

APPROFONDIMENTI

# USA: DA IMPORTATORE AD ESPORTATORE DI GAS. IL RUOLO CHIAVE DEL GNL.

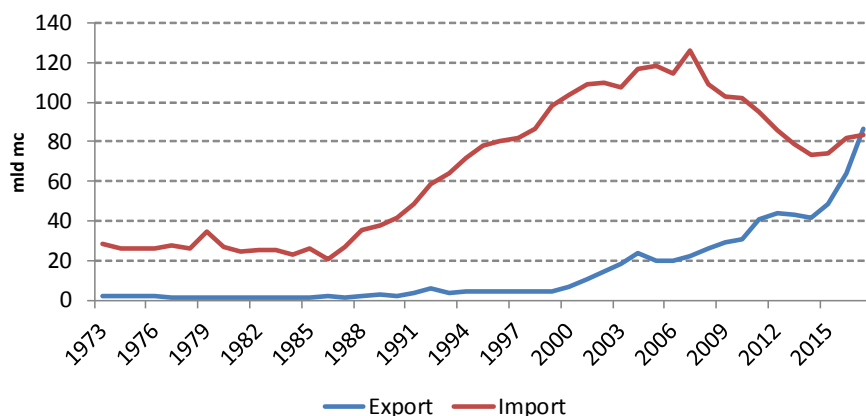
di Agata Gugliotta (RIE)

Da importatore ad esportatore netto di gas la strada è lunga, soprattutto se si è il secondo principale consumatore mondiale di energia come gli Stati Uniti. Era il 1958 quando per la prima volta il gas importato negli States superava l'ammontare di quello esportato: nell'ottobre di quell'anno il TransCanada pipeline era stato completato permettendo così l'arrivo del gas estratto nella parte occidentale del Canada. Da allora la crescita delle importazioni, la quasi totalità per l'appunto di provenienza canadese, può dirsi continua, fino a raggiungere il picco di oltre 125 mld mc nel 2007. A partire dal 2008, però, il combinarsi di alcuni fattori ha

permesso via via agli Stati Uniti di ridurre i volumi di gas provenienti dall'estero e poi, progressivamente, di aumentarne la quantità venduta oltre i propri confini nazionali fino a diventare, nel 2017, esportatori netti di gas. Posizione che dovrebbe mantenere sia nel 2018 che nel 2019, stando alle stime del Dipartimento per l'Energia Americano (EIA DOE). Diverse le variabili che hanno reso possibile questa transizione: 1) una crescita esponenziale della produzione di gas interno, soprattutto di shale gas; 2) una diminuzione delle importazioni dal Canada; 3) un aumento delle esportazioni sia via tubo che via nave, sotto forma di gas naturale liquefatto (GNL).

Importazioni ed esportazioni di gas verso/da gli Stati Uniti

Fonte: Elaborazioni Rie su dati EIA DOE



continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ MAGGIO 2018**

Mercato elettrico Italia  
pag 2  
Mercato gas Italia  
pag 13  
Mercati energetici Europa  
pag 18  
Mercati per l'ambiente  
pag 22

**APPROFONDIMENTI**

USA: da importatore ad esportatore di gas. Il ruolo chiave del GNL.

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 31

**APPUNTAMENTI**

pagina 33

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A maggio il PUN, pari a 53,48 €/MWh, permane in crescita su base annuale (+24,2%) e torna a segnare anche un incremento mensile (+8,3%). La ripresa, contenuta da un'offerta idrica su livelli record (quasi 8.500 MWh medi orari), si realizza in un contesto di accresciuti acquisti nazionali (ai massimi degli ultimi sette anni per il mese di maggio), incrementati costi del gas, in particolare su base annuale, e ridotto import sulla frontiera settentrionale. In crescita i volumi contrattati nel MGP (23,9 TWh, +2,8% su base annuale), con

la liquidità del mercato ancora sopra il 72%. In diffusa ripresa anche i prezzi di vendita, compresi sulla penisola tra 51,67 €/MWh del Nord e 54,75 €/MWh del Sud e sui 65 €/MWh in Sicilia.

Sul Mercato a Termine dell'energia elettrica si confermano attese al rialzo dei prezzi nel medio periodo, con il prodotto baseload relativo a Giugno 2018 che chiude a 61,00 €/MWh (+11,9%). In crescita le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A maggio il prezzo medio di acquisto (PUN) si attesta a 53,48 €/MWh, tornando in rialzo su base mensile (+4,08 €/MWh, +8,3%) e registrando ancora una crescita annuale (+10,41 €/MWh, +24,2%), la quarta consecutiva. Su entrambi i riferimenti temporali, tali incrementi riflettono la netta crescita degli acquisti nazionali (+1.400 MWh rispetto ad aprile, +1.100 MWh rispetto al 2017) oltre che i rincari del prezzo del gas al PSV (rispettivamente +1,5 €/MWh e +5,2 €/MWh) e le minori

importazioni dalla frontiera settentrionale (-550/-200 MWh), in particolare dalla Svizzera, risultando solo parzialmente attenuati dalla più ampia disponibilità di offerta rinnovabile (rispettivamente +1.800 MWh e +2.600 MWh), soprattutto idrica. L'analisi per gruppi di ore mostra su base annuale rialzi dei prezzi sia nelle ore di picco (+12,97 €/MWh; +27,7%) che in quelle fuori picco (+9,01 €/MWh; +22,0%), con il rapporto picco/baseload a 1,12 (+0,03) (Grafico 1 e Tabella 1).

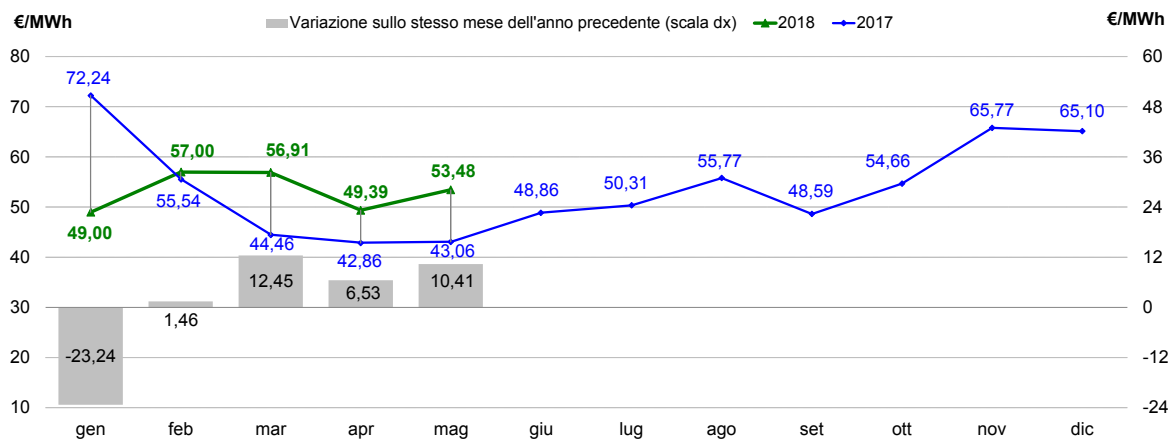
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2018	2017	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2018	2017
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>53,48</b>	43,06	+10,41	+24,2%	<b>23.287</b>	+0,8%	<b>32.183</b>	+2,8%	<b>72,4%</b>	73,8%
<i>Picco</i>	59,75	46,78	+12,97	+27,7%	28.168	+0,2%	38.744	+2,3%	72,7%	74,2%
<i>Fuori picco</i>	50,03	41,02	+9,01	+22,0%	20.603	+1,3%	28.574	+3,3%	72,1%	73,5%
<i>Minimo orario</i>	14,93	10,28			14.241		20.611		64,4%	67,3%
<i>Massimo orario</i>	81,58	72,88			31.565		41.269		80,5%	82,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

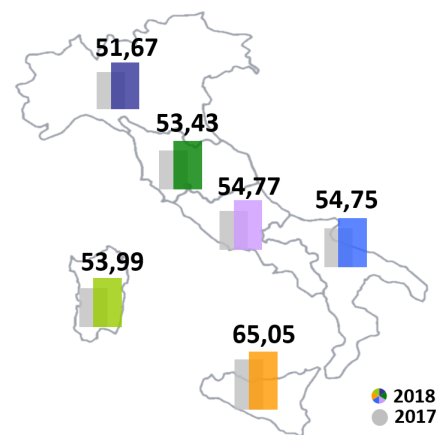
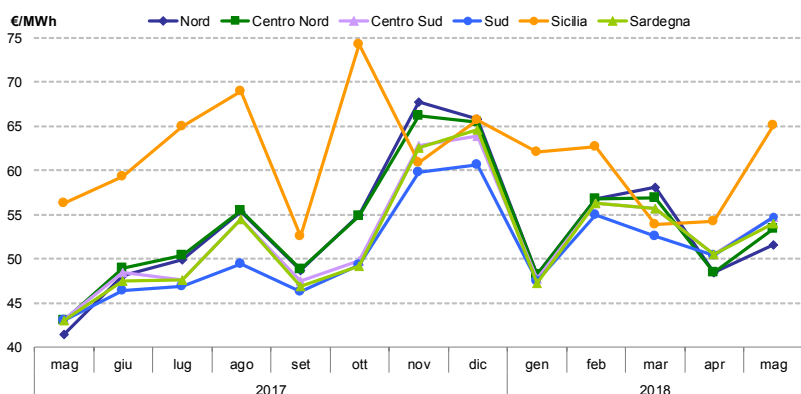


Le suddette dinamiche favoriscono l'incremento dei prezzi di vendita delle zone peninsulari e della Sardegna che, in analogia al PUN, appaiono più intense su base annuale e più deboli su base mensile, portandoli tra i 52 €/MWh del Nord e i 54 €/MWh del Sud. In Sicilia, invece, il prezzo, in

netta crescita sia rispetto al mese precedente sia sul 2017, torna a superare i 65 €/MWh (+11/+9 €/MWh), per effetto soprattutto delle elevate quotazioni registrate nella prima parte del mese in corrispondenza del restringimento del transito con il continente (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, al quarto rialzo tendenziale consecutivo, si porta a 23,9 TWh, valore in aumento del 2,8% rispetto ad un anno fa e massimo degli ultimi sette anni per il mese di maggio.

Ancora in ripresa i volumi transitati nella borsa elettrica, pari a 17,3 TWh (+0,8%), sostenuti anche questo mese, lato domanda, dallo sbilanciamento a programma nei

conti energia in immissione e, lato offerta, dalle vendite degli operatori non istituzionali nazionali ed esteri. Più evidente la crescita delle movimentazioni over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP, pari a 6,6 TWh (+8,4%) (Tabelle 2 e 3).

In virtù di tali movimentazioni la liquidità del mercato, pari a 72,4%, si riduce di 1,4 punti percentuali sia su base mensile che annuale (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica Fonte: GME

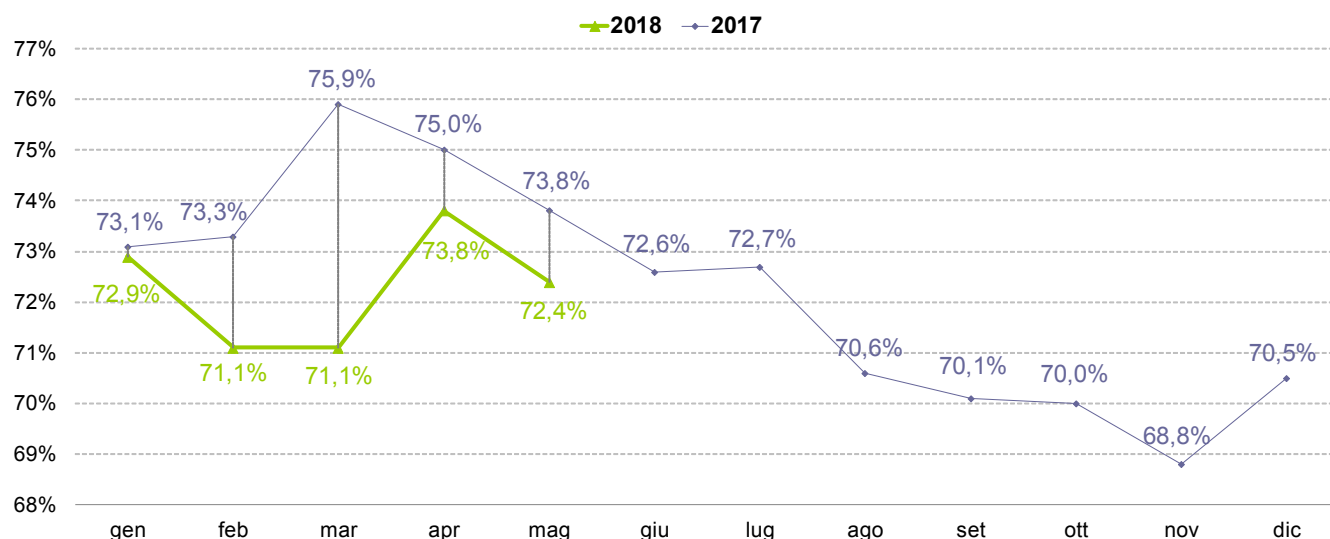
	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.325.893</b>	<b>+0,8%</b>	<b>72,4%</b>
Operatori	10.757.721	+6,0%	44,9%
GSE	3.169.973	-14,3%	13,2%
Zone estere	3.398.198	+2,0%	14,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.618.188</b>	<b>+8,4%</b>	<b>27,6%</b>
Zone estere	177.539	-39,4%	0,7%
Zone nazionali	6.440.649	+10,8%	26,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.944.080</b>	<b>+2,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.919.721</b>	<b>+3,1%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>40.863.802</b>	<b>+3,0%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.325.893</b>	<b>+0,8%</b>	<b>72,4%</b>
Acquirente Unico	3.485.071	-11,6%	14,6%
Altri operatori	8.710.727	-3,3%	36,4%
Pompaggi	1.927	-91,8%	0,0%
Zone estere	251.390	-39,6%	1,0%
Saldo programmi PCE	4.876.777	+28,7%	20,4%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.618.188</b>	<b>+8,4%</b>	<b>27,6%</b>
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	275.136	+168,6%	1,1%
Zone nazionali altri operatori	11.219.829	+14,7%	46,9%
Saldo programmi PCE	-4.876.777	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.944.080</b>	<b>+2,8%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>344.290</b>	<b>+13,0%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.288.371</b>	<b>+3,0%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ancora in crescita annua, ininterrotta da ottobre, gli acquisti nazionali saliti a 23,7 TWh, che registrano un aumento del 3,6% su maggio 2017, trainati soprattutto dal Nord (+8,1%). Si confermano ai minimi degli ultimi tre anni, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a meno di 0,3 TWh (-40,6%) (Tabella 4).

