatico.

<sup>1</sup> Stefano Battiston et al "A climate stress-test of the financial system" Nature Climate Change volume 7, pages 283–288 (2017)

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 15 gennaio 2019 5/2019/R/EEL** | **“Istruzioni a Terna S.p.a. per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione per i diritti di trasmissione di lungo termine, ai sensi del regolamento UE 2016/1719 (FCA)”** | **pubblicata il 18 gennaio 2019** **Download** <https://www.arera.it/it/docs/19/005-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione 5/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), ai sensi del Regolamento europeo n. 2016/1719 (di seguito: Regolamento Forward Capacity Allocation - FCA) ha indicato a Terna di dare attuazione alla richiesta di emendamenti - predisposta in coordinamento con tutte le altre Autorità di regolazione europee (di seguito: NRA) - relativa alla proposta sulla ripartizione delle rendite di congestione per i Long Term Transmission Rights (di seguito: LTTR) di cui all’articolo 57 del medesimo Regolamento.

Tale richiesta di emendamenti si inserisce nel quadro delle procedure, previste dal Regolamento FCA, finalizzate all’armonizzazione delle norme europee per l’allocazione dei diritti di trasmissione a lungo termine. In particolare, il Regolamento FCA prevede che tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (TSO) - tra i quali, per l’Italia, Terna - predispongano congiuntamente, per la relativa approvazione da parte delle NRA, una proposta sulla ripartizione delle rendite di congestione per i LTTR (nel seguito: CIDM FCA). In esito alla predisposizione della CIDM FCA, le NRA hanno formulato congiuntamente, ai sensi del medesimo Regolamento, richieste di emendamenti funzionali all’approvazione della stessa.

Con la deliberazione in questione, pertanto, l’ARERA ha chiesto a Terna di dare attuazione alle richieste di emendamenti, funzionali a definire con maggior chiarezza i criteri di ripartizione delle rendite di congestione.

**Deliberazione 15 gennaio 2019 6/2019/R/EEL** | **“Approvazione della proposta comune in materia di organizzazione, ruoli e responsabilità dello scambio dati, ai sensi del regolamento UE 2017/1485 (SO GL)”** | **pubblicata il 17 gennaio 2019** **Download** <https://www.arera.it/it/docs/19/006-19.htm>

Con la pubblicazione della deliberazione 6/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità), in coordinamento con le altre Autorità di regolazione europee (nel seguito: NRA), ha approvato la proposta - predisposta da tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (TSO) - relativa all’organizzazione,

ruoli e responsabilità funzionali allo scambio dati, ai sensi del Regolamento europeo n. 2017/1485 (nel seguito: Regolamento SO GL).

Al riguardo, giova ricordare che il Regolamento SO GL contiene disposizioni in materia di scambio dati fra TSO, DSO e impianti di produzione connessi sia alla rete di trasmissione sia alle reti di distribuzione. L’articolo 40 del predetto Regolamento prevede che i TSO europei debbano predisporre, per la relativa approvazione da parte delle NRA, una proposta comune in ordine all’organizzazione, ruoli e responsabilità funzionali allo scambio dati (di seguito: Proposta KORRR), integrando, laddove necessario, la metodologia per la comunicazione dei dati sulla generazione e sul carico predisposta ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

In esito alla trasmissione da parte dei TSO europei di una prima Proposta KORRR, le NRA hanno formulato una richiesta congiunta di emendamenti al documento funzionali all’approvazione dello stesso. Conseguentemente, con la deliberazione 433/2018/R/EEL, l’ARERA ha chiesto a Terna di dare attuazione alla richiesta di emendamenti alla proposta dei TSO.

Pertanto, con la deliberazione in oggetto, l’ARERA ha approvato - in coordinamento con le altre NRA - la Proposta KORRR modificata sulla base degli emendamenti richiesti.

