

APPROFONDIMENTI

# EUROPA: MERCATO DI ULTIMA ISTANZA DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO

di Agata Gugliotta (RIE)

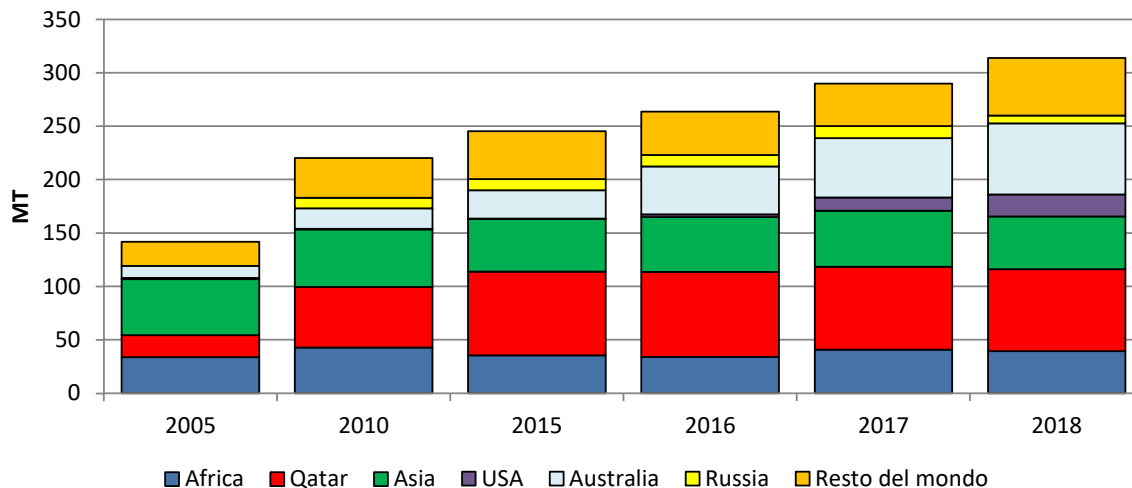
Nel 2018, così come nei primi mesi del 2019, il mercato del Gas Naturale Liquefatto (GNL) è stato contraddistinto da una serie di dinamiche importanti che riguardano non solo i fondamentali del mercato ma anche la sfera geopolitica e i rapporti fra gli Stati. Tra tutte, l'aumento significativo delle importazioni di GNL in Europa, è sicuramente, fra le più rilevanti.

**Domanda e offerta in crescita.** Per il quinto anno consecutivo,

il commercio internazionale di GNL segna un aumento sull'anno precedente, +8,3% secondo i dati GIIGNL<sup>1</sup>, per un volume commercializzato prossimo ai 315 milioni tonnellate (MT). A supportare la crescita, l'incremento dei volumi prodotti - grazie alla capacità aggiuntiva di Australia (+11,1 MT) e Stati Uniti (+8,4 MT) - che hanno più che compensato il calo produttivo di alcuni paesi (Algeria, Nigeria, Malesia e Papua Nuova Guinea).

Andamento esportazioni di GNL per principali aree o paesi

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



continua a pagina 24

## IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ APRILE 2019**

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

**APPROFONDIMENTI**

Europa: mercato di ultima istanza del Gas Naturale Liquefatto  
di Agata Gugliotta (RIE)

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 28

**APPUNTAMENTI**

pagina 30

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile il PUN, pari a 53,35 €/MWh, si porta ai massimi degli ultimi sei anni per il mese in esame e, in controtendenza rispetto alle consuete dinamiche stagionali, segna anche un lieve incremento su marzo. In leggera crescita rispetto al 2018 i volumi complessivamente contrattati nel MGP (22,4 TWh, +1,0%), tendenza sostenuta soprattutto da quelli transitati nella borsa elettrica, con la liquidità del mercato al 74,2%. A livello zonale in crescita il prezzo in Sicilia (63,50

€/MWh) che allarga la distanza dalle altre zone, attestatesi tra 49,51 €/MWh della Sardegna e 53,32 €/MWh di Nord e Centro Nord.

Tornano a crescere le aspettative espresse dal Mercato a Termine dell'energia elettrica, con il baseload relativo a Maggio 2019 che chiude a 53,77 €/MWh (+7,7%). Ai minimi da quasi otto anni le transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Ad aprile, il prezzo medio di acquisto, pari a 53,35 €/MWh, riprende il trend annuale di crescita e registra, per la prima volta dal 2009, anche un debole rialzo su marzo (rispettivamente +3,96 €/MWh, +8,0%, e +0,48 €/MWh, +0,9%). Tali dinamiche si realizzano in un contesto caratterizzato da un forte calo delle importazioni (-1.500 MWh circa su marzo, -1.200 MWh circa sul 2018), in particolare dalla Francia e dalla Svizzera, i cui effetti vanno a sommarsi, su base annuale, alla riduzione dell'offerta idrica più competitiva del centro-settentrione (-1.800 MWh circa

e, su base mensile, alla lieve ripresa del prezzo del gas, annullando su quest'ultimo orizzonte temporale, il potenziale ribassista connesso alla stagionale riduzione degli acquisti (-2.000 MWh circa).

L'analisi per gruppi di ore mostra un incremento annuale del Pun più intenso nelle ore di picco, con il rapporto picco/baseload che si attesta a 1,12 (+0,01). In evidenza il minimo orario, pari a 6,15 €/MWh, livello più basso da giugno 2015, registrato alle ore 15 della domenica di Pasqua (Grafico 1 e Tabella 1).

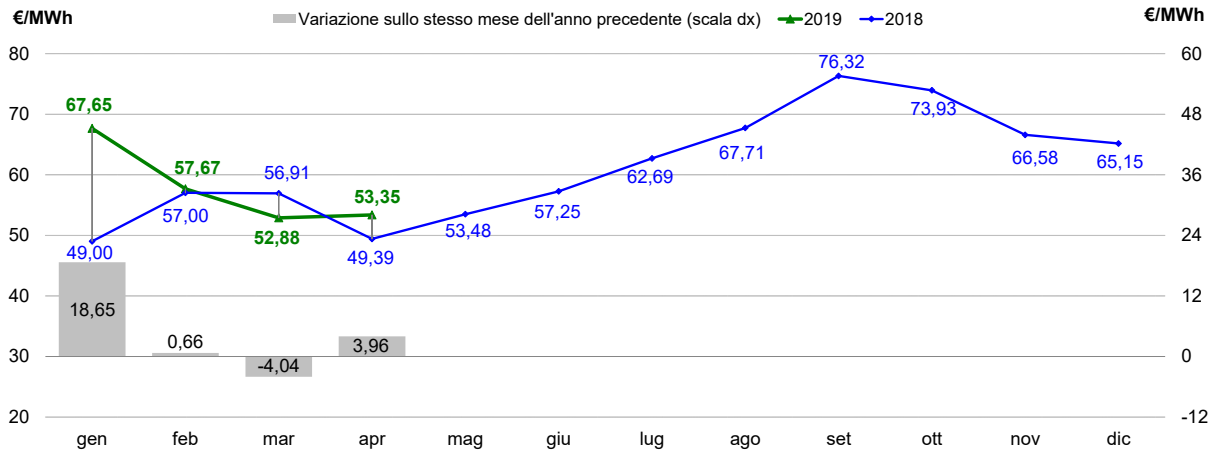
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>53,35</b>	49,39	+3,96	+8,0%	<b>23.072</b>	+1,5%	<b>31.091</b>	+1,0%	<b>74,2%</b>	73,8%
<i>Picco</i>	59,90	54,71	+5,19	+9,5%	27.867	-0,2%	37.755	+0,1%	73,8%	74,0%
<i>Fuori picco</i>	50,08	46,93	+3,15	+6,7%	20.674	+1,7%	27.758	+0,7%	74,5%	73,7%
<i>Minimo orario</i>	6,15	6,97			13.848		19.607		64,2%	61,4%
<i>Massimo orario</i>	86,83	100,53			30.803		41.721		82,9%	82,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

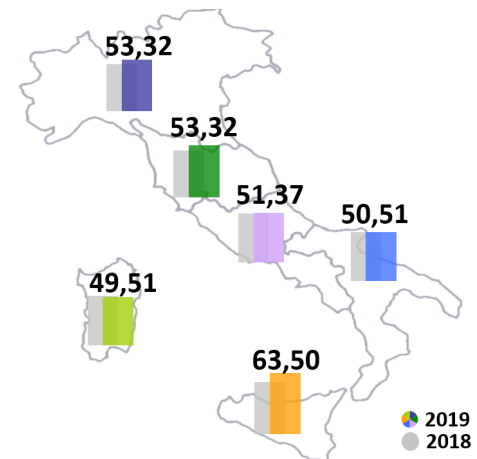
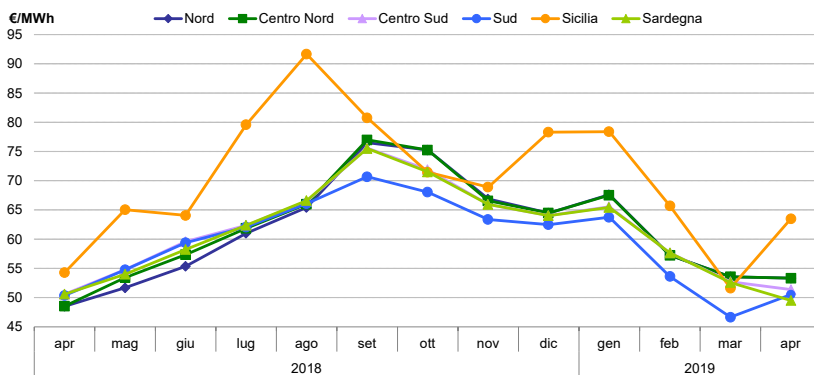


Nelle zone peninsulari le dinamiche rialziste dei prezzi di vendita appaiono più marcate al Sud su base mensile (50,51 €/MWh, +4 €/MWh), dove si rileva una decisa riduzione dell'offerta eolica, e al centro-settentrione su base annuale (53,32 €/MWh, +5 €/MWh), in presenza sia di una riduzione dell'offerta più competitiva interna, soprattutto idrica, ed estera, sia di riduzioni della capacità di import dal meridione.

In aumento su entrambi i riferimenti temporali la quotazione siciliana (63,50 €/MWh, +12/+9 €/MWh), in corrispondenza soprattutto di restringimenti del transito con il continente, più evidenti nell'ultima parte del mese. Più basso il prezzo in Sardegna (49,51 €/MWh, minimo da febbraio 2018, -3/-1 €/MWh). Ancora prezzi a 0 €/MWh al Sud e sulle isole in alcune ore di inizio mese (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, dopo due ribassi, torna in crescita sul 2018 l'energia elettrica scambiata nel MGP pari a 22,4 TWh (+1,0%) di cui 16,6 TWh contrattati direttamente in borsa.

La liquidità del mercato, pari al 74,2% e in crescita annuale di 0,4 punti percentuali, pur confermandosi su valori molto elevati, risulta in calo di oltre 3 p.p. rispetto al massimo storico di marzo (Grafico 3, Tabelle 2 e 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.611.758</b>	<b>+1,5%</b>	<b>74,2%</b>
Operatori	11.184.416	+15,7%	50,0%
GSE	2.471.772	-15,7%	11,0%
Zone estere	2.955.570	-21,4%	13,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.773.425</b>	<b>-0,5%</b>	<b>25,8%</b>
Zone estere	111.656	-42,3%	0,5%
Zone nazionali	5.661.769	+1,0%	25,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>22.385.183</b>	<b>+1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>17.564.766</b>	<b>-0,0%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.949.949</b>	<b>+0,5%</b>	

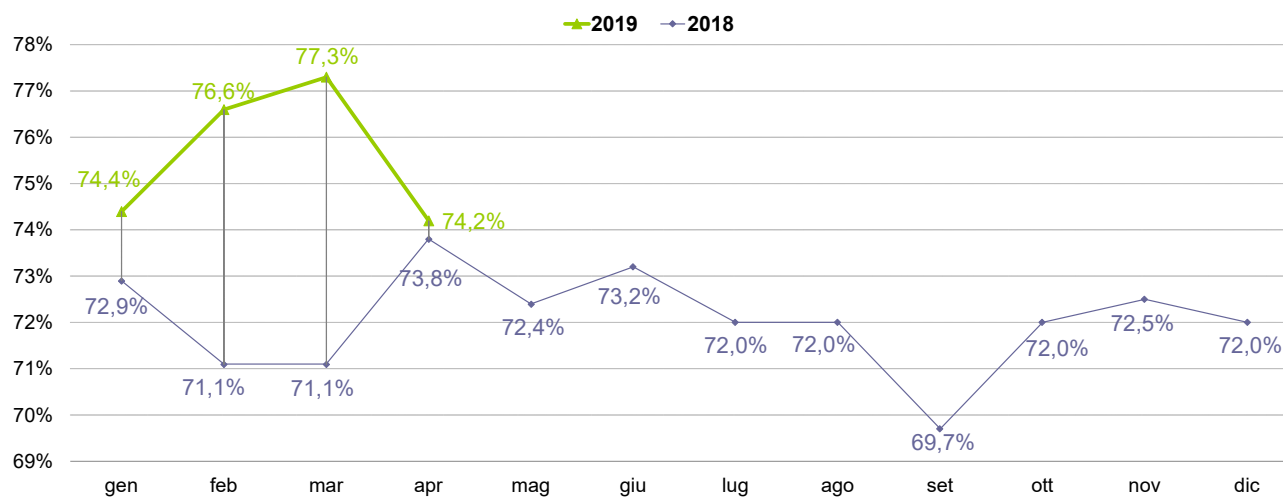
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.611.758</b>	<b>+1,5%</b>	<b>74,2%</b>
Acquirente Unico	3.416.505	+2,9%	15,3%
Altri operatori	8.574.607	+9,0%	38,3%
Pompaggi	1.445	-84,5%	0,0%
Zone estere	501.035	+97,7%	2,2%
Saldo programmi PCE	4.118.166	-16,2%	18,4%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.773.425</b>	<b>-0,5%</b>	<b>25,8%</b>
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	-	-100,0%	0,0%
Zone nazionali altri operatori	9.891.591	-4,3%	44,2%
Saldo programmi PCE	-4.118.166	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>22.385.183</b>	<b>+1,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>492.003</b>	<b>+14,9%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>22.877.186</b>	<b>+1,3%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Invariati gli acquisti nazionali, pari a 21,9 TWh (-0,1% sul 2018), con andamenti locali che mostrano aumenti soprattutto al Sud compensati tuttavia dalle flessioni osservate al Nord e in Sicilia. Quasi raddoppiati, invece, gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (+97,7%), concentrati sempre sulla frontiera greca (Tabella 4).

