

APPROFONDIMENTI

## CARBONE: LA FINE È VICINA?

di *Mattia Santori - Rie*

E' opinione comune che la Conferenza sui Cambiamenti Climatici di Bonn (COP23) si sia chiusa senza colpi di scena. Tra i pochi risultati conseguiti, degna di nota è la creazione del Powering Past Coal Alliance, un'alleanza che riunisce 25 tra paesi, stati, isole e province intenzionati ad accelerare il progressivo abbandono della generazione elettrica a carbone. L'iniziativa, guidata da Regno Unito e Canada, conta ad oggi la partecipazione di Francia, Italia, Olanda, Belgio, Danimarca, Finlandia, Portogallo, Austria, Svizzera, Lussemburgo, Messico, Costa Rica, Nuova Zelanda, Angola.

A questi si aggiungono le isole Fiji, le isole Marshall e l'isola di Niue, le province canadesi del Quebec, dell'Ontario, della British Columbia e dell'Alberta e le città di Washington e Vancouver. L'auspicio è di allargare l'alleanza a 50 soggetti entro la prossima COP24 che si svolgerà a Katowice, in Polonia, nel 2018.

Come molte delle iniziative internazionali che promuovono la transizione energetica, anche quella della Powering Past Coal Alliance si ispira ai principi della COP21 di Parigi e dalla convinzione che le ripercussioni in termini economici, climatici e sanitari di un modello industriale che brucia carbone per produrre elettricità siano diventati insostenibili. Un recente studio della Lancet Commission on pollution and health<sup>1</sup> ha da ultimo elencato le implicazioni sanitarie: nel solo 2015 le patologie

causate dall'inquinamento dell'aria sono state responsabili di circa 9 milioni di morti premature su scala globale. Si tratta di un sesto dei decessi che avvengono ogni anno e di un quarto se si considerano solo i paesi più inquinanti. Secondo gli stessi calcoli, l'inquinamento generato dalla combustione del carbone sarebbe responsabile di circa 800.000 decessi ogni anno in tutto il mondo.

Per quanto riguarda il clima, sta crescendo il numero degli eventi catastrofici che si verificano ogni anno a causa dei cambiamenti climatici e all'innalzamento delle temperature, con una frequenza maggiore nei paesi in via di sviluppo<sup>2</sup>. A tal proposito l'Accordo di Parigi prevede di limitare l'aumento mondiale delle temperature entro i 2°C (al meglio entro 1,5° C) rispetto ai valori dell'era pre-industriale, attraverso una progressiva riduzione delle emissioni di CO2 nell'atmosfera. Per rispettare un simile impegno, una fuoriuscita totale dal carbone dovrebbe avvenire entro il 2030 nei paesi dell'Ocse e dell'Unione Europea, e non più tardi del 2050 per quanto riguarda il resto del mondo<sup>3</sup>.

Oggi, tuttavia, il carbone produce quasi il 40% dell'energia elettrica mondiale e copre oltre il 25% dell'energia primaria<sup>4</sup>, una quota molto alta, specialmente se consideriamo la storica lentezza dei sistemi energetici nel modificare il proprio mix di fonti.

continua a pagina 24

### IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ NOVEMBRE 2017**

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 12

Mercati energetici Europa

pag 16

Mercati per l'ambiente

pag 20

■ **APPROFONDIMENTI**

*Carbone: la fine è vicina?*

*di Mattia Santori - Rie*

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 28

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il PUN sale ai massimi da gennaio (65,77 €/MWh), con crescita in doppia cifra di tutti i prezzi zionali, in un contesto caratterizzato da un aumento delle quotazioni del gas, da un forte calo delle vendite rinnovabili, ai minimi da quasi due anni, e dalla sostanziale stabilità degli acquisti sul mercato. Rispetto ad un anno fa, in particolare, l'energia elettrica contrattata nel MGP si mantiene sugli stessi livelli, combinando gli effetti di una crescita degli acquisti nazionali e il contemporaneo calo

delle esportazioni.

Aspettative rialziste sul prezzo anche nel medio e lungo periodo evidenziate dal Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prodotto Dicembre 2017 baseload chiude il periodo di trading con un prezzo pari a 63,05 €/MWh (+3,0%). Ai minimi dell'anno la liquidità del mercato (68,8%), mentre non si arresta il trend annuale calante delle transazioni registrate nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE).

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) sale ai massimi da gennaio a 65,77 €/MWh, registrando un aumento congiunturale e tendenziale (rispettivamente +11,11/+7,44 €/MWh; +20,3/+12,8%) che ha interessato prevalentemente le

ore di picco (+11,78/+19,67 €/MWh; +16,7/+31,4%), con conseguente crescita del rapporto picco/baseload sul livello più alto degli ultimi due anni a 1,25 (+0,10). (Grafico 1 e Tabella 1).

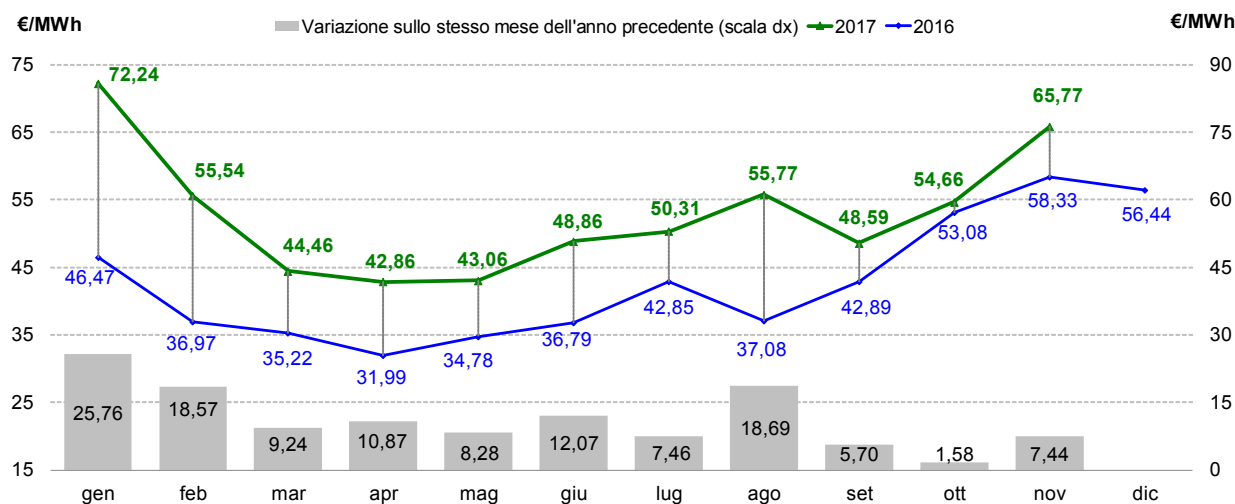
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>65,77</b>	58,33	+7,44	+12,8%	<b>23.199</b>	-1,1%	<b>33.739</b>	-0,4%	<b>68,8%</b>	69,2%
Picco	82,33	70,55	+11,78	+16,7%	28.849	+1,5%	41.511	-1,2%	69,5%	67,6%
Fuori picco	56,85	51,75	+5,11	+9,9%	20.157	-3,0%	29.554	+0,2%	68,2%	70,5%
Minimo orario	32,01	31,05			13.445		21.094		61,4%	63,5%
Massimo orario	143,73	150,00			33.784		47.227		79,5%	79,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

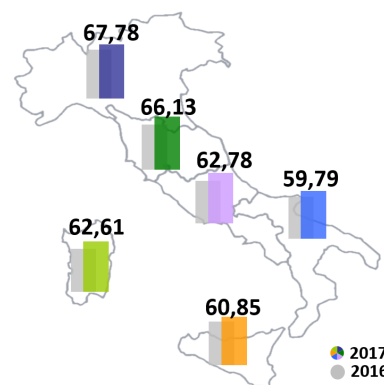
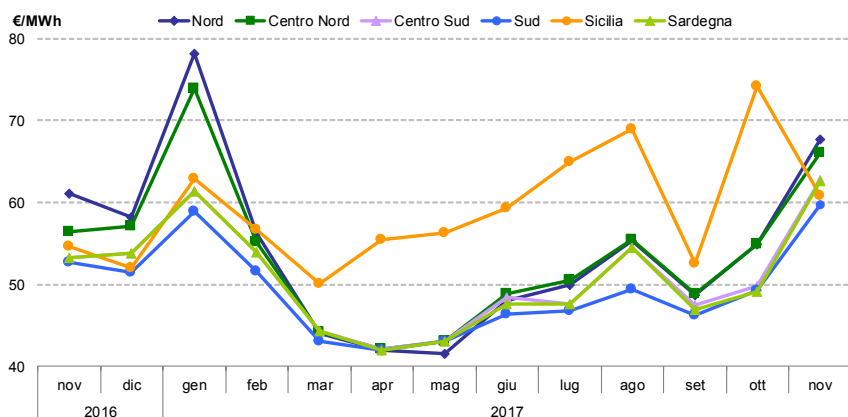


I prezzi di vendita, compresi tra 67,78 €/MWh del Nord e 59,79 €/MWh del Sud (massimo da agosto 2015), mostrano rialzi congiunturali superiori al 20% in tutte le zone, in presenza di un diffuso incremento degli acquisti nazionali (+5%) e di una netta flessione del saldo con l'estero (-23%), connessa alla ripresa delle quotazioni francesi. Unica eccezione il riferimento siciliano (-18%) che, rispetto ad ottobre, ha beneficiato del completo ripristino del transito

con il continente, allineandosi di fatto al Sud. Gli aumenti si confermano anche su base annua (+11/+18%), riflettendo, oltre al generalizzato aumento degli acquisti locali, il basso livello delle vendite da fonte rinnovabili. Rispetto al 2016, pesano inoltre sul Nord i più frequenti restringimenti dei transiti interni alla penisola con conseguente limitazione dell'afflusso di energia proveniente dalle zone meridionali. (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



In termini di volumi, l'energia elettrica scambiata nel Sistema Italia, pari a 24,3 TWh, appare sostanzialmente in linea coi valori di un anno fa (-0,4%), scontando dinamiche di uguale intensità e segno contrario dei volumi scambiati nella borsa elettrica, in lieve calo (16,7 TWh, -1,1%), e le movimentazioni

over the counter, registrate sulla PCE e nominate su MGP per la prima volta in debole aumento nell'anno (7,6 TWh, massimo 2017, +1,1%) (Tabelle 2 e 3). In virtù di tali dinamiche la liquidità del mercato aggiorna il minimo annuale a 68,8%, risultando in flessione anche rispetto ad un anno fa (-0,4 p.p.) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.703.393</b>	<b>-1,1%</b>	<b>68,8%</b>
Operatori	11.805.137	-2,5%	48,6%
GSE	1.946.806	-19,2%	8,0%
Zone estere	2.951.449	+24,9%	12,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.588.906</b>	<b>+1,1%</b>	<b>31,2%</b>
Zone estere	213.942	-50,5%	0,9%
Zone nazionali	7.374.965	+4,2%	30,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>24.292.299</b>	<b>-0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>14.935.427</b>	<b>-8,0%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>39.227.726</b>	<b>-3,5%</b>	

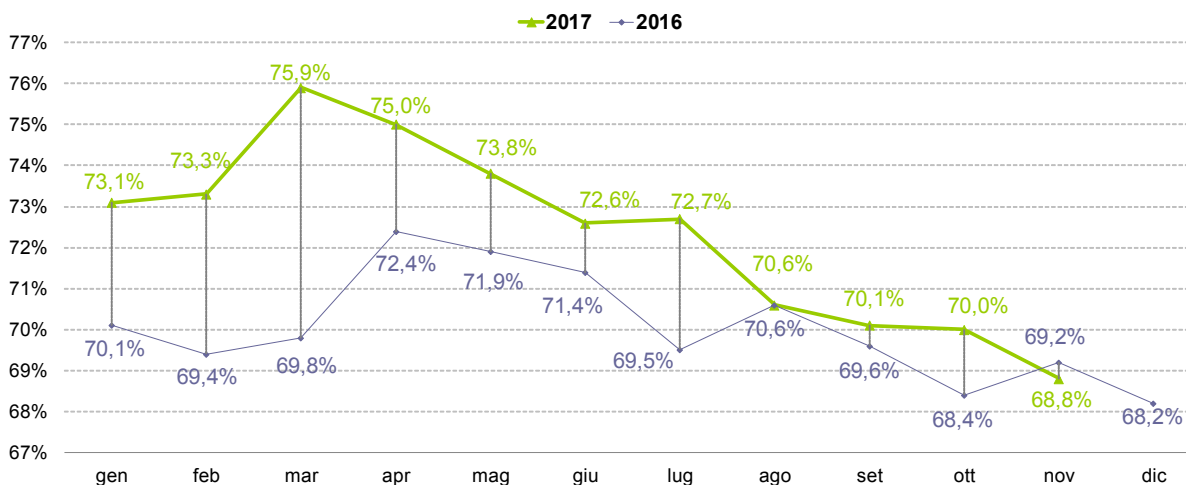
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.703.392</b>	<b>-1,1%</b>	<b>68,8%</b>
Acquirente Unico	3.883.663	+20,8%	16,0%
Altri operatori	9.155.738	-1,2%	37,7%
Pompaggi	6.833	-15,0%	0,0%
Zone estere	504.957	-47,2%	2,1%
Saldo programmi PCE	3.152.202	-8,3%	13,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.588.906</b>	<b>+1,1%</b>	<b>31,2%</b>
Zone estere	1.080	-74,3%	0,0%
Zone nazionali AU	469.236	-67,5%	1,9%
Zone nazionali altri operatori	10.270.792	+8,1%	42,3%
Saldo programmi PCE	-3.152.202	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>24.292.299</b>	<b>-0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>630.654</b>	<b>+22,8%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>24.922.953</b>	<b>+0,1%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'analisi della domanda mostra un incremento tendenziale dell'1,5% degli acquisti nazionali, saliti a 23,8 TWh, in crescita ovunque a livello locale con la sola eccezione della Sicilia (-1,4%). Come già rilevato ad ottobre, si confermano in deciso calo gli acquisti esteri (esportazioni), pari a 0,5 TWh (-47,3%), rispetto ai livelli molto alti del 2016 quando il prezzo francese era uguale o superiore a quello del Nord nel 70% delle ore contro il 56% di

quest'anno (Tabella 4).