**Delibera 15 gennaio 2019 7/2019/R/EEL** | **“Istruzioni a Terna per l’attuazione di emendamenti alla proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una Piattaforma per il processo di compensazione dello sbilanciamento, ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)”** | **pubblicata il 22 gennaio 2018** | **Download** <https://www.arera.it/allegati/docs/19/007-19.pdf>

Con deliberazione 7/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha fornito indicazioni a Terna al fine di dare attuazione alla richiesta di emendamenti - predisposta congiuntamente da tutte le NRA - alla proposta comune dei TSO, avente ad oggetto la definizione del quadro di attuazione della piattaforma europea per il processo di compensazione dello sbilanciamento (nel seguito: piattaforma di netting), ai sensi del Regolamento europeo n. 2195/2017 (c.d. Regolamento Balancing).

Tale richiesta di emendamenti si inserisce nel quadro delle procedure, previste dal Regolamento Balancing, finalizzate all’armonizzazione delle norme europee per favorire l’integrazione dei mercati di bilanciamento dei Paesi Europei. In particolare, il Regolamento prevede che i TSO - tra i quali, per l’Italia, Terna - predispongano congiuntamente, per la relativa approvazione da parte delle NRA, una proposta di definizione del quadro di attuazione della piattaforma di netting. In esito alla predisposizione della proposta, le NRA hanno formulato congiuntamente, ai sensi del medesimo

Regolamento, richieste di emendamenti funzionali all'approvazione della stessa.

Con la deliberazione 7/2019/R/EEL<sup>1</sup>, l'ARERA ha pertanto chiesto a Terna di dare attuazione a tali richieste di emendamenti, relative principalmente ad aspetti esplicativi della proposta.

Sempre nell'ambito delle attività di implementazione del Regolamento Balancing, con deliberazione 8/2019/R/EEL l'Autorità - in coordinamento con le altre NRA interessate - ha approvato la proposta comune dei TSO che, ai sensi del Regolamento europeo n. 2017/1485, eseguono il processo delle riserve di sostituzione, avente ad oggetto la definizione del quadro di attuazione della piattaforma europea per lo scambio di energia di bilanciamento dalle riserve di sostituzione (nel seguito: piattaforma RR)<sup>2</sup>.

**Delibera 22 gennaio 2019 17/2019/R/EEL | “Approvazione della metodologia per il redispatching e countertrading per la Regione (CCR) Greece - Italy, ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 24 gennaio 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/017-19.pdf>**

Con deliberazione 17/2019/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - in coordinamento con le altre NRA rilevanti della CCR<sup>3</sup> Italy-North - la proposta comune emendata dei TSO della medesima CCR avente ad oggetto la metodologia per il coordinamento delle attività di redispatching e countertrading con riferimento alle congestioni legate ai flussi occorrenti sui confini fra le zone d'offerta appartenenti alla CCR stessa, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (c.d. Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che, le NRA della CCR Italy-North avevano fornito indicazioni ai TSO interessati, al fine di emendare la prima proposta - presentata congiuntamente dai medesimi TSO - avente ad oggetto la suddetta metodologia.

Pertanto, con la deliberazione in oggetto, l'Autorità ha approvato la proposta emendata dei TSO, ritenuta coerente con gli emendamenti richiesti dalle NRA della Regione.

## GAS

**Delibera 29 gennaio 2019 29/2019/R/GAS | “Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionale all'attuazione della deliberazione 612/2018/R/GAS” | pubblicata il 30 gennaio 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/029-19.htm>**

Con deliberazione 29/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato - ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2, dell'Allegato A alla deliberazione 66/2017/R/GAS (TICORG) - lo schema di Convenzione tra il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

(GME) e la società Stogit S.p.A. (Stogit), modificata al fine di disciplinare la partecipazione di Stogit al mercato del gas naturale (MGAS) in conformità alle previsioni adottate dalla medesima Autorità con deliberazione 612/2018/R/GAS.