Lato offerta, la netta flessione delle importazioni di energia dall'estero, pari a 3,1 TWh (-22,4% sul 2018), realizzatasi in corrispondenza di una riduzione della NTC sulla frontiera italiana settentrionale, appare assorbita dalle vendite nazionali, in crescita a 19,3 TWh (+6,1% sul 2018) e in calo solo nelle zone centrali della penisola (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	18.806.491	26.120	+1,0%	10.111.074	14.043	+1,5%	12.362.645	17.170	-0,6%
Centro Nord	2.245.286	3.118	-10,8%	1.530.753	2.126	-9,4%	2.354.388	3.270	-0,0%
Centro Sud	4.231.082	5.877	+7,7%	1.767.165	2.454	-7,3%	3.433.570	4.769	+0,3%
Sud	7.134.149	9.909	+9,7%	3.876.472	5.384	+23,9%	1.777.464	2.469	+2,5%
Sicilia	2.844.612	3.951	-1,0%	953.021	1.324	+11,8%	1.290.767	1.793	-0,6%
Sardegna	1.562.704	2.170	+19,1%	1.079.472	1.499	+60,1%	665.313	924	+0,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>36.824.325</b>	<b>51.145</b>	<b>+3,0%</b>	<b>19.317.957</b>	<b>26.830</b>	<b>+6,1%</b>	<b>21.884.148</b>	<b>30.395</b>	<b>-0,1%</b>
Estero	3.125.625	4.341	-21,5%	3.067.226	4.260	-22,4%	501.035	696	+97,7%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.949.949</b>	<b>55.486</b>	<b>+0,5%</b>	<b>22.385.183</b>	<b>31.091</b>	<b>+1,0%</b>	<b>22.385.183</b>	<b>31.091</b>	<b>+1,0%</b>

In termini di fonti, ancora in evidenza la crescita diffusa delle vendite degli impianti tradizionali, in particolare a gas (+32% sul 2018), la cui quota si porta al 48,5%, in aumento di quasi 10 p.p. sul 2018. Da rilevare in Sardegna la ripresa del carbone, con vendite ai massimi da gennaio 2013.

Cala al 38,7% la quota degli impianti rinnovabili, per effetto soprattutto della netta riduzione delle vendite idroelettriche (-26,5%), solo parzialmente contenuta dall'incremento registrato su base annua dall'eolico (+31,4%) (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>9.111</b>	<b>+24,3%</b>	<b>813</b>	<b>+20,6%</b>	<b>1.360</b>	<b>+13,2%</b>	<b>3.356</b>	<b>+33,5%</b>	<b>632</b>	<b>+3,3%</b>	<b>1.054</b>	<b>+86,5%</b>	<b>16.326</b>	<b>+26,6%</b>
Gas	7.840	+29,6%	732	+19,0%	687	+84,5%	2.821	+55,6%	587	+3,2%	337	-23,6%	13.005	+31,9%
Carbone	357	-18,0%	-	-	434	-28,3%	-	-	-	-	617	+1168,1%	1.407	+29,3%
Altre	914	+8,6%	81	+37,7%	238	+6,7%	535	-23,7%	45	+4,6%	100	+32,6%	1.914	-1,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>4.822</b>	<b>-23,1%</b>	<b>1.313</b>	<b>-21,5%</b>	<b>1.086</b>	<b>-18,7%</b>	<b>2.028</b>	<b>+10,7%</b>	<b>692</b>	<b>+20,8%</b>	<b>445</b>	<b>+19,9%</b>	<b>10.387</b>	<b>-13,8%</b>
Idraulica	3.128	-28,0%	341	-47,0%	485	-32,3%	572	+4,8%	171	+17,5%	58	-21,1%	4.755	-26,5%
Geotermica	-	-	656	-0,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	656	-0,5%
Eolica	5	+7,8%	21	-0,7%	266	+16,2%	1.059	+28,5%	394	+42,2%	292	+50,6%	2.037	+31,4%
Solare e altre	1.690	-12,0%	294	-15,2%	336	-14,2%	398	-14,0%	126	-15,4%	95	-8,4%	2.939	-12,9%
<b>Pompaggio</b>	<b>109</b>	<b>-53,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8</b>	<b>-92,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>117</b>	<b>-65,9%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.043</b>	<b>+1,5%</b>	<b>2.126</b>	<b>-9,4%</b>	<b>2.454</b>	<b>-7,3%</b>	<b>5.384</b>	<b>+23,9%</b>	<b>1.324</b>	<b>+11,8%</b>	<b>1.499</b>	<b>+60,1%</b>	<b>26.830</b>	<b>+6,1%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME

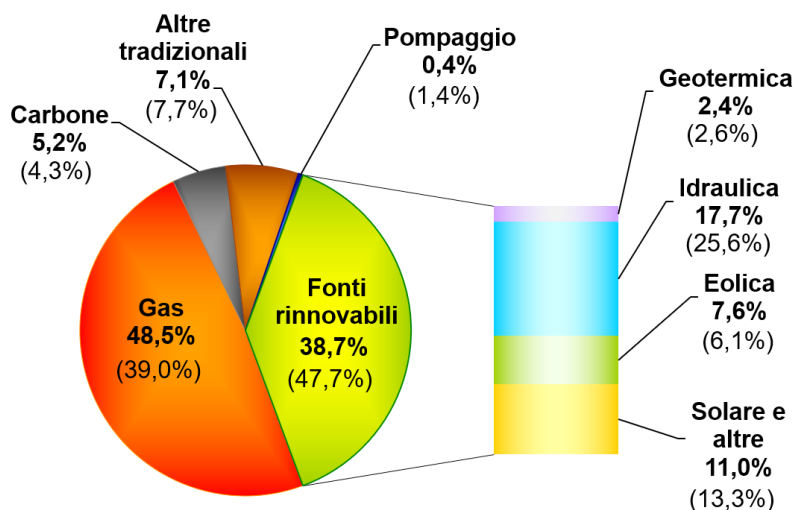
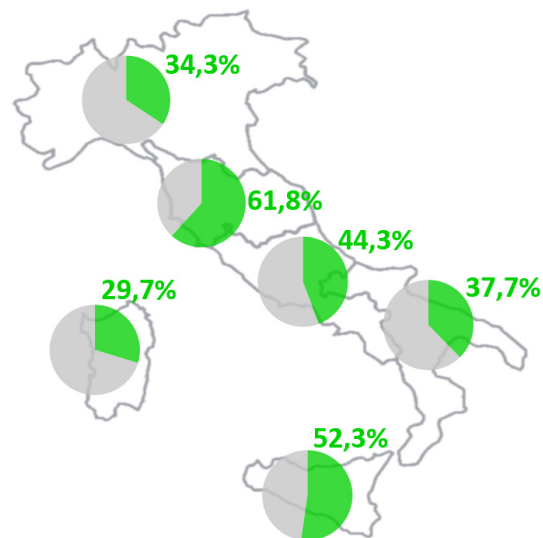


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

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 2.229 MWh (-583 MWh rispetto ad aprile 2018) e in export di 948 MWh (-127 MWh). Entrambe le flessioni si concentrano sulla frontiera francese in corrispondenza di una riduzione del 21% della capacità disponibile in import (Tabella 6). Più modesta la flessione sulla

frontiera austriaca (-5%), in lieve aumento su quella slovena (+1%), l'unica sulla quale si osserva un incremento della quota di capacità in import non utilizzata. Resta invece superiore al 90% la quota di capacità in import allocata tramite market coupling sulle altre due frontiere su cui il meccanismo di allocazione risulta attivo (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	1.588 (2.148)	1.597 (2.094)	96,5% (93,3%)	95,9% (90,5%)	1.169 (1.168)	520 (657)	1,1% (1,7%)	- (0,4%)
Italia - Austria	205 (215)	210 (215)	94,6% (92,6%)	96,2% (98,2%)	123 (134)	129 (138)	2,2% (1,3%)	1,9% (1,1%)
Italia - Slovenia	487 (506)	422 (503)	87,4% (93,3%)	59,2% (96,9%)	669 (670)	298 (280)	11,1% (0,6%)	1,9% (-)

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

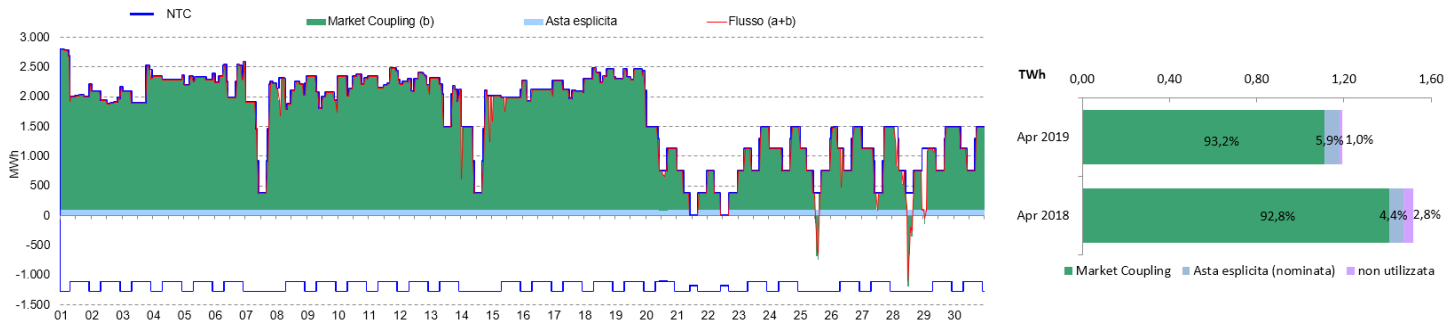


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

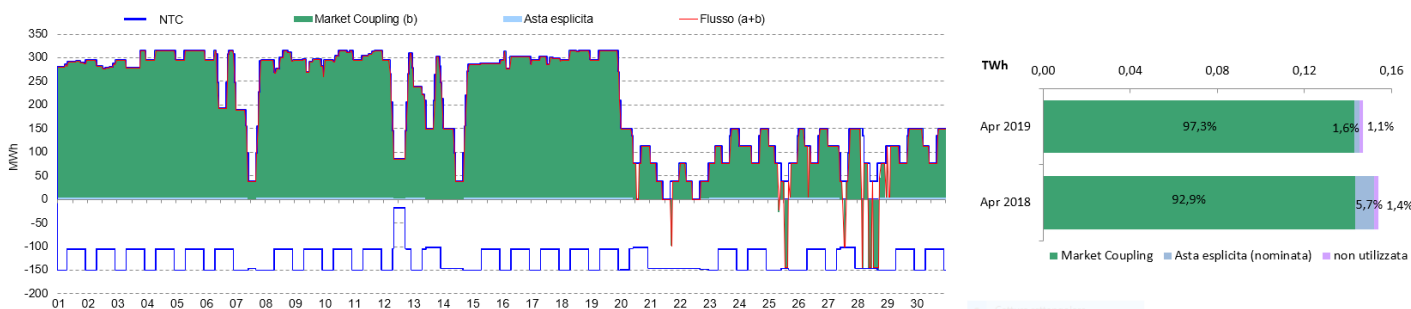
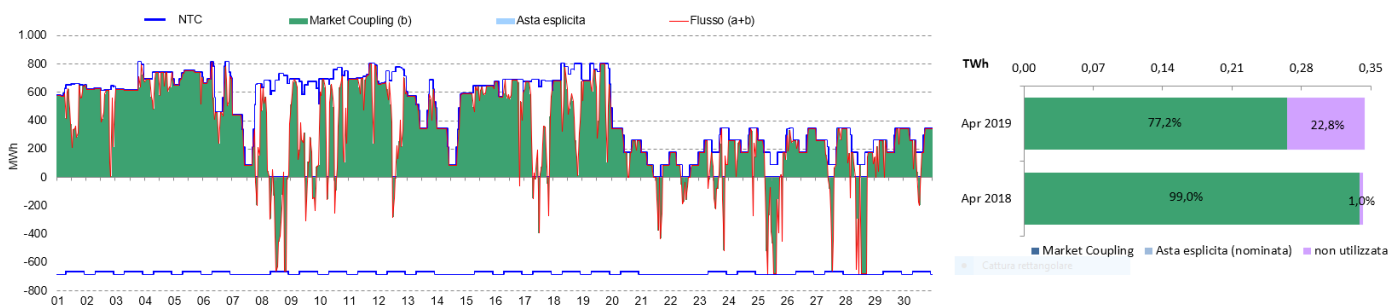


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Anche il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pari a 53,88 €/MWh, dopo le flessioni di marzo, torna in aumento mensile e annuale (rispettivamente +4% e +10%) (Grafico 9). Il differenziale con il Pun, dopo dieci mesi, torna positivo e si attesta a 0,53 €/MWh. Analoghe dinamiche mensili e annuali per i prezzi dei sette mercati infragiornalieri, compresi tra 53 €/MWh di MI1 e MI2, gli unici allineati ai livelli del Pun, e oltre 61 €/MWh di MI7, il più distante dal Pun (+3,8%) (Figura 1 e Grafico 10). In aumento annuale anche i volumi di energia complessivamente scambiati nel MI, saliti a 2,2 TWh (+6,4% su aprile 2018), in corrispondenza di una crescita delle negoziazioni nelle ultime cinque sessioni,

in particolare quasi raddoppiate tra MI3 e MI5 (Figura 1 e Grafico 10). Si segnala infine che, a partire dalla data di avvio del meccanismo di market coupling con la Svizzera, che consente l'allocazione della capacità su tale frontiera in asta implicita, aggiungendosi a quello già operativo con la Slovenia. Nel mese, a partire dalla data di avvio del meccanismo, le allocazioni in asta implicita registrate sulla frontiera svizzera risultano complessivamente pari a 1,3 GWh in import e a quasi 11 GWh in export su MI2 e rispettivamente a 1,9 GWh e 1,1 GWh su MI6, rappresentando in entrambe le sessioni, lato domanda, la quasi totalità degli scambi sulla frontiera.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

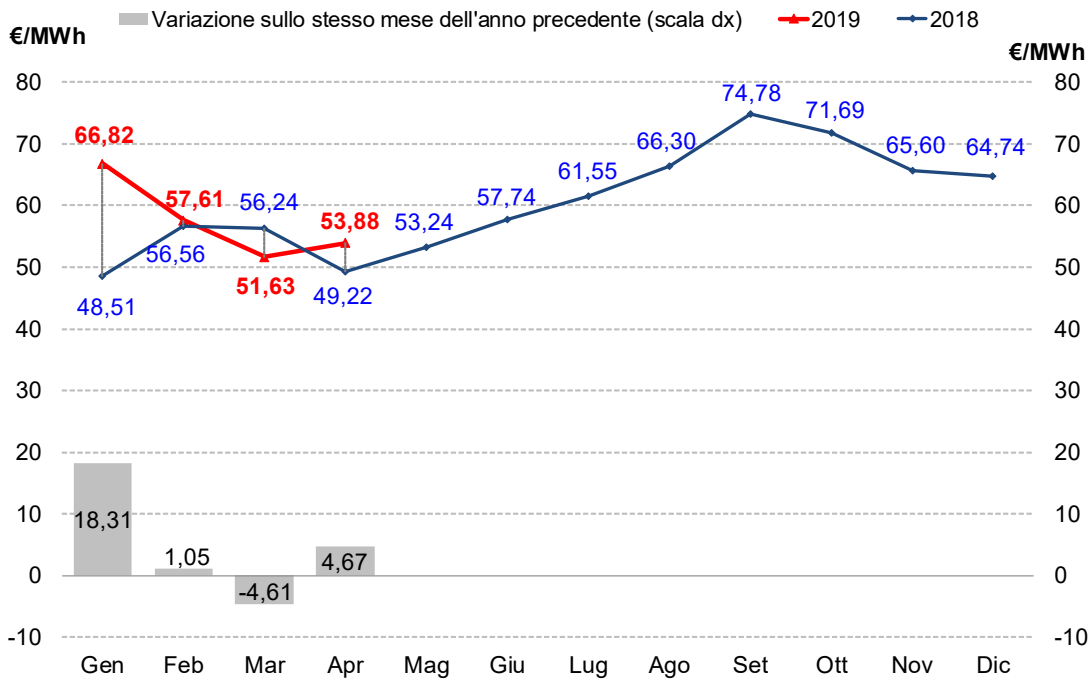
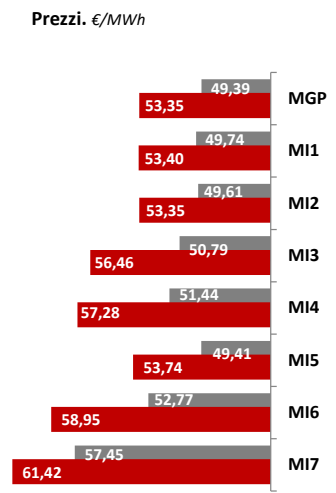