Sul lato dell'offerta, le vendite di energia elettrica nazionali, al terzo ribasso tendenziale consecutivo, scendono a 21,1 TWh (-2,2%) in corrispondenza di riduzioni rilevate nelle zone centro settentrionali (-5,3%) ed in Sicilia (-5,8%) e di importazioni di energia dall'estero, pari a 3,1 TWh, in aumento del 13,2% per i suddetti andamenti di prezzo osservati sulla frontiera francese (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	18.362.221	25.503	-8,4%	10.582.485	14.698	-4,7%	13.674.915	18.993	+1,9%
Centro Nord	2.178.623	3.026	-10,3%	1.490.801	2.071	-9,4%	2.501.259	3.474	+1,0%
Centro Sud	4.635.073	6.438	+2,8%	2.806.471	3.898	-0,3%	3.745.646	5.202	+1,4%
Sud	6.585.534	9.147	+9,0%	4.288.180	5.956	+6,1%	1.850.453	2.570	+2,2%
Sicilia	2.595.840	3.605	-18,6%	960.236	1.334	-5,8%	1.324.145	1.839	-1,4%
Sardegna	1.482.535	2.059	+5,4%	998.736	1.387	+2,7%	689.844	958	+1,0%
<b>Totale nazionale</b>	<b>35.839.825</b>	<b>49.778</b>	<b>-4,7%</b>	<b>21.126.908</b>	<b>29.343</b>	<b>-2,2%</b>	<b>23.786.262</b>	<b>33.036</b>	<b>+1,5%</b>
Estero	3.387.901	4.705	+12,5%	3.165.391	4.396	+13,2%	506.037	703	-47,3%
<b>Sistema Italia</b>	<b>39.227.726</b>	<b>54.483</b>	<b>-3,5%</b>	<b>24.292.299</b>	<b>33.739</b>	<b>-0,4%</b>	<b>24.292.299</b>	<b>33.739</b>	<b>-0,4%</b>

In termini di fonti, appare significativa soprattutto la dinamica registrata nel mese sulle vendite da impianti a fonte rinnovabile, che toccano i minimi da inizio 2016, attestandosi in media sui 7.200 MWh (-15,5%).

Tale evoluzione sconta una ridotta idraulicità (-27,5%), evidenziata da vendite di poco superiori a 2.900 MWh contro una media di oltre 4.600 MWh per il mese di novembre, e una

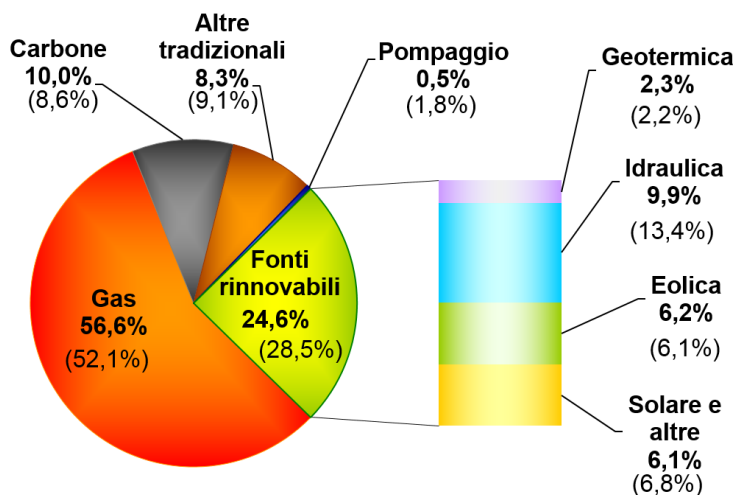
scarsa irradiazione (-11,2%), con vendite da impianti solari sul livello più basso degli ultimi cinque anni per novembre (Grafico 4). Tornano invece in crescita, dopo due mesi, le vendite da impianti a fonte tradizionale (+5,1%), sorrette dagli impianti a gas (+6,3%) e a carbone (+14,7%), la cui quota torna a sfiorare i tre quarti del totale venduto dopo quasi due anni (Tabella 5).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

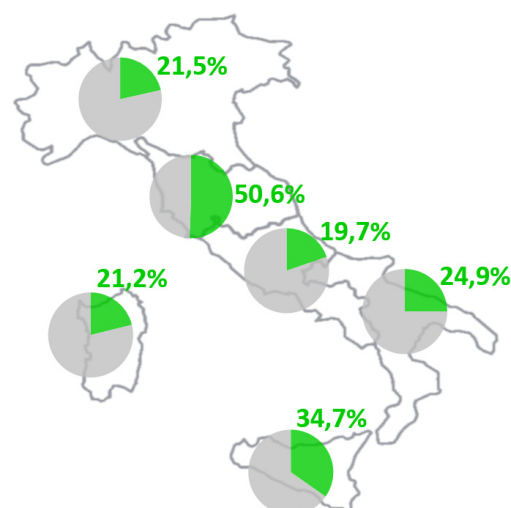
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>11.453</b>	<b>+5,9%</b>	<b>1.024</b>	<b>-1,9%</b>	<b>3.079</b>	<b>+3,0%</b>	<b>4.472</b>	<b>+7,9%</b>	<b>870</b>	<b>-1,7%</b>	<b>1.094</b>	<b>+4,5%</b>	<b>21.992</b>	<b>+5,1%</b>
Gas	9.146	+6,7%	964	-0,8%	1.418	-10,7%	3.758	+20,3%	810	+0,5%	519	-9,0%	16.615	+6,3%
Carbone	1.018	+0,8%	-	-100,0%	1.429	+20,7%	-	-	-	-	496	+33,2%	2.943	+14,7%
Altre	1.289	+5,0%	60	-15,2%	232	+7,2%	714	-30,0%	60	-24,0%	79	-24,5%	2.434	-10,5%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>3.156</b>	<b>-23,7%</b>	<b>1.047</b>	<b>-15,8%</b>	<b>769</b>	<b>-9,8%</b>	<b>1.484</b>	<b>+1,1%</b>	<b>463</b>	<b>-12,6%</b>	<b>294</b>	<b>-3,3%</b>	<b>7.213</b>	<b>-15,5%</b>
Idraulica	2.062	-28,2%	205	-46,1%	271	-25,6%	273	-8,4%	72	-7,6%	34	+1,2%	2.916	-27,5%
Geotermica	-	-	665	+2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	665	+2,1%
Eolica	5	+17,5%	22	-8,0%	317	+7,0%	968	+4,5%	315	-14,3%	204	-4,8%	1.832	-0,1%
Solare e altre	1.089	-13,8%	155	-17,6%	180	-5,6%	242	-0,2%	77	-9,9%	56	-0,5%	1.800	-11,2%
<b>Pompaggio</b>	<b>88</b>	<b>-81,3%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>50</b>	<b>-28,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>138</b>	<b>-74,5%</b>
<b>Totale</b>	<b>14.698</b>	<b>-4,7%</b>	<b>2.071</b>	<b>-9,4%</b>	<b>3.898</b>	<b>-0,3%</b>	<b>5.956</b>	<b>+6,1%</b>	<b>1.334</b>	<b>-5,8%</b>	<b>1.387</b>	<b>+2,7%</b>	<b>29.343</b>	<b>-2,2%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MARKET COUPLING

A novembre sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.491 MWh, di cui 1.838 MWh sul confine francese (74% circa del totale, +29% su base annuale), 215 MWh sul confine austriaco e 595 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona in import in quasi la totalità delle ore sulla frontiera austriaca, su quella francese nel 90% delle ore circa (superavano invece il 27% le ore di flusso in export lo scorso anno), mentre sulla frontiera slovena si osserva

un flusso in export nel 22,1% delle ore, pari a 348 MWh medi orari (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) diminuisce rispetto ad un anno fa di circa il 4/5% su tutte le frontiere. Il market coupling alloca in import l'80% della capacità disponibile sulla frontiera austriaca e circa un terzo su quella francese e su quella slovena, con quest'ultima l'unica priva di allocazioni in asta esplicita. Si riduce, infine, la capacità inutilizzata sulla frontiera francese dal 53% al 32%. (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
<b>Italia - Francia</b>	2.607 (2.685)	1.978 (1.707)	89,0% (72,6%)	42,8% (28,1%)	1.106 (1.117)	713 (672)	11,0% (27,4%)	3,3% (10,4%)
<b>Italia - Austria</b>	215 (230)	215 (230)	99,9% (100,0%)	99,9% (100,0%)	173 (168)	163 (-)	0,1% (-)	0,1% (-)
<b>Italia - Slovenia</b>	595 (603)	465 (591)	77,4% (100,0%)	42,8% (93,3%)	669 (689)	348 (-)	22,1% (-)	4,0% (-)

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

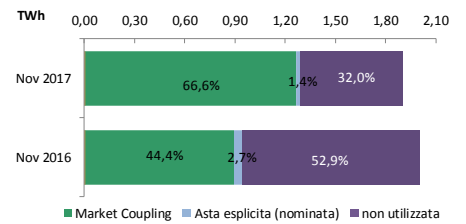
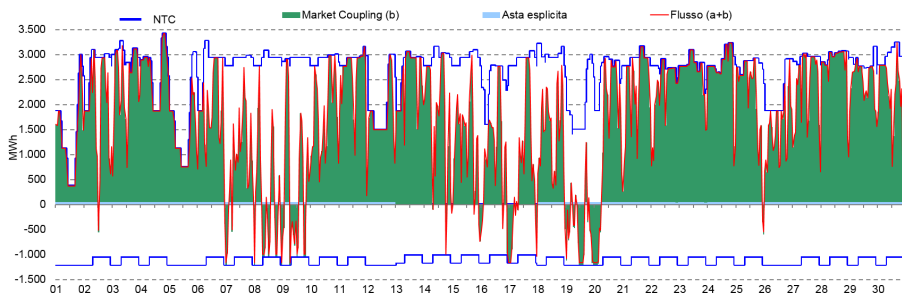


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

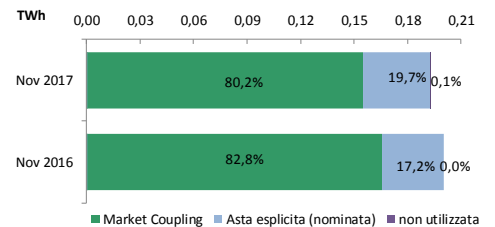
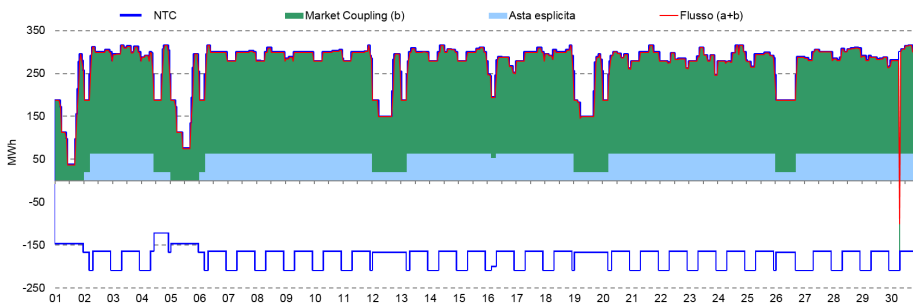
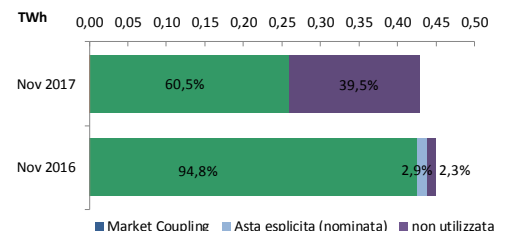
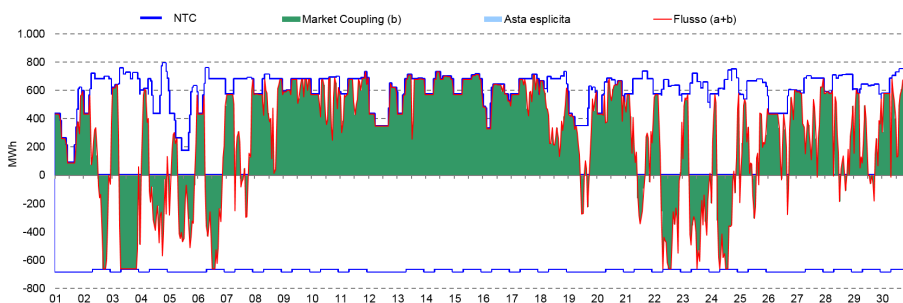


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Il prezzo medio di acquisto nelle sette sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), ai massimi da gennaio come il PUN, si attesta a 64,36 €/MWh, rispettivamente +13,4% e +19,2% su base mensile e annua (Grafico 9). Il confronto con il PUN evidenzia un prezzo di acquisto su MI più basso di circa 1,5 €/MWh come un anno fa.

I volumi di energia complessivamente scambiati nelle sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,0 TWh, registrano da settembre progressivamente una più intensa flessione tendenziale (-21,8%).

In Figura 1 e Grafico 10 la sintesi degli esiti delle singole sessioni di MI.

Grafico 9: MI, prezzo medio di acquisto

Fonte: GME

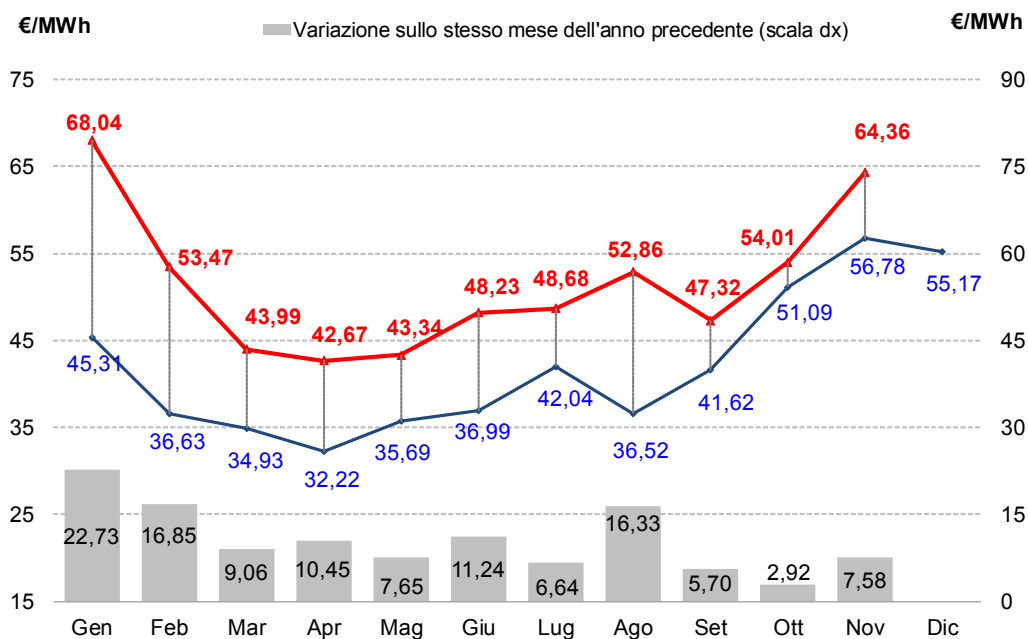


Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	65,77	+12,8%	24.292.299	33.739	-0,4%
<b>MI1</b> (1-24 h)	64,64 (-1,7%)	+14,7%	1.094.659	1.520	-23,8%
<b>MI2</b> (1-24 h)	64,66 (-1,7%)	+14,1%	413.658	575	-32,1%
<b>MI3</b> (5-24 h)	65,24 (-5,3%)	-	207.882	346	-
<b>MI4</b> (9-24 h)	68,90 (-4,6%)	-	46.305	96	-
<b>MI5</b> (13-24 h)	69,23 (-4,5%)	-	84.421	235	-
<b>MI6</b> (17-24 h)	74,26 (-2,0%)	-	127.364	531	-
<b>MI7</b> (21-24 h)	62,56 (-2,5%)	-	26.187	218	-