L'accresciuta domanda di energia al Nord è stata soddisfatta soprattutto dalle maggiori vendite delle unità

di produzione della zona stessa, che si portano sui livelli più alti degli ultimi cinque anni (12 TWh circa, +12,8% sul 2017), anche in corrispondenza di ridotte importazioni di energia dall'estero, pari a 3,6 TWh (-1,3%). In crescita anche le vendite in Sicilia per effetto soprattutto delle minori importazioni indotte dal suddetto restringimento del transito con il continente nella prima parte del mese (1 TWh circa, +42,8% sul 2017) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.892.590	26.737	-0,1%	11.795.623	15.854	+12,8%	13.559.421	18.225	+8,1%
Centro Nord	2.541.178	3.416	+3,0%	1.640.213	2.205	+6,8%	2.563.556	3.446	-4,2%
Centro Sud	3.955.072	5.316	+1,2%	2.096.082	2.817	-17,9%	3.674.347	4.939	-2,8%
Sud	6.472.658	8.700	+16,1%	2.954.208	3.971	-12,9%	1.826.209	2.455	+0,6%
Sicilia	2.919.158	3.924	+18,5%	1.006.360	1.353	+42,8%	1.363.945	1.833	+3,2%
Sardegna	1.472.686	1.979	-13,4%	875.857	1.177	-14,0%	705.211	948	-2,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.253.342</b>	<b>50.072</b>	<b>+3,4%</b>	<b>20.368.343</b>	<b>27.377</b>	<b>+3,6%</b>	<b>23.692.690</b>	<b>31.845</b>	<b>+3,6%</b>
Estero	3.610.460	4.853	-1,1%	3.575.737	4.806	-1,3%	251.390	338	-40,6%
<b>Sistema Italia</b>	<b>40.863.802</b>	<b>54.924</b>	<b>+3,0%</b>	<b>23.944.080</b>	<b>32.183</b>	<b>+2,8%</b>	<b>23.944.080</b>	<b>32.183</b>	<b>+2,8%</b>

Trainano l'aumento delle vendite nazionali le fonti rinnovabili (+23,0%), sui livelli più alti di sempre (quasi 14.000 MWh medi orari), sorrette dal diffuso incremento dell'idrico, che per la prima volta supera il 30% del totale venduto, e dall'eolico al centro meridione. Si confermano,

invece, in netta flessione le vendite degli impianti a fonte tradizionale (-13,8%), riduzione che ha interessato tutte le tipologie di impianto, con la quota del gas che torna dopo due anni sotto il 35% del totale venduto (Tabella 5, Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte. Media oraria

Fonte: GME

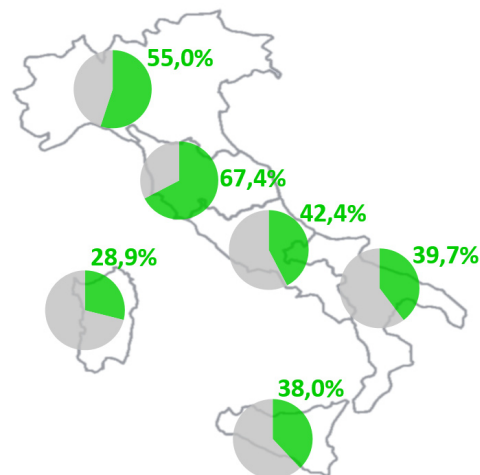
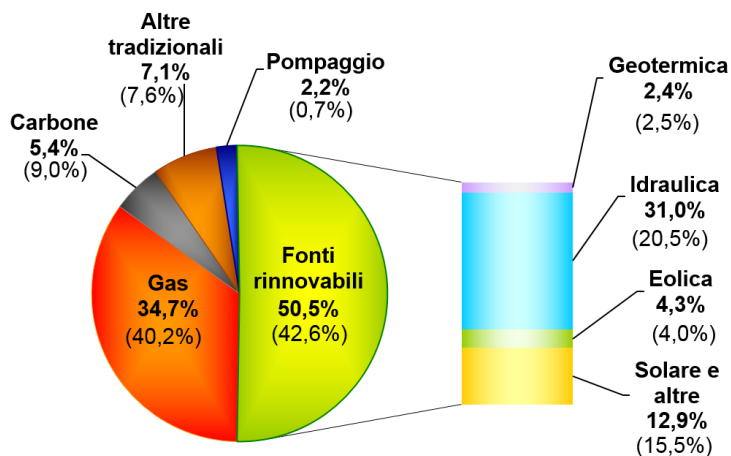
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>6.652</b>	<b>-8,6%</b>	<b>719</b>	<b>+6,1%</b>	<b>1.488</b>	<b>-39,7%</b>	<b>2.395</b>	<b>-22,0%</b>	<b>839</b>	<b>+82,2%</b>	<b>836</b>	<b>-20,2%</b>	<b>12.930</b>	<b>-13,8%</b>
Gas	5.527	-11,3%	660	+5,9%	353	-52,5%	1.703	-22,9%	764	+102,0%	499	+17,5%	9.506	-10,4%
Carbone	327	+1,8%	-	-	905	-40,0%	-	-	-	-	242	-55,3%	1.475	-37,8%
Altre	798	+10,2%	59	+8,8%	230	+5,8%	692	-19,6%	76	-8,5%	95	+17,9%	1.949	-3,4%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>8.727</b>	<b>+31,9%</b>	<b>1.485</b>	<b>+7,2%</b>	<b>1.194</b>	<b>+25,8%</b>	<b>1.576</b>	<b>+5,9%</b>	<b>514</b>	<b>+5,7%</b>	<b>340</b>	<b>+5,6%</b>	<b>13.835</b>	<b>+23,0%</b>
Idraulica	6.614	+57,3%	490	+55,2%	657	+83,0%	478	+26,6%	143	+28,8%	109	+100,9%	8.491	+56,6%
Geotermica	-	-	652	-0,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	652	-0,8%
Eolica	3	-17,2%	11	-2,8%	161	-0,9%	651	+15,4%	211	+16,6%	129	-7,5%	1.166	+9,8%
Solare e altre	2.110	-12,4%	331	-17,3%	376	-12,1%	446	-18,2%	160	-17,6%	102	-20,6%	3.526	-14,1%
<b>Pompaggio</b>	<b>475</b>	<b>+190,1%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>135</b>	<b>+1012,3%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>612</b>	<b>+246,4%</b>
<b>Totale</b>	<b>15.854</b>	<b>+12,8%</b>	<b>2.205</b>	<b>+6,8%</b>	<b>2.817</b>	<b>-17,9%</b>	<b>3.971</b>	<b>-12,9%</b>	<b>1.353</b>	<b>+42,8%</b>	<b>1.177</b>	<b>-14,0%</b>	<b>27.377</b>	<b>+3,6%</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 in crescita rispetto al 2017 (2.688 MWh, +135 MWh), soprattutto sulla frontiera slovena. In calo, per contro, la capacità allocata in export, alla cui complessiva riduzione contribuisce in particolare la frontiera francese (Tabella 6). La capacità

disponibile in import (NTC) si riduce dell'1/2% su tutte le frontiere, con il market coupling che ne alloca, come un anno fa, oltre il 90% sulla frontiera francese e svizzera, mentre tale quota supera di poco l'80% sulla frontiera slovena, era poco superiore al 30% a maggio 2017, con la restante parte non utilizzata in entrambi i riferimenti temporali (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	2.124 (2.143)	2.093 (2.058)	97,0% (98,3%)	95,2% (84,5%)	1.048 (1.002)	226 (668)	0,4% (1,7%)	- (0,7%)
Italia - Austria	205 (222)	204 (223)	96,1% (98,3%)	98,3% (97,7%)	107 (89)	121 (97)	0,9% (0,9%)	0,9% (0,9%)
Italia - Slovenia	436 (430)	391 (272)	87,9% (49,7%)	69,2% (21,1%)	631 (631)	229 (346)	9,7% (48,7%)	0,4% (9,3%)

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

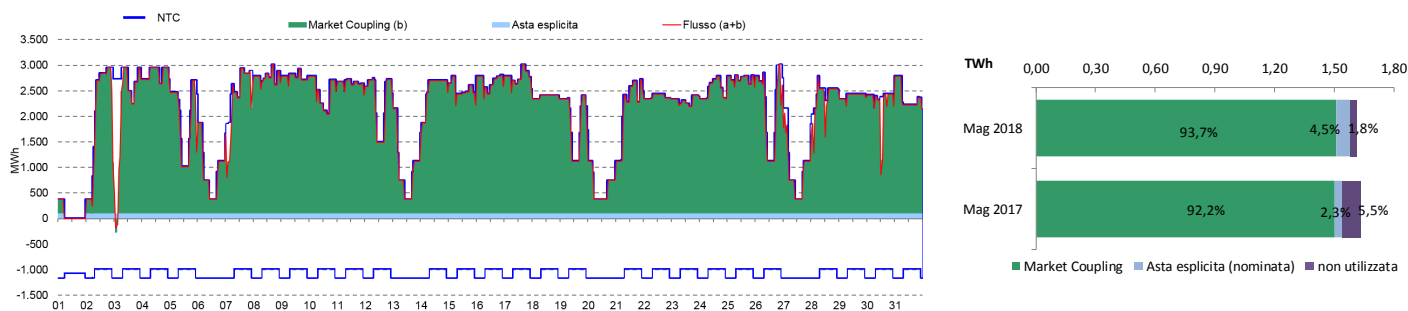


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

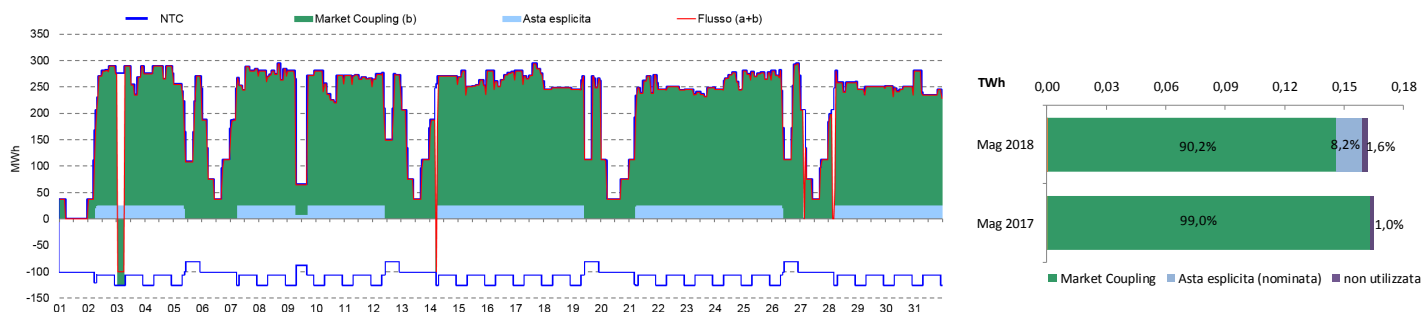
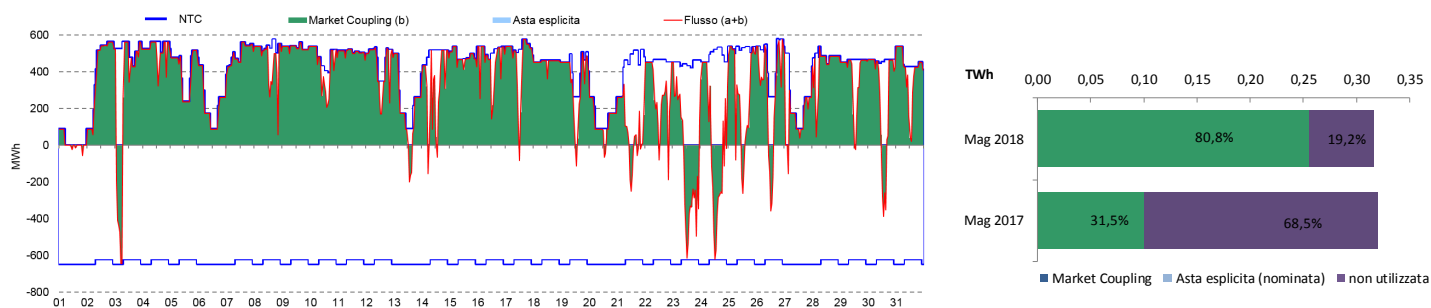


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 53,24 €/MWh, registra, come di consueto dinamiche analoghe al PUN, mostrando un incremento sia mensile (+8,2%) che annuale (+22,8%) (Grafico 9). Il confronto con il PUN conferma un esiguo differenziale con il prezzo di acquisto su MI, seppur di segno opposto rispetto ad un anno fa (-0,24 €/MWh contro +0,27 €/MWh). Incrementi

dei prezzi in doppia cifra sul 2017 si osservano anche a livello di singoli mercati (Figura 1 e Grafico 10). In relazione ai volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, risultati di poco inferiori a 2,0 TWh, anche a maggio si registra un modesto incremento tendenziale (+4,0%) che interessa tutte le sessioni ad eccezione di MI2 (-22,2%) e MI6 (-13,7%) (Figura 1 e Grafico 10).

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

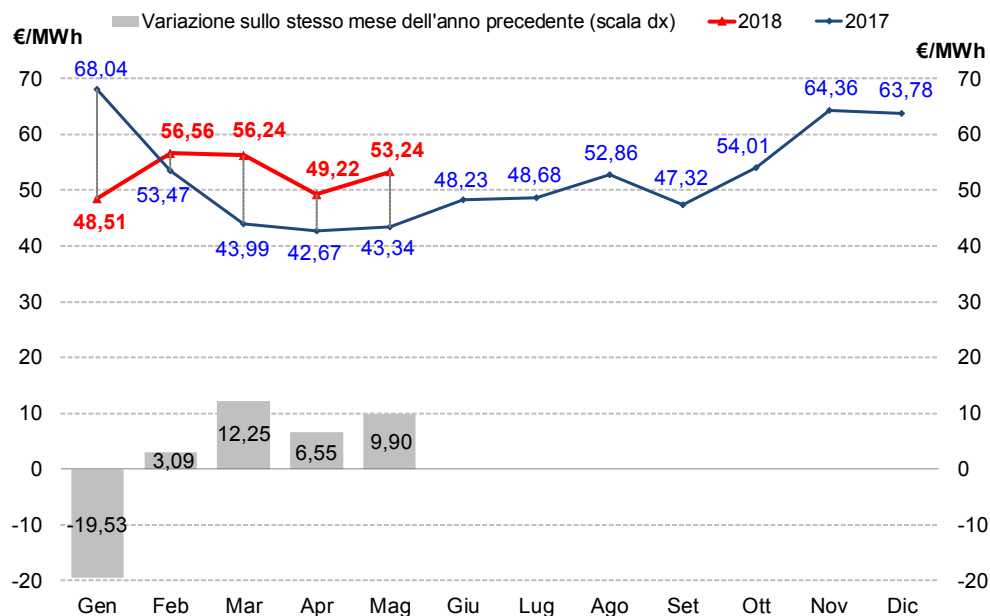
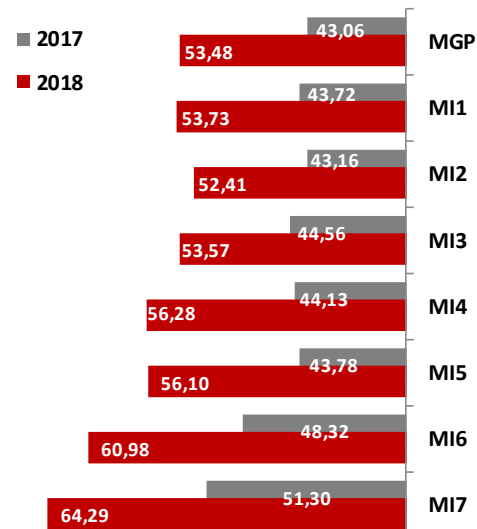


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	53,48	+24,2%	23.944.080	32.183	+2,8%
<b>MI1</b> (1-24 h)	53,73 (+0,5%)	+22,9%	1.109.383	1.491	+8,8%
<b>MI2</b> (1-24 h)	52,41 (-2,0%)	+21,4%	330.152	444	-22,2%
<b>MI3</b> (5-24 h)	53,57 (-3,0%)	+20,2%	243.274	392	+41,4%
<b>MI4</b> (9-24 h)	56,28 (-1,0%)	+27,5%	68.802	139	+17,2%
<b>MI5</b> (13-24 h)	56,10 (+0,0%)	+28,2%	80.642	217	+10,3%
<b>MI6</b> (17-24 h)	60,98 (+1,9%)	+26,2%	111.388	449	-13,7%
<b>MI7</b> (21-24 h)	64,29 (+4,4%)	+25,3%	35.717	288	+36,1%

Prezzi. €/MWh

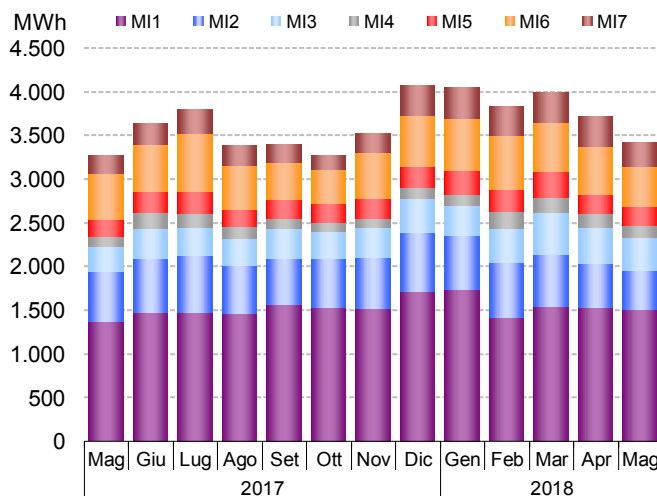
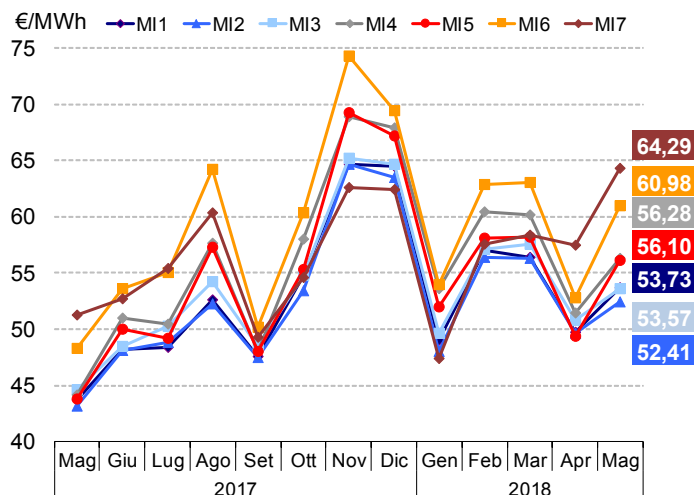


NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore)