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi MWh		
	2019	2018	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	53,35	49,39	+8,0%	22.385.183	31.091	+1,0%
<b>MI1</b> (1-24 h)	53,40 (+0,1%)	49,74	+7,4%	1.037.812	1.441	-6,0%
<b>MI2</b> (1-24 h)	53,35 (-0,0%)	49,61	+7,5%	349.788	486	-0,4%
<b>MI3</b> (5-24 h)	56,46 (+3,1%)	50,79	+11,2%	380.818	635	+50,5%
<b>MI4</b> (9-24 h)	57,28 (+3,0%)	51,44	+11,4%	101.704	212	+36,6%
<b>MI5</b> (13-24 h)	53,74 (-1,1%)	49,41	+8,8%	105.431	293	+34,8%
<b>MI6</b> (17-24 h)	58,95 (+1,7%)	52,77	+11,7%	142.265	593	+7,2%
<b>MI7</b> (21-24 h)	61,42 (+3,8%)	57,45	+6,9%	47.863	399	+15,2%

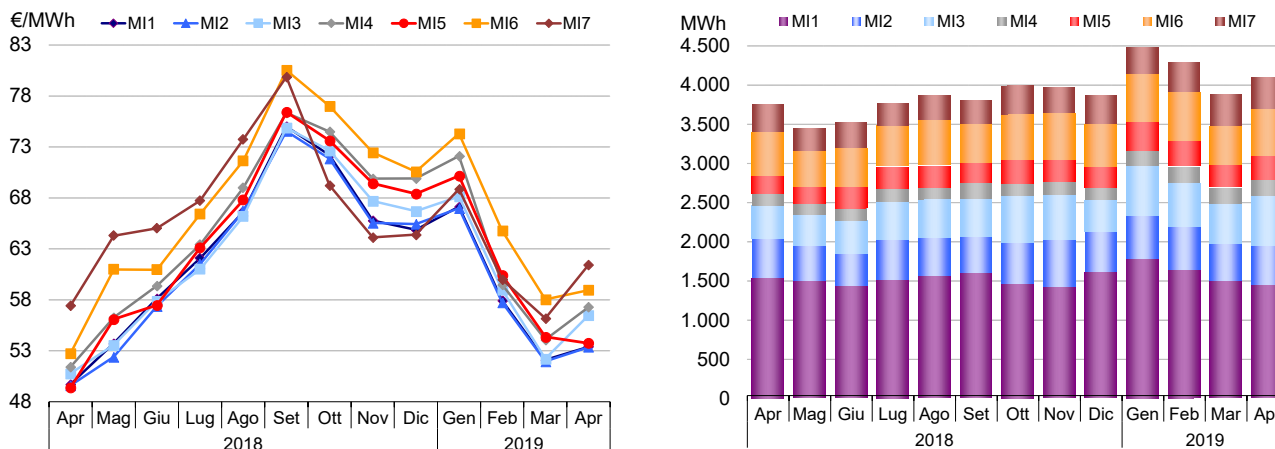


NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore)



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

Fonte: GME



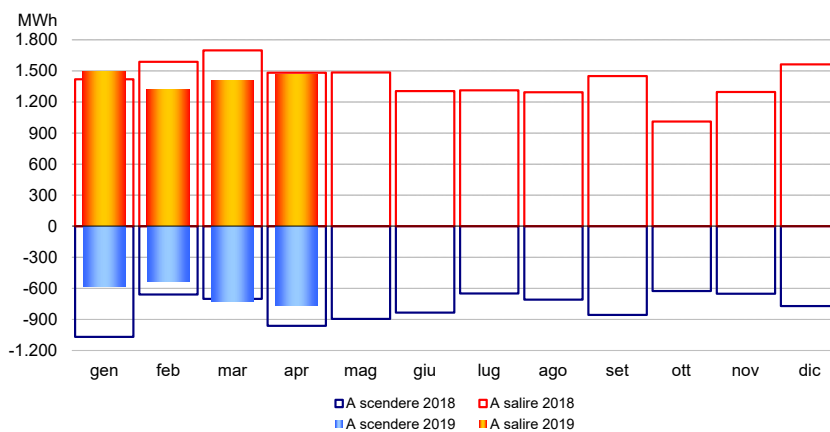
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul MSD ex-ante a salire, pari a 1,1 TWh, smorzano la flessione annuale dei due mesi precedenti (-1,5%), mentre tornano in decisa riduzione

le vendite di Terna sul MSD ex ante a scendere, attestatesi a 0,6 TWh (-20,2% rispetto a un anno fa) (Grafico 11).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

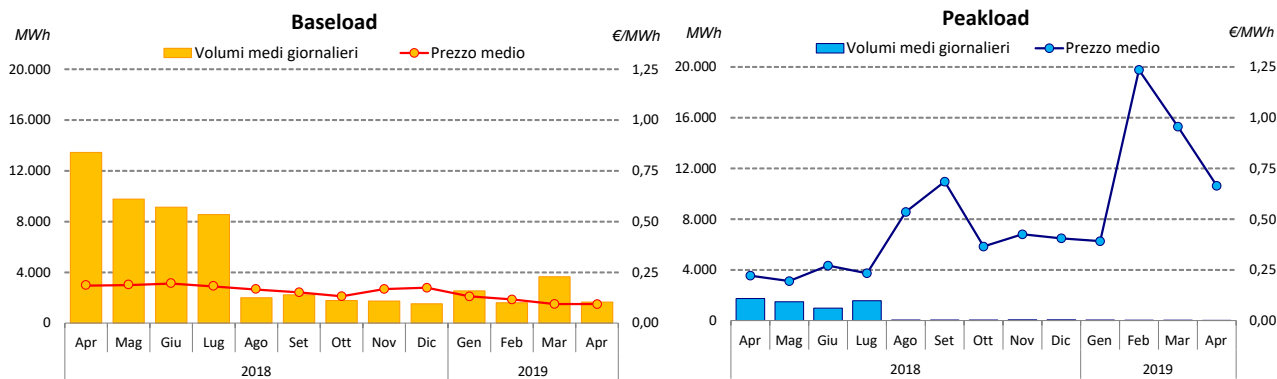
Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 96 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 87 con profilo baseload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri con profilo baseload si conferma ai minimi e pari a 0,09 €/MWh, mentre prosegue la riduzione mensile di quello

dei prodotti con profilo peakload, pari a 0,66 €/MWh, tuttavia ancora decisamente superiore ad aprile 2018. In calo i volumi complessivamente scambiati, attestatesi a 48 GWh, di cui solo 216 MWh relativi a prodotti con profilo peakload (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi di riferimento e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio €/MWh	Minimo €/MWh	Massimo €/MWh	MWh	MWh/g
Baseload	87	29/30	0,09	0,09	0,10	48.024	1.656
Peakload	9	9/22	0,66	0,09	5,00	216	24
<b>Totale</b>	<b>96</b>					<b>48.240</b>	



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 5 negoziazioni, per complessivi 12 GWh, tutte relative a prodotti baseload. La posizione aperta complessiva si attesta a 922 GWh, in calo dell'8,2% su marzo 2019. Tornano in decisa ripresa i prezzi di controllo dei prodotti in negoziazione, con variazioni comprese tra +5% del III

Trimestre 2019 e +26% del I Trimestre 2020. Il prodotto Maggio 2019 chiude il periodo di contrattazione con un prezzo di controllo pari a 53,15 €/MWh sul baseload (53,18 €/MWh il corrispondente valore spot del 2018) e 61,57 €/MWh sul peakload, ed una posizione aperta complessiva di 94,5 GWh (Tabella 7 e Grafico 12).

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad Aprile

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
Maggio 2019	53,15	+7,7%	4	11	-	11	-	123	91.512
Giugno 2019	57,50	+7,9%	1	5	-	5	-16,7%	123	88.560
Luglio 2019	63,61	+12,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	61,84	+5,0%	-	-	-	-	-	118	260.544
IV Trimestre 2019	67,54	+10,0%	-	-	-	-	-	95	209.855
I Trimestre 2020	67,54	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	57,75	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	62,84	+10,2%	-	-	-	-	-	38	333.792
<b>Totale</b>			<b>5</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>16</b>			<b>892.751</b>

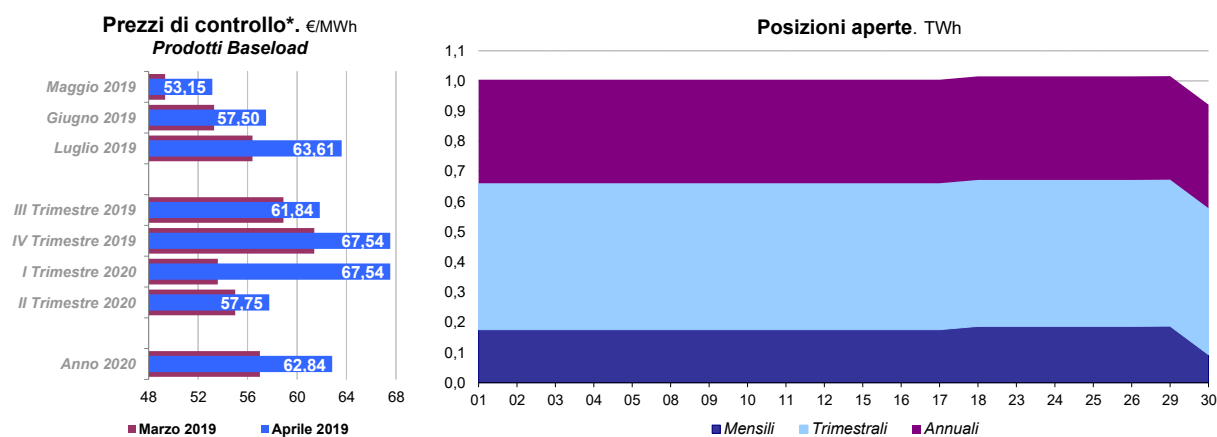
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW		MW	MWh
Maggio 2019	61,57	+11,5%	-	-	-	-	-	11	3.036
Giugno 2019	64,18	+7,9%	-	-	-	-	-	18	4.320
Luglio 2019	69,34	+12,8%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2019	67,21	+5,0%	-	-	-	-	-	8	6.336
IV Trimestre 2019	77,51	+10,0%	-	-	-	-	-	11	8.712
I Trimestre 2020	75,92	+26,0%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2020	64,23	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2020	69,03	+10,2%	-	-	-	-	-	3	9.432
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>28.800</b>
<b>TOTALE</b>			<b>5</b>	<b>16</b>	<b>-</b>	<b>16</b>			<b>921.551</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 ad aprile 2019, sempre in flessione da ottobre, si portano ai minimi da luglio 2011 a 22,0 TWh (-9,0% su un anno fa); si conferma in calo da inizio anno anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 12,8 TWh (inferiore solo al valore di febbraio negli ultimi due anni, -3,3%) (Tabella 8). Sul livello più basso da agosto 2012, il Turnover,

ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sceso a 1,72 (Grafico 13). In lieve riduzione annua anche i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,8 TWh (-0,5%), e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 7,0 TWh (-5,6%); più intenso il calo dei programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,9 TWh (-7,7%), sui quali viceversa si confermano in aumento gli sbilanciamenti a programma, pari 2,9 TWh (+14,9%).

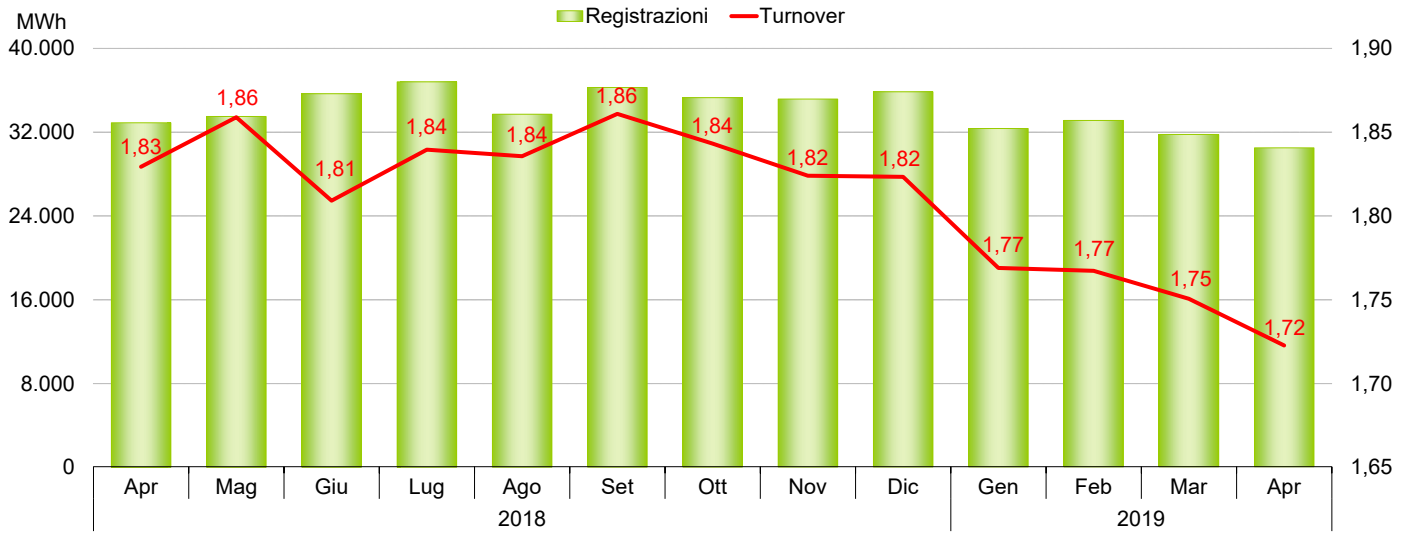
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.291.627	- 7,0%	28,5%	Richiesti	9.159.889	+9,6%	100,0%	9.899.212	-8,5%	100,0%
Off Peak	42.072	- 6,0%	0,2%	di cui con indicazione di prezzo	5.326.350	+36,8%	58,1%	271	-3,5%	0,0%
Peak	156.509	- 1,8%	0,7%	Rifiutati	3.386.464	+32,4%	37,0%	7.621	-93,2%	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.385.220	+32,4%	37,0%	-	-	-
Totale Standard	6.490.209	- 6,8%	29,4%	<b>Registrati</b>	<b>5.773.425</b>	<b>-0,5%</b>	<b>63,0%</b>	<b>9.891.591</b>	<b>-7,7%</b>	<b>99,9%</b>
Totale Non standard	15.426.346	- 7,7%	70,0%	di cui con indicazione di prezzo	1.941.130	+45,3%	21,2%	271	-3,5%	0,0%
<b>PCE bilaterali</b>	<b>21.916.555</b>	<b>- 7,5%</b>	<b>99,4%</b>	<b>Sbilanciamenti a programma</b>	<b>7.027.797</b>	<b>-5,6%</b>		<b>2.909.630</b>	<b>+14,9%</b>	
<b>MTE</b>	<b>83.544</b>	<b>- 17,1%</b>	<b>0,4%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>4.118.166</b>	<b>-16,2%</b>	
<b>MPEG</b>	<b>48.240</b>	<b>- 89,0%</b>	<b>0,2%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>22.048.339</b>	<b>- 9,0%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.801.221</b>	<b>- 3,3%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia, in controtendenza rispetto ai due mesi precedenti, tornano a segnare un'importante ripresa su base annua (+17%), salendo ai massimi degli ultimi nove anni per il mese in analisi. Segnali di crescita nei tre principali settori: la minore offerta rinnovabile, in particolare idroelettrica, e le ridotte importazioni spingono i consumi del settore termoelettrico ai massimi dal 2012 per il mese di aprile; consistente anche l'aumento dei consumi del settore civile, favorito da temperature più basse rispetto alla media del periodo, mentre più debole risulta quello del comparto industriale. Sul lato dell'offerta, la maggiore richiesta è stata assorbita unicamente dalle importazioni di gas naturale, mentre negli stoccaggi prosegue, meno intensamente rispetto al 2018, l'attività di iniezione, con la giacenza a fine mese tuttavia più alta del 23% rispetto al

livello molto basso dell'anno precedente. Ai minimi storici la produzione nazionale.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME i volumi scambiati, in aumento di oltre il 14%, salgono ai massimi storici (6,8 TWh), spingendo la quota sul totale consumato nel sistema tra i livelli più alti di sempre (circa il 12%). Più che raddoppiate le negoziazioni sui due mercati title, meno intensa la crescita sul MGS. Frena il trend di discesa dei prezzi, ovunque in lieve rialzo sul mese precedente, ma ancora significativamente più bassi rispetto allo scorso anno, poco sotto i 19 €/MWh, in linea con la quotazione al PSV (18,76 €/MWh). Le contrattazioni sul mercato a termine del gas (MT-Gas), al secondo calo consecutivo, si attestano a 489 mila MWh, concentrate sui prodotti mensili e trimestrali, in corrispondenza di prezzi di controllo stabili o in rialzo.