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

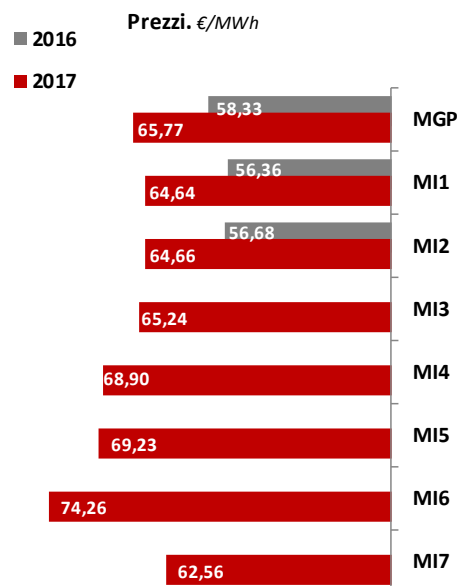
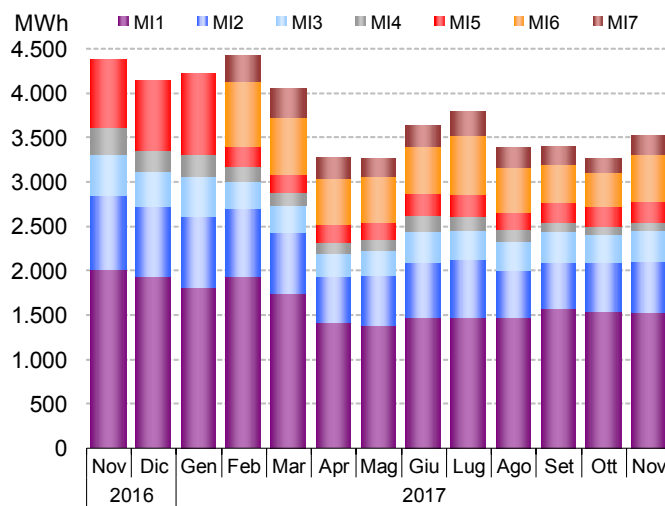
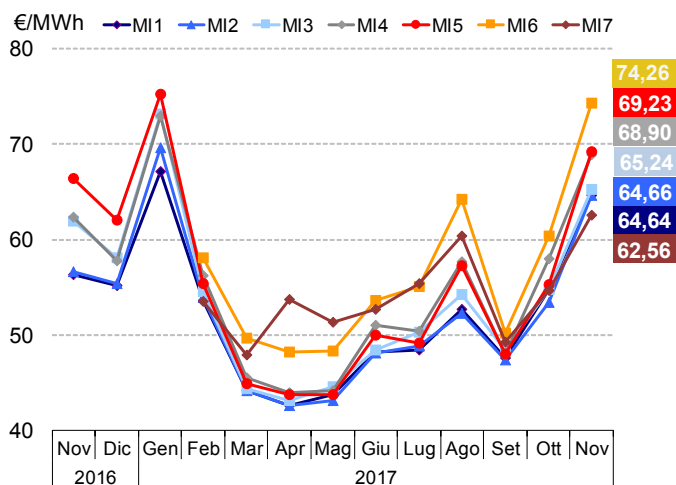


Grafico 10: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



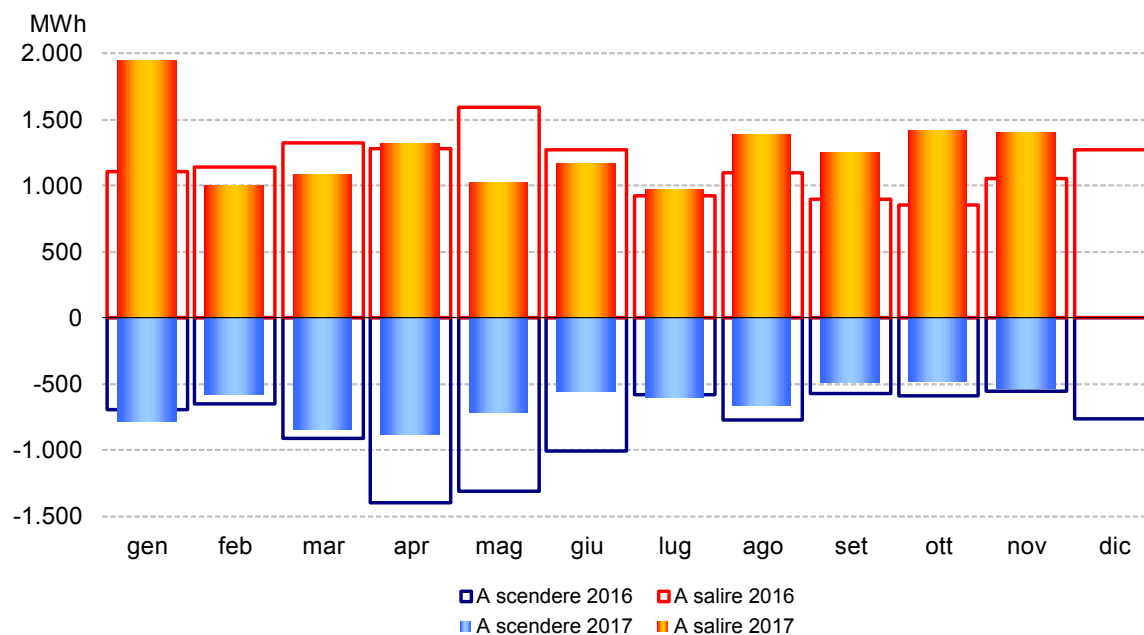
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante si mantengono sui livelli massimi da febbraio già rilevati ad ottobre, pari a 1.009 TWh, e registrano il

quinto rialzo tendenziale consecutivo (+32,4%). In lieve flessione, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, attestatesi a 391 TWh (-1,9%) (Grafico 11).

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

Fonte: GME





## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

Nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 312 negoziazioni sul prodotto 'differenziale unitario di prezzo' di cui 240 con profilo baseload e 72 con profilo peakload. Il prezzo medio dei prodotti giornalieri baseload si attesta mediamente a 0,19 €/MWh nei 30 giorni di flusso

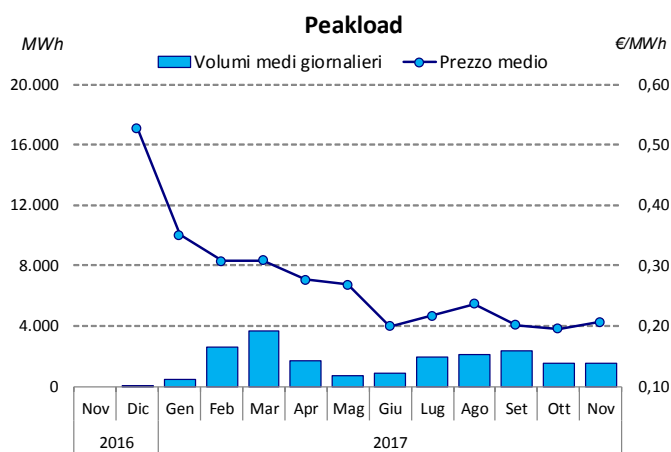
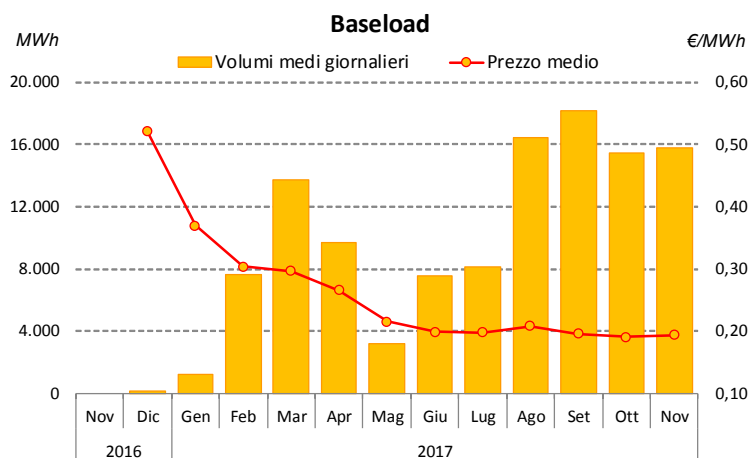
del mese, mentre per quelli peakload mediamente a 0,21 €/MWh nei 22 giorni di flusso.

I volumi complessivamente scambiati su MPEG si attestano a 0,5 TWh, di cui 0,48 TWh 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	240	30/30	0,19	0,15	0,34	473.232	15.774
Peakload	72	22/22	0,21	0,19	0,39	33.048	1.502
<b>Totale</b>	<b>312</b>					<b>506.280</b>	



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) presenta 29 negoziazioni riferite a tutti i prodotti baseload in contrattazione nel mese, ad eccezione del mensile Marzo 2018 e IV Trimestre 2018, e Gennaio 2018 peakload, per complessivi 363 mila MWh, massimo degli ultimi due anni. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 907 mila MWh, in aumento del 34% su ottobre. I prezzi dei prodotti

mostrano aspettative fortemente rialziste per tutti i prodotti in consegna nei prossimi tredici mesi (Tabella 7 e Grafico 12). Il prodotto Dicembre 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 63,05 €/MWh sul baseload, 71,64 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 138 e 22 MW, per complessivi 108 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a novembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Dicembre 2017	63,05	+3,0%	4	13	-	13	-53,6%	138	102.672	
Gennaio 2018	63,30	+2,1%	2	10	-	10	-33,3%	25	18.600	
Febbraio 2018	59,95	+14,1%	3	15	-	15	-	15	10.080	
Marzo 2018	51,51	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2018	58,20	+4,3%	4	16	-	16	300,0%	23	49.657	
II Trimestre 2018	48,10	+7,1%	6	27	-	27	-	31	67.704	
III Trimestre 2018	52,85	+8,0%	4	18	-	18	-	13	28.704	
IV Trimestre 2018	52,64	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2018	52,93	+6,0%	5	23	-	23	283,3%	83	727.080	
<b>Totale</b>			<b>28</b>	<b>122</b>	<b>-</b>	<b>122</b>			<b>901.825</b>	

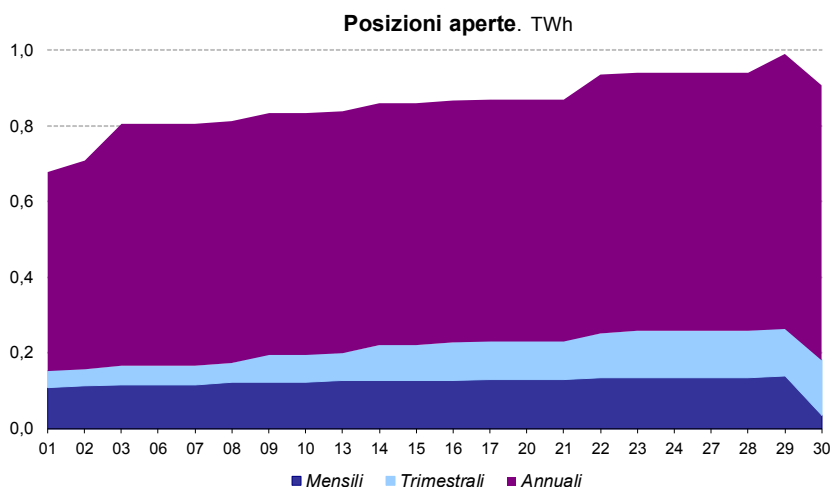
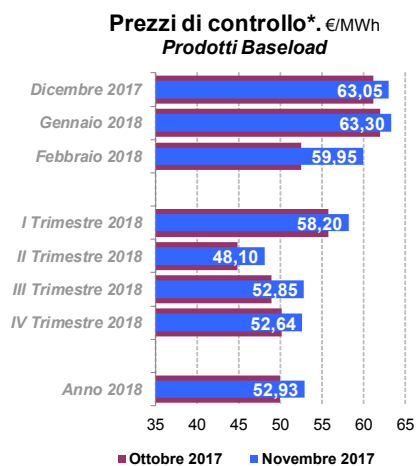
	PRODOTTI PEAK LOAD								Posizioni aperte**	
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	variazioni %	MW	MWh	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW				
Dicembre 2017	71,64	+4,6%	-	-	-	-	-	22	5.544	
Gennaio 2018	75,51	+3,6%	1	5	-	5	-66,7%	20	5.520	
Febbraio 2018	66,53	+13,0%	-	-	-	-	-	-	-	
Marzo 2018	54,10	-	-	-	-	-	-	-	-	
I Trimestre 2018	65,50	+5,0%	-	-	-	-	-	-	-	
II Trimestre 2018	50,92	+7,0%	-	-	-	-	-	-	-	
III Trimestre 2018	57,63	+7,8%	-	-	-	-	-	-	-	
IV Trimestre 2018	60,46	+5,6%	-	-	-	-	-	-	-	
Anno 2018	58,63	+6,3%	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Totale</b>			<b>1</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>			<b>5.520</b>	
<b>TOTALE</b>			<b>29</b>	<b>127</b>	<b>-</b>	<b>127</b>			<b>907.345</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 novembre 2017, pari a 27,0 TWh, si confermano in flessione tendenziale (-7,1%), ininterrotta da quasi due anni. Sempre in calo sia le negoziazioni concluse su MTE, pari a 90 mila MWh (-75,9%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali, attestatesi a 26,4 TWh (-7,9%). Le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) ammontano, invece, a 506 mila MWh e rappresentano ancora meno del 2% del totale registrato (Tabella 8).

In calo anche la posizione netta in esito alle transazioni

registrate sulla PCE, pari a 13,8 TWh (-5,3%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta si mantiene sugli alti livelli dello scorso mese a 1,96, registrando solo un lieve calo su base annuale (Grafico 13).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,6 TWh, registrano un aumento dell'1,1%, mentre i relativi sbilanciamenti a programma scendono a 6,2 TWh (-12,1%). Dal lato prelievo, in flessione sia i programmi registrati, pari a 10,7 TWh (-1,9%) che i relativi sbilanciamenti a programma, scesi a 3,0 TWh (-15,8%).