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

Fonte: GME



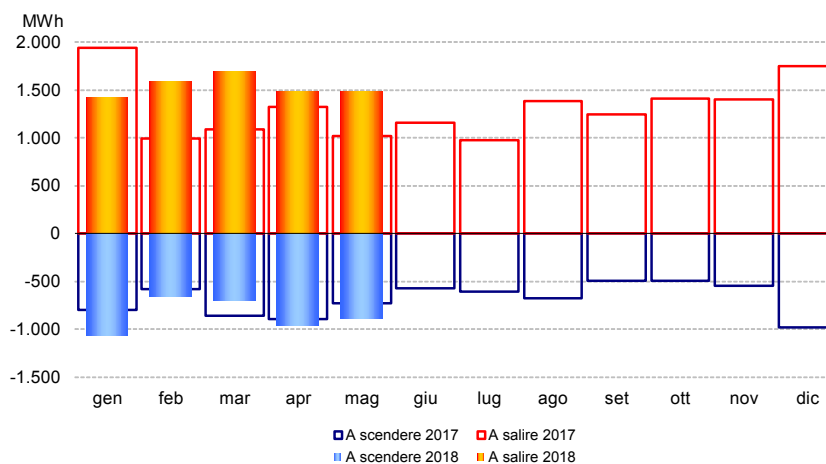
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, al quarto rialzo annuo consecutivo, salgono a 1,1 TWh (+45,1% su maggio 2017). Si confermano in

aumento su un anno fa anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 0,7 TWh (+23,4%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

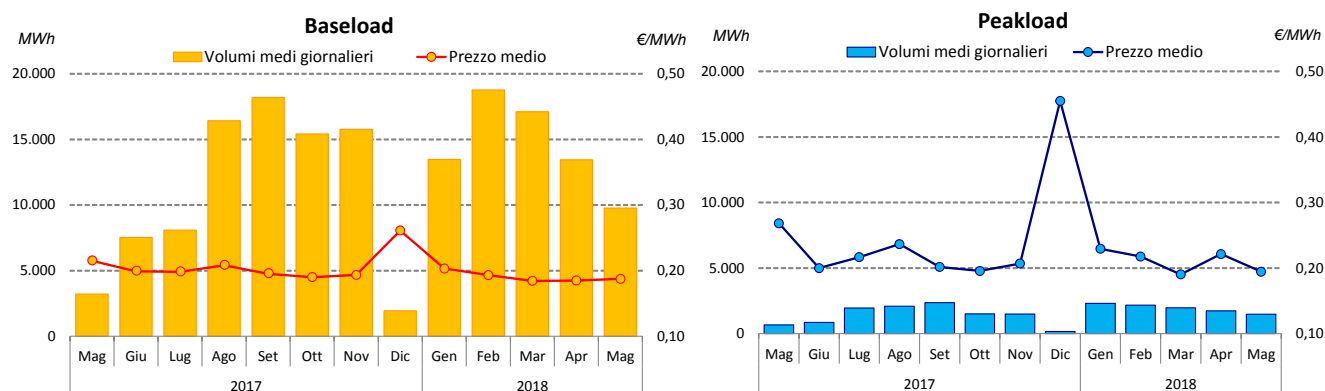
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 240 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 182 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri si attesta a 0,19 €/MWh su entrambi i profili, rispettivamente nei 31 e nei 21 giorni di flusso del mese, e

registra una flessione più intensa per i peakload. I volumi complessivamente scambiati su MPEG, quasi triplicati rispetto al livello di un anno fa, risultano pari a 0,3 TWh, la maggior parte dei quali, come di consueto, riferiti a prodotti con profilo baseload (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	182	31/31	0,19	0,15	0,50	302.784	9.767
Peakload	58	21/23	0,19	0,18	0,50	31.080	1.480
<b>Totale</b>	<b>240</b>					<b>333.864</b>	



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 17 negoziazioni, tutte riferite a prodotti baseload, per complessivi 86 GWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 609 GWh, in calo del 6,2% su aprile. I prezzi appaiono ovunque in netto aumento,

con Giugno 2018 che chiude il suo periodo di trading a 61,00 €/MWh sul baseload (+11,9%) ed a 68,50 €/MWh sul peakload (+10,3%), ed una posizione aperta pari a 149 MW sul baseload, per complessivi 107 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a maggio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Giugno 2018	61,00	+11,9%	6	22	-	22	214,3%	149	107.280
Luglio 2018	70,55	+18,3%	4	10	-	10	-	10	7.440
Agosto 2018	66,00	+18,8%	1	5	-	5	-	5	3.720
Settembre 2018	61,09	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	65,93	+15,8%	1	2	-	2	-	126	278.208
IV Trimestre 2018	68,50	+18,5%	3	9	-	9	-	108	238.572
I Trimestre 2019	63,95	+10,6%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	51,58	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	57,90	+14,0%	2	4	-	4	-	9	78.840
<b>Totale</b>			<b>17</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>52</b>			<b>606.780</b>

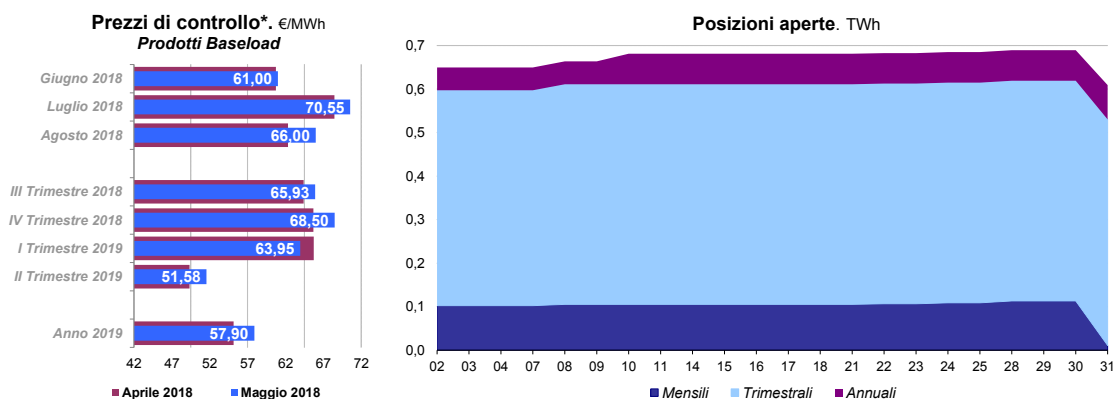
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Giugno 2018	68,50	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
Luglio 2018	82,91	+18,5%	-	-	-	-	-	-	-
Agosto 2018	73,55	+15,1%	-	-	-	-	-	-	-
Settembre 2018	67,54	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2018	74,87	+13,5%	-	-	-	-	-	3	2.340
IV Trimestre 2018	80,68	+12,6%	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2019	74,82	+9,2%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2019	57,26	+10,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2019	66,82	+15,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>2.340</b>
<b>TOTALE</b>			<b>17</b>	<b>52</b>	<b>-</b>	<b>52</b>			<b>609.120</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 maggio 2018, pari a 25,4 TWh, registrano una crescita annua del 5,2% sostenute soprattutto da maggiori transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 24,9 TWh (+4,3%) (Tabella 8).

Si conferma in aumento da inizio anno la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, pari a 13,6 TWh (+4,6% su un anno fa).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, pari a 1,86, registra modeste variazioni congiunturali e tendenziali (Grafico 13). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,6 TWh, aumentano dell'8,4%, mentre più debole è l'incremento dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 7,0 TWh (+1,0%). Ancora in netta crescita, ininterrotta da inizio anno, i programmi registrati nei conti in prelievo, saliti a 11,5 TWh (+16,2%), mentre i relativi sbilanciamenti a programma scendono ai minimi da quasi otto anni, pari a 2,1 TWh (-31,7%).

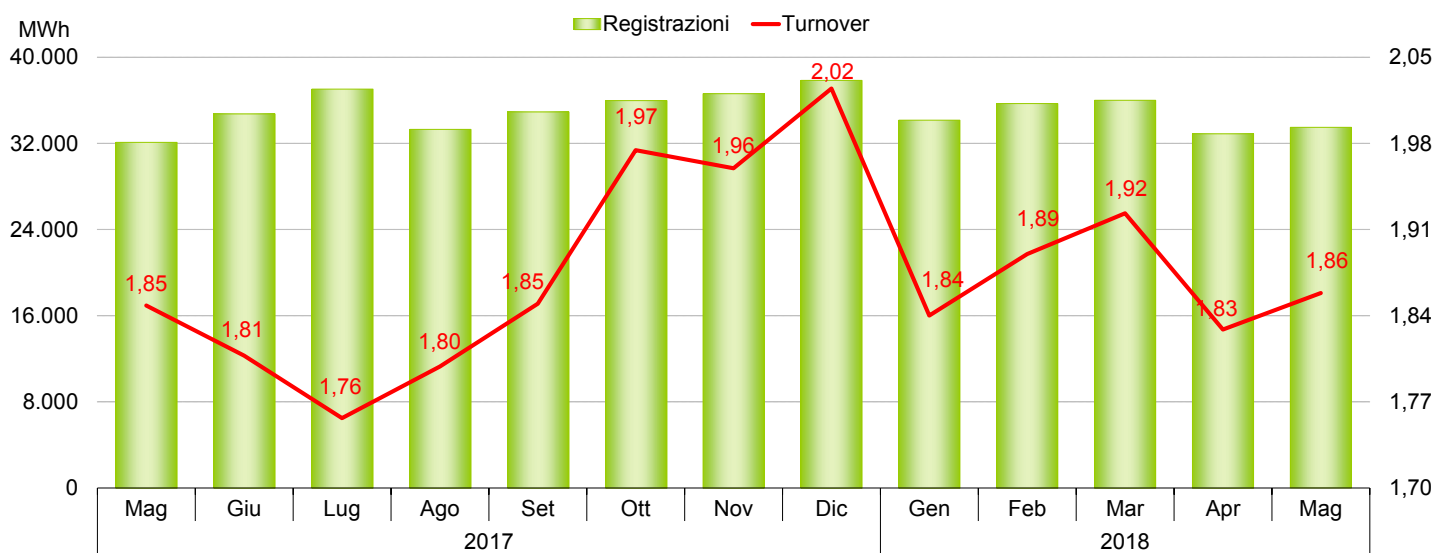
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a maggio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.749.125	+4,3%	26,6%	Richiesti	8.795.024	+5,7%	100,0%	11.651.406	+14,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	14.856	-86,8%	0,1%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.689.495	-3,0%	41,9%	298	-97,7%	0,0%
<i>Peak</i>	66.176	+12,1%	0,3%	Rifiutati	2.176.836	-1,7%	24,8%	156.441	-45,2%	1,3%
<i>Week-end</i>	4.320	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.176.556	-1,6%	24,7%	-	-	-
Totale Standard	6.834.477	+2,9%	27,0%	<b>Registrati</b>	<b>6.618.188</b>	<b>+8,4%</b>	<b>75,2%</b>	<b>11.494.965</b>	<b>+16,2%</b>	<b>98,7%</b>
Totale Non standard	18.079.323	+4,9%	71,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.512.939	-4,9%	17,2%	298	-97,7%	0,0%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>24.913.800</b>	<b>+4,3%</b>	<b>98,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	7.022.699	+1,3%	-	2.145.922	-31,7%	-
<b>MTE</b>	<b>104.160</b>	<b>+5,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>4.876.777</b>	<b>+28,7%</b>	-
<b>MPEG</b>	<b>333.864</b>	<b>+189,5%</b>	<b>1,3%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>25.351.824</b>	<b>+5,2%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.640.887</b>	<b>+4,6%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A maggio i consumi di gas naturale in Italia registrano un nuovo calo su base annua attestandosi ai minimi degli ultimi nove mesi; la flessione appare trainata dall'arretramento dei consumi sia del settore civile (-11%), favorito dal primo mese con temperature più miti, che del settore termoelettrico (-16%), spiazzati dalla performance della produzione rinnovabile idroelettrica. In controtendenza, invece, i consumi del settore industriale (+0,6%) ai massimi degli ultimi dieci anni per il mese in analisi. Sul lato dell'offerta frenano le importazioni di gas naturale (-0,5%), attestandosi tuttavia su livelli alti, mentre la produzione nazionale segna, dopo otto flessioni consecutive, una crescita su base annua (+21%). Nessuna erogazione dagli stoccaggi, mentre continua a pieno regime l'attività di iniezione

negli stoccaggi (+25%) con la giacenza a fine mese in crescita su aprile, ma lievemente più bassa rispetto allo scorso anno (-1%). Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi complessivamente scambiati presentano un robusto incremento sia rispetto al mese precedente che su base annua, segnando il massimo storico per il semestre aprile-settembre. La ripresa concentrata sui mercati title, ed in particolare su MGP-Gas, spinge al massimo storico la quota sulla domanda complessiva di gas naturale (10%, +3 p.p. su maggio 2017). In calo i volumi su MGS a fronte di prezzi in crescita su livelli elevati, pari a 23,64 €/MWh. In aumento i prezzi anche sugli altri mercati a pronti, tutti sopra i 23 €/MWh, in linea con gli sviluppi della quotazione al PSV (23,38 €/MWh).

## IL CONTESTO

A maggio i consumi di gas naturale in Italia scendono ai minimi degli ultimi tre anni per il mese in analisi, pari a 3.971 milioni di mc (-10,8%). La flessione appare trainata dall'arretramento dei consumi nel settore civile che, in corrispondenza di un aumento delle temperature, scendono a 1.239 milioni di mc (-10,9%) e di quelli del settore termoelettrico, pari a 1.473 milioni di mc (-15,6%); quest'ultima dinamica, che spinge i consumi termoelettrici ai minimi degli ultimi due anni, risulta principalmente connessa al forte incremento della produzione rinnovabile idroelettrica, in ripresa del 56,6% rispetto a maggio 2017. In controtendenza i consumi del settore industriale che, in lieve aumento su base annua, si portano a 1.189 milioni mc (+0,6%), massimo dal 2009 per il mese osservato. Cedono, infine, il 48% le esportazioni, attestatesi a 70 milioni di mc, minimo storico. Sul lato dell'offerta ripiegano lievemente le importazioni, pari complessivamente a 6.197 milioni di mc (-0,5%), pur confermandosi su livelli elevati e rappresentando

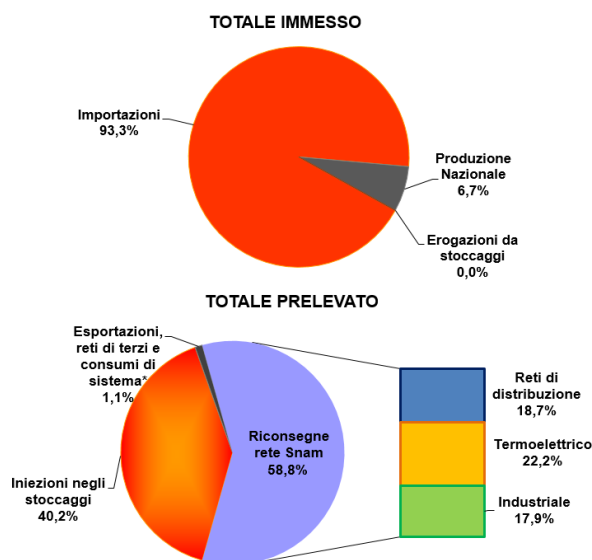
circa il 93% dell'approvvigionamento totale; in ripresa su base annua, invece, la produzione nazionale a 442 milioni di mc (+21,1%). Le maggiori immissioni (+0,7%), in tale fase di bassa domanda, hanno indotto un nuovo incremento delle iniezioni negli stoccaggi, pari a 2.668 milioni di mc, sia rispetto il mese precedente, quasi raddoppiate, che rispetto lo scorso anno (+24,8%), in assenza di erogazioni. L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra principalmente un calo delle importazioni di gas dal Nord Africa, pari a 923 milioni di mc a Mazara e 220 milioni di mc a Gela, ambedue sui livelli molto bassi degli ultimi tre anni (rispettivamente -29% e -49%); pressoché stabili i flussi di gas russo a Tarvisio, a 2.947 milioni di mc (+0,3%), mentre aumentano quelli dal Nord Europa a Passo Gries, pari a 1.278 milioni di mc (+81%). Dinamiche diversificate per le importazioni tramite i tre terminali GNL, tutti operativi, tra i quali Cavarzere si conferma il più attivo, con 575 milioni di mc, ma in flessione del 10,4%.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>6.197</b>	<b>65,6</b>	<b>-0,5%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	923	9,8	-28,5%
Tarvisio	2.947	31,2	+0,3%
Passo Gries	1.278	13,5	+81,0%
Gela	220	2,3	-49,2%
Gorizia	1	0,0	-
Panigaglia (GNL)	170	1,8	+104,2%
Cavarzere (GNL)	575	6,1	-10,4%
Livorno (GNL)	81	0,9	-37,2%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>442</b>	<b>4,7</b>	<b>+21,1%</b>
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>6.639</b>	<b>70,3</b>	<b>+0,7%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.901	41,3	-9,7%
Industriale	1.189	12,6	+0,6%
Termoelettrico	1.473	15,6	-15,6%
Reti di distribuzione	1.239	13,1	-10,9%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	70	0,7	-48,1%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>3.971</b>	<b>42,0</b>	<b>-10,8%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	2.668	28	+24,8%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>6.639</b>	<b>70,3</b>	<b>+0,7%</b>