## IL CONTESTO

Nel primo mese del semestre estivo i consumi di gas naturale in Italia tornano a crescere su base annua attestandosi a 5.472 milioni di mc (+14%), livello più alto dal 2011 per il mese in analisi. L'aumento, diffuso nei tre comparti, risulta significativo per i consumi del settore termoelettrico (+33%) che salgono ai massimi degli ultimi otto anni per il mese di aprile (1.909 milioni di mc), favoriti dalla flessione della produzione rinnovabile, soprattutto idroelettrica (-27%), e delle importazioni. Livelli record dal 2009 per il mese di aprile anche per i consumi del settore civile, pari a 2.263 milioni di mc (+20%), sostenuti da un clima meno mite rispetto alla media del periodo; modesta, invece, la crescita di quelli industriali (+0,8%) che, con 1.164 milioni di mc, si confermano tuttavia sui livelli elevati degli ultimi anni. Arretrano, infine, sia le esportazioni di gas naturale, la cui quota scende sotto il 2%, che le iniezioni nei siti di stoccaggio, pari a 1.611 milioni di mc (-7%).

Dal lato offerta, la maggiore domanda ha indotto un incremento delle importazioni di gas (6.692 milioni di mc, +12%) che si spingono ai massimi da febbraio 2017, rappresentando, in

assenza di erogazioni dagli stoccaggi, circa il 95% del totale approvvigionato (era 93% lo scorso anno); in flessione, infatti, la produzione nazionale che scende ai minimi storici, pari a 390 milioni di mc (-10%).

L'analisi dei flussi per punti di entrata mostra un diffuso aumento delle importazioni di gas, ad eccezione degli entry point di Mazara, per il secondo mese consecutivo a regime ridotto (726 milioni di mc, -37%), e di Tarvisio che rimane tuttavia il più utilizzato (2.941 milioni di mc, -7%). Continua il trend crescente anche delle importazioni tramite gasdotto che si confermano complessivamente, per il secondo mese consecutivo, sui livelli più alti di sempre (1.225 milioni di mc), tra i quali Cavarzere rimane il più rilevante (603 milioni di mc), ma con il più basso tasso di crescita (+9%).

Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.787 milioni di mc, in aumento del 23% rispetto al livello basso del 2018. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 32%, anch'esso in ripresa su base annua (+8,1 p.p.).



Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>6.692</b>	<b>70,8</b>	<b>+12,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	726	7,7	-37,4%
Tarvisio	2.941	31,1	-6,7%
Passo Gries	1.303	13,8	+36,0%
Gela	497	5,3	+3534,0%
Gorizia	0	0,0	-97,5%
Panigaglia (GNL)	276	2,9	+241,1%
Cavarzere (GNL)	603	6,4	+9,3%
Livorno (GNL)	346	3,7	+868,2%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>390</b>	<b>4,1</b>	<b>-9,5%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.082</b>	<b>75,0</b>	<b>+10,9%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	5.335	56,5	+19,0%
Termoelettrico	1.164	12,3	+0,8%
Reti di distribuzione	1.909	20,2	+32,6%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.263	24,0	+19,6%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>5.472</b>	<b>57,9</b>	<b>+17,4%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>1.611</b>	<b>17</b>	<b>-6,7%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.082</b>	<b>75,0</b>	<b>+10,9%</b>

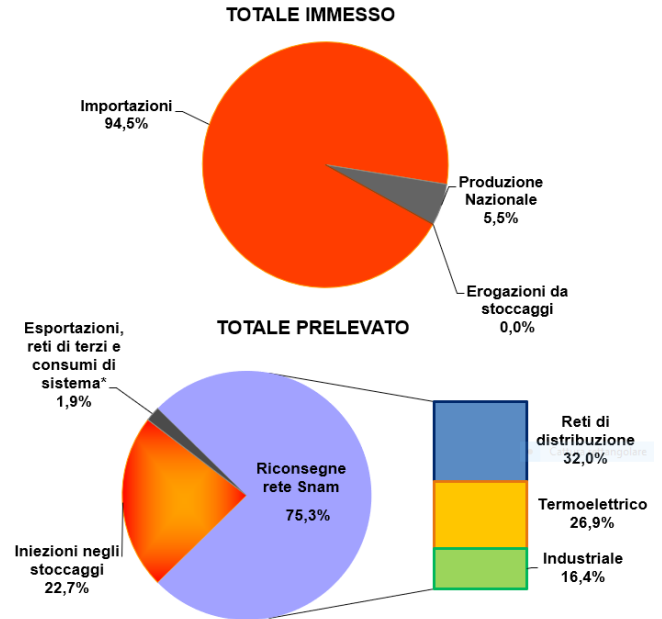
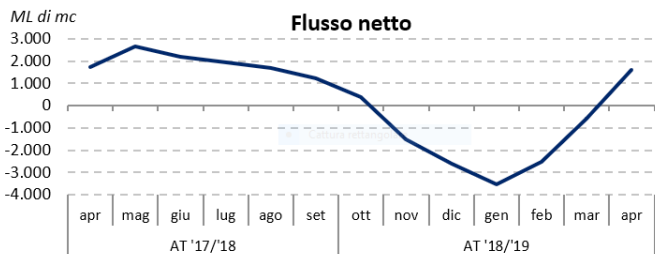
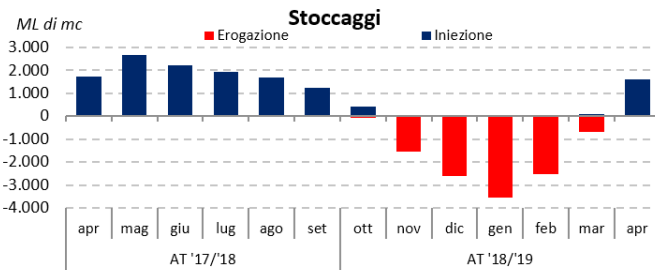
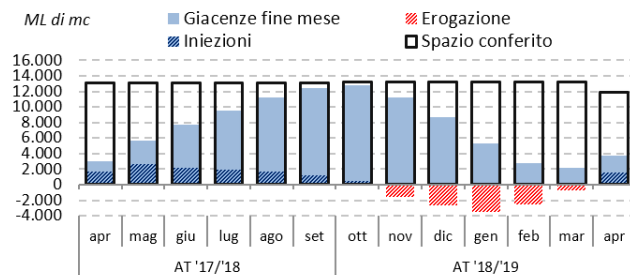


Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/04/2019)</b>	<b>3.787</b>	<b>+23,2%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.611	-6,7%
Flusso netto	1.611	-6,7%
Spazio conferito	11.948	-8,4%
Giacenza/Spazio conferito	31,7%	+8,1 p.p.



Per quanto riguarda i prezzi, si arresta il trend calante della quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) che, dopo tre cali consecutivi, risulta in modesta ripresa rispetto al livello molto basso del mese precedente (+0,30 €/MWh, +2%) confermandosi, tuttavia, in flessione rispetto ad un anno fa a quota 18,76 €/MWh (-3,11 €/MWh, -14%). Dinamiche diverse per le quotazioni

dei principali hub europei, con il riferimento al TTF che continua a scendere sia rispetto al periodo precedente che su base annua, aggiornando il minimo da settembre 2017 (15,07 €/MWh, -5%). Il differenziale tra il prezzo olandese e quello italiano aumenta, pertanto, a 3,7 €/MWh, ai massimi dal 2018 (era 2,6 €/MWh a marzo e 2,3 €/MWh ad aprile 2018).

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-Gas) ad aprile aggiornano a distanza di pochi mesi il massimo storico, portandosi a 6,8 TWh (+14% sul mese precedente, +83% su base annua). Tale incremento, favorito anche da una maggiore domanda di gas, spinge la quota sul totale consumato a 11,7% (secondo valore più alto di sempre), in aumento di 4 p.p. rispetto a entrambi i riferimenti temporali.

La crescita dei volumi, diffusa sui tre mercati a pronti, risulta più consistente sui mercati title, in ambedue i casi più che raddoppiati rispetto ad un anno fa. Gli scambi su MGP-Gas si attestano a 1,6 TWh, pressoché in linea con il mese precedente, rappresentando il 23% del totale negoziato a pronti. Rilevante anche la performance del MI-Gas, i cui volumi salgono a 3,8 TWh (+114%), per effetto di una dinamica sostenuta sia dagli scambi tra operatori, pari a 1,8 TWh (+107%), che dalle movimentazioni del RdB, pari complessivamente a 2,0 TWh (+121%). Sale, pertanto, la quota degli scambi di quest'ultimo (52%, +2 p.p.) favorita sia dai suoi maggiori acquisti (1,3 TWh

che dall'incremento delle sue vendite, anche se posizionate su livelli inferiori (0,6 TWh).

Dinamiche rialziste sia rispetto al mese precedente (+76%) che su base annua (+17%), anche per gli scambi registrati sul MGS che salgono a 1,4 TWh, dopo i modesti risultati dell'ultimo bimestre. L'aumento tendenziale dei volumi per l'unica impresa operativa Stogit è stato sostenuto, oltre che dalle crescenti movimentazioni in acquisto e in vendita di SRG, distribuiti su tutte le finalità, anche dai maggiori scambi tra operatori (381 GWh contro i 161 GWh del 2018). Questi ultimi hanno rappresentato il 26% del totale negoziato, in aumento di 13 p.p. rispetto ad aprile dello scorso anno.

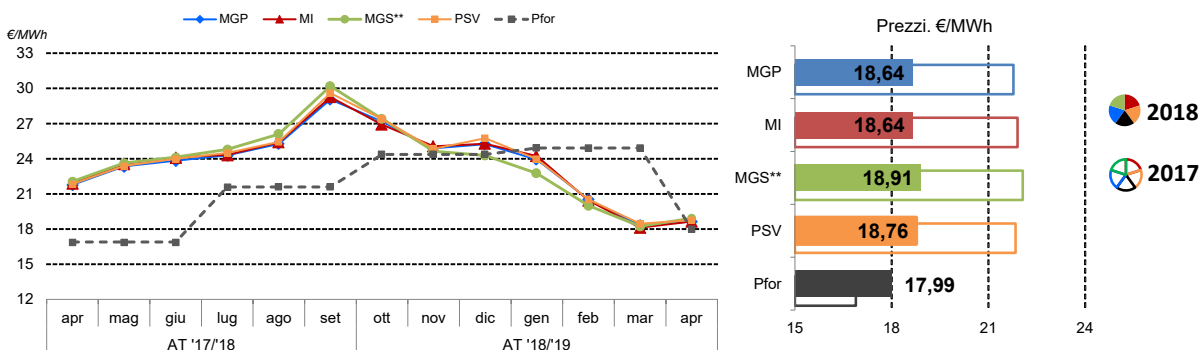
Le quotazioni registrate su tutti i mercati a pronti mostrano, nel primo mese del semestre estivo, una debole ripresa congiunturale (+0,31/+0,68 €/MWh) ed un calo rispetto all'anno precedente (-3 €/MWh), su livelli lievemente inferiori al PSV sui due mercati title, allineati a 18,64 €/MWh, e superiori sul MGS, pari a 18,91 €/MWh (-9%).

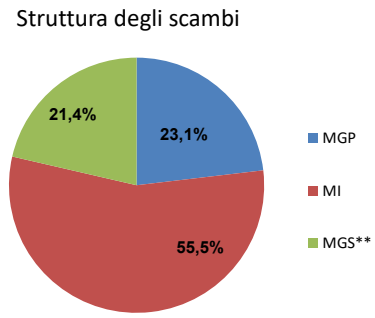
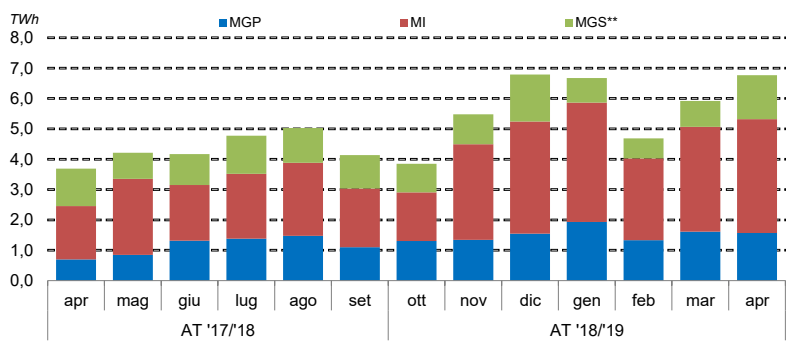
Figura 3: MP-GAS\*: prezzi e volumi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MP-GAS</b>					
MGP	18,64 (21,78)	15,50	21,25	1.566.336	(698.040)
MI	18,64 (21,91)	14,10	22,30	3.755.832	(1.755.840)
MGS**	18,91 (22,06)	17,18	21,60	1.448.190	(1.236.770)
Stogit	18,91 (22,06)	17,18	21,60	1.448.190	(1.236.770)
Edison	- (-)	-	-	-	(-)
MPL	- (-)	-	-	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