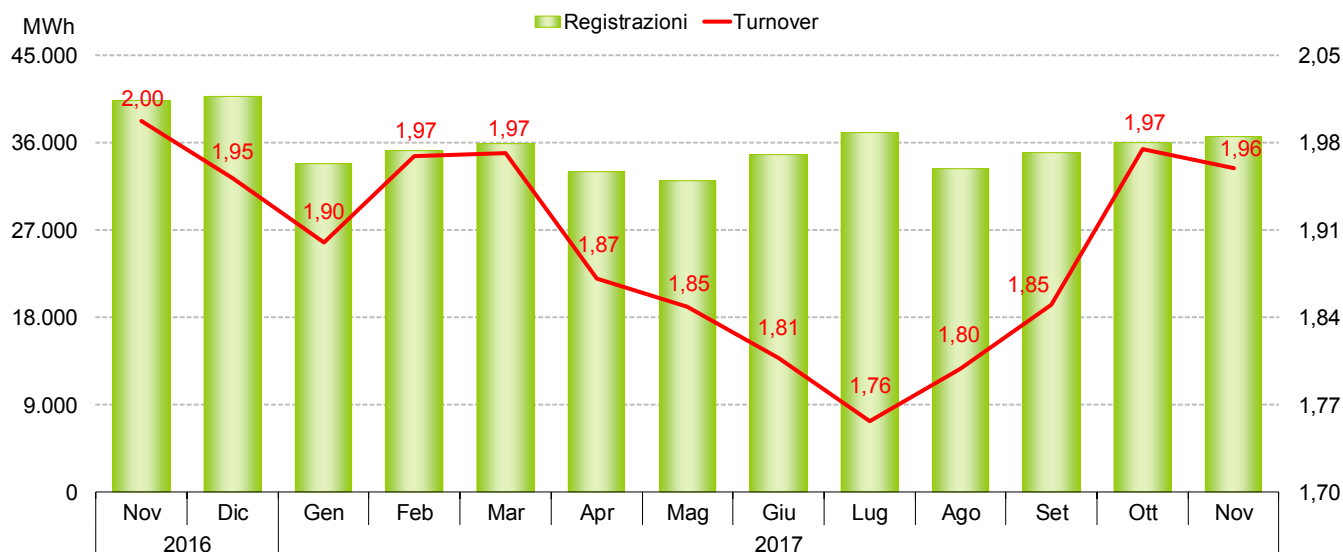
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	5.956.793	- 24,3%	22,1%	Richiesti	8.721.048	-7,3%	100,0%	10.857.493	-1,3%	100,0%
<i>Off Peak</i>	96.012	- 73,5%	0,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.138.027	-14,1%	47,4%	18.048	-	0,2%
<i>Peak</i>	136.296	- 60,4%	0,5%	Rifiutati	1.132.142	-40,5%	13,0%	116.385	+107,8%	1,1%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.131.984	-40,4%	13,0%	1	100%	0,0%
Totale Standard	6.189.101	- 27,8%	23,0%							
Totale Non standard	20.174.138	+0,5%	74,8%	<b>Registrati</b>	<b>7.588.906</b>	+1,1%	<b>87,0%</b>	<b>10.741.108</b>	-1,9%	<b>98,9%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>26.363.239</b>	<b>- 7,9%</b>	<b>97,8%</b>	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.006.043	+3,1%	34,5%	18.047	-	0,2%
<b>MTE</b>	<b>90.240</b>	<b>- 75,9%</b>	<b>0,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	6.166.783	-12,1%		3.014.581	-15,8%	
<b>MPEG</b>	<b>505.656</b>	<b>-</b>	<b>1,9%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.152.202</b>	<b>-8,3%</b>	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>26.959.135</b>	<b>- 7,1%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.755.689</b>	<b>- 5,3%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A novembre ripartono i consumi di gas naturale in Italia sostenuti principalmente da quelli del settore civile, favoriti dal calo delle temperature, e da quelli del settore termoelettrico, sospinti sui livelli più alti degli ultimi cinque anni dal calo della produzione nazionale rinnovabile e dalle dinamiche sulle borse elettriche estere limitrofe. Sul lato offerta, si confermano sui livelli dello scorso anno le importazioni di gas naturale, mentre continua ad arretrare la produzione nazionale. In ripresa, invece, le erogazioni dai sistemi di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese più bassa rispetto ad un

anno fa. In termini di prezzi, segnali rialzisti dalle quotazioni sui principali hub europei, con lo spread tra il prezzo al PSV e al TTF che si riporta sotto 2 €/MWh.

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME in crescita tendenziale i volumi scambiati che spingono al 5,3% la quota sulla domanda complessiva di gas naturale (era 3,9% nel 2016); oltre la metà degli scambi si registrano nel Mercato Infragiornaliero.

Diffusi rialzi anche dei prezzi su livelli lievemente inferiori alla quotazione al PSV.

## IL CONTESTO

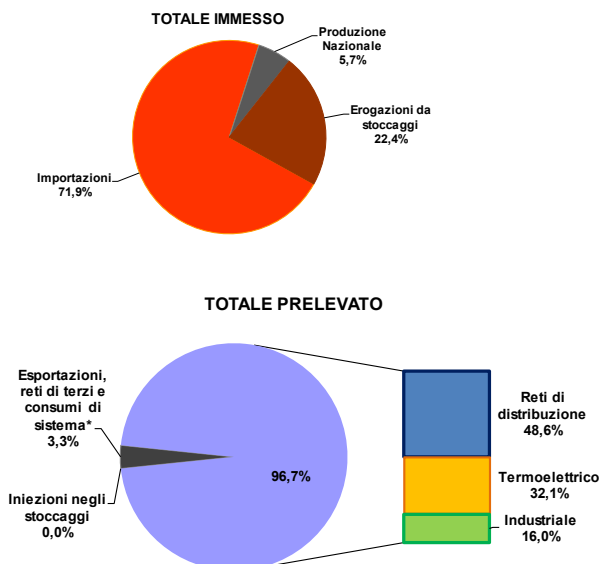
Nel secondo mese del semestre invernale i consumi di gas naturale in Italia, dopo la caduta registrata il mese precedente, riprendono a salire su base annua portandosi a 7.904 milioni di mc (+6,3%), il valore più alto, per il mese in analisi, degli ultimi dieci anni. La crescita risente principalmente dell'aumento dei consumi del settore civile che salgono a 3.843 milioni di mc (+7,3%), in corrispondenza di temperature più basse rispetto a quelle registrate a novembre del 2016, e di quelli del settore termoelettrico che avanzano del 6,4% portandosi a 2.538 milioni di mc, favoriti dalla riduzione della produzione di energia elettrica da impianti rinnovabili (-15,5%) e dalle tensioni sulla borsa elettrica francese con conseguenti ripercussioni sullo scambio di energia transfrontaliera. Modesta la ripresa dei consumi del settore industriale saliti a 1.265 milioni di mc (+1,0%). Ripartono le esportazioni che tuttavia permangono su livelli poco significativi (3% del totale consumato), pari a 258

milioni di mc (+18,6%). Sul lato offerta, i maggiori consumi sono stati assorbiti principalmente da movimentazioni negli stoccaggi, con il totale erogato in crescita del 43,5% rispetto allo stesso mese del 2016 a quota 1.772 milioni di mc. Ancora in calo la produzione nazionale (447 milioni di mc; -10,4%); stabili, invece, le importazioni di gas naturale, pari a 5.684 milioni di mc (-0,3%). Tra i punti di entrata aumentano solo le importazioni del gas algerino a Mazara che sale a 1.980 milioni di mc (+8,1%), compensando il brusco calo dei flussi dal Nord Europa a Passo Gries (212 milioni di mc; -43,8%), probabilmente svantaggiati dalle crescenti quotazioni europee, e dalla Libia a Gela (-8,4%); pressoché stabili le importazioni del gas russo da Tarvisio che si conferma ancora la prima fonte con 2.593 milioni di mc (+0,5%). Positiva anche la performance del terminale GNL di Cavarzere che immette in rete 468 milioni di mc (+17,4%); non attivi gli altri terminali.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.684</b>	<b>60,2</b>	<b>-0,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.980	21,0	+8,1%
Tarvisio	2.593	27,4	+0,5%
Passo Gries	212	2,2	-43,8%
Gela	429	4,5	-8,4%
Gorizia	1	0,0	-68,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-98,7%
Cavarzere (GNL)	468	5,0	+17,4%
Livorno (GNL)	0	0,0	-73,0%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>447</b>	<b>4,7</b>	<b>-10,4%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>1.772</b>	<b>18,8</b>	<b>+43,5%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.904</b>	<b>83,6</b>	<b>+6,3%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.646	80,9	+5,9%
Industriale	1.265	13,4	+1,0%
Termoelettrico	2.538	26,9	+6,4%
Reti di distribuzione	3.843	40,7	+7,3%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	258	2,7	+18,6%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>7.904</b>	<b>83,6</b>	<b>+6,3%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.904</b>	<b>83,6</b>	<b>+6,3%</b>



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

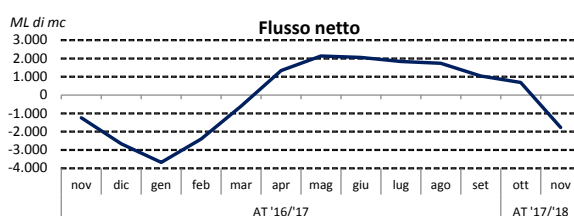
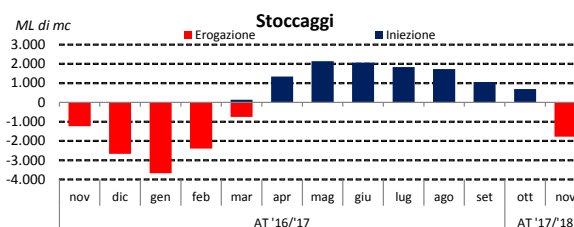
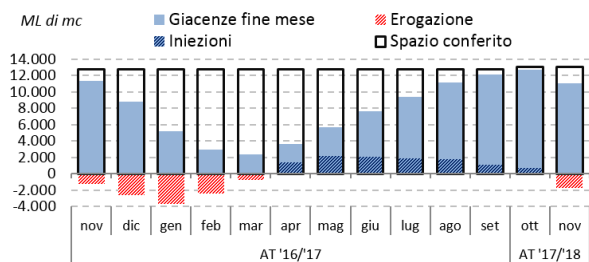
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.029 milioni di mc, in calo del 3,1% rispetto al 30 novembre del 2016. Il rapporto giacenza/spazio

conferito si attesta all'84,5%, in flessione rispetto ad un anno fa (-4,4 p.p.).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	Mi di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/11/2017)</b>	<b>11.029</b>	<b>-3,1%</b>
Erogazione (flusso out)	1.772	+43,5%
Iniezione (flusso in)	-	-
<b>Flusso netto</b>	<b>1.772</b>	<b>+43,5%</b>
Spazio conferito	13.045	+1,9%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>84,5%</b>	<b>-4,4 p.p.</b>



Per quanto riguarda i prezzi, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) continua il trend ascendente in atto dallo scorso luglio e registra un nuovo importante rialzo sia congiunturale che su base annua, segnando il massimo degli ultimi nove mesi (21,35 €/MWh,

rispettivamente +7,3% e +9,1%). La quotazione italiana si mostra ancora la più alta rispetto a quelle dei principali hub europei, anch'esse in crescita sia congiunturale che tendenziale, riducendo lo spread con il prezzo al TTF a meno di 2 €/MWh.

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel secondo mese invernale, l'aumento dei consumi di gas naturale sembra aver favorito gli scambi nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS) che, in crescita del 44,4% su base annua, si portano a 4,5 TWh, pari al 5,3% della domanda complessiva di gas naturale. A sostenere la ripresa principalmente l'evoluzione dei volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero (MI-Gas) che si conferma ancora il più liquido con 3,0 TWh (+45,3% su novembre 2016), seguito dal Mercato del Gas in Stoccaggio

(MGS) con 1,1 TWh (+15,7%). In crescita, seppure ancora su modesti livelli, gli scambi sul Mercato del Giorno Prima (MGP-Gas), pari a 0,4 TWh.

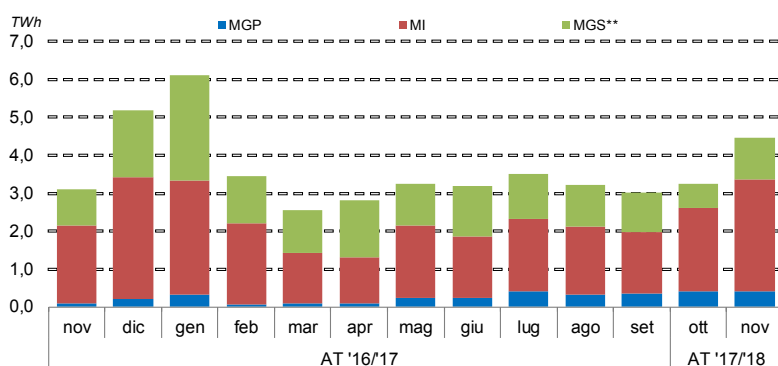
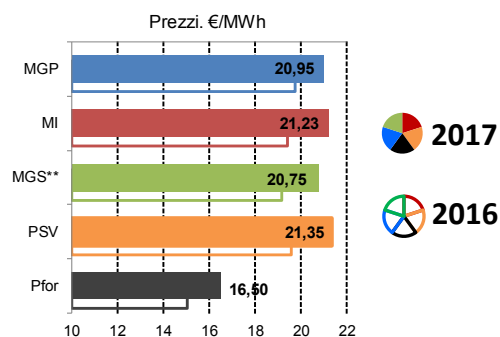
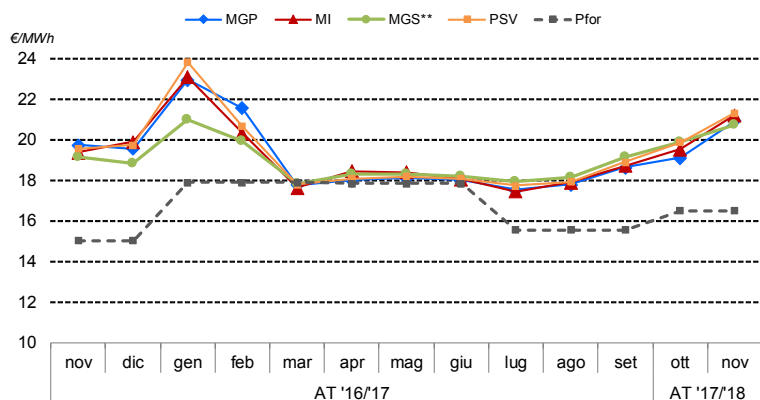
In termini di prezzi, si registrano incrementi su base annua di circa il 20% su tutti i mercati con livelli che oscillano tra i 20,75 €/MWh di MGS ed i 21,23 €/MWh di MI-Gas, tutti ai massimi da febbraio e lievemente più bassi rispetto alla quotazione media al PSV.