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



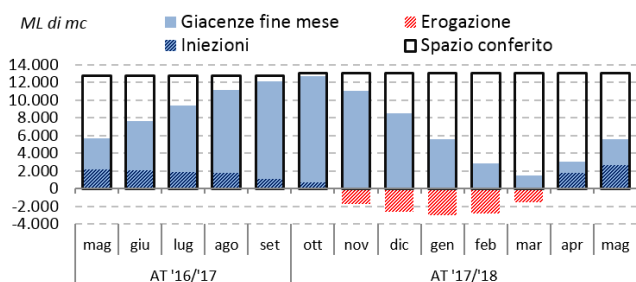
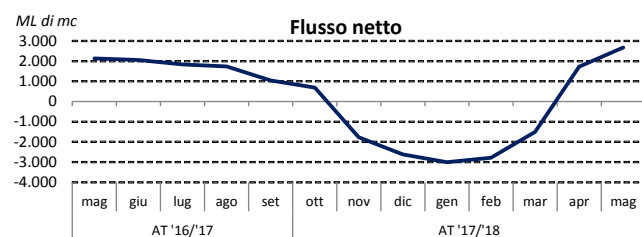
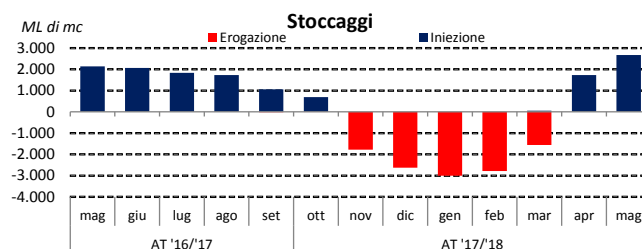
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 5.626 milioni di mc, incrementata rispetto ad aprile, ma ancora lievemente inferiore rispetto ai

livelli del 31 maggio del 2017 (-0,6%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 43,1%, anch'esso più basso rispetto ad un anno fa (-1,1 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/05/2018)</b>	<b>5.626</b>	<b>-0,6%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.668	+24,8%
<b>Flusso netto</b>	<b>2.668</b>	<b>+24,8%</b>
Spazio conferito	13.045	+1,9%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>43,1%</b>	<b>-1,1 p.p.</b>



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) registra una consistente crescita sia rispetto al mese precedente (+2 €/MWh, +7,1%) che su base annua (+5 €/MWh, +28,4%), attestandosi a 23,38 €/MWh, ai massimi dal 2014 per i mesi

estivi aprile-settembre. Rialzi più intensi per le quotazioni sui principali hub europei, con il prezzo medio al TTF che sale a 21,52 €/MWh (+10% e +37%), più basso rispetto a quello al PSV di 1,86 €/MWh (era 2,48 a maggio 2017).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) segnano anche a maggio un significativo incremento, sia rispetto al mese precedente che su base annua (rispettivamente +14% e +30%), e si portano a 4,2 TWh, livello più alto per il semestre aprile-settembre; tale dinamica, in controtendenza rispetto al calo della domanda, spinge la quota sul totale consumato al 10%, mai così alta, guadagnando 3,1 p.p. rispetto allo scorso anno. La ripresa è stata sostenuta dall'evoluzione degli scambi sui due mercati title che complessivamente rappresentano circa l'80% del totale negoziato. In evidenza la performance delle contrattazioni su MGP-Gas che, favoriti dall'avvio del meccanismo di Market Making relativamente al giorno gas in contrattazione g+1, mettono a segno il quarto importante incremento su base annua, attestandosi a 0,8 TWh (erano 0,2 TWh lo scorso maggio); in termini percentuali tale mercato rappresenta il 20% del totale scambiato, al pari di MGS. In

aumento anche i volumi scambiati su MI-Gas, pari a 2,5 TWh (+30%); di questi 1,6 TWh sono stati movimentati dal RdB, per una quota pari al 64% del totale scambiato, in aumento rispetto allo scorso anno (+8,5 p.p.). L'attività del RdB registra un significativo incremento sia lato acquisto (+35%) sia soprattutto lato vendita, con 168 mila MWh scambiati (erano 7 mila MWh a maggio 2017). Arretrano invece gli scambi su MGS, pari a 0,9 TWh (-22%).

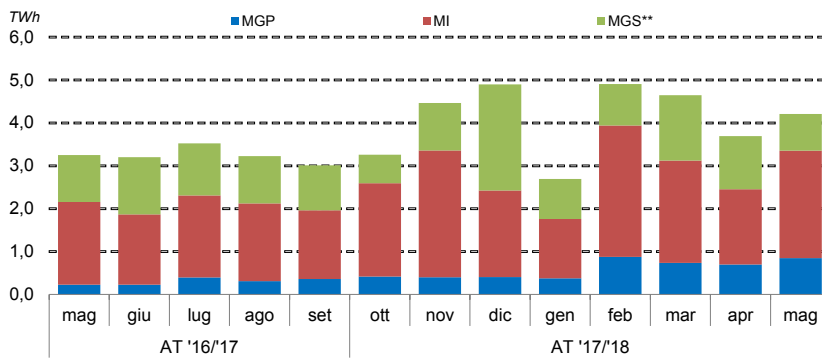
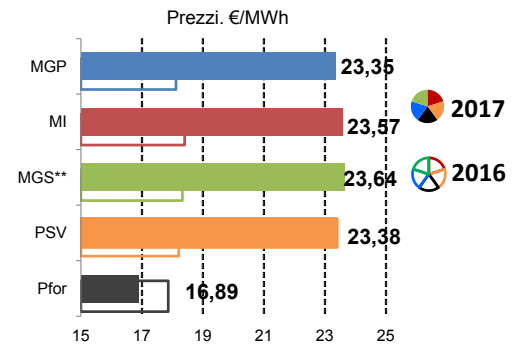
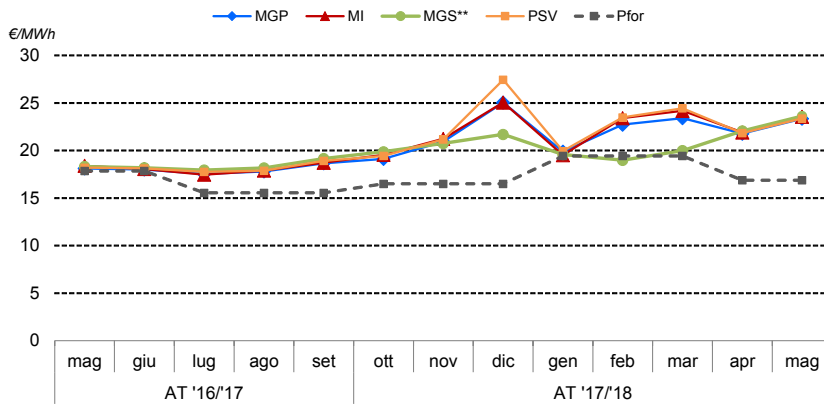
I prezzi presentano ovunque sia un rincaro tendenziale, intorno al 29%, che rispetto al mese precedente (+7%), in linea con gli sviluppi al PSV. Le quotazioni variano tra i 23,35 €/MWh di MGP-Gas ed i 23,64 €/MWh di MGS che rinnova il massimo storico; quest'ultima dinamica conferma la tendenza, in atto da metà aprile, di prezzi lentamente crescenti e stabilmente più alti rispetto ai restanti due mercati, in concomitanza anche all'incremento delle vendite di SRG.

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

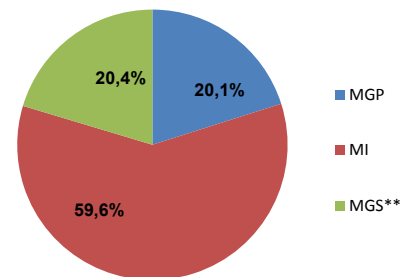
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MP-GAS	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGP	23,35	(18,12)	21,70	25,08	845.952 (225.493)
MI	23,57	(18,40)	20,15	25,55	2.507.520 (1.931.626)
MGS**	23,64	(18,32)	22,16	25,00	857.193 (1.092.639)
Stogit	23,64	(18,32)	22,16	25,00	857.193 (1.092.639)
Edison	-	(-)	-	-	- (-)
MPL	-	(-)	-	-	- (-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Struttura degli scambi



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

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

I volumi movimentati da SRG per l'impresa di stoccaggio Stogit, l'unica operativa, si mostrano in lieve aumento su base annua (+1%): gli acquisti, pari a 178 GWh (-22%), appaiono penalizzati dai minori scambi con finalità di Bilanciamento, pari solo al 34% del totale; le vendite, in

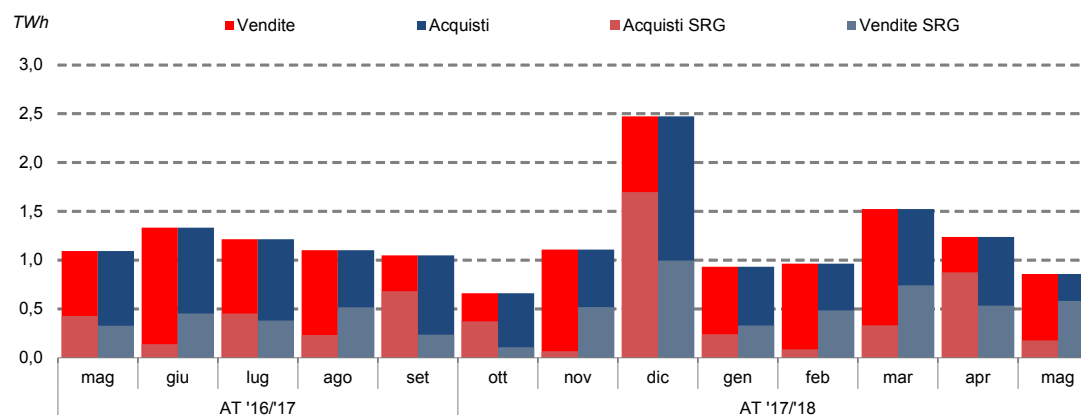
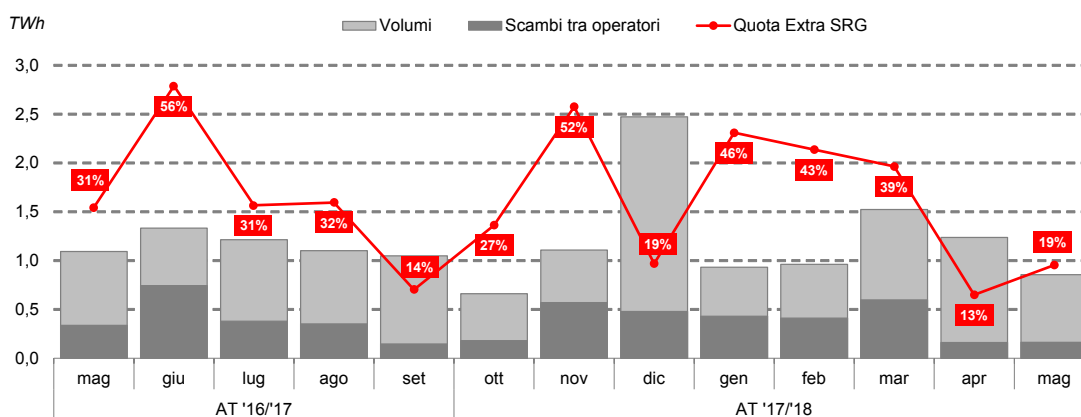
ripresa del 76% su base annua, ammontano a 582 GWh, di cui il 58% con finalità di Neutralità; il totale movimentato da SRG sale pertanto all'81% (+12 p.p. su base annua). Gli scambi tra operatori sono stati pari a 164 GWh, in energetico calo su base annua (-52%).

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

Fonte: dati GME

	Stogit				Edison Stoccaggio			
	Acquisti		Vendite		Acquisti		Vendite	
	MWh		MWh		MWh		MWh	
<b>Totale</b>	<b>857.193</b>	(1.092.639)	<b>857.193</b>	(1.092.639)	-	(-)	-	(-)
SRG	178.000	(427.046)	582.452	(328.169)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	60.000	(427.046)	240.228	(328.169)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	118.000	(-)	342.224	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	679.192	(665.594)	274.741	(764.470)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a maggio sono stati registrati 5 negoziazioni per complessivi 31.440 MWh; il prodotto M-2018-06 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 18,60 €/MWh ed una posizione aperta

di 720 MWh. Pertanto le posizioni aperte a fine mese ammontano a 29.208 MWh, in netto incremento rispetto al mese precedente. Prezzi di controllo in calo sul BoM, in aumento sulle altre due tipologie scambiate e infine stabili per i restanti prodotti negoziabili.

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte**		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi			
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2018-05	-	-	21,26	-15,0%	2	2.928	-	-	2.928	-	120	240
BoM-2018-06	-	-	18,39	-	-	-	-	-	-	-	24	696
M-2018-06	-	-	18,60	0,0%	-	-	-	-	-	-	24	720
M-2018-07	-	-	18,20	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-08	-	-	19,93	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-09	-	-	23,17	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,50	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	24,15	24,15	24,15	15,8%	1	11.040	-	-	11.040	-	120	11.040
Q-2019-01	-	-	20,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-02	-	-	17,80	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	22,45	24,98	24,98	20,7%	2	17.472	-	-	17.472	-	96	17.472
SS-2019	-	-	18,88	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2019	-	-	20,30	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>5</b>	<b>31.440</b>			<b>31.440</b>		<b>240</b>	<b>29.208</b>

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di maggio consolida lo scenario rialzista progressivamente affermatosi nel corso dell'ultimo anno sulle quotazioni europee delle commodities. Salgono ai massimi da oltre tre anni il greggio e i derivati petroliferi, mentre anche i prezzi del gas, dopo il calo di aprile, tornano

su livelli prossimi ai massimi dell'ultimo anno. In decisa ripresa anche il carbone, che torna a salire invertendo il break ribassista di inizio anno. Coerenti con tale contesto le quotazioni dell'energia elettrica scambiata sulle principali borse europee, tutte in crescita su base annua.

A maggio le quotazioni di greggio, olio combustibile e gasolio salgono ai livelli più alti da fine 2014, rafforzando la tendenza rialzista osservata a partire dalla seconda metà del 2017 e raggiungendo, rispettivamente, 78 \$/bbl, 418 \$/MT e 662 \$/MT, per effetto di incrementi compresi tra il 6%/13% su base mensile e il 48%/56% su base annua.

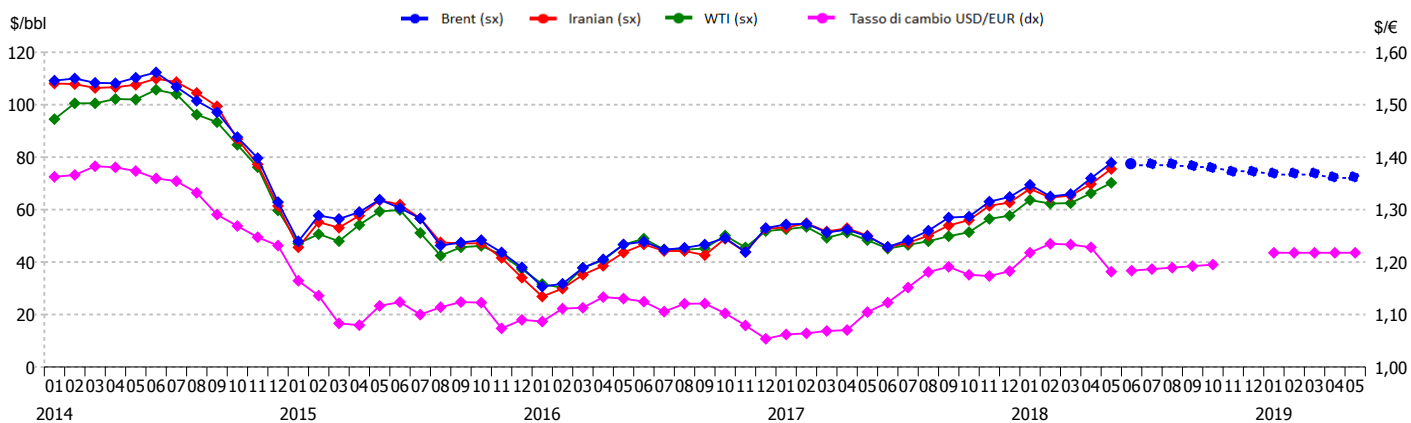
Sostanzialmente allineate ai livelli spot le indicazioni provenienti dai mercati a termine per i prossimi mesi, in rialzo del 7%/8% rispetto a quelle di aprile. Tornano a crescere

con forza anche le quotazioni del carbone europeo, che si attestano a 88,20 \$/MT (+8% e +20%), restituendo vigore ad un trend rialzista che sembrava affievolirsi ad inizio anno e alimentando le aspettative dei mercati futures per il breve periodo, in analogia ripresa. Nella conversione in euro le quotazioni delle commodities confermano in generale le dinamiche rialziste, mostrando un'intensificazione delle variazioni registrate su base mensile favorita dal calo del tasso di cambio a 1,18 \$/€ (-4%).