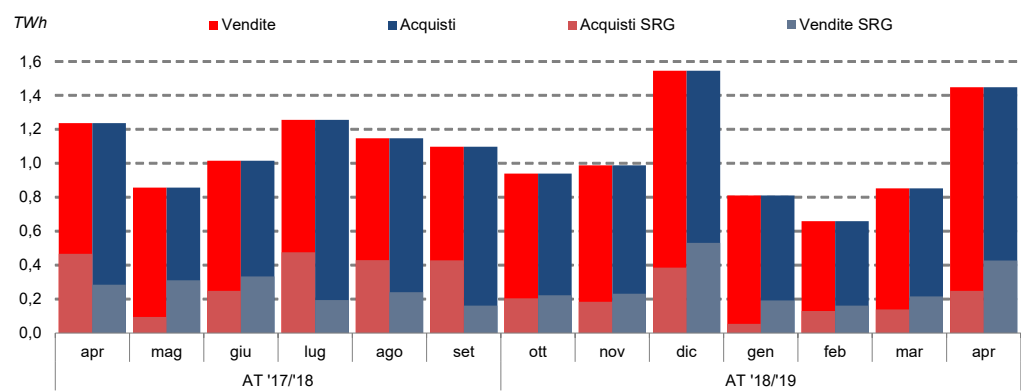
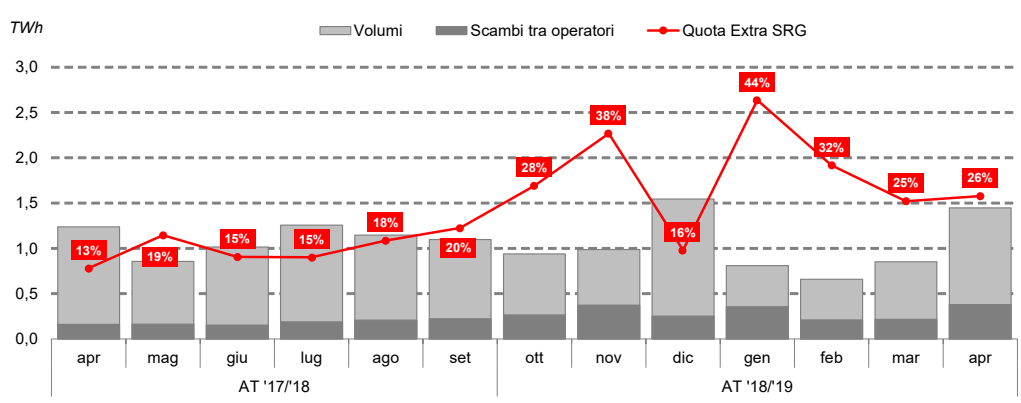
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, MPL ed MGS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P<sub>for</sub> un indice  
 \*\* A partire dal 1 ottobre 2017 il prezzo MGS giornaliero è calcolato come media dei prezzi osservati quotidianamente presso ciascun sistema di stoccaggio (Stogit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

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>1.448.190</b>	(1.236.770)	<b>1.448.190</b>	(1.236.770)	-	(-)	-	(-)
SRG	466.330	(241.169)	801.044	(303.826)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	377.030	(205.169)	373.507	(303.826)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	89.300	(36.000)	427.537	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	981.860	(995.601)	647.146	(932.944)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente





Per quanto attiene al Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) ad aprile gli scambi segnano il secondo calo consecutivo dal massimo storico di febbraio, attestandosi a 489 GWh. Le transazioni hanno interessato, oltre ai BoM, i prodotti trimestrali e mensili; in particolare il prodotto M-2019-05 che chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari

a 18,69 €/MWh, in aumento rispetto all'ultimo riferimento di marzo (+19%), ed una posizione aperta pari a 212 GWh. Le posizioni aperte complessive a fine mese ammontano a 453 GWh (erano 772 GWh il mese precedente), mentre i prezzi di controllo risultano stabili o in rialzo anche 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/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2019-04	17,25	20,90	17,40	0,8%	11	32.256	-	-	32.256	-	16.896	33.792
BoM-2019-05	-	-	18,69	-	-	-	-	-	-	-	6.840	205.200
M-2019-05	17,20	20,85	18,69	18,8%	42	207.576	-	-	207.576	+210,0%	6.840	212.040
M-2019-06	19,60	19,60	17,04	7,6%	1	3.600	-	-	3.600	-94,8%	2.376	71.280
M-2019-07	-	-	16,50	9,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2019-08	-	-	15,81	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2019-03	17,05	20,60	16,17	-0,8%	32	231.840	-	-	231.840	+128,3%	1.656	152.352
Q-2019-04	20,00	23,15	21,49	8,9%	2	13.248	-	-	13.248	-	144	13.248
Q-2020-01	-	-	22,43	13,1%	-	-	-	-	-	-100,0%	120	10.920
Q-2020-02	-	-	19,72	6,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2019/2020	-	-	21,51	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2020	-	-	18,55	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2020	-	-	21,82	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>88</b>	<b>488.520</b>			<b>488.520</b>		<b>9.480</b>	<b>453.000</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

■ Ad aprile brusco rialzo del greggio, che torna a crescere raggiungendo i massimi da ottobre 2018, interrompendo così il trend ribassista degli ultimi mesi; in aumento anche le quotazioni dei prodotti derivati. Ancora in calo, invece, il carbone, che scende sotto quota 60 \$/MT, ai minimi da fine 2016. Per quanto riguarda il mercato del gas, apprezzamenti per il PSV, che incrementa così lo

spread rispetto al TTF, il quale prosegue invece nel suo trend ribassista toccando i minimi da luglio 2017. In tale contesto le borse europee sono in generale apprezzamento, soprattutto Austria e Germania, mentre la quotazione italiana, sebbene risulti ancora la più alta, mostra aumenti tra i più contenuti sia su base tendenziale che congiunturale.

Nel mese di aprile si registra un forte incremento della quotazione del petrolio, che tocca 71,30 \$/bbl (+8% rispetto a marzo), ai massimi da ottobre 2018 e, sostanzialmente, in linea con la quotazione del 2018 (-1%). L'incremento del greggio trascina anche i suoi derivati: sia l'olio combustibile (412,56 \$/MT) che il gasolio (617,24 \$/MT) sono in rialzo su base mensile (+3%), con il primo che mostra una significativa crescita anche su base annuale (+12%) mentre il secondo, invece, è in sostanziale equilibrio (-1%). Le quotazioni a termine del petrolio e dei suoi derivati riflettono l'andamento rialzista: il greggio, infatti, è posizionato stabilmente sui 71 \$/bbl nelle aspettative di breve-medio termine, mentre la crescita più intensa è prevista, anche in questo mese, per il

gasolio, con quotazioni a termine sui 630 \$/MT.

Prosegue, invece, il deprezzamento del carbone, secondo un andamento ormai ininterrotto da ottobre. Anche nel mese di aprile, infatti, la quotazione è in calo rispetto al mese precedente (-17%) e scende sotto quota 60 \$/MT, minimo da settembre 2016; ancora più marcata la riduzione su base annuale (-26%), per un trend ribassista confermato anche dai prezzi futures.

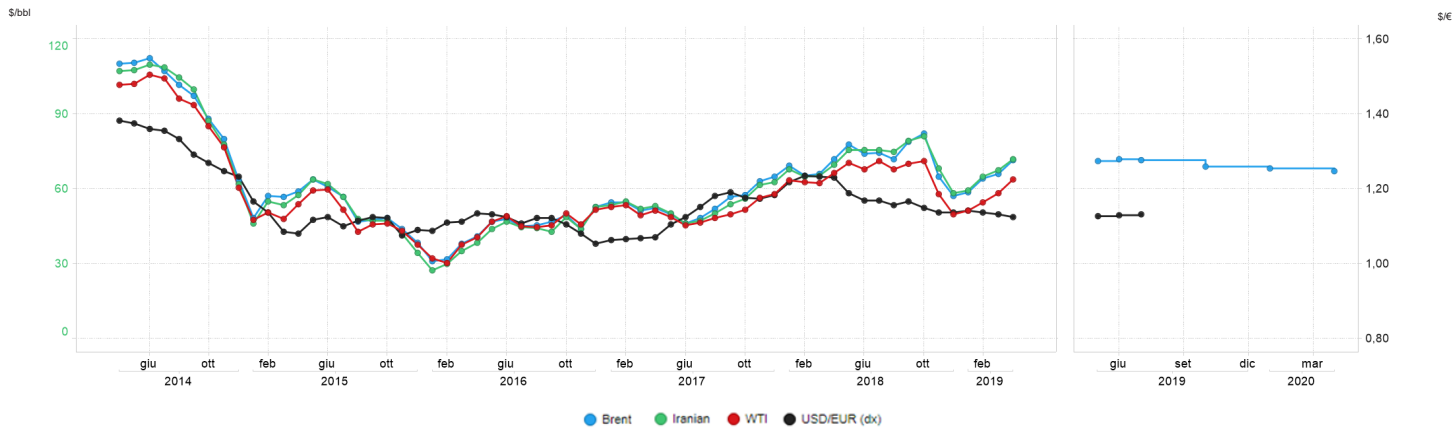
Il tasso di cambio, infine, si attesta a 1,12 €/€, mostrando un calo rilevante soprattutto su base annuale (-9%), in corrispondenza del quale si registra un incremento delle variazioni delle quotazioni di greggio e derivati convertite in valuta europea.

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

FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	USD/bbl	71,30	8%	-1%	67,85	71,02	6%	71,65	7%	70,50	6%	66,72	3%
Olio Combustibile	USD/MT	412,56	3%	12%	406,75	413,91	3%	410,37	3%	407,64		409,91	6%
Gasolio	USD/MT	617,24	3%	-1%	605,25	630,53	4%	628,96	3%	630,96	3%	628,89	3%
Carbone	USD/MT	59,78	-17%	-26%	61,70	61,76	-13%	63,58	-11%	64,82	-8%	73,10	-3%

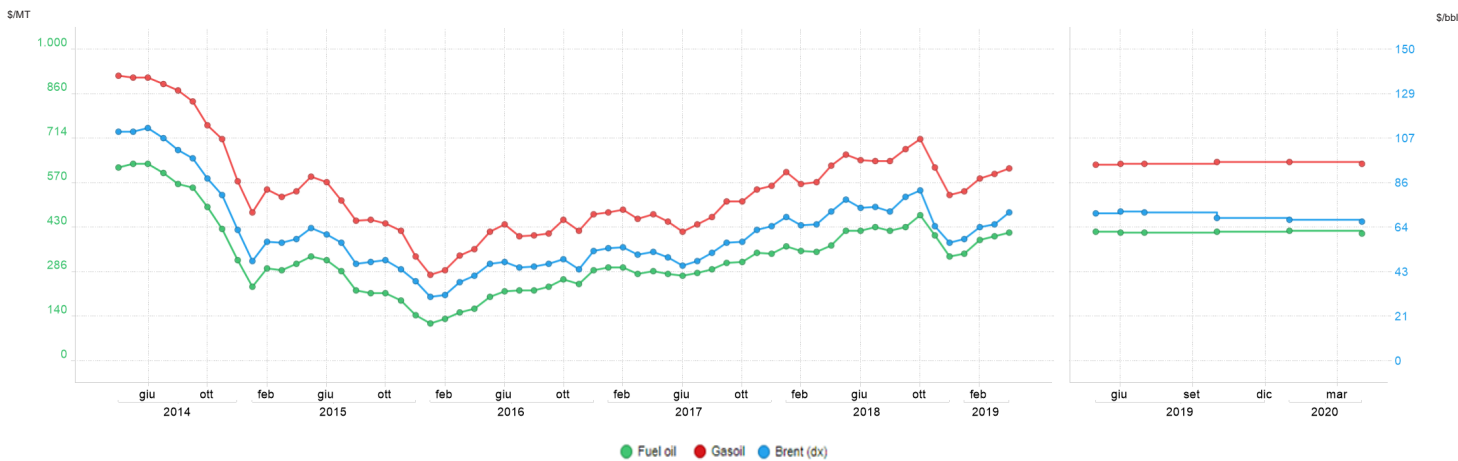
FUEL	UdM	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
Brent	EUR/bbl	63,49	9%	9%		63,09	-	63,48	-	62,30	-	57,65	-
Olio Combustibile	EUR/MT	367,38	4%	22%		367,66	-	363,59	-	360,24	-	354,21	-
Gasolio	EUR/MT	549,62	4%	8%		560,03	-	557,20	-	557,55	-	543,38	-
Carbone	EUR/MT	53,24	-17%	-20%		54,86	-	56,33	-	57,28	-	63,17	-
Tasso Cambio	EUR/USD	1,12	-1%	-9%	1,12	1,13	-	1,13	-	1,13	-	1,16	-

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



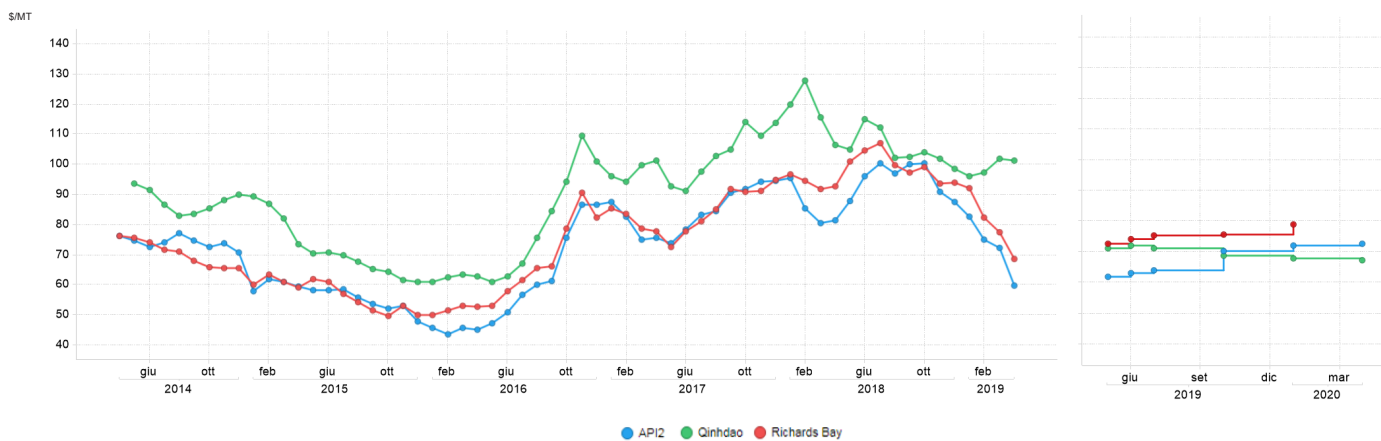
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

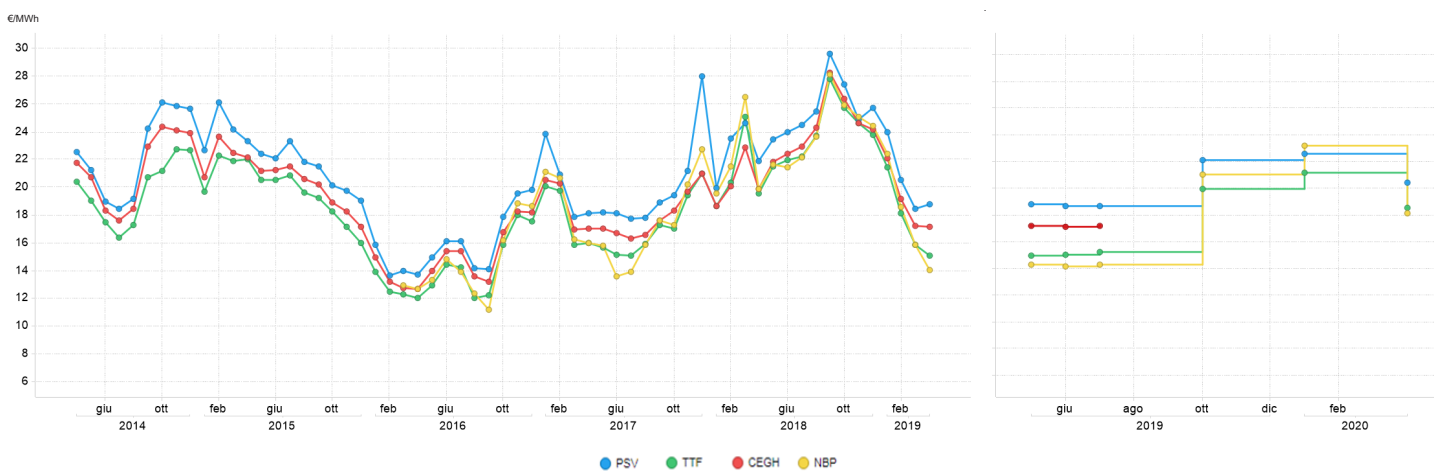
Ad aprile i mercati del gas mostrano un andamento contrastato: il PSV interrompe la serie di ribassi consecutivi, salendo a 18,76 €/MWh (+2% rispetto a marzo), ma ancora in calo su base annuale (-14%). Prosegue, invece, la discesa del TTF, che si attesta a 15,07 €/MWh (-5% su base mensile e -23% su

base annuale), ai minimi da luglio 2017, con una conseguente crescita sui 3,7 €/MWh dello spread tra le due quotazioni (+1,07 €/MWh rispetto a marzo). I valori a termine confermano le dinamiche spot, con un incremento dello spread PSV-TTF previsto fino a circa 4 €/MWh per il mese di maggio.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot Future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
PSV	IT	18,76	2%	-14%	17,40	18,79	3%	18,83	3%	18,80		21,89	5%
TTF	NL	15,07	-5%	-23%	14,35	14,96	-5%	15,21	-4%	15,38		19,74	5%
CEGH	AT	17,13	-1%	-14%	16,08	17,21	1%	17,13	0%	17,15			
NBP	UK	14,03	-11%	-29%	14,02	14,26	-7%	14,35	-5%	14,52			