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

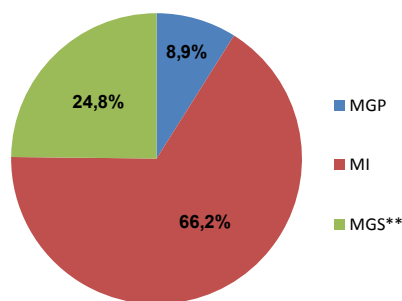
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MP-GAS</b>					
MGP	20,95 (19,75)	18,80	23,75	399.235	(99.623)
MI	21,23 (19,39)	17,30	25,50	2.957.492	(2.034.791)
MGS**	20,75 (19,15)	19,59	22,10	1.108.284	(958.085)
Stogit	20,75 (19,15)	19,59	22,10	1.108.284	(958.085)
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.

Nel secondo mese di attività della nuova piattaforma MGS i volumi scambiati hanno interessato esclusivamente l'impresa di stoccaggio di Stogit. In sensibile aumento i volumi movimentati da SRG in vendita saliti a 519 mila MWh, quasi tutti con finalità Altro e Neutralità (93% del totale); mentre si riducono i volumi acquistati pari a 67 mila MWh, di cui circa

il 70% con finalità di Neutralità; complessivamente solo il 9% del totale movimentato da SRG è stato registrato come Responsabile del Bilanciamento.

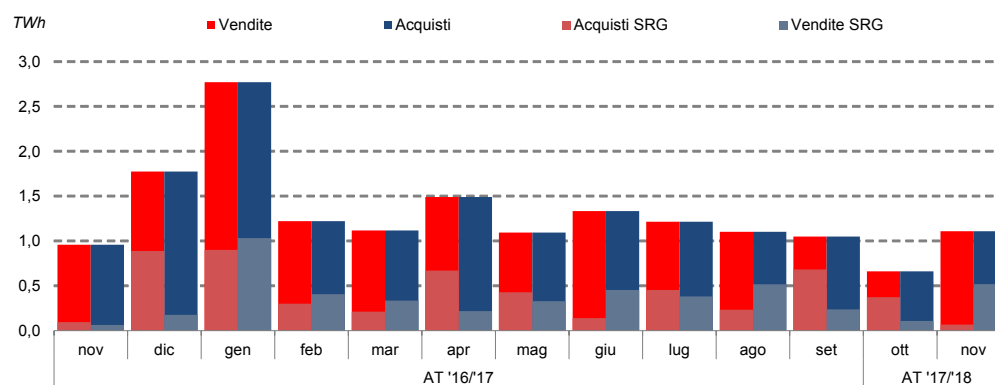
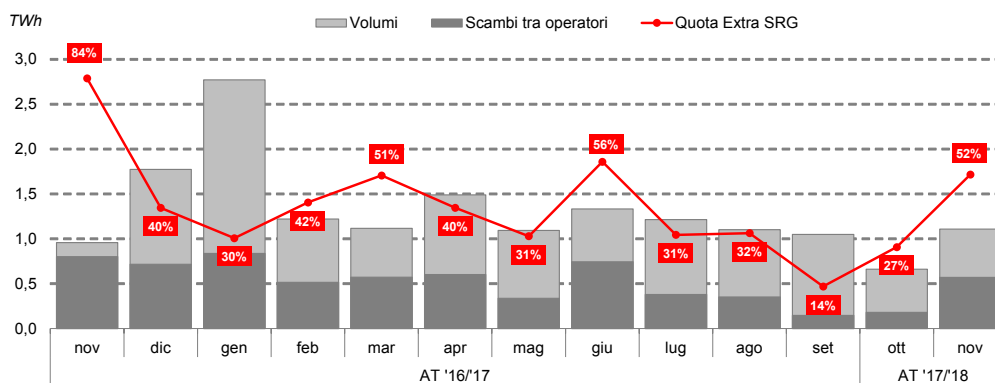
Gli scambi tra operatori sono stati pari a 571 mila MWh, in calo del 30% su base annua, ed hanno rappresentato il 52% dei volumi totali.

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>1.108.284</b>	(958.085)	<b>1.108.284</b>	(958.085)	-	(-)	-	(-)
SRG	66.983	(94.101)	518.835	(62.656)	-	(-)	-	(-)
Bilanciamento	20.483	(94.101)	34.835	(62.656)	-	(-)	-	(-)
Altre finalità	46.500	(-)	484.000	(-)	-	(-)	-	(-)
Operatori	1.041.301	(863.984)	589.449	(895.429)	-	(-)	-	(-)

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



Per quanto attiene il Mercato a termine del gas naturale (MT-Gas) a novembre sono state registrate 3 negoziazioni per complessivi 1.579 MWh.

Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 4.980 MWh, in sensibile flessione rispetto al mese precedente. Il prodotto M-2017-12 chiude il suo periodo di trading con un prezzo

di controllo pari a 20,26 €/MWh ed una posizione aperta di 1.333 MWh. Stabili i prezzi di controllo di quasi tutti i prodotti negoziabili nel mese, ad eccezione di quelli relativi ai prossimi mesi invernali che, recependo anche gli sviluppi delle principali quotazioni a termine del gas, segnano una crescita compresa tra l'8% e il 10%.

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	variazioni %	MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh variazioni %	N.	MWh	N.	MWh	MWh			
BoM-2017-11	-	-	22,32	12,7%	-	-	-	-	-	981	1.962
BoM-2017-12	-	-	20,13	-	-	-	-	-	-	43	1.290
M-2017-12	22,55	22,55	20,26	0,0%	1	589	-	589	-	43	1.333
M-2018-01	-	-	22,35	10,1%	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-02	-	-	22,15	7,8%	-	-	-	-	-	-	-
M-2018-03	-	-	22,12	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	22,30	22,30	22,30	9,9%	2	990	-	990	-	41	3.690
Q-2018-02	-	-	19,34	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-03	-	-	19,01	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-04	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2018/2019	-	-	20,71	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2018	-	-	19,17	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	20,30	2,3%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>3</b>	<b>1.579</b>		<b>1.579</b>		<b>84</b>	<b>4.980</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

■ Si consolida lo scenario rialzista che caratterizza dalla scorsa estate le quotazioni a pronti del greggio e degli altri combustibili, tutti ai massimi da oltre due anni. Anche i prezzi del gas naturale, dopo la battuta d'arresto di ottobre, tornano in netto rialzo su tutte le piazze europee, con uno spread

PSV-TTF che si riporta a meno di 2 €/MWh. Prosegue e si rafforza, infine, la crescita dei prezzi dell'energia elettrica nei paesi europei centro-meridionali che in questo mese si estende anche a quelli settentrionali, alimentando aspettative rialziste anche per i prossimi due mesi.

A novembre riprende con forza la tendenza al rialzo in atto da luglio sul prezzo del greggio che sale a 63 \$/bbl, valore massimo da giugno 2015 (+10% e 44% rispettivamente su base mensile ed annuale), e traina su medesime dinamiche anche le quotazioni dell'olio combustibile e del gasolio (348 \$/MT e 551 \$/MT, rispettivamente +9% e +42% e +8% e 32%). Più modesti gli incrementi del carbone che, per il terzo mese consecutivo, aggiorna il massimo di sempre a 94 \$/MT (+3%,

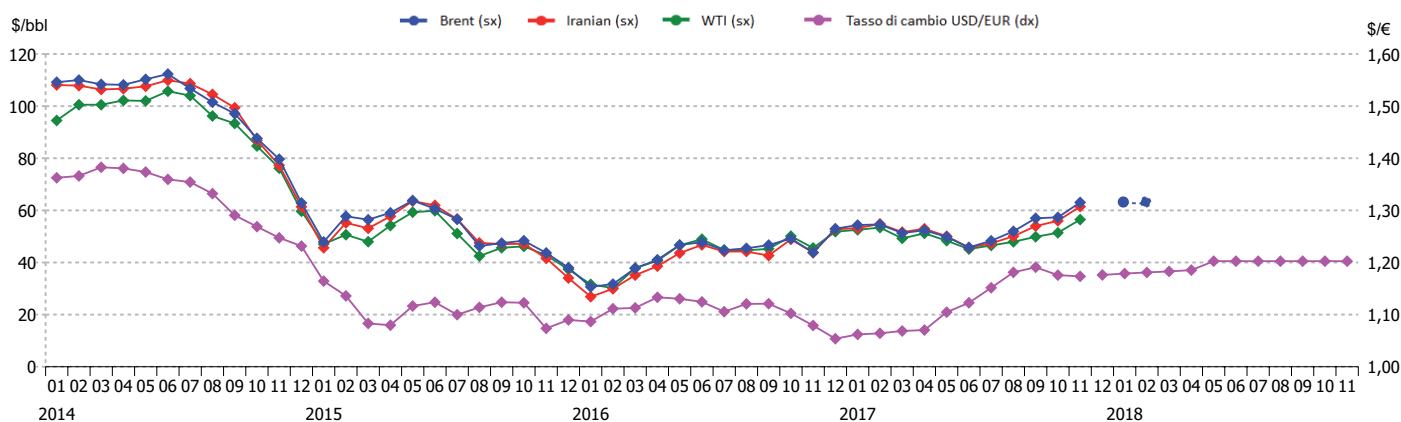
+8%). L'evoluzione mensile guida le prospettive di crescita osservate anche sui mercati a termine che, nel breve periodo, propongono quotazioni in linea o superiori allo spot per il petrolio e i derivati e una progressiva lieve diminuzione del carbone. Nella conversione delle quotazioni in euro, le dinamiche si mostrano invariate in termini congiunturali e indebolite su base annuale in corrispondenza di un cambio (1,17 \$/€) da qualche mese saldamente ai massimi da inizio 2015.

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	Nov 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 17	Var M-1 (%)	Gen 18	Var M-1 (%)	Feb 18	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	63,05	+ 10 %	+ 44 %	-	-	-	62,87	+ 10 %	62,59	-	-	-
	€/bbl	53,73	+ 10 %	+ 32 %	-	-	-	53,33	-	53,00	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	348,47	+ 9 %	+ 42 %	343,83	350,08	+ 10 %	350,30	+ 10 %	350,83	-	347,74	+ 9 %
	€/MT	296,95	+ 10 %	+ 30 %	-	297,64	-	297,15	-	297,07	-	289,17	-
GASOLIO	\$/MT	551,12	+ 8 %	+ 32 %	551,00	559,45	+ 6 %	560,22	+ 7 %	560,81	-	-	-
	€/MT	469,64	+ 8 %	+ 22 %	-	475,65	-	475,22	-	474,87	-	-	-
CARBONE	\$/MT	94,41	+ 3 %	+ 8 %	92,90	92,34	+ 2 %	90,77	+ 2 %	87,56	-	84,90	+ 2 %
	€/MT	80,45	+ 3 %	- 0 %	-	78,51	-	77,00	-	74,14	-	70,60	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,17	- 0 %	+ 9 %	-	1,18	- 0 %	1,18	- 0 %	1,18	-	1,20	+ 0 %

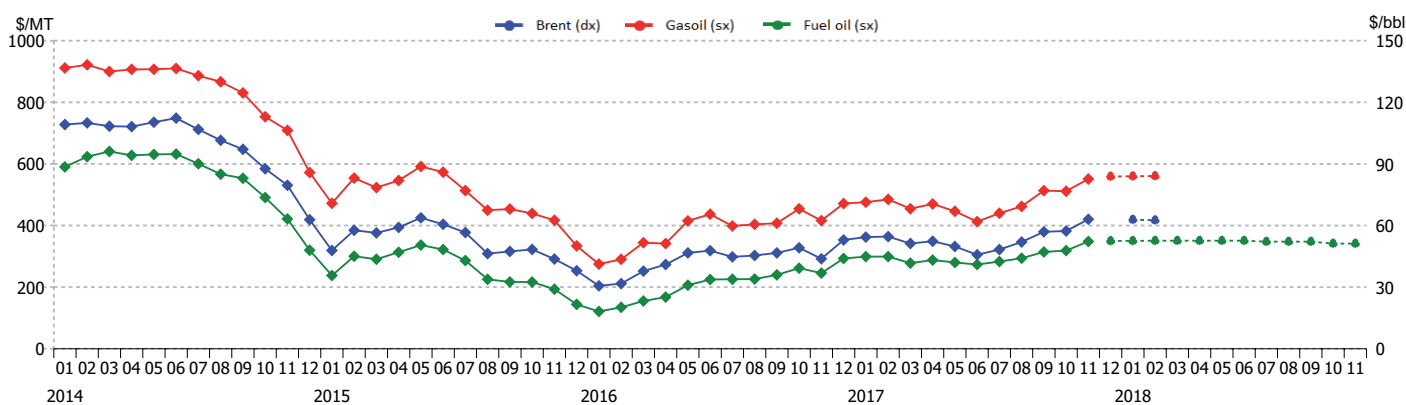


Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento annuale dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



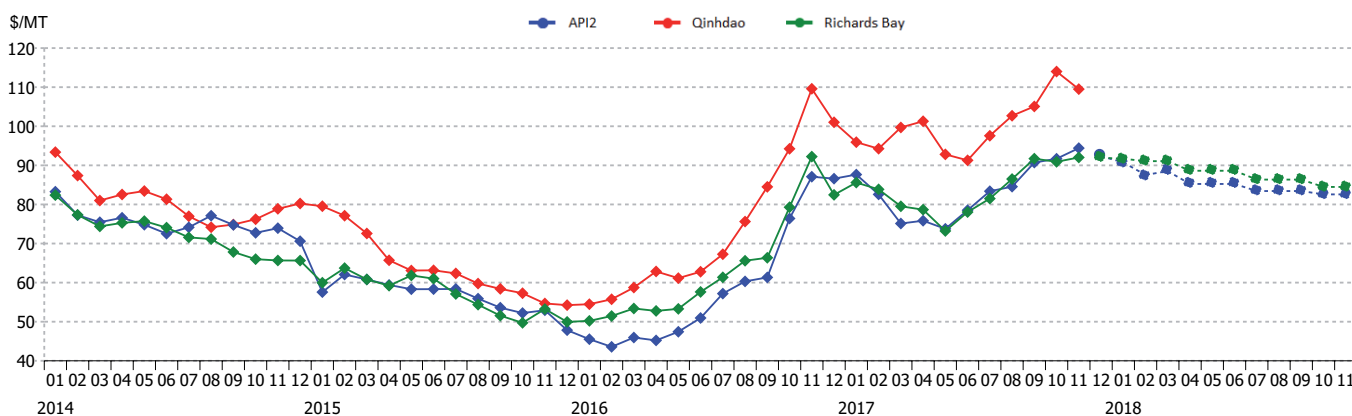
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