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

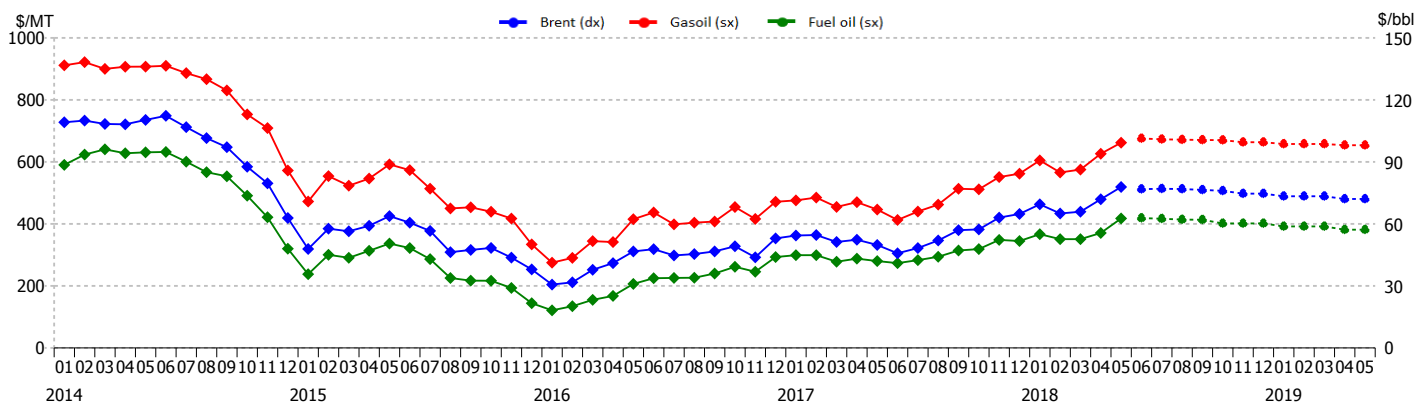
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mag 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 18	Var M-1 (%)	Lug 18	Var M-1 (%)	Ago 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	77,86	+ 8 %	+ 56 %	74,67	76,86	+ 7 %	77,01	+ 8 %	76,88	-	71,47	+ 10 %
	€/bbl	65,89	+ 12 %	+ 46 %	-	64,93	-	64,89	-	64,63	-	58,69	-
OLIO COMB.	\$/MT	417,69	+ 13 %	+ 49 %	397,41	419,01	-	416,89	-	414,00	-	382,97	+ 8 %
	€/MT	353,47	+ 17 %	+ 39 %	-	353,99	-	351,31	-	348,07	-	314,50	-
GASOLIO	\$/MT	662,05	+ 6 %	+ 48 %	655,50	675,77	+ 7 %	672,90	+ 8 %	671,74	-	656,07	+ 9 %
	€/MT	560,27	+ 10 %	+ 39 %	-	570,90	-	567,06	-	564,76	-	538,78	-
CARBONE	\$/MT	88,20	+ 8 %	+ 20 %	85,00	90,90	+ 8 %	91,07	+ 8 %	90,57	-	87,00	+ 7 %
	€/MT	74,64	+ 13 %	+ 12 %	-	76,79	-	76,75	-	76,14	-	71,45	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,18	- 4 %	+ 7 %	-	1,18	- 4 %	1,19	- 4 %	1,19	-	1,22	- 4 %

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



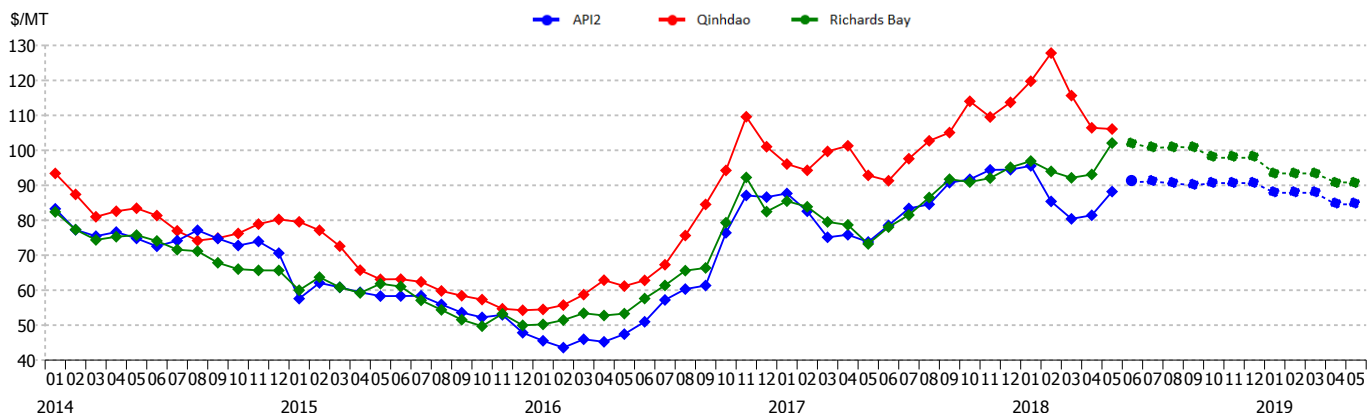
Fonte: Thomson-Reuters

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

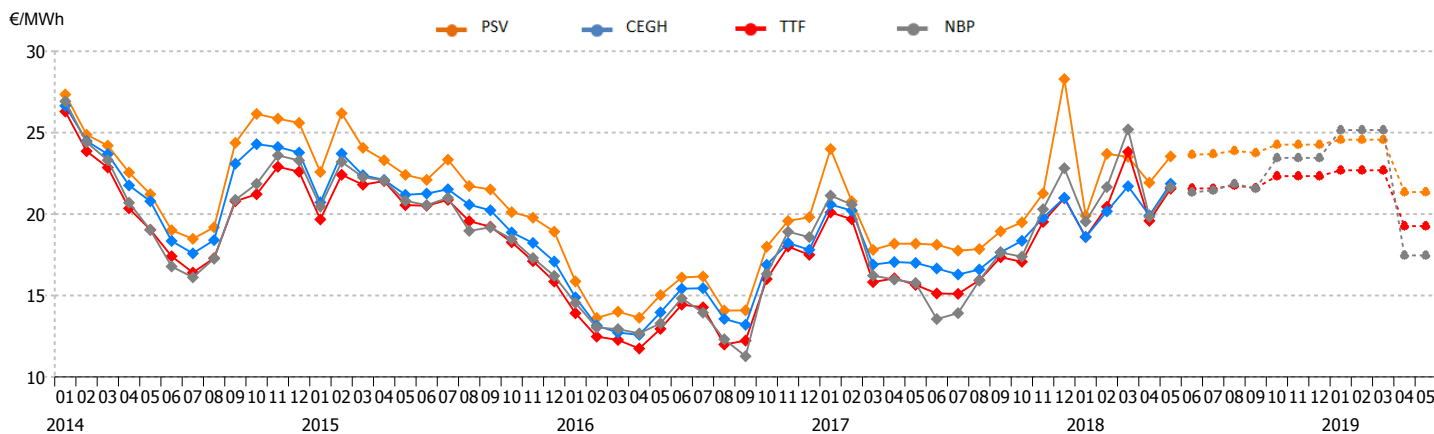
Dinamiche decisamente rialziste anche per i prezzi del gas, tornati su livelli tra i più alti dell'ultimo anno in virtù di una nuova e repentina ripresa osservata dopo il calo registrato in aprile. Sull'hub italiano il prezzo sale a 23,38 €/MWh (+7%/+28%) e riduce a poco meno di 2 €/MWh il suo differenziale dal TTF, posizionatosi a 21,52

€/MWh e in aumento più marcato rispetto al nostro riferimento nazionale sia su base mensile che annuale (+10%/+37%). Le tendenze rialziste appaiono confermate anche dai mercati a termine, che mostrano per i prossimi mesi quotazioni ovunque in moderato rialzo rispetto alle indicazioni dello scorso aprile.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Mag 18	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Giu 18	Var M-1 (%)	Lug 18	Var M-1 (%)	Ago 18	Var M-1 (%)	2019	Var M-1 (%)
PSV	IT	23,38	+ 7 %	+ 28 %	22,33	23,65	+ 11 %	23,69	+ 12 %	23,88	-	22,35	+ 12 %
TTF	NL	21,52	+ 10 %	+ 37 %	20,58	21,58	+ 12 %	21,56	+ 13 %	21,75	-	20,27	+ 12 %
CEGH	AT	21,86	+ 10 %	+ 29 %	20,94	22,13	+ 11 %	22,81	+ 15 %	22,46	-	-	-
NBP	UK	21,66	+ 9 %	+ 37 %	20,95	21,33	+ 14 %	21,45	+ 12 %	21,86	-	-	- 100 %



Le tendenze registrate sui mercati dei combustibili si ripercuotono sulle quotazioni elettriche, che registrano incrementi significativi sia su base mensile sia, soprattutto, a livello annuale. In particolare il prezzo italiano sale a 53,48 €/MWh, riflettendo le dinamiche rialziste del gas, combustibile di riferimento del parco nazionale (+8%/+24%), ed allarga il suo differenziale dalla limitrofa Francia a 19 €/MWh, valore più alto dallo scorso settembre. Forti incrementi anche sul prezzo spagnolo, che supera quello italiano, posizionandosi

sui 55 €/MWh (+29%/+17%). Più basse e allineate sui 33/34 €/MWh le quotazioni nel resto d'Europa, che confermano la tipica riduzione stagionale dello spread Francia-Germania, favorita anche dalla ripresa più consistente del riferimento tedesco (+5%/+10%). In ottica prospettica le dinamiche appaiono confermate dalle aspettative rialziste osservate sui mercati a termine, che confermano per il periodo estivo uno spread tra il prezzo italiano e le borse limitrofe di circa 20/23 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

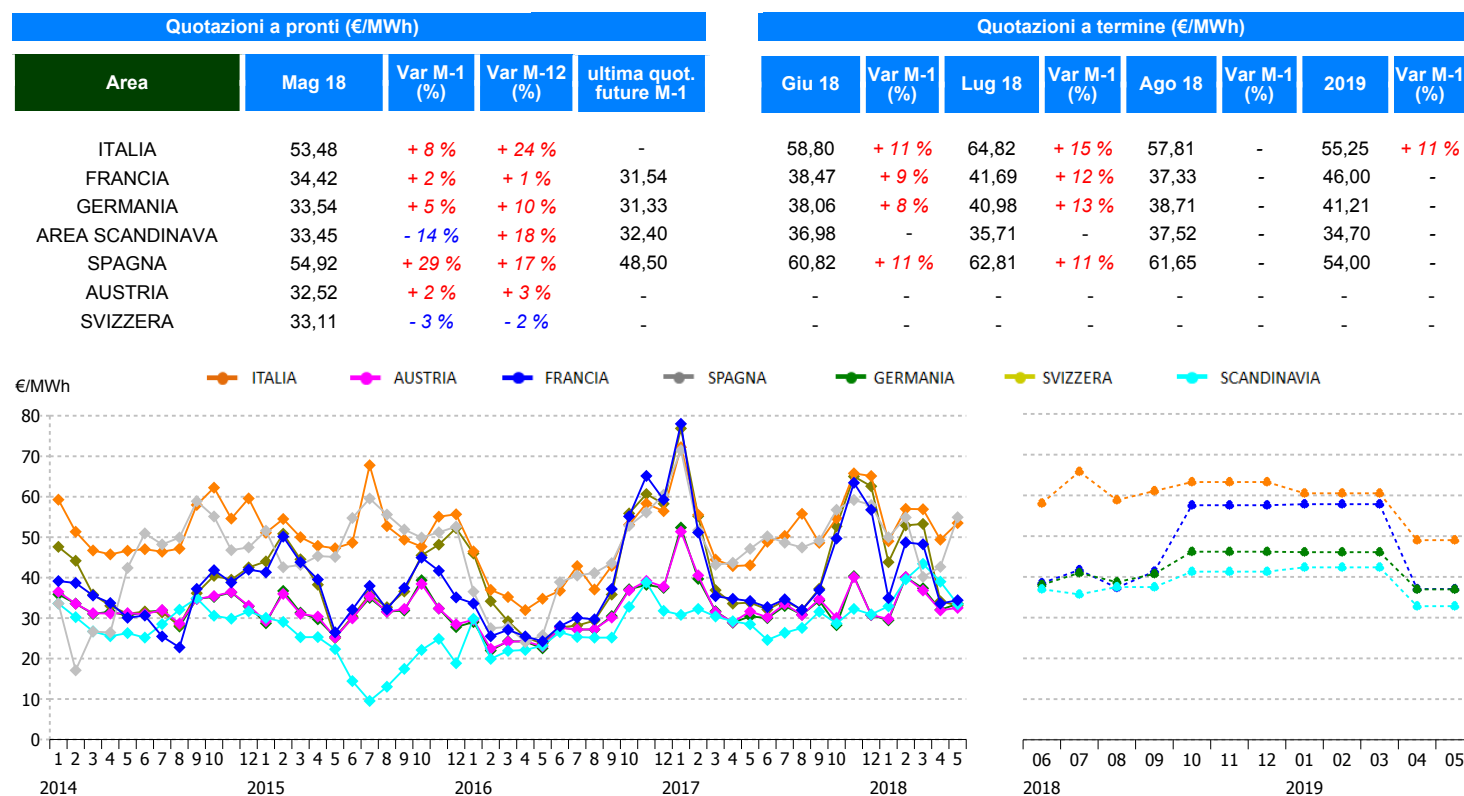
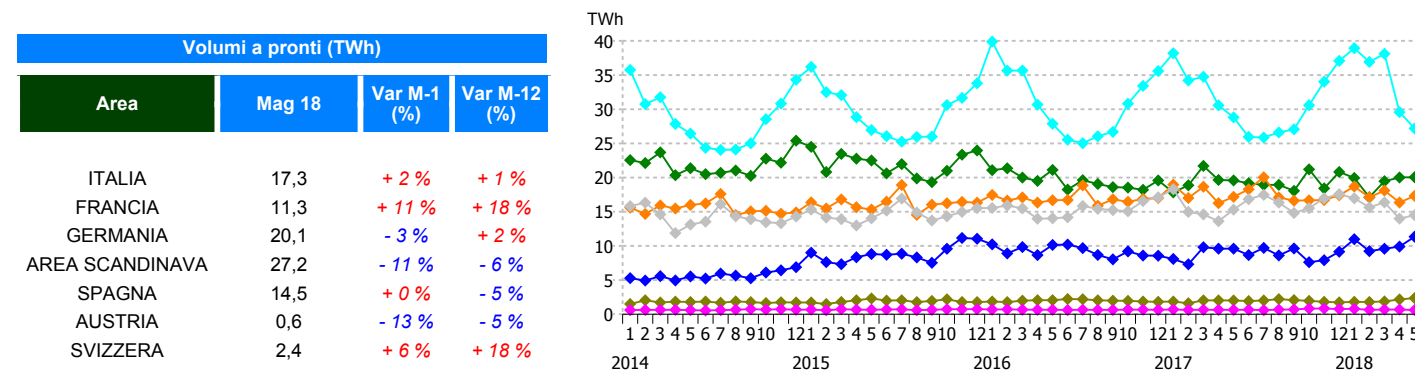


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



In merito ai volumi contrattati, l'andamento sulle principali borse europee spot risulta contrastato, mostrando aumenti tendenziali intensi per le quantità dei paesi dell'area centro-europea negoziate su Epex, complessivamente in

crescita a 33,8 TWh. Calano, di contro, gli scambi nell'area scandinava (27,2 TWh, -6%) e in Spagna (14,5 TWh, -5%), a fronte di una lieve ripresa di quelli italiani (17,3 TWh, +1%).

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ A maggio, ultimo mese di contrattazione dell'anno d'obbligo 2017, il prezzo medio registrato sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) rimane pressoché stabile sui livelli di aprile a 312 €/tep, confermandosi anche in linea con il valore del contributo tariffario. In aumento invece il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che, dopo la caduta del mese precedente, si riporta poco sotto i corrispondenti livelli di mercato. Arretrano gli scambi sul mercato organizzato, con la liquidità che cede circa 40 punti percentuali, portandosi

ai minimi dal 2015 (22%), mentre avanza la contrattazione bilaterale sui livelli più alti degli ultimi dodici mesi. Sul mercato organizzato aumenta, invece, la quantità destinata al trading sia in termini assoluti che percentuali.

Nel primo mese di negoziazione delle Garanzie d'Origine riferite alla produzione 2018, la quotazione media sul mercato organizzato (MGO) si posiziona su livelli più alti di sempre a 0,89 €/MWh, a fronte di volumi scambiati poco significativi nel confronto con la piattaforma bilaterale il cui prezzo, invece, si colloca a 0,44 €/MWh.

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

Nella sessione del 22 maggio, l'ultima dell'anno d'obbligo 2017, il prezzo medio sul mercato organizzato si conferma sui livelli della seduta precedente a 311,58 €/tep (+0,1%); la quotazione rimane allineata anche al valore del contributo tariffario che, in assenza di scambi rilevanti, è stabile a 311,45 €/tep. Se consideriamo l'intero periodo d'obbligo il prezzo medio sul mercato è stato pari a 317,35 €/tep, oscillando tra i 234 €/tep registrati a giugno 2017 e i 447 €/tep dello scorso febbraio, con uno spread medio sul contributo tariffario pari a circa 6 €/tep.