In tale contesto tutte le principali borse elettriche europee mostrano decisi apprezzamenti sia su base mensile che annuale. In Europa centro-settentrionale i prezzi si attestano tra i 36,96 €/MWh della Germania (+21% rispetto a marzo, +15% sul 2018), che mostra il rialzo mensile più intenso, e i circa 41

€/MWh dell'area scandinava (stabile su base mensile, +5% su base annuale), mentre nell'area mediterranea le quotazioni variano tra i 50,41 €/MWh della Spagna (+3%/+18%) e i 53,35 €/MWh dell'Italia, con quest'ultima caratterizzata da aumenti tra i più contenuti (+1%/+8%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)	Ultima Quot future M-1	M+1	Var Cong (%)	M+2	Var Cong (%)	M+3	Var Cong (%)	Y+1	Var Cong (%)
ITALIA	53,35	1%	8%	49,35	54,57	6%	56,76	2%	58,95		62,07	7%
FRANCIA	38,08	12%	13%	36,56	38,45	-2%	41,12	0%	44,63		52,53	4%
GERMANIA	36,96	21%	15%	35,90	39,74	-1%	42,15	0%	44,17		49,19	5%
AREA SCANDINAVA	40,82	0%	5%	37,60	40,25	7%	40,26	9%	39,28		37,23	6%
SPAGNA	50,41	3%	18%	47,50	52,43	1%	54,16	2%	56,09		55,60	3%
AUSTRIA	37,73	14%										
SVIZZERA	38,66	8%	13%									

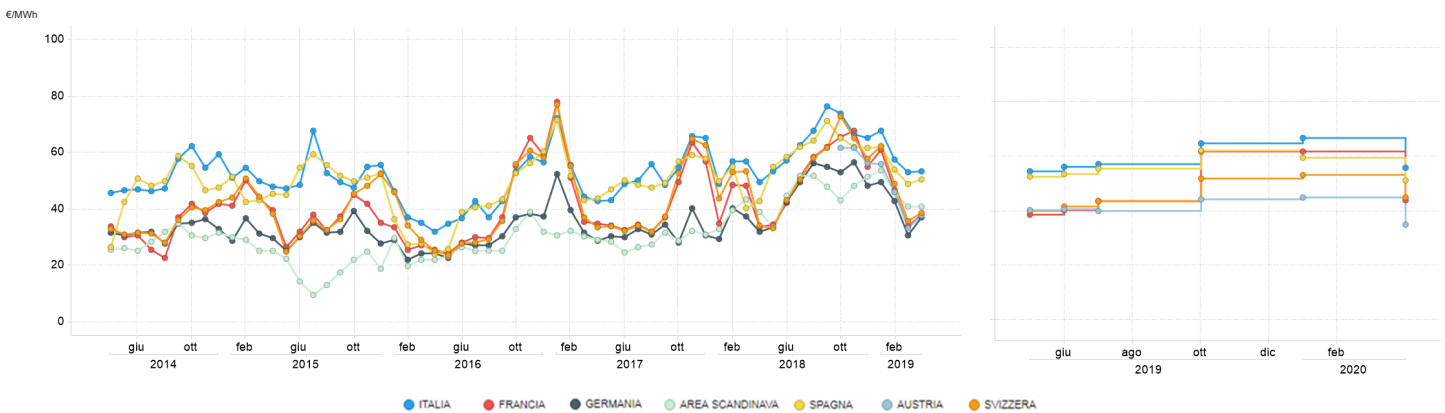
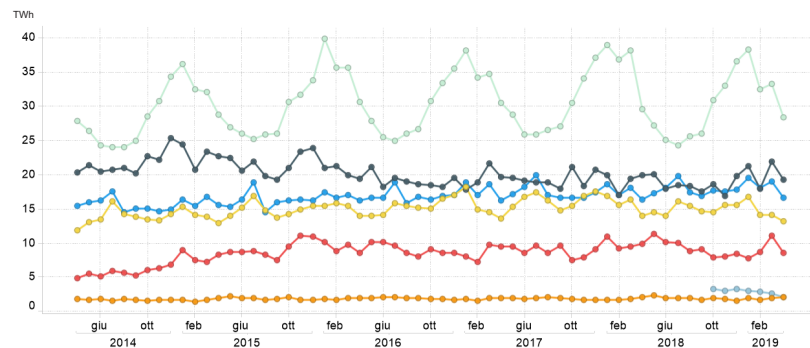


Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Mese	Var Cong (%)	Var Tend (%)
ITALIA	16,6	-10%	2%
FRANCIA	8,7	-19%	-13%
GERMANIA	19,3	-9%	-4%
AREA SCANDINAVA	28,5	-12%	-4%
SPAGNA	13,2	-4%	-6%
AUSTRIA	2,2	-16%	
SVIZZERA	2,1	12%	-2%



\*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.

Ad eccezione di quella italiana (16,6 TWh, +2%), tutte le principali borse europee mostrano un calo tendenziale delle contrattazioni registrate su base spot. La riduzione più intensa si registra in

Francia, i cui volumi scendono a 8,7 TWh (-13%), mentre più contenute risultano le diminuzioni nell'area scandinava (28,5 TWh, -4%) e in Germania (19,3 TWh, -4%).

# Mercati ambientali

A cura del GME

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) ad aprile il prezzo medio si conferma per l'ottavo mese consecutivo stabile, a ridosso dei 260 €/tep, più alto di circa 12 €/MWh rispetto al contributo tariffario stimato, anch'esso invariato (248 €/tep).

Aumenta, invece, la distanza tra il riferimento di mercato ed il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale, quest'ultimo in calo ed ai minimi da luglio (226 €/tep). In ripresa, invece, i volumi scambiati sul MTEE che si spingono ai massimi dell'anno d'obbligo, più che raddoppiati sul mese

precedente, con la liquidità che sale oltre il 66%, a fronte di una crescita meno intensa delle negoziazioni bilaterali (+68%). In aumento, seppure su livelli poco significativi, la quantità destinata al trading, la cui quota sul totale scende tuttavia all'1,2%.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO) il nuovo anno di contrattazione relativo alle tipologie con anno di produzione 2019 apre con un solo scambio (1 MWh con tipologia idroelettrico a 0,97 €/MWh), mentre nessuna transazione è stata registrata sulla piattaforma bilaterale.

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

Il prezzo medio sul mercato organizzato, in prossimità della chiusura dell'anno d'obbligo, si mostra per l'ottavo mese consecutivo ancora stabile a 260 €/tep, mantenendo inalterato il differenziale con la stima del contributo tariffario (+12 €/tep) anch'esso poco volatile a 248 €/tep.

Ripiega, invece, il prezzo medio registrato nella piattaforma bilaterale (-9%) che scende ai minimi dallo scorso luglio, pari a 226 €/tep, ed allarga la distanza con il corrispondente valore di mercato a 34 €/tep, mai così alta negli ultimi dieci mesi ed in controtendenza rispetto alle dinamiche dell'ultimo bimestre.

La differenza tra il riferimento di mercato e quello bilaterale scende a 17 €/tep se consideriamo le transazioni registrate con prezzi maggiori di 1 €/tep, la cui quota si riduce al 93% dei volumi complessivi bilaterali (-4 p.p. rispetto a marzo). Invece, la quota delle contrattazioni bilaterali avvenute a

prezzi compresi nel ristretto intervallo tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (259,11-260,50 €/tep), a fronte di una bassa volatilità di quest'ultimo, scende al 29%, cedendo circa 44 p.p. dal livello molto elevato raggiunto il mese precedente.

I volumi scambiati sul MTEE, in ripresa rispetto ai due mesi precedenti, salgono a 354 mila tep, più che raddoppiati rispetto a marzo (+154%) e sul livello più alto del corrente anno d'obbligo. Tale crescita spinge la liquidità oltre il 66%, massimo da gennaio 2018, in aumento di 10 p.p. rispetto al periodo precedente, a fronte di un più debole incremento delle registrazioni sulla piattaforma bilaterale (+68%).

Il numero di titoli emessi dall'inizio del meccanismo a fine aprile, al netto dei titoli ritirati, ammonta a 58.059.862 tep, in aumento di 1.015.737 tep rispetto a fine marzo; alla stessa data il numero dei titoli disponibili è pari a 4.833.902 tep.

Tabella 1: TEE, sintesi mensile

Fonte: dati GME

	Prezzo				Controvalore				Trading					
	Medio		Minimo	Massimo	Volumi scambiati		Controvalore		Volumi		Quota		Operatori	
	€/tep	Var. cong.	€/tep	€/tep	tep	Var. cong.	mln di €	Var. cong.	tep	Var. cong.	%	Var. cong.	N°	Var.
Mercato	259,94	-0,0%	259,11	260,50	353.838	+153,8%	91,98	+153,7%	4.406	+69,1%	1,2%	-0,6 p.p.	7	+2
Bilaterali	226,23	-8,9%	0,00	261,35	182.122	+67,5%	41,20	+52,6%						
con prezzo >1	242,52	-5,0%	95,00	261,35	169.873	+60,6%	41,20	+52,6%						
Totale	248,48	-2,5%	0,00	261,35	535.960	+116,0%	133,18	+110,6%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

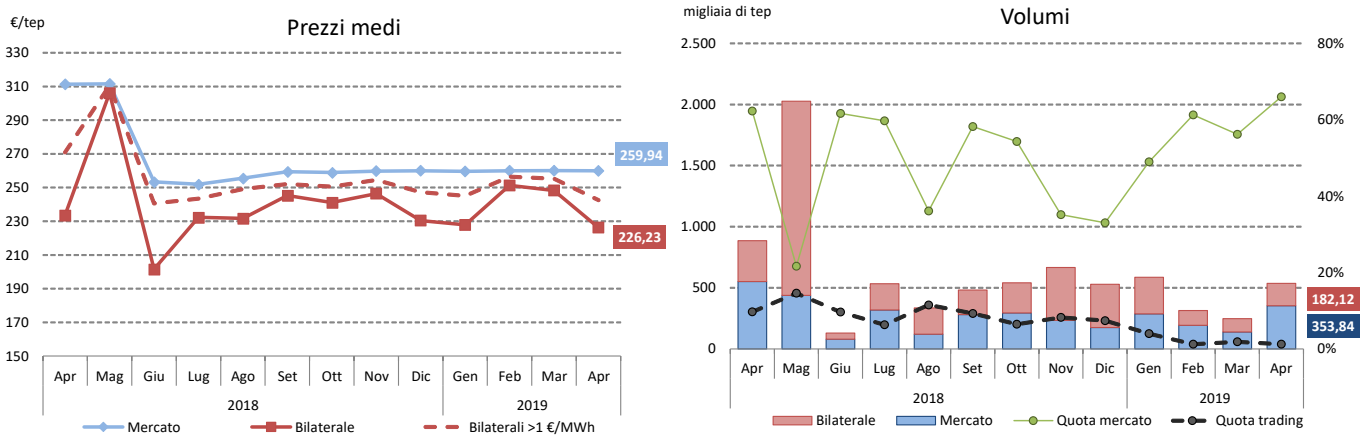


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	MTEE			PBTEE	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato*	Titoli disponibili**	Titoli emessi**
	Sessioni N*	Prezzo medio €/tep	Titoli scambiati tep	Titoli scambiati tep		tep	% su scambi			
<b>01 giugno - 28 settembre 2018</b>	6	255,24	799.550	679.210	258,27	401.228	50,2%	257,49		
<b>29 settembre - Aprile 2019</b>	29	259,69	1.675.553	1.744.395	231,47	104.910	6,0%	245,30		
<b>Totale</b>	<b>35</b>	<b>258,26</b>	<b>2.475.103</b>	<b>2.423.605</b>				<b>248,98</b>	<b>4.833.902</b>	<b>58.059.862</b>

\*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.

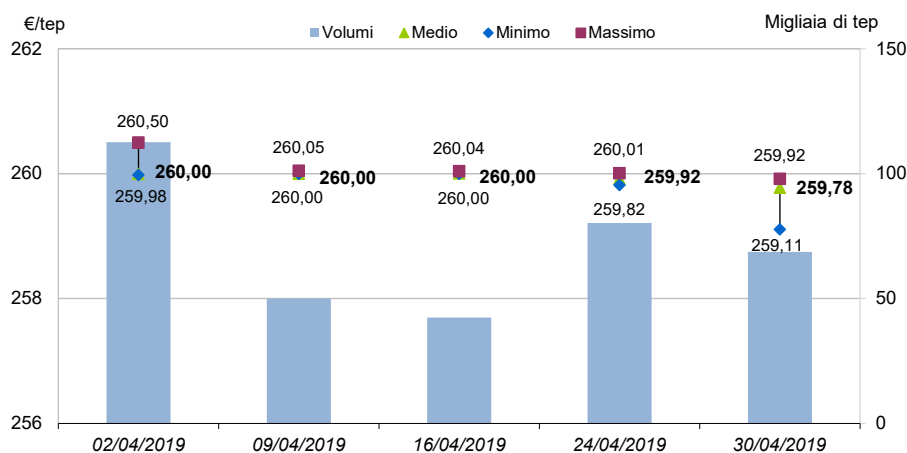
\*\*Il dato è calcolato dall'inizio del meccanismo fino all'ultimo giorno del periodo di riferimento; inoltre i Titoli emessi sono calcolati al netto dei ritirati.  
( ) tra parentesi il confronto con il periodo precedente.

L'analisi delle singole sedute mensili conferma la sostanziale stabilità delle quotazioni anche nel corso di ciascuna sessione, con segnali di variabilità, seppure poco significativi, nella prima e nell'ultima sessione. In termini di volumi, si

registrano scambi elevati nella seduta del 2 aprile, ai massimi da metà gennaio (112.607 tep), in corrispondenza inoltre di un numero consistente di transazioni (363), anch'esso il più alto per lo stesso periodo.