Al riguardo, giova ricordare che, con la deliberazione 612/2018/R/GAS, l'Autorità ha integrato le disposizioni previste dal “Piano di Emergenza” (di cui al D.lgs. 93/2011) prevedendo che, nel caso in cui Stogit non sia riuscita a conferire integralmente - su richiesta dell'impresa maggiore di trasporto - un volume di gas superiore alla capacità di erogazione giornaliera conferita agli utenti (c.d. capacità di erogazione aggiuntiva), la stessa provveda alla vendita di corrispondenti volumi di gas strategico presso il MGAS, secondo specifiche modalità stabilite dall'Autorità stessa. La medesima deliberazione prevede altresì che, in esito alla vendita dei predetti volumi di gas, Stogit provveda al successivo riacquisto del gas strategico venduto presso il MGS.

A completamento, si rappresenta che, con la medesima deliberazione in oggetto, l'ARERA ha altresì approvato talune integrazioni all'Allegato A alla deliberazione 502/2016/R/GAS, funzionali anch'esse alla partecipazione di Stogit al MGAS.

## OIL

**Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione dati capacità annuale (2018) e riapertura temporanea per la comunicazione dati capacità annuale (2017) per i soggetti inadempienti” | 28 gennaio 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=400>**

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito a quanto previsto dal Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MISE) nella Circolare n. 1860 del 28 gennaio 2019, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (nel seguito: GME) ha reso noto che, nel periodo compreso tra il 1° marzo e il 30 marzo 2019, mediante accesso alla Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio e di transito di oli minerali (PDC-OIL), i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (c.d. “soggetti obbligati”), dovranno comunicare i dati relativi alla situazione della capacità logistica nella propria disponibilità riferita al 31 dicembre 2018.

Con la medesima Circolare, il MISE ha disposto altresì la riapertura temporanea (sempre nel periodo compreso tra il 1° marzo e il 30 marzo 2019) dei termini per la comunicazione annuale dei dati relativi alla capacità logistica riferiti al 31 dicembre 2017, da parte dei soggetti obbligati che non abbiano provveduto ad inviare i predetti dati entro le tempistiche previste dalla Circolare n. 0000098 del 3 gennaio 2018 ovvero dalla Circolare n. 0014614 del 5 giugno 2018.

Con il succitato comunicato il GME ha altresì reso nota la pubblicazione della versione aggiornata della “Guida per l'operatore della PDC-OIL”.

## AMBIENTALI

**Delibera 29 gennaio 2019 27/2019/R/GAS | “Aggiornamento delle direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e attuazione delle disposizioni del decreto 2 marzo 2018” | pubblicata il 30 gennaio 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/027-19.pdf>**

Con deliberazione 27/2019/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato le “Direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e disposizioni in materia

di determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi”, recanti l’aggiornamento delle disposizioni in materia di specifiche tecniche per la connessione degli impianti di biometano alle reti di distribuzione o di trasporto del gas naturale, nonché ulteriori disposizioni volte all’attuazione del Decreto Ministeriale 2 marzo 2018<sup>4</sup>.

Nello specifico, il documento approvato con la delibera in oggetto - nel confermare gli orientamenti formulati da ARERA nell’ambito del documento di consultazione 361/2018/R/GAS - ha introdotto, inter alia, specifiche disposizioni in merito alla determinazione ed alla certificazione della quantità di biometano da ammettere agli incentivi previsti dal suddetto Decreto.

<sup>1</sup> Recante “Approvazione della proposta di metodologia per un quadro di attuazione di una piattaforma per lo scambio di energia di bilanciamento da riserva di sostituzione, ai sensi del Regolamento UE 2017/2195 (Regolamento Balancing)”.

<sup>2</sup> Cfr. Newsletter 120 novembre 2018;

<sup>3</sup> Capacity Calculation Region.

<sup>4</sup> Decreto Ministeriale 2 marzo 2018 recante “Promozione dell’uso del biometano e degli altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n. 65 del 19 marzo 2018.