Il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale, che ad aprile aveva segnato una battuta di arresto, si riporta repentinamente poco sotto il livello del mercato organizzato e del contributo tariffario, posizionandosi a 306,10 €/tep (+31%). Tale dinamica appare rafforzata se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota questo mese sale al 99%. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (311,00-320,00 €/tep) scende al 27% (era 47% ad aprile).

I volumi scambiati, pur risultando superiori ai livelli di febbraio e marzo, registrano un calo rispetto alla sessione di aprile (439 mila tep; -21%), in controtendenza rispetto a quanto osservato sulla piattaforma bilaterale, dove gli scambi, a conferma di una tendenza osservata negli anni in prossimità della scadenza del periodo d'obbligo, risultano in significativo aumento e quasi quadruplicati rispetto al mese precedente. La liquidità del mercato organizzato cede, pertanto, circa 40 p.p. su aprile, scendendo al 22%, minimo da gennaio 2015. Crescono, invece, sia il numero medio di titoli scambiati sul mercato per singola transazione (324 contro i 288 titoli di aprile), ai massimi per l'anno d'obbligo appena concluso, sia le quantità destinate al trading che pari a circa 64 mila tep, mostrano un aumento del 20% sul mese precedente, rappresentando il 15% dei volumi negoziati sul mercato.

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine maggio, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 53.623.603 tep, in aumento di 697.255 tep rispetto a fine aprile 2018; alla chiusura dell'anno d'obbligo pertanto il numero dei titoli disponibili è pari a 6.216.934 tep (+12,6% sul periodo precedente).

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	311,58	+0,1%	311,00	320,00	438.638	-20,5%	136,67	-20,4%	63.931	+19,6%	14,6%	+4,9 p.p.	12	-1
Bilaterali	306,10	+31,0%	0,00	405,00	1.587.627	+375,3%	485,97	+522,8%						
con prezzo >1	310,60	+14,7%	5,00	405,00	1.564.544	+443,2%	485,95	+522,7%						
Totale	307,28	+9,0%	0,00	405,00	2.026.265	+128,8%	622,64	+149,3%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

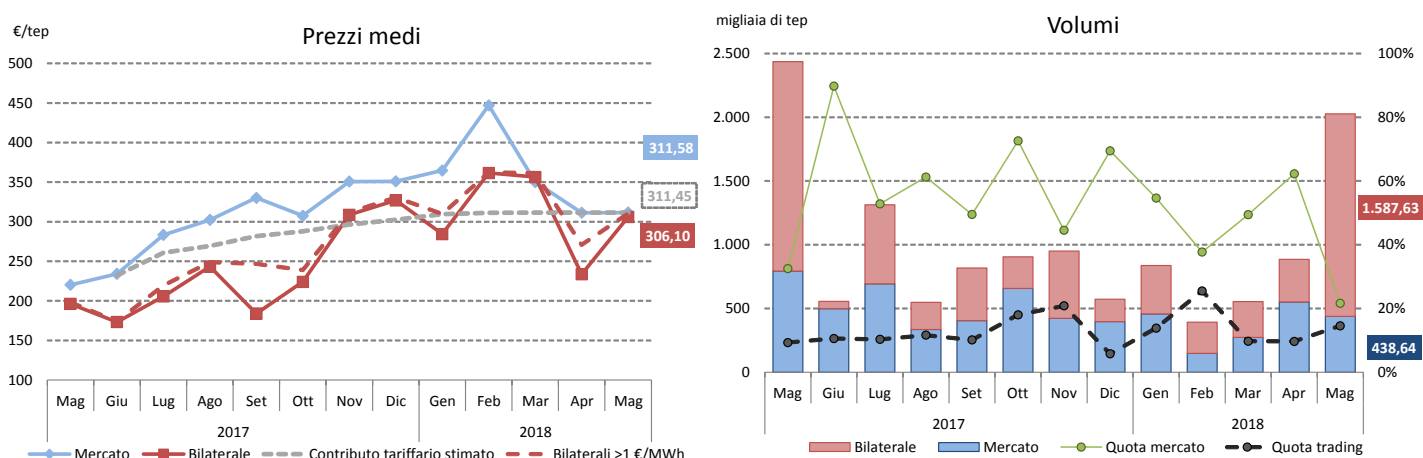


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	€/tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep	tep	tep
Giugno - Maggio	317,35	5.281.682	313,45	3.932.672	74,5%	311,45	6.216.934	53.623.603
Giugno - Aprile	317,88	4.843.044	313,45	3.932.672	81,2%	311,45	5.519.679	52.926.348
	(-0,2%)	(+9,1%)	(+0,0%)	(+0,0%)	(-6,7 p.p.)	(+0,0%)	(+12,6%)	(+1,3%)

\* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEESGI con delibera 435/2017/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.

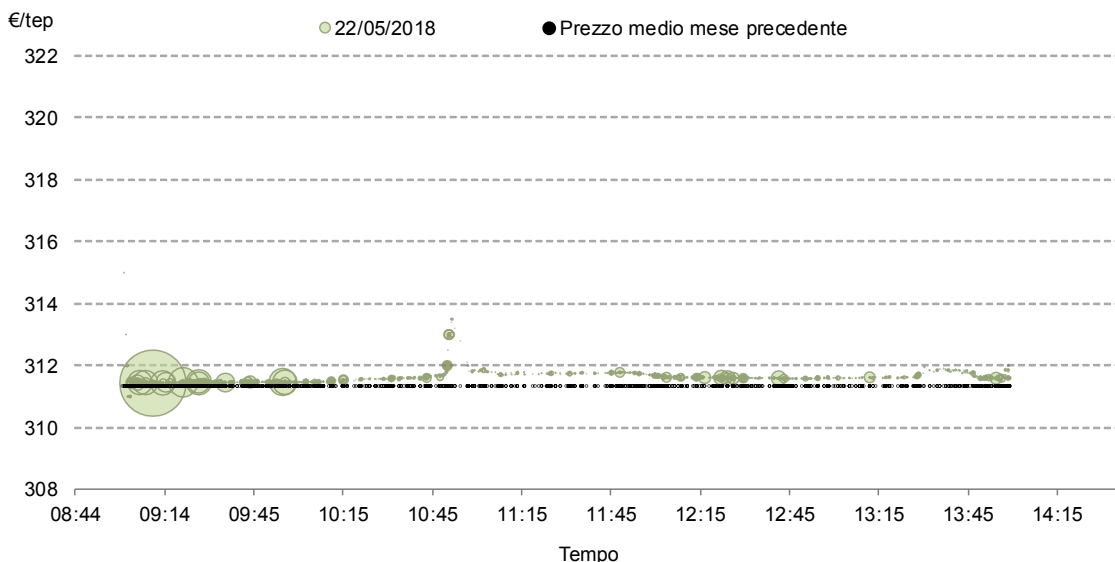
\*\* Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.

L'analisi dell'andamento infraseSSIONE della seduta mensile evidenzia come, ad eccezione di pochi abbinamenti conclusi nei primi minuti di operatività, i corsi si sono collocati tutti

poco sopra il prezzo medio della sessione precedente, in un range che ha registrato una spinta al rialzo a metà seduta, ma che non ha mai superato i 2 €/tep.

Figura 2: MTEE, andamento infra-sessioni

Fonte: dati GME



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

A maggio riparte il periodo di contrattazione per le nuove garanzie di origine riferite alla produzione del 2018. Il prezzo medio registrato sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, sembra continuare il trend ascendente avviato nel precedente periodo d'obbligo e si attesta al massimo storico pari a 0,89 €/MWh, in aumento di 0,26 €/MWh rispetto al mese di marzo. La quotazione di mercato allarga il differenziale con quella rilevata sulla Piattaforma Bilaterale, anch'essa in aumento sui

valori più alti di sempre (0,44 €/MWh). La dinamica rialzista dei prezzi non trova immediato riscontro negli sviluppi in termini di volumi; ridotti i volumi scambiati sia sul mercato che nella piattaforma bilaterale, pari rispettivamente a 24 mila MWh e a 494 mila MWh, che pur segnando complessivamente un timido incremento su base annua, risultano ai minimi da settembre scorso confermando tuttavia il ruolo predominante della negoziazione bilaterale.

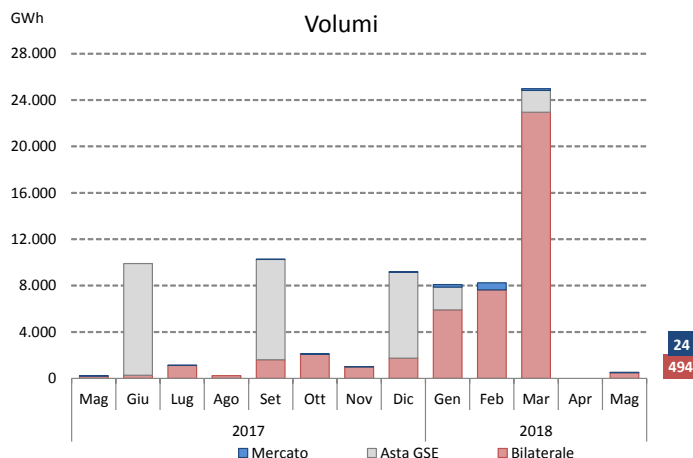
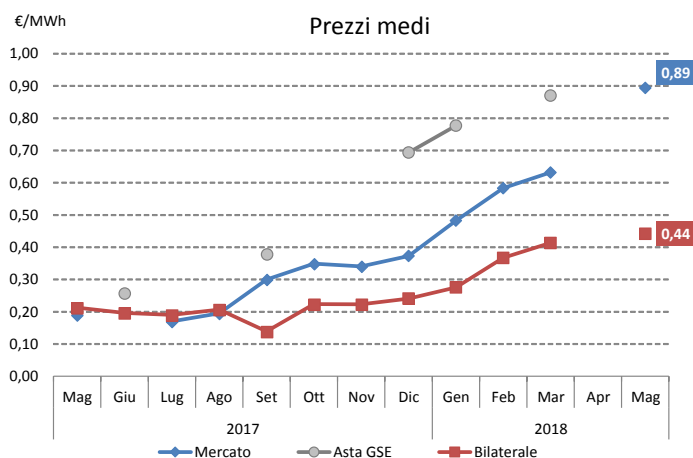
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi		Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh				
Mercato	0,89	-	0,80	0,95	23.639	-	21.141	-
Bilaterali	0,44	-	0,04	1,20	494.187	-	218.371	-
con prezzo >0	0,44	-	0,04	1,20	494.187	-	218.371	-
<b>Totale</b>	<b>0,46</b>	<b>-</b>	<b>0,04</b>	<b>1,20</b>	<b>517.826</b>	<b>-</b>	<b>239.512</b>	<b>-</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME



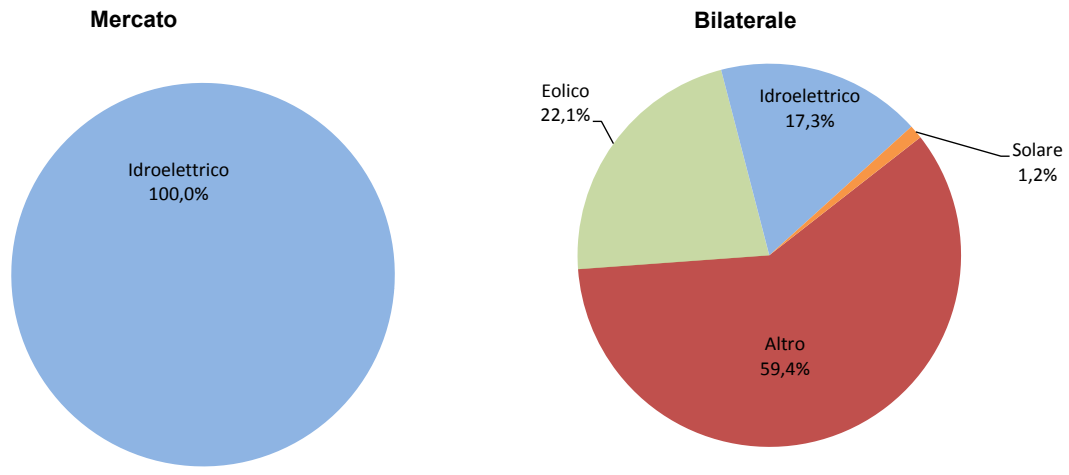
La struttura degli scambi per tipologia di impianto dei titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2018 mostra la diversa distribuzione delle garanzie d'origine sulle due piattaforme. La totalità delle contrattazioni sul mercato organizzato è riferita

a produzione da impianti idroelettrici, mentre emerge una maggiore distribuzione nella contrattazione bilaterale: oltre la metà delle registrazioni è riferita alla tipologia Altro (59%), seguita da quella Eolico e Idroelettrico.



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

Fonte: dati GME



# USA: DA IMPORTATORE AD ESPORTATORE DI GAS. IL RUOLO CHIAVE DEL GNL.

di Agata Gugliotta (RIE)

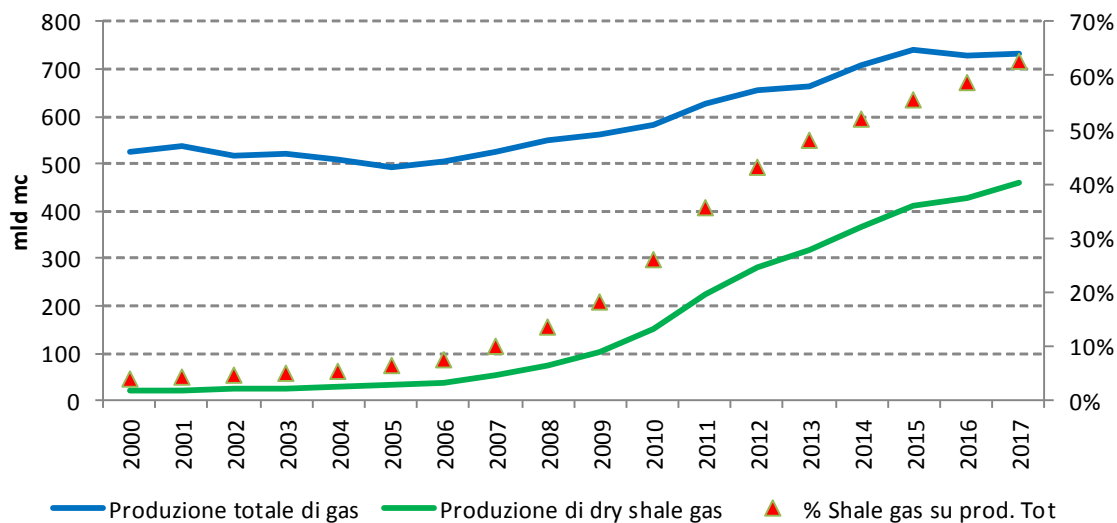
(continua dalla prima)

**La rivoluzione dello shale gas.** Da curiosità per ingegneri minerari a vera e propria rivoluzione energetica: questa la parabola dello shale gas. Il gas di scisto intrappolato nelle rocce porose, noto già dall'inizio del Novecento, negli ultimi dieci anni ha stravolto il sistema energetico americano con importanti ripercussioni anche su quello mondiale. L'aumento vertiginoso dei prezzi del gas a metà degli anni Duemila per il declino della produzione interna da un lato, e la maturazione delle tecnologie di fratturazione idraulica e di perforazione orizzontale dall'altro, sono due dei principali motivi che hanno reso conveniente lo sfruttamento delle cosiddette riserve non convenzionali. A stupire è stata la velocità con cui lo shale

gas ha invaso il mercato del gas americano determinandone un crollo verticale dei prezzi (ridottisi di 1/3 in quasi 10 anni). Se nel 2000, infatti, la produzione di shale gas a malapena superava i 21 mld di mc – appena il 4% della produzione complessiva di gas americano - nel 2007 era oltre i 52 mld di mc (10% sull'output totale) e nel 2017 ha superato i 460 mld di mc, assorbendo oltre il 60% della produzione domestica. Una produzione domestica in continuo aumento, tale da permettere agli Stati Uniti di sorpassare la Russia nel 2009 come più importante produttore di gas al mondo e di disporre di un'energia low cost di cui ha beneficiato in primis l'industria manifatturiera.

Andamento produzione totale di gas naturale e di shale gas negli USA

Fonte: Elaborazioni Rie su dati EIA DOE



**Riduzione delle importazioni dal Canada e aumento dell'export via tubo.** Una maggiore produzione di gas domestico, soprattutto di quello estratto nella regione degli Appalachi, si è tradotta da un lato in minori importazioni dal Canada (dal picco di 103,3 mld di mc del 2007, si è passati a circa 80 mld di mc nel 2017), e dall'altro, soprattutto a partire dal 2011, in un'inversione del flusso di gas che dal Midwest e Northeast è stato movimentato verso il Canada, per un volume quasi raddoppiato

nel giro di dieci anni. In maniera ancora più marcata (+430% in dieci anni) anche il Messico ha visto crescere le importazioni di gas via pipeline dagli Stati Uniti, per far fronte al declino della produzione nazionale e rispondere ad una maggiore richiesta di gas nel settore industriale e della generazione elettrica. Gas a buon mercato e ingente ondata di investimenti per il potenziamento e/o la costruzione di nuove infrastrutture di trasporto ne hanno permesso un così rapido sviluppo<sup>1</sup>.