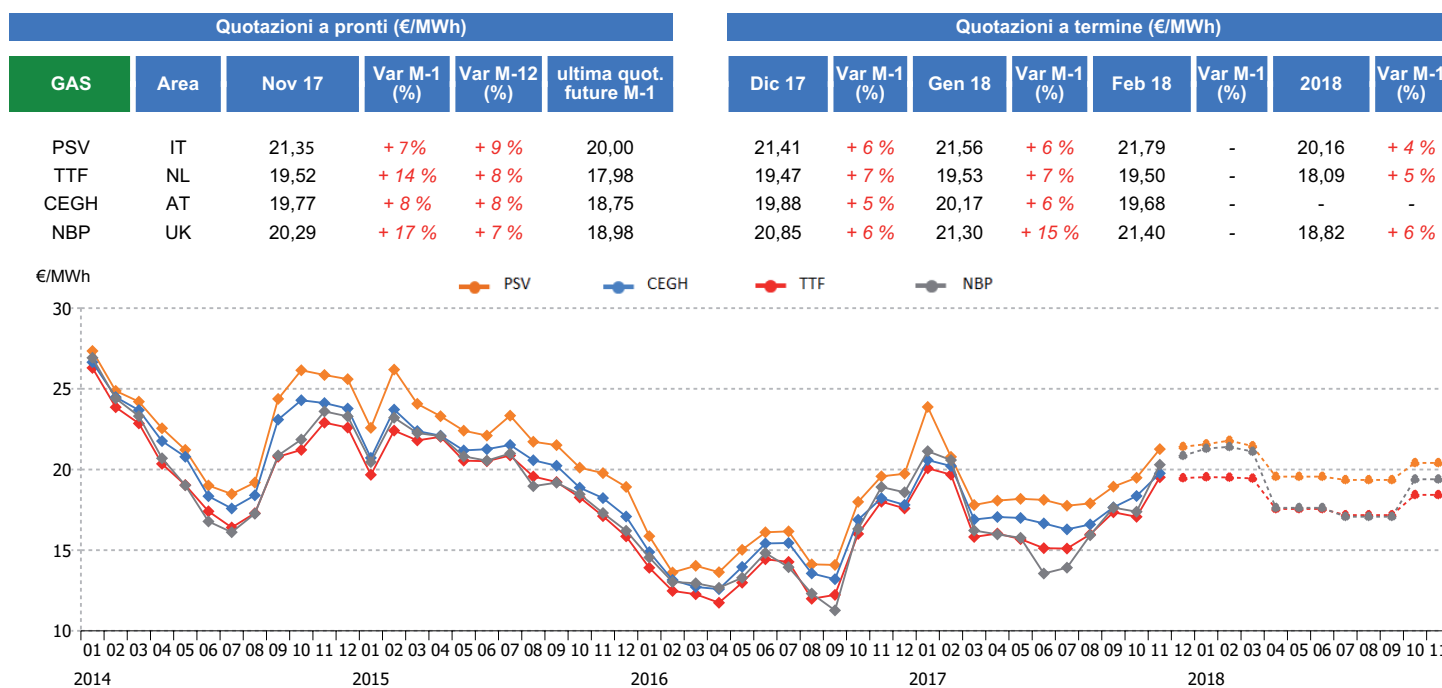
Fonte: Thomson-Reuters

Per quanto attiene ai mercati del gas, prosegue intensificandosi, la fase ascendente delle quotazioni continentali che toccano il loro massimo da marzo, attestandosi oltre 21 €/MWh al PSV italiano e sui 20 €/MWh al TTF e al CEGH, valori decisamente

più alti di quelli di un anno fa (+8%). In ottica futura i mercati mostrano aspettative per i prossimi mesi invernali generalmente in linea con i livelli spot correnti, confermando uno spread PSV-TTF stabile attorno agli attuali 2 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters



In tale scenario rialzista, i prezzi nei mercati elettrici europei si riportano tutti ai massimi dallo scorso inverno, tornando a superare i 60 €/MWh in Italia (66 €/MWh, +20% su ottobre) e in Francia (63 €/MWh, +28% su ottobre), allineate attraverso il market coupling nel 53% delle ore del mese.

Aumenti congiunturali rilevanti anche in Germania e Austria, dove tuttavia le quotazioni si mantengono su livelli nettamente inferiori e pari a 40 €/MWh (+43%/+33%).

Sull'orizzonte tendenziale, in condizioni di rinnovata tensione sul mercato francese, la crescita più marcata si registra in Italia (+13%), in corrispondenza soprattutto di un incremento dei costi della generazione a gas e di una ridotta disponibilità dell'offerta a basso costo idrica e rinnovabile. Nelle aspettative espresse dai mercati, tale situazione sembra peraltro destinata a perdurare per l'intero inverno, nel quale le quotazioni italiane e francesi procedono appaiate su valori compresi tra 56 €/MWh e 63 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Nov 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Dic 17	Var M-1 (%)	Gen 18	Var M-1 (%)	Feb 18	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	65,77	+ 20 %	+ 13 %	-	61,87	+ 4 %	62,80	+ 6 %	57,51	-	51,68	+ 5 %
FRANCIA	63,43	+ 28 %	- 3 %	-	62,69	- 1 %	63,20	+ 1 %	56,19	-	42,07	-
GERMANIA	40,37	+ 43 %	+ 6 %	42,32	38,91	+ 2 %	44,84	+ 3 %	43,99	-	36,65	-
AREA SCANDINAVA	32,27	+ 13 %	- 17 %	30,15	32,92	-	34,45	-	34,58	-	27,42	-
SPAGNA	59,19	+ 4 %	+ 5 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	40,11	+ 33 %	+ 2 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	65,00	+ 23 %	+ 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

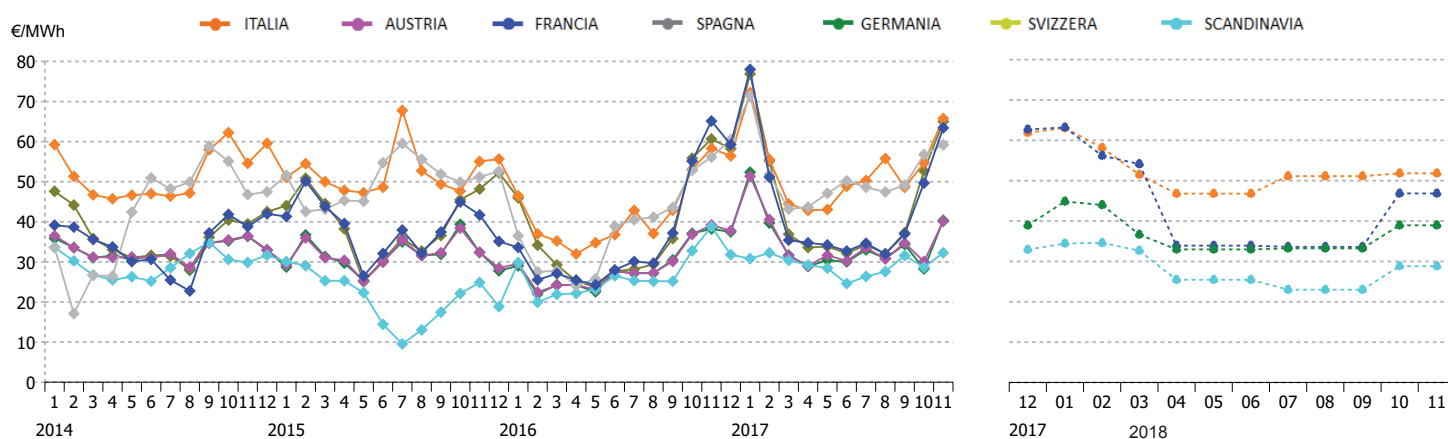
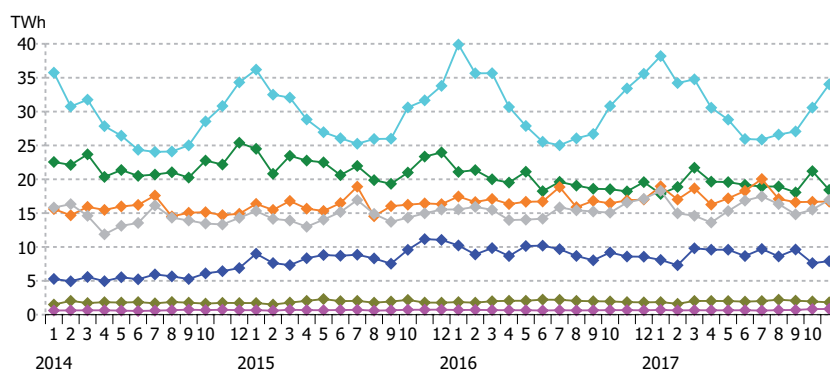


Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Nov 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,7	+ 4 %	- 1 %
FRANCIA	7,9	+ 8 %	- 8 %
GERMANIA	18,4	- 10 %	+ 1 %
AREA SCANDINAVA	34,0	+ 15 %	+ 2 %
SPAGNA	17,0	+ 13 %	+ 2 %
AUSTRIA	0,8	+ 6 %	+ 24 %
SVIZZERA	1,8	- 4 %	- 3 %



Relativamente ai volumi di energia elettrica contrattati sulle principali borse europee spot, Nordpool risulta a novembre la piattaforma più liquida (34 TWh), alla luce di un aumento congiunturale del 15%.

Su base congiunturale, e a fronte di un giorno in meno

di negoziazione rispetto al precedente mese di ottobre, il livello degli scambi risulta in crescita sui 17 TWh in Italia e Spagna e attorno a 8 TWh in Francia, paese in cui si registra, viceversa, il più ampio decremento rispetto ad un anno fa (-8%).

# Mercati ambientali

■ Sul mercato organizzato dei titoli di efficienza energetica (MTEE) il prezzo medio registrato a novembre, dopo la frenata del mese precedente, riprende il trend crescente in atto ormai dall'avvio del nuovo anno d'obbligo e si porta sopra i 350 €/tep, ai massimi storici. Sostenuto da tale dinamica, il contributo tariffario stimato continua a registrare moderati incrementi mantenendosi sotto la soglia dei 300 €/tep. In crescita anche il prezzo medio registrato sulla piattaforma bilaterale che sembra tendere ai relativi livelli di mercato. La scadenza di fine novembre utile per la prima consegna dei certificati relativi all'anno d'obbligo 2017 sembra non aver prodotto effetti rialzisti sulla liquidità del mercato i cui

scambi segnano un deciso calo congiunturale, anche nella loro componente di trading, rappresentando il 44,5% dei volumi totali.

Sul mercato organizzato delle Garanzie d'Origine (MGO), dopo tre incrementi congiunturali che hanno rivisto per due volte al rialzo il livello massimo storico, i prezzi medi registrano un arretramento a fronte di volumi scambiati ancora modesti ed in flessione congiunturale. Dinamiche ribassiste, in termini di volumi, anche nelle registrazioni sulla piattaforma bilaterale, pur confermandosi come principale strumento di contrattazione; stabili su livelli alti invece i prezzi.

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

A cura del GME

■ Nel primo mese di piena operatività del nuovo assetto regolatorio, che vede la negoziazione unificata per tutte le tipologie di TEE, il prezzo medio ponderato registrato sul mercato riprende il trend ascendente che sembra partire col nuovo anno d'obbligo e si porta al massimo storico di 350,71 €/tep, mettendo a segno un incremento del 14% sul mese precedente. Continua la crescita, seppure più debole, anche del contributo tariffario stimato che a fine novembre si porta a 296,34 €/tep (+3%) con uno spread rispetto ai livelli di mercato del mese che supera i 50 €/tep (valore quasi triplicato rispetto al mese precedente).

Sul lato delle contrattazioni bilaterali il prezzo segna un incremento del 38% e, pur confermandosi decisamente più basso del corrispondente valore di mercato, sale a 308,75 €/tep, superando di oltre 50 €/tep il suo massimo storico di agosto. Merita rilevare che tale quotazione sale lievemente (311,72 €/tep) se consideriamo le transazioni registrate con

prezzi maggiori di 1 €/tep, pari al 99% del totale registrato. La quota, invece, delle contrattazioni bilaterali avvenute a prezzi compresi tra i livelli minimi e massimi di abbinamento osservati sul mercato (240,10-358,00 €/tep) si riduce drasticamente e si porta all'11% (era 55% ad ottobre).

In termini di volumi, la scadenza di fine novembre come termine utile per poter consegnare a titolo di acconto i TEE per l'anno d'obbligo 2017 sembra non aver influito in chiave rialzista sul corso degli scambi che diminuiscono del 36% rispetto al mese precedente, attestandosi a 423 mila tep, con una quota sul totale contrattato pari al 44,5% (era 72,3% ad ottobre).

Nel medesimo contesto, significativa invece la crescita della quota dei volumi destinati al trading che, a fronte di un calo in termini assoluti delle quantità (88 mila tep, -26% rispetto ad ottobre), segna il valore più alto dell'ultimo anno, pari a 21% delle contrattazioni effettuate nel mese.

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.		%	Var. cong.	N°	Var.		
Mercato	350,71	+14,0%	340,10	358,00	423.461	-35,6%	148,51	-26,5%	88.259	-25,5%	20,8%	+2,8 p.p.	22	-6
Bilaterali	308,75	+37,8%	0,00	358,00	527.155	+112,6%	162,76	+192,9%						
con prezzo >1	311,72	+30,4%	87,20	358,00	522.139	+124,6%	162,76	+192,9%						
Totale	327,44	+15,0%	0,00	358,00	950.616	+5,0%	311,27	+20,8%						

Figura 1: TEE, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

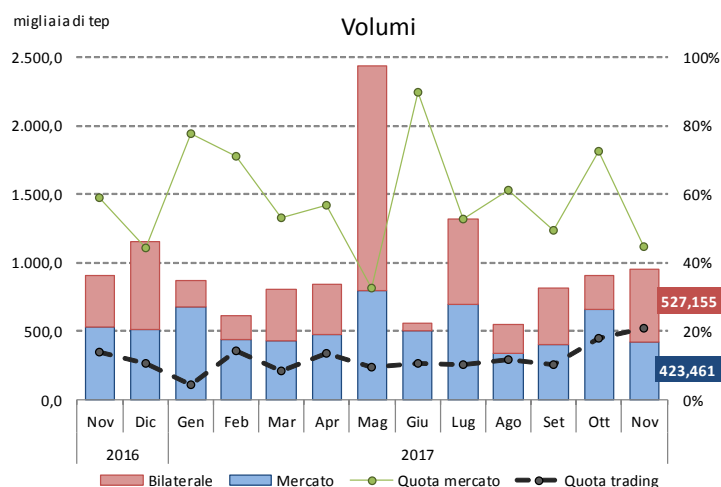
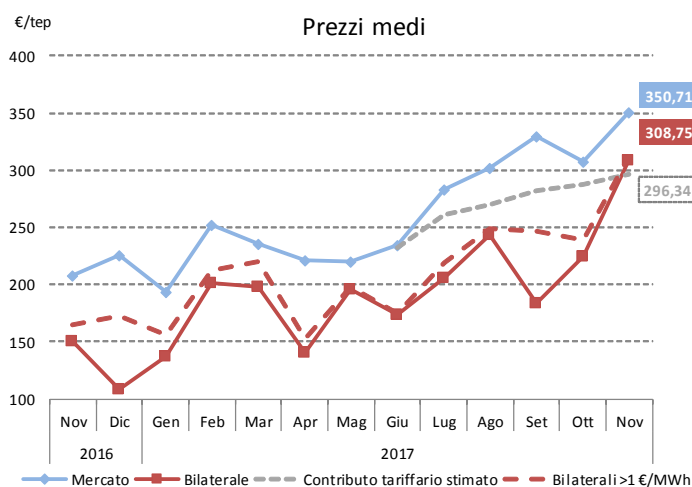