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



# EUROPA: MERCATO DI ULTIMA ISTANZA DEL GAS NATURALE LIQUEFATTO

di Agata Gugliotta (RIE)

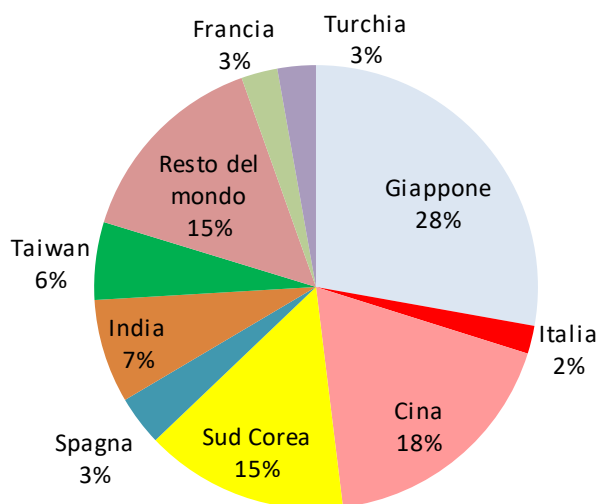
(continua dalla prima)

Ancora una volta, l'Asia si conferma come principale driver della domanda, assorbendo un volume pari al 76% delle importazioni globali (238,6 MT) e in crescita del 13% sul 2017. Il Giappone rimane il primo paese importatore di GNL con 82,5 MT (pur in presenza di consumi in calo<sup>2</sup>); segue la Cina con 54 MT, dove, in ragione della politica ambientalista del governo che punta allo switch da carbone

a gas, l'import di GNL è raddoppiato in due anni. Tra gli altri key markets: la Corea del Sud con 44 MT, pur perdendo nel 2017 il secondo posto fra gli importatori a favore della Cina, l'India (22,4 MT) mercato in forte espansione, Taiwan (16,8 MT) e il Pakistan (6,9 MT) sempre più dipendente dal GNL per far fronte al calo della produzione interna e ai ripetuti blackout elettrici.

Importazioni GNL 2018 per principali paesi

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



**Capacità aggiuntiva.** Dal punto di vista degli investimenti, il 2018 può essere considerato positivo. Lato produttori, si assiste ad un incremento di capacità di 41 MT (nel 2017 la capacità aggiuntiva era stata 25,4 MT), per un totale cumulato di 406 MTPA. 8 nuovi treni di liquefazione sono stati commissionati: 3 in Australia (il primo treno di Wheatstone e i treni 2 e 3 di Ichthys); 3 anche negli USA con la partenza del quinto treno di liquefazione di Sabine Pass e il primo degli impianti di Cove Point e Corpus Christi; 2 in Russia grazie allo start up dei treni 2 e 3 di Yamal LNG. A questi si aggiunge l'impianto di liquefazione flottante del Camerun, che diventa il 20° esportatore di GNL a livello mondiale. Inoltre, nel corso dell'anno sono state prese tre decisioni finali di investimento inerenti il progetto LNG Canada (14

MTPA), il terzo treno del liquefattore americano di Corpus Christi (4,5 MTPA) e la fase uno dell'impianto di Tortue LNG (2,5 MTPA) al confine fra Mauritania e Senegal. Lato consumatori, due nuovi paesi, entrano nel club degli importatori: Bangladesh e Panama, portando il numero dei paesi fruitori di GNL a 42, per una capacità complessiva di rigassificazione di 868 MTPA. 10 nuovi rigassificatori sono entrati in funzione e un'altra ventina sono in costruzione per una capacità incrementale prossima ai 100 MTPA. Nessun nuovo impianto di liquefazione, né di rigassificazione, è invece partito nei primi 4 mesi del 2019. Nel 2018 anche la flotta di metaniere ha visto un aumento pari a 50 unità, per un totale di 563 imbarcazioni, comprese 33 FSRU (Floating Storage Regasification Unit).



(continua)

**Maggiore flessibilità.** Lungi dall'essere un mercato completamente liquido, è innegabile la strada intrapresa verso una maggiore "commoditizzazione" del GNL, con cambiamenti negli accordi commerciali- diventati più flessibili in termini di destinazione del gas, volumi da prelevare, durate - e nella formazione del prezzo a livello internazionale, non più interamente legato al petrolio.

Nel 2018, il 32% di tutte le contrattazioni di gas liquefatto è avvenuta sulla base di contratti spot o di breve termine (inferiore a 4 anni), uno share in aumento di 5 punti percentuali vs il 2017. Ancora una volta sono i paesi asiatici (Cina, Sud Corea, India) ad assorbire la maggior parte di questi volumi per far fronte a maggiori consumi e ad una contemporanea riduzione della produzione domestica.

Espansione dell'offerta, soprattutto di quella flessibile proveniente dagli Usa e dalla Russia e una maggiore partecipazione al mercato da parte delle principali società di trading sono alla base di questo trend di crescita. Se solo un decennio fa il GNL era off-limits per molti traders, in quanto gran parte dell'offerta era legata a contratti di lungo termine, oggi, player come Trafigura, Vitol, Glencore e Gunvor contano per oltre il 20% del GNL commercializzato su base spot o a breve termine.

**Dinamiche dei prezzi.** Complessivamente, il 2018 è stato particolarmente dinamico e caratterizzato da prezzi sostenuti fino ad inizio autunno. In Asia, i prezzi spot del GNL<sup>3</sup> scambiato nella parte Nord Orientale del Continente, hanno registrato un valore medio annuo di circa 9,9 doll/Mbtu, più alto del 40% rispetto al 2017. Ad eccezione di febbraio, marzo e aprile, le quotazioni hanno segnato aumenti mese su mese fino a settembre, quando sono stati toccati gli 11,5 doll/Mbtu (il massimo da ottobre 2014). A sostenere i prezzi: rialzo del greggio (a cui i prezzi del GNL sono in parte indicizzati); criticità lato offerta, con temporanee riduzioni di forniture; crescita dei consumi: in particolare quelli di Cina, India, Sud Corea e Pakistan.

A partire da ottobre, tuttavia, i prezzi tornano a contrarsi, ripiegando sotto i 10 doll/Mbtu. Domanda debole, offerta abbondante e discesa dei prezzi del petrolio le principali ragioni di questo trend. Prezzi elevati, ma sempre mediamente al di sotto di quelli asiatici, anche per l'Europa Sud occidentale. In media annua, il 2018 si chiude con 8,3 doll/Mbtu (+2 doll. vs 2017). Così come per l'Asia, i prezzi hanno alternato fasi di rialzo, in cui le quotazioni hanno risentito del generalizzato aumento delle commodities energetiche e della crescita dei valori spot presso i principali hub europei, a fasi di contrazione, come quella registrata nel IV trimestre 2018. Nell'ultima parte del 2018, infatti, i prezzi diminuiscono a causa di una scarsa domanda e temperature miti.

Un trend bearish che si conferma tanto per l'Asia, quanto per l'Europa, anche nei primi mesi del 2019.

**Uso del GNL come arma politica.** Non è una novità che l'energia venga utilizzata come arma politica e di contrattazione nei rapporti fra gli Stati, tanto da parte di chi la produce, quanto

da quella di chi la consuma e gli eventi del 2018 rendono giustizia a questa affermazione. Il 25 luglio scorso il Presidente Trump e il Presidente della Commissione Europea Juncker convergono sulla necessità da parte del Vecchio Continente di aumentare le importazioni di GNL dagli USA, al fine di diversificare l'offerta - ergo di ridurre la dipendenza dalla Russia - a patto però che vengano garantite condizioni economiche favorevoli. Un impegno (al momento non vincolante) ad accelerare le importazioni che non esclude la costruzione di nuovi rigassificatori, tre dei quali (Brunsbuttel, Stade-will o Wilhelmshaven) sponsorizzati dal governo tedesco<sup>4</sup>, che pur non avendo un evidente bisogno di gas aggiuntivo, spera a sua volta di propiziarsi il favore degli Stati Uniti per continuare indisturbata nella costruzione della seconda linea del gasdotto Nord Stream che movimenterebbe gas russo. Sempre a luglio, poi, Cina e Stati Uniti si dichiarano "guerra" commerciale imponendo tariffe sulle importazioni reciproche e a settembre Pechino estende la nuova tariffazione anche al GNL con effetti per nulla trascurabili. L'import USA ha, infatti, conosciuto una contrazione e nel 2019 solo un carico di GNL americano è stato importato dalla Cina<sup>5</sup> (dato a inizio marzo) vs i 27 totali del 2018 (2/3 dei quali esportati prima dell'imposizione delle sanzioni) e i 30 del 2017. Inoltre, la possibilità che la Cina, mercato troppo grande da ignorare e secondo consumatore al mondo di GNL, voglia fare a meno del gas americano, non solo ha aperto opportunità ai competitor USA - Australia, Qatar e Russia in primis- ma ha anche costituito un fattore di rischio, prima non contemplato, per i promotori dei nuovi impianti di esportazione negli USA, con evidenti ritardi nel timing di realizzazione degli stessi<sup>6</sup>.

### Europa: mercato di "ultima istanza" del GNL

Fra le varie dinamiche registrate dal mercato del GNL, sicuramente quella più rilevante, riguarda l'Europa, che nel 2018, ma soprattutto nell'ultimo scorcio dell'anno e i primi mesi del 2019, si conferma sempre di più come mercato di "ultima istanza" per le forniture internazionali di GNL.

Se nei primi nove mesi dell'anno, maggiori importazioni via gasdotto da Russia e Algeria avevano coperto il fabbisogno incrementale del gas del Vecchio Continente, facendo registrare una decrescita per il GNL, a partire dall'ultimo trimestre dell'anno e fino al momento in cui si scrive, il concatenarsi di alcuni fattori ha determinato un netto aumento dei volumi che hanno raggiunto le coste europee. Un'offerta così abbondante e ad un prezzo conveniente che ha indotto ad acquistare carichi spot invece che prelevare gas dai siti di stoccaggio<sup>7</sup>.

Cumulativamente, nel 2018, per il quarto anno consecutivo, l'import registra segno positivo, sfiorando i 49 Mtpa (+6,4% vs il 2017). La crescita ha interessato soprattutto i paesi del Nord Europa: Belgio (+1 mt, il doppio rispetto al 2017); Paesi Bassi (+1,3 MT, +162%), ma anche mercati del sud come la Francia (+6,7%) e la Turchia (+13,2%) che diventa il secondo importatore di gas del Continente dopo la Spagna, che al contrario, registra un calo del 11,2%, a causa di un maggiori volumi arrivati via pipeline. Stabili invece le quantità importate in UK (+1,5%).

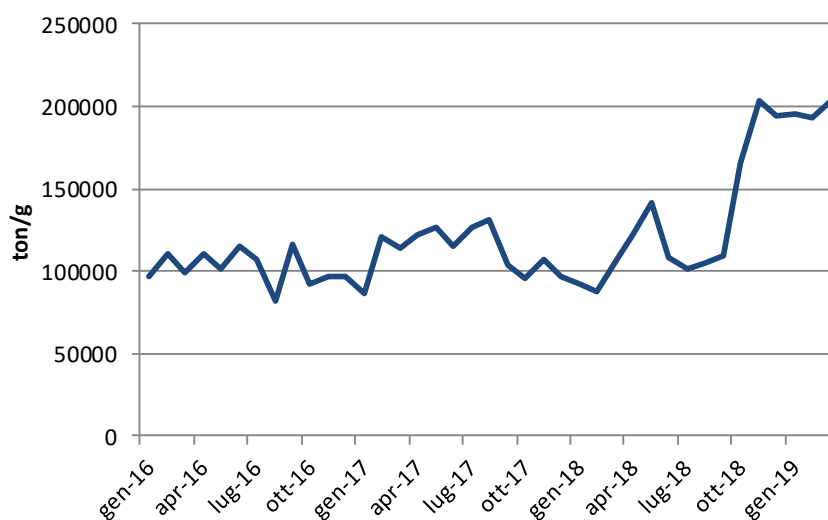
(continua)

Ancora più marcato l'aumento<sup>8</sup> a inizio del 2019 con volumi che nell'EU-28, raggiungono punte di oltre 200.000 ton/g e con i principali terminali europei (UK, Francia, Belgio, Paesi Bassi, Italia e Spagna) che da soli, nel primo quadrimestre, assorbono circa 23 MT, il 47% del GNL totale importato dall'Europa nell'anno 2018. Tra questi spiccano UK, che

invertendo il trend dell'anno scorso, segna mese su mese un aumento dell'import anche in ragione di minori flussi di gas piped provenienti dalla Norvegia, e la Francia, primo paese in termini di gas rigassificato e mercato di sbocco di metà del GNL russo esportato in EU<sup>9</sup> in questo periodo.

Importazioni di GNL EU-28

Fonte: Elaborazioni Rie su dati Eurostat<sup>10</sup>



Tre le principali ragioni a giustificazione di questo trend: 1) prezzi spot del GNL in Asia in calo e tali da rendere più conveniente per gli esportatori di quasi tutto il mondo movimentare questa fonte verso il Vecchio Continente dove i margini di guadagno sono stati più elevati.

In Asia, infatti, un inverno atipicamente mite, prezzi oil in calo, una frenata dei consumi specie di Giappone (ripartenza nucleare) e Cina (dove forte è la concorrenza del gas piped) e un'offerta abbondante (nonostante alcune criticità riscontrate in Australia e Malesia) hanno determinato un calo progressivo delle quotazioni spot, che ad aprile si attestavano sui valori mediamente più bassi del 40% rispetto a dicembre 2018. Il calo dei prezzi, in realtà ha interessato anche l'Europa, ma sul mercato spot asiatico il prezzo del GNL ha conosciuto un calo ancora più repentino, finendo, in alcune settimane al di sotto dei prezzi europei.

2) Abbondanza di volumi flessibili di GNL, non legati cioè a vincoli contrattuali di lungo periodo, provenienti soprattutto dalla Russia che grazie alla partenza dell'impianto di Yamal è stata in grado di mandare in Europa volumi 3 volte superiori a quelli dell'inverno precedente, superando fornitori storici come Qatar, Nigeria e Algeria - e dagli Stati Uniti che segnano un +420%<sup>11</sup>.

3) Declino della produzione domestica europea, specie di quella olandese, dopo la decisione del governo di limitare, per diminuire il rischio sismico, l'attività di estrazione del grande giacimento di Groningen, e una contemporanea, seppur modesta, ripresa della domanda.

A questi fattori va aggiunta, un'importante capacità di rigassificazione dei terminali europei, per buona parte inutilizzata, che garantisce un alto grado di flessibilità nella ricezione dei carichi di GNL che non trovano collocazione in altri bacini. L'Europa infatti conta su 35 rigassificatori, la maggior parte dei quali ubicati fra Spagna, Francia e UK, che nel 2018 hanno operato mediamente solo per il 28%, anche se in aumento rispetto al 26% registrato del 2017.

Merita però rilevare, come nell'inverno appena concluso, i volumi aggiuntivi di GNL abbiano determinato un netto aumento dell'utilizzo delle infrastrutture di ricezione, con volumi rigassificati che da ottobre 2018 a marzo 2019 hanno toccato oltre i 32,5 MT, il doppio rispetto all'inverno 2017-18 e al di sopra del livello massimo di 32,2 MT raggiunto nell'inverno 2010/2011<sup>12</sup>.

Con riferimento poi ai principali paesi di importazione, nell'ultima stagione invernale quasi tutti i rigassificatori europei hanno operato con tassi di utilizzo superiori a quelli del 2018 (base annua): gli impianti UK sono passati dal 14%

(continua)

al 25%, quelli francesi dal 31% al 43%, quelli belgi dal 29% al 41%, quelli italiani dal 56% al 67%, quelli olandesi dal 23% al 32%. Fanno eccezione i rigassificatori spagnoli, che invece segnano un calo, operando al 15% della loro capacità vs il 21% del 2018.

## Conclusioni

Cosa attendersi per i prossimi mesi? L'Europa continuerà ad essere il mercato finale di molti carichi di GNL oppure l'approssimarsi della stagione estiva, tipicamente high consumption per l'Asia, invertirà il trend?

Per nulla scontata, né unanime la risposta a questa domanda.