(continua)

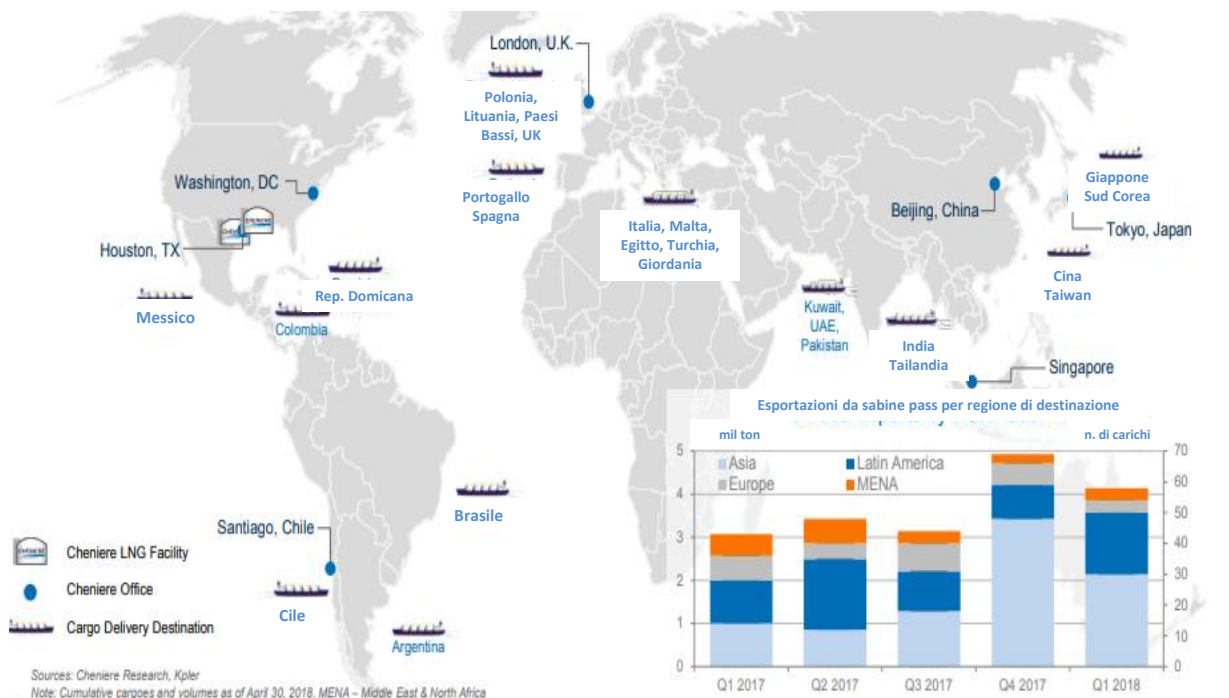
**Avvio delle esportazioni di GNL.** A segnare inoltre la transizione degli USA da importatore a esportatore netto – con un ruolo che acquisterà ancora più rilevanza negli anni a venire – è l'avvio delle esportazioni di gas sotto forma di gas liquefatto. Dopo aver vinto la reticenza del mondo industriale, preoccupato per i rialzi che un'intensa attività di esportazione avrebbe avuto sui prezzi interni dell'energia e soprattutto al fine di “monetizzare” le ingenti quantità di gas (specie unconventional) estratto internamente, il governo americano, dopo una prima fase attendista, ha iniziato a concedere le autorizzazioni necessarie all'export.

Nel giro di qualche anno, innumerevoli progetti sono stati presentati alle autorità competenti, molti dei quali di natura “brownfield”, ossia siti di rigassificazione esistenti con potenzialità di riconversione in infrastrutture di liquefazione, ossia capaci di trasformare il gas dallo stato gassoso allo stato liquido per il trasporto via nave. Anche in questo gli Stati Uniti hanno goduto di un vantaggio competitivo rispetto ad altri paesi produttori di GNL, in quanto gli ostacoli alla realizzazione di questa tipologia di impianti, nello specifico, sono risultati minori: sorgendo in aree già espropriate, infatti, hanno subito minori opposizioni locali

e affrontato costi di costruzione decisamente più bassi. A partire dal 2013, quindi, sono state prese le prime decisioni finali di investimento e, qualche anno dopo, il primo impianto di liquefazione era già operativo. Era il 24 febbraio 2016 quando il primo carico di GNL partì dall'impianto di Sabine Pass in Louisiana, alla volta del rigassificatore di Bahia in Brasile. Originariamente un terminale di importazione, poi riconvertito, l'infrastruttura di Sabine Pass, operata da Cheniere, dovrebbe contare su sei treni di liquefazione, di cui i primi 4, ognuno con una capacità di circa 6,9 mld di mc, sono già operativi, il quinto è in costruzione e per il sesto deve essere completato l'iter autorizzativo. Data la vicinanza geografica, il gas che alimenta l'impianto proviene dai principali shale plays del paese, quali Barnett, Haynesville, Woodford, Fayetteville/Arkoma e Eagle Ford e da tre dei più importanti tight-sands plays, quali East Texas, Anadarko e Gulf Coast. A due anni dalla sua partenza, i dati relativi alle performance di Sabine Pass sono sicuramente rilevanti: al 30 aprile 2018 (ultimo dato disponibile<sup>2</sup>) l'export cumulato di GNL ha toccato i 34 mld di mc, una crescita del 570% rispetto ai 5 mld di mc del 2016<sup>3</sup>, e i carichi salpati da circa 60 del 2016 sono arrivati a quasi 350.

Destinazione dei carichi di GNL in partenza dall'impianto di Sabine Pass

Fonte: Cheniere Energy



(continua)

Poco più del 40% dei carichi è salpato alla volta dell'Asia: dopo una partenza sottotono, a causa di una domanda poco mossa e di prezzi internazionali del GNL bassi che hanno ridotto la competitività del gas a stelle e strisce, nel primo quadrimestre del 2018 l'export verso il continente asiatico è aumentato significativamente assorbendo, secondo dati Platts<sup>4</sup>, 52 carichi pari a circa il 54% della produzione statunitense di GNL registrata nello stesso arco temporale. Un incremento ascrivibile in buona parte ad una marcata domanda invernale di gas da parte di buyers asiatici che ne ha supportato i prezzi: il Platts JKM<sup>4</sup> spot (prezzo di riferimento per le consegne di GNL in Giappone e Sud Corea), tra gennaio e maggio si è attestato mediamente sugli 8,98 doll./Mbtu, il 34% in più rispetto al pari periodo del 2017. Nello stesso periodo, il prezzo di prima scadenza all'Henry Hub si è attestato sui 2,81 doll./Mbtu (-9% sull'anno precedente)<sup>6</sup>: come risultato, il netback dell'Asia Nord Orientale, che è il profitto riconosciuto agli esportatori al netto del prezzo dell'Henry Hub, dei costi di liquefazione e trasporto per un carico in partenza da Sabine Pass, si è attestato sui 3,91 doll./Mbtu (il 41% in più di quello riconosciuto presso le coste del Nord Europa), rendendo quest'area particolarmente attrattiva per i volumi di gas americani.

Segue il Sud America che assorbe circa il 35% dei carichi, gran parte dei quali destinati a Messico (che è in assoluto il paese che ha importato di più), Argentina, Brasile, Cile e Repubblica Dominicana. Meta prediletta, specie nella prima fase di esportazione, soprattutto per la vicinanza geografica e i costi di trasporto contenuti, l'America Latina e i Caraibi saranno destinati a coprire un ruolo via via crescente nell'ambito del commercio globale di GNL, divenendo acquirenti ideali per il GNL americano. In questi paesi, in cui si stima una domanda di energia in costante aumento<sup>7</sup>, uno switch in favore del gas si sta imponendo come scelta obbligata. Nei Caraibi, la dipendenza dai prodotti petroliferi per la generazione elettrica si sta rilevando insostenibile da un punto di vista economico e ambientale; mentre in paesi come il Brasile un ulteriore sfruttamento delle risorse idriche per produzione di elettricità sta trovando l'opposizione ambientalista delle popolazioni locali. Per questo bacino gli Stati Uniti rappresentano i gas producer più efficienti, fornendo non solo gas a buon mercato, ma anche condizioni contrattuali più flessibili e assistenza tecnica e tecnologica per la realizzazione di impianti di rigassificazione di piccola scala da ubicare al largo delle loro coste (cd. strutture flottanti)<sup>8</sup>.

Infine, vengono Medio Oriente, Egitto ed Europa, con circa il 10% dei volumi esportati. Quest'ultima, a dispetto delle aspettative iniziali, si è rivelata una "destinazione rara" dei volumi di gas statunitense: da febbraio 2016 a maggio 2018, infatti, sulle coste del Vecchio Continente sono giunti solo 37 carichi, di cui 12 in Turchia, 10 in Spagna, 8 in Portogallo, 3 in Italia, 2 in Lituania e 1 in Polonia e Malta. Tuttavia, se un'attività di esportazione trascurabile era ancora giustificata per il 2016 e per buona parte del 2017, in ragione soprattutto della scarsa convenienza economica rispetto agli acquisti di gas via pipeline - con volumi in aumento soprattutto da Nord Africa e Russia - lo diventa meno per i primissimi mesi del 2018. Il primo quadrimestre dell'anno, infatti, caratterizzato da temperature artiche, stoccaggi a livelli minimi e prezzi record agli hub avrebbe fatto presupporre un quantitativo maggiore di GNL americano in arrivo per la ricostituzione delle scorte. Ma di fatto così non è stato e appena 3 carichi sono sbarcati in Europa, di cui 2 nel Regno Unito e 1 nei Paesi Bassi, scontando la concorrenza dell'Asia che, come detto, ha garantito agli esportatori profitti migliori.

All'impianto di Sabine Pass, se ne è aggiunto un altro nel marzo del 2018, il liquefattore di Cove Point. Situato circa 1.300 miglia più vicino all'Europa rispetto a Sabine Pass, conta su una capacità nominale di circa 7,5 mld di mc. A differenza di quest'ultimo, l'impianto operato da Dominion Energy rimarrà con un solo treno di liquefazione per via del fatto che sorge nei pressi di un'area ambientale protetta e difficilmente otterrebbe autorizzazioni per un'ulteriore espansione.

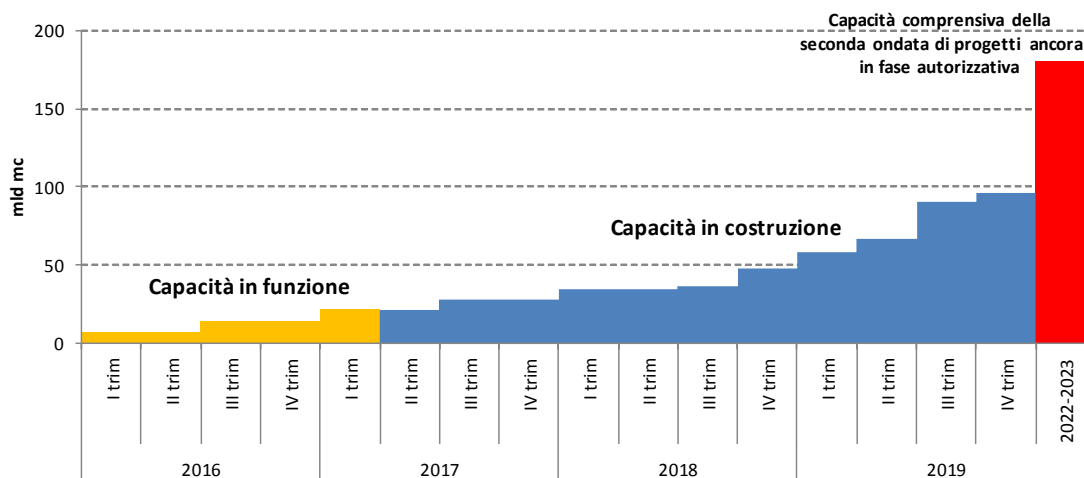
### Quali gli scenari futuri?

In questi due anni gli Stati Uniti hanno raggiunto sicuramente importanti obiettivi, ma si tratta ancora di numeri contenuti se confrontati con il potenziale di crescita stimato per i prossimi anni.

Le previsioni, infatti, indicano un ulteriore incremento dei volumi inviati all'estero, in ragione della progressiva entrata in funzione di nuova capacità di liquefazione che si dovrebbe attestare nel 2019 a circa 95 mld di mc (rispetto all'attuale 35 mld di mc). Se i piani dovessero confermarsi, e tutti i progetti ad oggi in costruzione rispetteranno i tempi di realizzazione, l'EIA DOE si aspetta che già al 2020 gli USA diventeranno il terzo più importante esportatore di GNL al mondo, dietro a Qatar e Australia. Un risultato di tutto rispetto contando che fino al 2007, erano gli stessi Stati Uniti ad importare il 17% del proprio fabbisogno di gas sotto forma di gas liquefatto.

(continua)

Capacità di liquefazione cumulata in funzione, in costruzione e in fase autorizzativa



Fonte: Elaborazioni RIE su dati EIA DOE e World Gas Intelligence

A dare sostegno alla tesi per cui gli Stati Uniti avrebbero tutte le potenzialità per diventare un grande player del mercato del GNL, con un'evidente estensione del ventaglio dei potenziali acquirenti e dei relativi volumi venduti, concorrono diversi fattori, alcuni legati proprio ai fondamentali USA, altri invece afferenti alla sfera politica e ai meccanismi di mercato.

Tra i primi: 1) abbondanza di gas interno e prospettiva di crescita della produzione domestica: secondo l'ultimo Word Energy Outlook (WEO) pubblicato dall'Agenzia Internazionale per l'Energia di Parigi, gli Stati Uniti possono contare su risorse di shale gas pari a 29 trilioni di mc<sup>9</sup> (+7 trilioni rispetto alla stima effettuata nel WEO dell'anno precedente). Risorse ingenti che, sommate a miglioramenti netti nelle tecniche di estrazione e di sfruttamento dei pozzi, ad un'intensa attività di drilling (secondo Baker Hughes il numero di pozzi gas perforati ha toccato a fine maggio le 200 unità, tornando sui valori di inizio 2015<sup>10</sup>) e ad un potenziamento delle infrastrutture di trasporto permetteranno il mantenimento di un livello produttivo elevato. Secondo l'Annual Energy Outlook 2018<sup>11</sup> (AEO2018) dell'EIA, la produzione di gas USA dovrebbe crescere del 59% al 2050, passando da circa 730 mld di mc del 2017 a oltre 1.100 mld di mc. Il maggior contributo all'incremento della produzione di gas verrà dai bacini unconventional di Marcellus e Utica nella regione degli Appalachi, ma non trascurabile sarà anche l'apporto del gas associato all'oil della regione Permian in Texas e New Mexico. Benché la domanda di gas interna sia stimata in crescita, specie quella del settore industriale e della generazione elettrica, più di metà dell'incremento produttivo potrebbe essere destinato all'esportazione. 2) Investimenti in nuove infrastrutture di liquefazione: come detto, entro il 2019 è attesa l'entrata in funzione di 4 nuovi impianti: Cameron LNG (Louisiana), Elba Island (Georgia), Freeport e Corpus Christi (entrambi in Texas), mentre di alcuni già operativi si aspetta un'espansione di capacità con l'aggiunta di nuovi treni di liquefazione. A questi impianti, se

ne potrebbero aggiungere molti altri, già in fase autorizzativa, per una capacità aggiuntiva di oltre 90 mld di mc<sup>12</sup>, che, qualora effettivamente realizzati, permetterebbero agli USA di traguardare l'obiettivo di superare addirittura il Qatar come primo esportatore mondiale di GNL. Si tratta ovviamente di una "second wave" di progetti, come è stata definita, per cui ancora deve essere presa la decisione finale di investimento e che verosimilmente dovrebbero entrare in funzione tra il 2022-23, data in cui il surplus di offerta di GNL a livello globale dovrebbe essere riassorbito. Fra questi impianti fa eccezione il terzo treno di liquefazione di Corpus Christi<sup>13</sup> per cui il via libera da parte di Cheniere è giunto qualche giorno fa, dopo essere stata riconosciuta la FID (la prima per un impianto di GNL negli USA presa dal 2015). I progetti con maggiori probabilità di realizzazione sono quelli che possono contare su operatori esperti, finanziamenti e soprattutto in grado di soddisfare la domanda di mercati emergenti e stagionali. 3) Strategicità geografica: così come il Qatar, gli Stati Uniti possono inviare carichi sia ad est che ad ovest, a differenza dell'Australia che generalmente ha come mercato di sbocco solo l'Asia. Inoltre, grazie alla recente espansione del Canale di Panama i tempi di percorrenza e i costi di trasporto delle spedizioni si sono significativamente ridotti<sup>14</sup>. Si possono considerare, invece, tra il secondo tipo di fattori a sostegno di un rafforzamento del ruolo degli USA come esportatore:

1) la rinnovata competitività dei prezzi del gas americano rispetto ai contratti di lungo termine indicizzati al greggio. Le quotazioni del gas all'Henry Hub, utilizzato come riferimento per il prezzo del gas naturale in Nord America e come benchmark per la vendita del GNL all'estero, hanno conosciuto nel corso degli ultimi anni una significativa contrazione, in ragione dell'abbondanza di offerta sul mercato che si è avuta a seguito della shale revolution.