# Gli appuntamenti

13-15 febbraio

## **International Conference on Clean and Green Energy**

Milano, Italia

Organizzatore ICCGE

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

15-16 febbraio

## **International Conference on Ecology, Ecosystems and Climate Change**

Istanbul, Turchia

Organizzatore DAKAM

<https://www.dakamconferences.org/ecology>

16-17 febbraio

## **Int. Conference Software Applications, Agricultural, Smart Materials, Environment, Engineering**

Barcellona, Spagna

Organizzatore World Engineering Applied Science Forum

<http://world-easc.com/saasm-feb-2019/>

16-18 febbraio

## **International Conference on Mechatronics and Robotics Engineering**

Roma, Italia

Organizzatore ICMRE

<http://www.icmre.org>

16-18 febbraio

## **International Conference on Power, Energy and Mechanical Engineering**

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore ICPEME

<http://www.icpeme.com/>

20 Febbraio

## **Le politiche industriali, richieste dal Piano energia-clima**

Roma, Italia

Organizzatore FREE coordinamento

<http://www.free-energia.it/>

21 febbraio

## **Le utility, motore di crescita sostenibile**

Milano, Italia

Organizzatore Top Utility

<http://www.toputility.it>

22 febbraio

## **Piano Energia e Clima: una sfida per l'economia italiana**

Grinzane Cavour (CN), Italia

Organizzatore: Fiper

[www.fiper.it](http://www.fiper.it)

26-27 febbraio

## **Energy Storage Summit Conference in London**

Londra, Regno Unito

Organizzatore Solar Media

<https://storagesummit.solarenergyevents.com/>

27-28 febbraio

## **Wind O&M Europe 2019**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzatore New Energy Update

<http://go.evnt.com/320921-0?pid=80>

27-28 febbraio

## **PV Operations Europe 2019**

Monaco di Baviera, Germania

Organizzatore New Energy Update

<http://go.evnt.com/320887-0?pid=80>

28 febbraio – 1 marzo

## **Biogas Italy**

Milano, Italia

Organizzatore CIB

<https://www.consorziobiogas.it/>

7-9 marzo

## **International Solar Photovoltaic Exhibition - PV Chengdu 2019**

Chengdu, Cina

Organizzatore Guandong Grandeur International Exhibition Group

<http://www.pvguangzhou.com/index.php?lang=en>

12-14 marzo

## **International Renewable Energy Storage Conference**

Düsseldorf, Germania

Organizzatore EUROSOLAR e.V.

<http://www.energystorageconference.org>



13-14 marzo

**Annual Gasification Summit**

Bruxelles, Belgio

Organizzatore ACI

<https://www.wplgroup.com/aci/event/gasification/>

16-18 marzo

**International Conference on Electrical Energy and Networks**

Taiyuan, Cina

Organizzatore ICEEN

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

20-21 marzo

**Annual Smart Grid Cyber Security Conference**

Londra, Regno Unito

Organizzatore SMi Conferences

<http://go.evnt.com/315008-0?pid=80>

20-22 marzo

**International Conference on Environment Science and Engineering**

Leuven, Belgio

Organizzatore ICESE

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

21 marzo

**Quinta Giornata sull'Efficienza Energetica nel civile e nel terziario**

Roma, Italia

Organizzatore AIEE

[www.aiee.it](http://www.aiee.it)

21 marzo

**Top Utility 2019**

Milano, Italia

Organizzatore TopUtilityAnalysis

<http://www.toputility.it/il-premio/vii-edizione/>

26-27 marzo

**MENA New Energy**

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzatore New Energy Update

<http://go.evnt.com/323969-0?pid=80>

26-27 marzo

**Annual Large Scale Solar Europe**

Lisbona, Portogallo

Organizzatore Solar Media

<https://lss.solarenergyevents.com/>

26-28 marzo

**SGTech Europe**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzatore Smart Grid Forums

<https://www.smartgrid-forums.com/sgtech>

28-30 marzo

**EnergyMed 2019**

Napoli, Italia

Organizzatore ANEA

[www.anea.eu](http://www.anea.eu)

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.