Se ad inizio aprile, le previsioni erano di un ridimensionamento immediato dei volumi inviati al Vecchio Continente, in ragione soprattutto di una ripresa dei prezzi asiatici, nel momento in cui si scrive, invece, gli ultimi dati indicano un livello ancora molto elevato delle importazioni in Europa. In UK per es. ad aprile sono stati importati 1,73 MT di GNL per un aumento del 270% rispetto al pari mese del 2018, mentre in Francia 1,89 MT, il doppio rispetto ad aprile 2018. Inoltre, i prezzi spot asiatici del GNL sono tornati a ripiegare mentre la capacità produttiva è prossima ad aumentare e nuovi carichi potrebbero arrivare da un "ritrovato esportatore" come l'Egitto, ma anche dagli Usa e dalla Russia.

<sup>1</sup> The LNG Industry, GIIGNL Annual Report 2019, disponibile al link <https://giignl.org/publications>

<sup>2</sup> La partenza nel 2018 di 5 reattori nucleari, chiusi nel 2011 dopo l'incidente di Fukushima, ha eroso spazio al GNL nel mix di generazione elettrica e verosimilmente continuerà a farlo in maniera più accentuata anche negli anni a venire.

<sup>3</sup> I prezzi sono quelli rilevati da World Gas Intelligence. Per l'Asia si prendono a riferimento i prezzi spot del GNL scambiato nei paesi dell'Area Nord Orientale dell'Asia, che comprendono soprattutto Giappone e Corea principali importatori di GNL a livello regionale e mondiale. Per l'Europa invece si considerano i paesi dell'area sudoccidentale del Continente.

<sup>4</sup> Platts, Uniper, ExxonMobil sign provisional German LNG capacity agreement, 25 gennaio 2019

<sup>5</sup> Reuters, Trade war cuts U.S. LNG exports to China, 12 marzo 2019

<sup>6</sup> Australia LNG, per esempio ha annunciato che ritarderà a prendere la decisione finale di investimento, almeno fino al prossimo anno, per l'impianto di Magnolia LNG in Louisiana, fino a quando non si sarà definita la questione tariffaria e quindi si possa contare con certezza sui consumi della Cina. Reuters, LNG Ltd to decide on Magnolia export plant in Louisiana in H2, 25 marzo 2019.

<sup>7</sup> Sissi Bellomo, Gas meno caro, in Europa uno «tsunami» di Gnl, Sole 24 ore, 29 marzo 2019

<sup>8</sup> Platts, Europe set for 'genuine' LNG demand in coming years: industry, 28 gennaio 2019

<sup>9</sup> Platts, France, UK spearhead record LNG imports into Europe during April, 01 maggio 2019

<sup>10</sup> I valori di febbraio e marzo sono stime

<sup>11</sup> I dati si riferiscono al periodo ottobre-febbraio 2019. Platts, Continental European LNG regas so far this winter breaks above 25 Bcm mark, 25 febbraio 2019

<sup>12</sup> Platts, European LNG regas hits record high for winter season, more than doubles on year, 3 Aprile 2019.

<sup>13</sup> Platts, France, UK spearhead record LNG imports into Europe during April, 01 maggio 2019

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

**Deliberazione 9 aprile 2019 133/2019/R/EEL | “Verifica degli adempimenti contrattuali della Società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. per l’avvio del coupling unico del giorno prima” | pubblicata il 10 aprile 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/133-19.pdf>**

Con la delibera 133/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha verificato positivamente gli schemi contrattuali “All NEMO Cooperation Agreement” (ANCA) e “All NEMO Day-ahead Operational Agreement” (ANDOA), predisposti dal GME in coordinamento con tutti i NEMO<sup>1</sup> Europei ai fini dell’istituzione del Single Day-Ahead Coupling ed in attuazione del Piano relativo all’esecuzione congiunta delle funzioni di Market Coupling Operator (nel seguito “MCO Plan”) ai sensi del Regolamento europeo n. 2015/1222 (Regolamento CACM).

Al riguardo, giova ricordare che l’MCO Plan – predisposto da tutti i NEMO e approvato da tutte le NRA<sup>2</sup> – è il documento con il quale i NEMO hanno indicato come intendono svolgere congiuntamente la funzione di market coupling operator<sup>3</sup>.

Nello specifico, gli schemi contrattuali approvati con la delibera in oggetto stabiliscono:

- con riferimento all’ANCA, la struttura di governance dei NEMO, i principi e le regole di cooperazione, nonché le procedure di risoluzione delle controversie per la gestione delle attività non operative assegnate ai NEMO dal Regolamento CACM;
- con riferimento all’ANDOA, la struttura di governance, il regime di responsabilità, nonché le procedure operative per la gestione da parte dei NEMO delle attività di coupling sull’orizzonte temporale day-ahead.

**Deliberazione 9 aprile 2019 n. 134/2019/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 infragiornaliero sulla frontiera elettrica tra Italia zonanordeSvizzera” | pubblicata il 10 aprile 2019 | Download <https://www.arera.it/allegati/docs/19/134-19.pdf>**

Con la delibera 134/2019/R/EEL, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha verificato positivamente gli schemi contrattuali e di convenzione funzionali all’avvio operativo del progetto di implementazione di un meccanismo di market coupling nell’orizzonte temporale intraday per l’allocazione implicita della capacità transfrontaliera sul confine tra Italia e Svizzera.

Nello specifico, trattasi di:

- schema di contratto “Intraday Operational Agreement for the Intraday Market Coupling between Italy and Switzerland” (IDOA IT-CH) – predisposto dal GME in coordinamento con Terna, con il gestore del mercato elettrico (Epex Spot) e della rete elettrica (Swissgrid) svizzeri – che stabilisce le regole per la cooperazione tra le controparti del progetto per la gestione del coupling intraday sul predetto confine;
- schema di Convenzione tra Terna e GME, aggiornata al fine di disciplinare la gestione dei flussi informativi funzionali al progetto medesimo;
- proposta di Convenzione tra Terna e Swissgrid, disciplinante gli accordi fra le parti per la ripartizione dei proventi delle allocazioni di capacità di trasporto;
- nuove versioni delle “Intraday Allocation Rules on France-Italy and Austria-Italy Borders” e delle “Congestion Management Rules on the Italian Interconnection”.

Sempre con riferimento al progetto di coupling sul confine con la Svizzera, con la successiva delibera 159/2019/R/EEL, l’ARERA ha altresì positivamente verificato lo schema di contratto “Intraday Auctions CH-IT Settlement Link Agreement” – predisposto dal GME in coordinamento con la Central Counterparty Svizzera European Commodity Clearing AG (nel seguito: ECC) al fine di disciplinare le procedure di settlement dei pagamenti associati al coupling intraday sul confine Italia-Svizzera - e lo schema di contratto “GME/ECC SideLetter on Settlement Link agreements” redatto e condiviso dal GME con ECC al fine di attuare una gestione coordinata del settlement finanziario del progetto Intraday Italia-Svizzera, con quanto posto in essere dalle medesime controparti centrali, per il settlement finanziario dei pagamenti effettuati in esecuzione del progetto Italian Borders Working Table.

A completamento, nell’ambito delle attività propedeutiche all’avvio operativo del progetto, con il comunicato congiunto di tutte le controparti<sup>4</sup> il GME ha reso nota agli operatori la data di avvio operativo del stesso, in esito al completamento della fase di test e del processo di approvazione delle NRA competenti.

## GAS

**Delibera 16 aprile 2019 147/2019/R/GAS | “Riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto” | pubblicata il 16 aprile 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/147-19.htm>**

Con la pubblicazione della delibera 147/2019/R/GAS, l’Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato il nuovo processo di conferimento della capacità ai punti di uscita della rete di

# Novità normative di settore

trasporto gas che alimentano reti di distribuzione gas.

In particolare, con la delibera in oggetto, l'Autorità ha introdotto una serie di disposizioni volte a semplificare il processo di conferimento della capacità ai punti di uscita della rete di trasporto gas, consentendo il conferimento della predetta capacità in maniera automatica mediante il Sistema Informativo Integrato (SII), con il quale verrà certificata la "relazione di corrispondenza" tra ciascun punto di riconsegna della rete di distribuzione (PdR) e l'Utente del bilanciamento (UdB) al quale devono essere ricondotti i prelievi gas.

Tali disposizioni entreranno in vigore a partire dal 1° ottobre 2020, nell'ambito di un unico testo integrato che conterrà altresì le disposizioni di cui alla deliberazione n. 137/02<sup>5</sup>.

Infine, l'ARERA ha rappresentato che ulteriori aspetti implementativi della riforma verranno stabiliti con successivo provvedimento, in esito a specifiche valutazioni che il Responsabile del bilanciamento gas dovrà effettuare entro il 28 febbraio 2020.

**Delibera 16 aprile 2019 151/2019/R/GAS | “Approvazi-**

**one dei costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso, per l'anno 2018” | pubblicata il 19 aprile 2019 | Download <https://www.arera.it/it/docs/19/151-19.htm>**

Con deliberazione 151/2019/R/GAS, l'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente (nel seguito: ARERA o Autorità) ha approvato, ai sensi dell'articolo 10, comma 10.3, lettera b), dell'Allegato A alla deliberazione 631/2018/R/GAS (TIMMIG), il consuntivo relativo ai costi sostenuti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. (nel seguito: GME), nel corso dell'anno 2018, per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

Al riguardo, giova ricordare che, con la succitata deliberazione 631/2018/R/GAS, l'ARERA ha individuato il GME quale soggetto preposto allo svolgimento delle attività strumentali all'esercizio della funzione di monitoraggio della c.d. “dimensione concorrenziale”, prevedendo altresì che la medesima Autorità approvi - previa proposta del GME - i costi per lo svolgimento di tali attività.

<sup>1</sup> Nominated Electricity Market Operator..

<sup>2</sup> National Regulatory Authority.

<sup>3</sup> Cfr. Newsletter 106 luglio 2017.

<sup>4</sup> <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=403>

<sup>5</sup> Deliberazione 17 luglio 2002 recante “Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale e di norme per la predisposizione dei codici di rete”.

# Gli appuntamenti

14 -16 maggio

## **Grid Asset Management**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Smart Grid Forums

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

16 maggio

## **L'evoluzione delle conciliazioni paritetiche tra consumatori e aziende**

Roma, Italia

Organizzatore: Consumer's Forum

<https://www.consumersforum.it>

16 -17 maggio

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

Guimaraes, Portogallo

Organizzatore: Universidade do Minho

<http://icee.dps.uminho.pt>

16 -18 maggio

## **DER-SmartGrid Integration**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Smart Grid Forums

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

18 -19 maggio

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

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Forum For Engineering Applied Science & Technology (FEAST)

<http://forum-east.com/ees-may-2019-event/>

20 - 22 maggio

## **LEAP HR: Oil and Gas Conference**

Houston, Tx, Usa

Organizzatore: Hanson Wade

<http://go.evvnt.com/365919-0?pid=80>

20 - 22 maggio

## **The Asian Conference on Sustainability, Energy and the Environment**

Tokyo, Giappone

Organizzatore: The International Academic Forum (IAFOR)

<https://acsee.iafor.org/>

22 - 23 maggio

## **Downstream Conference and Exhibition**

Rotterdam, Paesi Bassi

Organizzatore: International Labmate Ltd

<http://go.evvnt.com/312627-0?pid=80>

22 - 23 maggio

## **International Hybrid Power Systems Workshop**

Creta, Grecia

Organizzatore: EnergyNautics

<http://hybridpowersystems.org/>

23 - 25 maggio

## **Multinational Energy and Value Conference**

Ankara, Turchia

Organizzatore: OSTIM Technical University, Ankara, Turkey

<http://www.centerforenergyandvalue.org/conferences.html>

24 maggio

## **Europe Solar + Energy Storage Congress 2019**

Roma, Italia

Organizzatore: Leader Associates

<http://ease-storage.eu/>

24 - 26 maggio

## **International Conference on Sustainable Energy Engineering**

Shanghai, Cina

Organizzatore: ICSEE

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

27 maggio

## **La mobilità sostenibile nel contesto della transizione energetica**

Milano, Italia

Organizzatore: Wec Italia, Unione Giornalisti Italiani Scientifici, Fast

<https://www.wec-italia.org>

29 - 30 maggio

## **Il mercato dell'energia elettrica a 20 anni dalla liberalizzazione**

Roma, Italia

Organizzatore: GSE

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

4 - 5 giugno

## **E-Italia**

Milano, Italia

Organizzatore: Green Power

<https://www.etaliasummit.com/>

6 - 7 giugno

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

Nizza, Francia

Organizzatore: ICERE

<http://energy.conference-site.com/index.html>

8 -10 giugno

**International Conference on Renewable Energy and Conservation**

Hiroshima, Giappone  
Organizzatore: ICREC  
<http://www.icrec.org/>

10 -11 giugno

**US Offshore Wind**

Boston, Usa  
Organizzatore: New Energy Update  
<http://go.evn.com/308731-0?pid=80>

10 -12 giugno

**European Conference on Renewable Energy Systems**

Madrid, Spagna  
Organizzatore: University of Madrid, University of the Basque Country, Gazi University  
<http://www.ecres.net>

11-12 giugno

**Downstream 2019**

Houston, Usa  
Organizzatore: Petrochemical Update  
<http://go.evn.com/382657-0?pid=80>

13 giugno

**Connected Mobility Summit**

Milano, Italia  
Organizzatore: The Innovation Group  
<https://www.theinnovationgroup.it/events/connected-mobility-summit-2019/?lang=it>

13 -15 giugno

**Festival dell'Energia**

Milano, Italia  
Organizzatore: Beulcke & Partners  
<https://www.festivaldellenergia.it/>

17 - 18 giugno

**Conferenza Nazionale sulle Previsioni Meteorologiche e Climatiche**

Bologna, Italia  
Organizzatore: CMCC  
<https://www.cmcc.it/it/atmosfera/prima-conferenza-nazionale-sulle-previsioni-meteorologiche-e-climatiche-2>

19 giugno

**Efficiency Tour**

Verona, Italia  
Organizzatore: Suncity  
<http://suncityitalia.com/efficiency-tour-2019>

19 - 20 giugno

**EV Charging Infrastructure: The Future of Energy Industry**

Amburgo, Germania  
Organizzatore: BisGrp  
<https://www.emobility-charging-infrastructure.com/>

21 - 22 giugno

**Conference On Battery Forum & Energy Storage Technologies**

Beijing, Cina  
Organizzatore: Lexis Conferences  
<http://www.lexisconferences.com/batteryforum>

24 - 27 giugno

**International Conference Energy & Meteorology**

Copenaghen, Danimarca  
Organizzatore: World Energy & Meteorology Council  
<http://www.wemcouncil.org/wp/icem2019>

24 - 25 giugno

**Oil and Gas Council, Africa Assembly**

Parigi, Francia  
Organizzatore: Oil and Gas Council  
<http://go.evn.com/351717-0?pid=80>

25 - 28 giugno

**International Conference on Smart Grid and Smart Cities**

Berkeley, Usa  
Organizzatore: ICSGSC  
<http://www.csgsc.net/>

26 - 28 giugno

**International Conference on Environmental Engineering and Applications**

Praga, Cechia  
Organizzatore: ICEEA  
<http://www.iceea.org/>

27 giugno

**Energy Transition Strategies Summit**

Londra, Regno Unito  
Organizzatore: Financial Times  
<http://go.evn.com/366989-0?pid=80>

28 - 30 giugno

**International Conference on Electrical Engineering and Green Energy**

Roma, Italia  
Organizzatore: CEEGE  
<http://www.ceege.org/>

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.