(continua)

Dopo aver raggiunto il picco di 8,85 doll/MBtu nel 2008, il prezzo all'Henry Hub si è portato in media annua a 2,99 doll/MBtu nel 2017. In un contesto come quello attuale, caratterizzato da prezzi oil prossimi agli 80 doll/bbl, il calo dei prezzi spot USA costituisce un vantaggio competitivo, rendendo più conveniente per gli acquirenti stranieri l'acquisto di GNL americano legato ai prezzi spot del gas invece di quello indicizzato al greggio. Vantaggio che viene meno, così come avvenuto negli anni scorsi, con corsi del petrolio su livelli più bassi.

2) La capacità degli esportatori USA di rispondere al bisogno di nuove formule contrattuali più flessibili. Importanti cambiamenti stanno interessando il mercato internazionale del GNL: in un contesto ancora caratterizzato da abbondanza di offerta, il sistema sembra spostarsi verso un modello di mercato in cui è maggiore il peso contrattuale dei buyers, che spingono per una maggiore flessibilità degli accordi commerciali, in termini di durata (non più contratti ventennali), destinazione (eliminazione delle clausole di destinazione e possibilità di rivendere a terzi) e volume di vendita e con formule contrattuali maggiormente basate su prezzi di mercato, piuttosto che ancorati al prezzo del petrolio<sup>15</sup>. Tra il 2018 e il 2020 circa il 20% dei contratti a lungo termine dovrebbero giungere a termine, lasciando quindi margine ai nuovi produttori, come quelli americani, per erodere quote di mercato a quelli tradizionali<sup>16</sup>.

3) Il sostegno del mondo politico. È ormai nota la strategia del Presidente Trump di utilizzare il GNL come elemento di contrattazione negli incontri bilaterali con i paesi consumatori,

sia tradizionali (India, Giappone e Sud Corea) che new comers come la Cina - un mercato in espansione e particolarmente attrattivo - e gli Stati dell'Europa dell'est, desiderosi di ridurre la pesante dipendenza energetica con la Russia. Così come ormai si succedono numerose le proposte<sup>17</sup>, alcune già diventate leggi, per velocizzare il processo di autorizzazione per l'esportazione di GNL compreso quello su piccola scala destinata ai paesi vicini "del cortile di casa".

### Considerazioni conclusive

Forti di una expertise consolidata e potendo contare su un apparato produttivo e infrastrutturale in crescita, gli Stati Uniti hanno tutte le carte in regola se non per primeggiare quanto meno per competere con i principali produttori internazionali di GNL. La shale revolution, per la forza e la velocità con cui si è imposta nel paese, scardinandone il sistema energetico, è un processo ormai in atto e difficilmente reversibile. Di gas al momento ce n'è, e anche in abbondanza, sia per soddisfare il mercato interno che quello internazionale. Certo, pur intravedendo i primissimi segnali di cambiamento nell'equilibrio domanda offerta globale, il mercato del gas continua a rimanere ben fornito e l'oversupply di GNL contribuisce a condizionare, al ribasso, le previsioni di prezzo dell'intero commercio del gas. I prossimi anni saranno cruciali per capire la direzione che verrà intrapresa dal mercato, ma nel frattempo indispensabile è continuare ad investire e supportare l'attività produttiva e di esportazione, quel che potrebbe fornire la chiave per il successo.

<sup>1</sup> Attualmente la capacità dei gasdotti fra Messico e Usa è di circa 304 milioni di mc/g più che raddoppiata dal 2004 in poi, mentre circa 100 milioni mc/g sono in corso di realizzazione e attesi entrare in funzione nel corso del 2018.

<sup>2</sup> Cheniere Energy Inc., Investor Update, 29-30 Maggio 2018,

<http://phx.corporate-ir.net/External.File?item=UGFyZW50SUQ9Njk0ODM5fENoaWxkSUQ9NDA2MTY1fFR5cGU9MQ==&t=1>

<sup>3</sup> Wood A.; Viscidi L.; Fargo J.; LNG in the Americas, How Commercial, Technological and Policy, Trends are Shaping Regional Trade, Aprile 2018

<sup>4</sup> Platts, US LNG still making no dent in European markets, 14 maggio 2018,

<https://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/analysis-us-lng-still-making-no-dent-on-european-26960943>

<sup>5</sup> Platts Japan Korea Marker (JKM™) è il prezzo di riferimento elaborato dal Platts per le consegne spot dei carichi di GNL consegnati in Giappone e Sud Corea.

<https://www.platts.com/price-assessments/natural-gas/jkm-japan-korea-marker>

<sup>6</sup> Platts, cit.

<sup>7</sup> Il consumo di elettricità in America Latina e nei Caraibi è previsto crescere di oltre il 70% tra oggi e il 2030. Banco Inter-Americano de Desarrollo (BID), "La Red del Futuro: Desarrollo de una red eléctrica limpia y sostenible para América Latina," (December 2017)

<sup>8</sup> Wood A.; Viscidi L.; Fargo J.; cit.

<sup>9</sup> AIE, World Energy Outlook 2017

<sup>10</sup> Baker Hughes, Rig Count Overview & Summary Count <http://phx.corporate-ir.net/phoenix.zhtml?c=79687&p=irol-rigcountsoverview>

<sup>11</sup> EIA DOE, Annual Energy Outlook 2018, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>

<sup>12</sup> World Gas Intelligence, Second US LNG Wave set for take-off, 3 Gennaio 2018

<sup>13</sup> LNG World News, US LNG player Cheniere makes FID for Corpus Christi Train 3, 23 maggio 2018

<sup>14</sup> Marco Macciò, Esportazioni di gas: dove guardano gli USA?, 18 luglio 2017, online

<http://rienergia.staffettaonline.com/autore/166/Macci%C3%B2>

<sup>15</sup> Gian Paolo Repetto, La crescente influenza del GNL nel mercato globale del gas, su RiEnergia

<http://rienergia.staffettaonline.com/articolo/32879/La+crescente+influenza+del+GNL+nel+mercato+globale+del+gas/Repetto>

<sup>16</sup> Wood A.; Viscidi L.; Fargo J.; cit.

<sup>17</sup> Ad ottobre, i senatori Bill Cassidy e Marco Rubio hanno introdotto Small Scale LNG Access Act, che cancella il Natural Gas Act e prevede un processo di autorizzazione più spedito per l'approvazione dei progetti su piccola scala. A seguito di questo il DOE ha già approvato sette progetti di questo tipo e altre application sono al vaglio. Un'altra legge, la LNG Now Act of 2017, invece ha lo scopo di ridurre le restrizioni all'export nei confronti di quelle nazioni per cui non esiste ancora un accordo di libero scambio con gli USA.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 17 maggio 2018 290/2018/R/EEL | “Approvazione della proposta per la ripartizione dei costi regionali relativi all'intraday coupling sui confini italiani ai sensi dell'articolo 80 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 18 maggio 2018 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/18/290-18.pdf>**

Con la pubblicazione della delibera 290/2018/R/EEL, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, in accordo con le altre Autorità di Regolazione europee interessate (nel seguito: NRAs), la proposta congiunta dei “Nominated Electricity Market Operators” (di seguito: NEMO) e dei gestori delle reti di trasmissione europee (TSO) - inviata all'Autorità, rispettivamente, dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME) e da Terna - per la definizione dei criteri di ripartizione dei costi “regionali” relativi all'implementazione del single intraday coupling sulle frontiere italiane, ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (nel seguito: Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che il Regolamento CACM individua tre distinte categorie di costi sostenuti dai NEMO e dai TSO per la gestione del single day ahead e intraday coupling (“comuni”, “regionali” e “nazionali”) disponendo, in particolare, che la ripartizione dei costi “regionali” possa basarsi anche su criteri definiti di comune accordo tra NEMO e TSO a livello regionale e approvati dalle competenti NRAs<sup>1</sup>.

Pertanto, con la delibera 290/2018/R/EEL, l'ARERA ha approvato la proposta congiunta di NEMO e TSO per la ripartizione dei costi “regionali” sopra richiamati, prevedendo che tali regole di ripartizione trovino applicazione con riferimento ai costi sostenuti a partire dal 14 febbraio 2017.

**Deliberazione 17 maggio 2018 n. 292/2018/R/EEL | “Verifica degli adempimenti contrattuali della società Terna S.p.a. e della società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l'avvio del coupling unico infragiornaliero” | pubblicata il 18 maggio 2018 | Download <https://www.arera.it/it/docs/18/292-18.htm>**

Con la delibera 292/2018/R/EEL, l'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha positivamente verificato gli schemi contrattuali - predisposti dai NEMO e dai TSO interessati - per l'avvio del coupling unico infra-giornaliero sulle frontiere italiane, in attuazione di quanto previsto dal “Market Coupling Operator Plan” (c.d. “MCO Plan”)<sup>2</sup>.

Al riguardo, giova ricordare che il “MCO Plan” prevede, con riferimento agli adempimenti di natura contrattuale, la

sottoscrizione - prima dell'avvio del coupling unico infragiornaliero - di contratti e accordi di cooperazione, tra i quali il “All NEMO Intra Day Operational Agreement” (di seguito: “ANIDOA”) e il “Intra Day Operational Agreement” (di seguito: “IDOA”), i quali stabiliscono le regole per la cooperazione tra NEMO, nonché per la cooperazione tra questi ultimi e i TSO, relativamente alla gestione del coupling unico infragiornaliero.

Pertanto, con la delibera 292/2018/R/EEL, l'ARERA ha positivamente verificato i predetti schemi contrattuali IDOA e ANIDOA, nonché l'accordo di cooperazione - predisposto su iniziativa dei TSO - che regola la cooperazione tra TSO in vista dell'operatività e degli ulteriori sviluppi del coupling unico infra-giornaliero (c.d. “TSO Cooperation of Intraday Coupling”).

## GAS

**Comunicato del GME | “Piattaforma per la gestione delle aste per il conferimento della capacità di rigassificazione (PAR): abrogazione delle disposizioni transitorie di cui all'articolo 61 del Regolamento PAR” | 31 maggio 2018 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=374>**

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito ai precedenti comunicati del 2 marzo e del 3 maggio 2018, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME), d'intesa con la società OLT Offshore LNG Toscana S.p.a. (OLT), ha reso noto che, a partire dalla sessione d'asta mensile dello scorso 8 giugno - in attuazione di quanto disposto dall'Autorità al punto 2 della deliberazione 111/2018/R/GAS - le disposizioni transitorie di cui all'articolo 61 del Regolamento PAR e alle relative DTF n. 09, 10 e 13, sono da intendersi come tacitamente abrogate<sup>3</sup>.

Pertanto, in data 8 giugno 2018, in attuazione di quanto disposto al punto 3 della deliberazione 111/2018/R/GAS, il GME ha pubblicato - sul proprio sito internet - la versione aggiornata del Regolamento PAR e delle predette DTF.

## AMBIENTALI

**Comunicato del GME | “Mercato dei Titoli di efficienza energetica: precisazioni dell'ARERA con riferimento all'articolo 3, comma 3, della deliberazione dell'Autorità 15 giugno 2017, 435/2017/R/EFR” | 18 maggio 2018 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=373>**

Con il comunicato in oggetto, il Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME) - a seguito di specifica comunicazione dell'ARERA - ha reso note agli operatori del mercato dei Titoli di efficienza energetica (nel seguito: TEE) le precisazioni rese dall'Autorità relativamente alla determinazione del “Prezzo di

riferimento rilevante di sessione” di cui all’articolo 3, comma 3.3, della delibera 435/2017/R/EFR.

In particolare, nella succitata comunicazione, l’Autorità ha chiarito che, nei casi in cui tutte le transazioni dei TEE di una sessione di mercato si concludano:

- a prezzi inferiori al valore di cui all’articolo 3, comma

3.1, lettera a), della delibera 435/2017/R/EFR, il prezzo di riferimento rilevante di tale sessione sarà pari al medesimo valore di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettera a);

- a prezzi superiori al valore di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettera b), della delibera 435/2017/R/EFR, il prezzo di riferimento rilevante di tale sessione sarà pari al medesimo valore di cui all’articolo 3, comma 3.1, lettera b).

<sup>1</sup> Con riferimento a ciò, con delibera 118/2018/R/EEL, l’Autorità ha avviato un procedimento per la formazione di provvedimenti aventi ad oggetto la definizione delle modalità e dei criteri per il riconoscimento dei costi sostenuti dal GME per il single day ahead e l’intraday coupling, ai sensi del Regolamento CACM (Cfr. Newsletter 113 marzo 2018).

<sup>2</sup> Il “MCO Plan” è stato predisposto ai sensi dell’articolo 7, comma 7.3, del Regolamento CACM e approvato dall’ARERA con delibera 467/2017/R/EEL.

<sup>3</sup> Tali disposizioni afferiscono alla determinazione degli esiti delle sessioni d’asta sul “comparto OLT” e all’attività di programmazione delle date di scarica nell’ambito del medesimo comparto.



# Gli appuntamenti

- 15 giugno  
**Giornata Mondiale del Vento**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Anev  
[www.anev.it](http://www.anev.it)
- 15 giugno  
**Sole, vento e paesaggio. Come accelerare e qualificare la transizione energetica in Sicilia**  
 Palermo, Italia  
 Organizzato da Kyoto Club  
[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)
- 15-18 giugno  
**Conference on Energy, Electrical and Power Engineering**  
 Seul, Corea  
 Conference  
 Organizzato da CEEPE  
<http://www.ceepe.net>
- 17-22 giugno  
**ECOS 2018**  
 Guimarães, Portogallo  
 Organizzato da Universidade do Minho  
<http://ecos2018.org/>
- 18-20 giugno  
**Environment, Green Technology and Engineering International Conference**  
 Cáceres, Spagna  
 Organizzato da University of Extremadura  
<http://www.egteic.com>
- 19 giugno  
**Sistemi di gestione dell'energia: un trampolino per il futuro**  
 Bologna, Italia  
 Organizzato da Fire  
[http://fire-italia.org/conferenza\\_iso\\_50001/](http://fire-italia.org/conferenza_iso_50001/)
- 19-20 giugno  
**The 12th International Energy Conference**  
 Tehran, Iran  
 Organizzato da Iran National Energy Committee  
<http://www.irannec.com>
- 20-22 giugno  
**Environmental Impact 2018**  
 Napoli, Italia  
 Organizzato da Wessex Institute  
<https://www.wessex.ac.uk>
- 20-22 giugno  
**International Conference on Environmental Science and Technology**  
 Praga, Repubblica Ceca  
 Organizzato da CBEEES  
<http://www.iceest.org/>
- 21 giugno  
**Riforme del mercato elettrico e loro impatto su costo dell'energia per i consumatori finali, efficienza energetica e uso delle fonti rinnovabili**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Coordinamento Free e Adiconsum  
[www.free-energia.it/](http://www.free-energia.it/)
- 22- 24 giugno  
**International Conference on Energy Engineering and Smart Materials**  
 Milano, Italia  
 Organizzato da ICEESM  
<http://www.iceesm.com>
- 26-27 giugno  
**ECOFORUM. L'economia circolare dei rifiuti**  
 Roma, Italia  
 Organizzato da Legambiente, Editoriale La Nuova Ecologia e Kyoto Club  
[www.legambiente.it](http://www.legambiente.it)
- 27 giugno  
**Future of Utilities: Smart Metering Update 2018**  
 Londra, Regno Unito  
 Organizzato da Marketforce Business Media  
<http://go.evnt.com/221055-0?pid=80>
- 3-4 luglio  
**EV Infrastructure Summit**  
 Londra, Regno Unito  
 Organizzato da Solar Media Limited  
<http://go.evnt.com/227033-2?pid=80>
- 4-6 luglio  
**International Conference on Power and Energy Technology**  
 Lille, Francia  
 Organizzato da ICPET  
<http://www.icpet.org/>

6-7 luglio

### **European Conference on Sustainability, Energy and the Environment**

Brighton, Regno Unito

Organizzato da IAFOR – The International Academic Forum

<http://ecsee.iafor.org>

10-12 luglio

### **International Conference on Environmental Engineering and Applications**

Amsterdam, Olanda

Organizzato da CBEES

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

10-12 luglio

### **International Conference on Green Energy Technology**

Amsterdam, Olanda

Organizzato da CBEES

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

16-18 luglio

### **International Conference on Sustainability, Energy and Environmental Sciences**

Boston, Usa

Organizzato da FLE Learning

<http://www.flelearning.ca/icsees/call-for-papers>

23-27 luglio

### **International Conference on Energy and Environment Research**

Praga, Repubblica Ceca

Organizzato da ICEER

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

25-27 luglio

### **International Conference on Clean Energy and Electrical Systems**

Vancouver, Canada

Organizzato da CEES

<http://www.cees.net>



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.