Tabella 2: MTEE, sintesi per anno d'obbligo

Fonte: dati GME

Periodo	Prezzo medio	Titoli scambiati	Titoli disponibili*	Prezzo medio rilevante	Volumi rilevanti		Contributo tariffario stimato**
	€/tep	tep	tep	€/tep	tep	% su scambi	€/tep
<b>Giugno - Novembre</b>	298,33	3.014.276	4.864.542	298,34	3.012.626	99,9%	296,34
<b>Giugno - Ottobre</b>	289,77	2.590.815	4.468.433	289,77	2.589.165	99,9%	287,77
	(+3,0%)	(+16,3%)	(+8,9%)	(+3,0%)	(+16,4%)	(+0,0 p.p.)	(+3,0%)

\* Il dato è calcolato all'ultimo giorno del periodo di riferimento

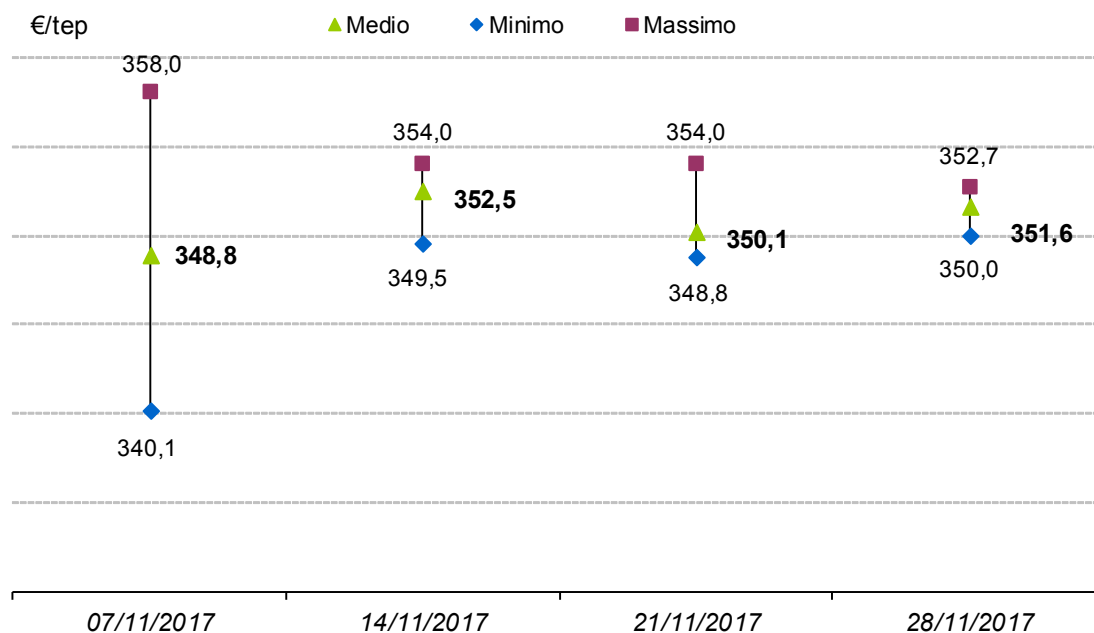
\*\* Il valore rappresenta una stima effettuata sulla base della formula definita dall'AEEGSI con delibera 435/2017/R/EFR. Il GME, pertanto, non fornisce alcuna garanzia in merito all'accuratezza di tale stima, né si assume alcuna responsabilità in merito ad eventuali errori od omissioni ad essa relative.

L'analisi delle singole sedute mensili mostra come i prezzi medi registrati nelle quattro sessioni di mercato, tutti collocati su livelli decisamente più alti rispetto al valore medio del mese precedente, sono caratterizzati da una bassa volatilità, con un differenziale tra prezzo massimo e minimo sui livelli più bassi di questo anno d'obbligo (2,69

€/tep nella seduta del 28 novembre). Fa eccezione solo la sessione del 7 novembre che, viceversa, oltre a mostrare una maggiore variabilità (spread pari a 18 €/tep) si presenta anche con un numero di abbinamenti nettamente superiori rispetto ai valori osservati successivamente nel mese (circa 1.180 contro 960).

Figura 2: MTEE, sessioni

Fonte: dati GME



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

Il prezzo medio registrato ad ottobre sul MGO, indipendentemente dalla tipologia, dopo tre rialzi congiunturali consecutivi, segna un calo del 2,3% collocandosi poco sotto il massimo storico del mese precedente a 0,34 €/MWh. Il valore conserva un apprezzabile differenziale con le quotazioni riportate dalla Piattaforma Bilaterale che a sua volta, dopo la fiammata di ottobre, si presentano stabili sul livello massimo registrato ad ottobre pari a 0,22

€/MWh (-0,1%). I volumi scambiati sul MGO si attestano a 10.965 MWh, in evidente calo congiunturale (-33,4%), confermandosi esigui rispetto alla contrattazione bilaterale e rappresentando circa l'1% del totale scambiato. Gli scambi bilaterali, infatti, seppure in diminuzione del 53% rispetto al mese precedente, si attestano poco sotto ad 1 milione di MWh e si confermano, insieme alle aste del GSE, come la principale fonte di approvvigionamento delle garanzie.

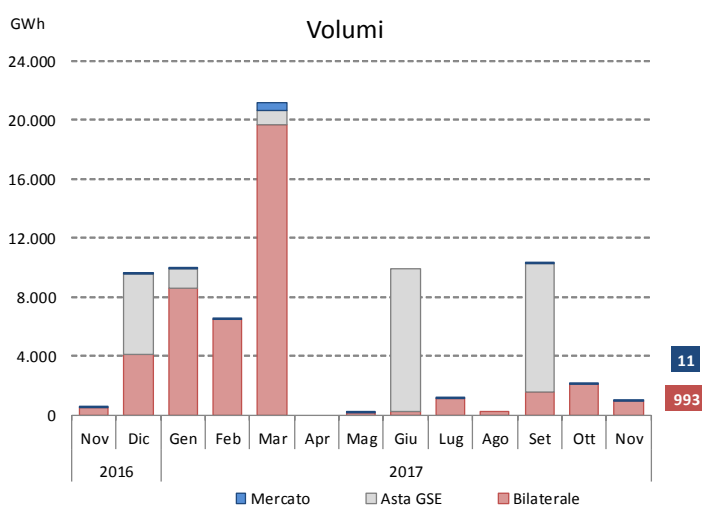
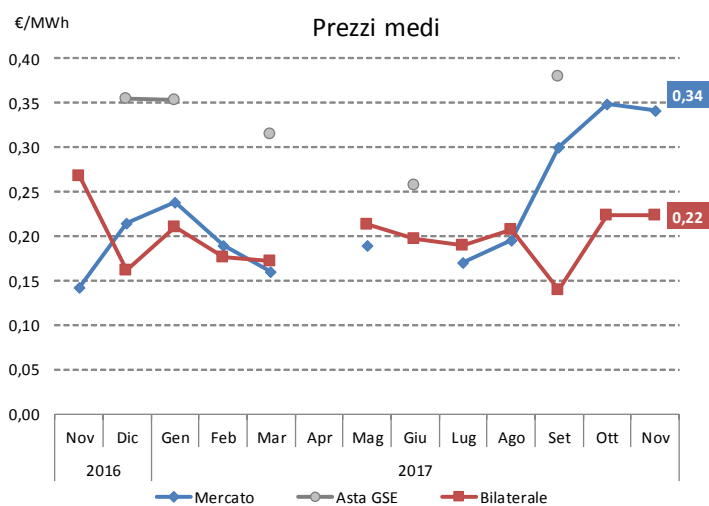
Tabella 3: GO, dati di sintesi

Fonte: dati GME

	Prezzo				Volumi			Controvalore	
	Medio		Minimo	Massimo	MWh	Var. cong.	€	Var. cong.	
	€/MWh	Var. cong.	€/MWh	€/MWh					
Mercato	0,34	-2,3%	0,33	0,35	10.965	16.457	-33,4%	3.738	-34,9%
Bilaterali	0,22	-0,1%	0,04	0,45	992.965	2.093.753	-52,6%	221.684	-52,6%
con prezzo >0	0,22	-0,2%	0,04	0,45	992.965	2.091.463	-52,5%	221.684	-52,6%
<b>Totale</b>	<b>0,22</b>	<b>+0,0%</b>	<b>0,04</b>	<b>0,45</b>	<b>1.003.930</b>	<b>2.110.210</b>	<b>-52,4%</b>	<b>225.421</b>	<b>-52,4%</b>

Figura 3: GO, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

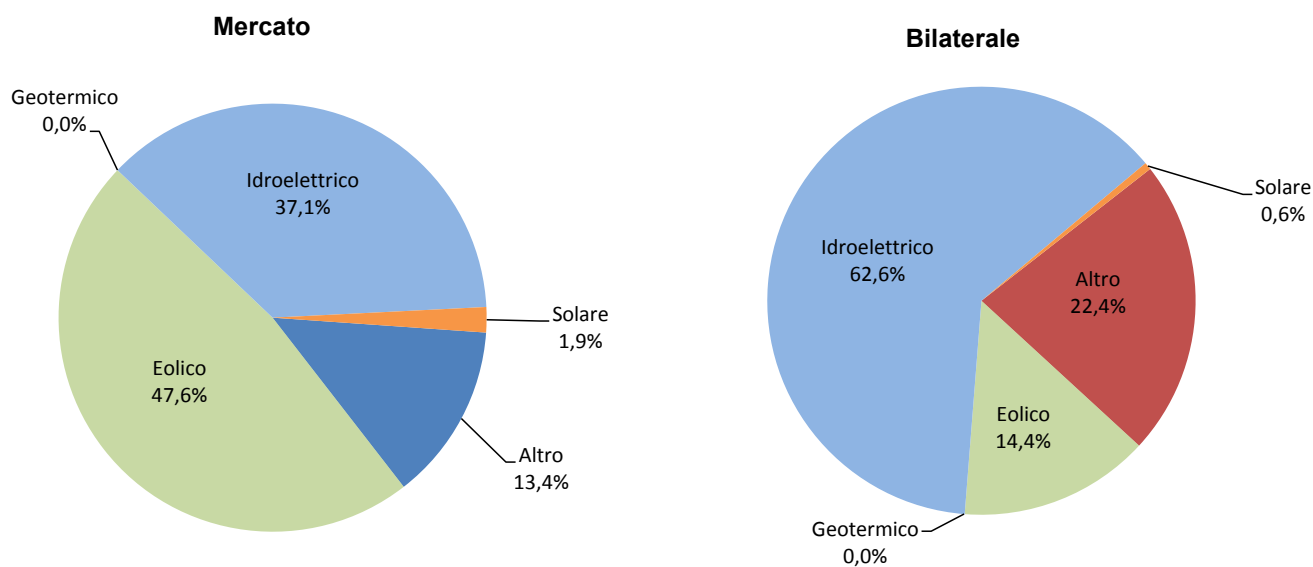


La struttura degli scambi per tipologia di impianto per tutti i titoli scambiati riferiti all'anno di produzione 2017 mostra la diversa collocazione delle garanzie d'origine in base alla piattaforma utilizzata. Circa la metà delle contrattazioni su

MGO è riferita a produzione da impianti eolici (48% circa), seguiti da quelli idroelettrici (37%), mentre sulla piattaforma bilaterale sono questi ultimi ad avere maggiore peso (63%) seguiti da quelli con tipologia Altro (22%).

Figura 4: GO, struttura degli scambi cumulati riferiti alla produzione 2017

Fonte: dati GME



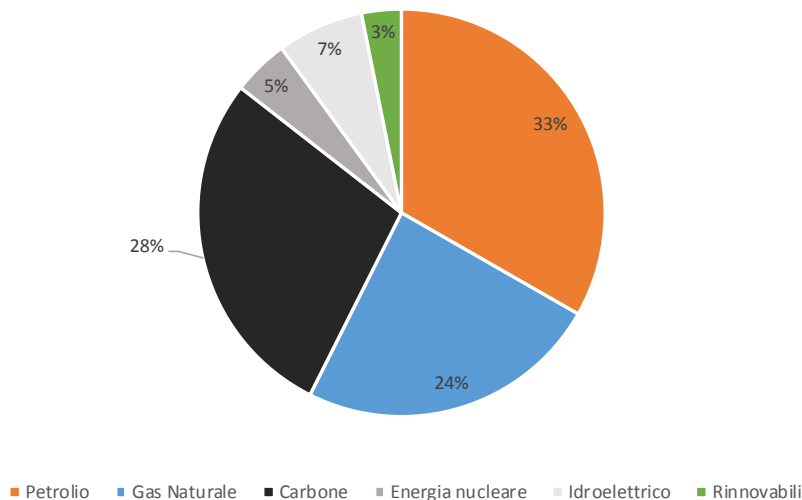
# CARBONE: LA FINE È VICINA?

di Mattia Santori - Rie

(continua dalla prima)

Energia primaria: consumo per fonte

Fonte: Elaborazione su dati BP Statistical Review of World Energy 2017

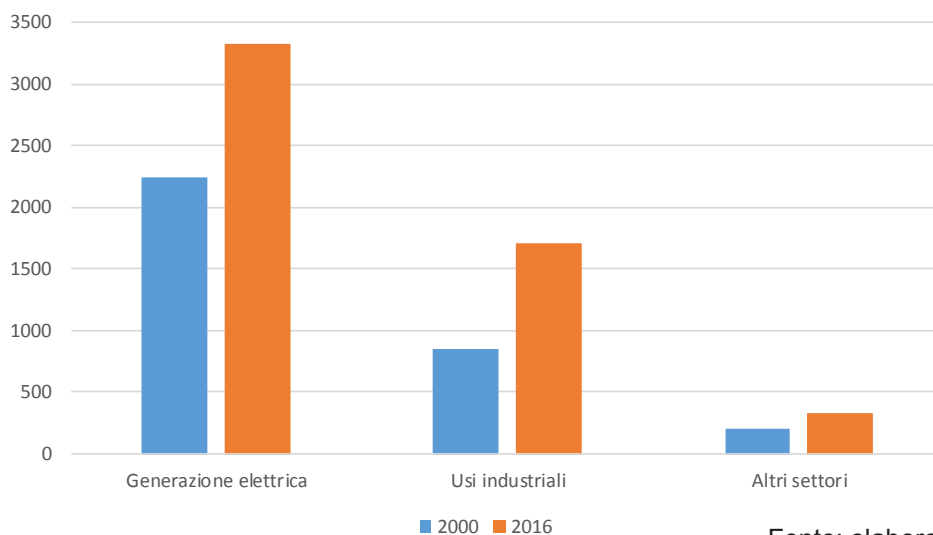


Per questo motivo i membri fondatori della Powering Past Coal Alliance hanno deciso di lanciare un primo segnale politico attraverso un impegno articolato in tre direzioni: innanzitutto, i governi aderenti all'iniziativa si sono impegnati a chiudere le centrali a carbone esistenti sul proprio territorio e a scongiurarne l'apertura di nuove, a meno che non siano provviste di un sistema di cattura e stoccaggio della CO2 (CCS); in secondo luogo, gli enti economici e i partner non governativi si sono impegnati ad alimentare le proprie attività con elettricità non prodotta dal carbone; infine, tutti i membri aderenti all'iniziativa hanno concordato nel supportare politiche che favoriscano una generazione elettrica low-carbon in contrapposizione a quella a carbone (sprovvista

di sistemi CCS). La nascita dell'alleanza - sancita da una conferenza a cui hanno partecipato i ministri dell'Ambiente dei paesi firmatari e da una dichiarazione congiunta<sup>5</sup> - è stata duramente criticata<sup>6</sup> poiché considerata un'iniziativa priva di potere politico.

In effetti, i sottoscrittori dell'accordo contano per meno del 3% del consumo di carbone su scala globale, mentre i principali consumatori mondiali quali Cina, Usa, Germania non hanno partecipato oppure non hanno preso impegni vincolanti. Malgrado questo, comunque, la Powering Past Coal Alliance ha di certo il merito di rappresentare il primo impegno formale condiviso per un futuro affrancamento internazionale dal carbone.

Consumo mondiale di carbone, 2000 vs 2016 (Milioni di tonnellate metriche equivalente carbone)



Fonte: elaborazione su dati WEO 2017



## CARBONE: LA FINE È VICINA?

### La punta dell'iceberg

La risposta istituzionale all'indomani della COP23 di Bonn non è altro che l'apice di un movimento anti-carbone iniziato da tempo. Nel luglio 2005, gli attivisti di Greenpeace occuparono e bloccarono simbolicamente per ore alcuni dei terminal del porto di Newcastle in Australia, da cui venivano esportati ogni anno oltre 80 milioni di tonnellate di carbone. Fu la prima manifestazione di protesta contro quello che fino ad allora era stato chiamato, soprattutto dalla stampa americana, il "King Coal", nonostante le sue responsabilità in termini di emissioni e riscaldamento globale fossero state evidenziate dalla scienza già dalla fine degli anni Novanta.

Negli anni successivi alla protesta di Newcastle si susseguirono una serie di campagne, sottoscrizioni, raccolte firme, costituzioni di comitati contro la fonte energetica da alcuni ritenuta nemica dell'ambiente<sup>7</sup>. A partire dal Duemila le iniziative da parte della società civile e delle diverse espressioni dei movimenti ambientalisti si sono moltiplicate. Da apripista a questa nuova fase anti-carbone fu la campagna Beyond Coal, lanciata nel 2010 con l'obiettivo di far chiudere almeno un terzo delle centrali elettriche a carbone degli Stati Uniti entro il 2020 e rimpiazzarle con soluzioni energetiche rinnovabili. Ad essa si sono aggiunte nel tempo una lista ragguardevole di campagne regionali e nazionali che si sono sviluppate in Australia, Cina, Colombia, India, Indonesia, Nuova Zelanda, Sudafrica, Regno Unito e, ovviamente, Stati Uniti.

Nel 2017, sul modello dell'iniziativa americana, è nata la Europe Beyond Coal, un'alleanza di oltre 30 organizzazioni non governative con lo scopo di impedire la costruzione di nuovi impianti a carbone nel vecchio continente. Nello stesso anno è stata inaugurata la campagna Unfriend Coal, guidata dalle maggiori organizzazioni ambientaliste, che mette pressione sulle compagnie di assicurazioni affinché non garantiscano copertura assicurativa a nuovi progetti legati al settore carbonifero. Alle iniziative pratiche ha fatto seguito la nascita di numerosi portali web, impegnati nel monitoraggio e nella divulgazione di dati scientifici e la pubblicazione di report sulle ricadute negative legate all'utilizzo del carbone in termini climatici, sanitari ed economici sulle diverse aree del pianeta.

La posizione di chi, fino a una decina di anni, fa supportava il carbone come fonte energetica affidabile e ad alta intensità occupazionale è stata quindi messa in ombra da una comunicazione che ha consolidato l'immaginario di un settore inquinato e fortemente responsabile dei cambiamenti climatici. Entrambe le visioni sono state presentate al summit climatico di Bonn. Da una parte i governi che per la prima volta hanno messo nero su bianco la fine del carbone nei propri paesi; dall'altra gli Stati Uniti che, sotto la nuova linea di Donald Trump, hanno ribadito l'intenzione di imprimere nuovo vigore ad un settore ritenuto strategico e tutt'altro che destinato all'estinzione. Nel frattempo, prima che la conferenza sui cambiamenti climatici prendesse il via, nelle strade di Bonn

circa 15.000 persone hanno manifestato il bisogno di scelte concrete in materia climatica ed energetica.

### La fine di un mito?

Partiamo da alcuni dati. Il costo delle tecnologie rinnovabili sta calando sensibilmente. Secondo il Bloomberg New Energy Finance il costo del solare fotovoltaico è già in grado di competere con quello del carbone in Germania, USA e a breve anche in Cina<sup>8</sup>. Non è un caso che gli investimenti globali in nuove centrali elettriche da fonti rinnovabili abbiano coperto i due terzi degli investimenti in nuova capacità nel 2016, superando quelli relativi al carbone. Nel frattempo, per il secondo anno consecutivo la domanda mondiale di carbone è calata del 2% nel 2016.

Secondo il New Policies Scenario presentato dal World Energy Outlook 2017, da qui al 2040 il consumo di carbone continuerà a calare a seguito delle nuove politiche ambientali annunciate. In particolare, si prevede un crollo dei consumi in Europa (-61%) e un calo significativo anche in Cina (-13%) e Stati Uniti (-11%)<sup>9</sup>. Declino che verrà però in parte compensato dagli aumenti che si verificheranno in alcune delle economie emergenti, in particolare in India (destinata addirittura a raddoppiare il proprio consumo attuale) e nei paesi del Sud-Est asiatico.

Negli Stati Uniti, il 2016 verrà ricordato come l'anno in cui il gas ha superato il carbone nella generazione elettrica. In aprile, il Regno Unito ha festeggiato il suo primo coal-free day dal 1880<sup>10</sup>. Nell'Unione Europea, si continua ad osservare nel settore elettrico la transizione verso il gas a discapito del carbone. In India, lo squilibrio tra nuova capacità delle centrali elettriche a carbone e la mancata crescita della domanda, si è tradotto in un graduale calo dei fattori di carico. Le autorità cinesi, nel frattempo, hanno optato per mettere in stand-by la costruzione di un discreto numero di centrali a carbone seppur in stato avanzato di realizzazione.

I principali investitori istituzionali e i loro asset manager, a partire dal mondo assicurativo<sup>11</sup>, stanno operando con sempre maggiore frequenza campagne di disinvestimento, ritenendo il carbone uno stranded asset, cioè destinato a non produrre redditività nel lungo termine. Inoltre i produttori del settore carbonifero di tutto il mondo sono alle prese con overcapacity, tagli dei costi, riduzione del personale, miniere inutilizzate.

Siamo quindi alla fine dell'era del King Coal? Non proprio, o almeno non ancora. Vi sono infatti alcuni segnali che contrastano con il panorama finora descritto. Nel 2016, ad esempio, tra le commodity, il carbone è stato tra quelle che hanno registrato le migliori performance in termini di quotazioni. Addirittura, i prezzi del carbone da vapore (steam coal), nell'ultimo quarto del 2016 sono stati in media superiori del 50-60% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Un trend simile a quello che ha caratterizzato le quotazioni del carbone siderurgico (coking coal), che nello stesso periodo hanno registrato un aumento del 200%<sup>12</sup>. Sebbene

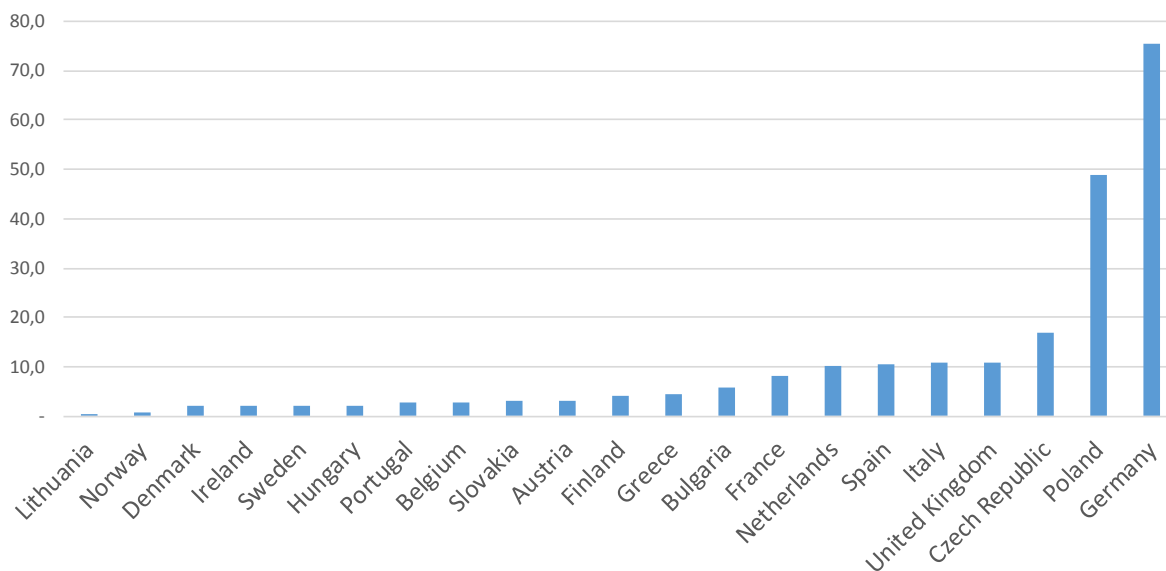
## CARBONE: LA FINE È VICINA?

tale incremento non derivi da un incremento della domanda, bensì da un piano di riduzione dell'offerta (spinto soprattutto da un riassetamento del comparto carbonifero cinese), va rimarcato come l'andamento reale delle quotazioni non sempre giustifichi l'etichetta stranded ormai attribuita agli asset legati al carbone.

Vi è poi il caso della Germania e della Polonia, contro cui si sono concentrate le proteste di piazza durante la conferenza di Bonn e le critiche degli ambientalisti negli ultimi mesi. I due paesi dell'Europa Centrale infatti, nonostante gli impegni ambientali assunti dall'Unione Europea, coprono complessivamente oltre la metà della generazione elettrica a carbone dell'UE e delle emissioni ad essa collegate. La

Germania, in particolare, pur essendo annoverata tra i paesi più determinati ad accelerare la transizione verso fonti meno inquinanti, in virtù della chiusura delle proprie centrali nucleari, ha deciso di ricorrere alle centrali termoelettriche alimentate a carbone. Il paese guidato da Angela Merkel tra il 2005 e il 2015 ha registrato un misero -0,4% sul consumo interno di carbone, la vicina Polonia -1,2%<sup>13</sup>, l'Olanda (per quanto su un consumo molto inferiore) addirittura un aumento del 3,1%. Ciò non mette in discussione gli impegni assunti dall'Unione Europea, che resta la protagonista mondiale della transizione energetica, ma evidenzia le inevitabili difficoltà che qualsivoglia sistema energetico storicamente legato al carbone si troverà ad affrontare.

Consumo di carbone nei principali paesi dell'Unione Europea nel 2016 (milioni di tonnellate equivalenti petrolio)



Fonte: elaborazione su dati WEO 2017

Infine, l'aspetto più rilevante è il passo indietro degli Stati Uniti rispetto gli Accordi di Parigi. La volontà di Donald Trump di dare nuovo vigore allo storico comparto carbonifero USA non sembra infatti limitarsi alla cancellazione del Clean Power Plan: nei primi dieci mesi del 2017 la produzione americana ha registrato un incremento del 10% e, nel giugno scorso, in una piccola cittadina della Pennsylvania, è stata inaugurata la prima miniera di carbone dopo decenni, dove verranno assunti dai 70 ai 100 lavoratori. Il presidente degli Stati Uniti

ha celebrato il momento auspicando "un nuovo capitolo per la storica industria americana del carbone". Posizione criticata dalla quasi totalità degli analisti, i quali ritengono che non ci siano le condizioni per un rilancio del settore<sup>14</sup>. Eppure la nuova posizione degli Stati Uniti è riuscita a deviare i riflettori nella conferenza di Bonn del mese scorso, dove la strategia dei delegati statunitensi<sup>15</sup> a sostegno delle fonti tradizionali ha suscitato più clamore della nascita della Powering Past Coal Alliance.

## CARBONE: LA FINE È VICINA?



<sup>1</sup> The Lancet, The Lancet Commission on pollution and health, 2017.

<sup>2</sup> Global Climate Risk Index 2017, GermanWatch.

<sup>3</sup> A Stress Test For Coal In Europe Under The Paris Agreement, Climate Analytics, 2017.

<sup>4</sup> BP Statistical Review of World Energy 2017.

<sup>5</sup> Fonte: Powering Past Coal Alliance: declaration,

[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/660041/powering-past-coal-alliance.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/660041/powering-past-coal-alliance.pdf)

<sup>6</sup> Plumer, Popovich, 19 Countries Vowed to Phase Out Coal. But They Don't Use Much Coal, New York Times, 16 novembre 2017.

<sup>7</sup> Significativo a tal proposito l'articolo pubblicato da The Economist il 4 luglio del 2002 dal titolo "Environmental enemy No. 1".

<sup>8</sup> Bloomberg New Energy Finance 2017.

<sup>9</sup> World Energy Outlook 2017, Agenzia Internazionale dell'Energia.

<sup>10</sup> Si tratta del primo giorno dal 1880 in cui, per un'intera giornata, il Regno Unito non ha dovuto ricorrere al carbone per generare energia elettrica. Lo storico evento è stato annunciato dalla National Grid.

<sup>11</sup> Nel 2015 la francese AXA è stata la prima tra i gruppi assicurativi internazionali ad annunciare un piano di disinvestimento di €165 milioni riguardante le compagnie cui fatturato è legato per oltre il 50% alle attività carbonifere; successivamente anche la tedesca Allianz, la francese SCOR e la svizzera Swiss RE hanno annunciato piani simili.

<sup>12</sup> World Energy Outlook 2017, Agenzia Internazionale dell'Energia.

<sup>13</sup> BP Statistical Review, 2017.

<sup>14</sup> F. Holmes, Does Coal Stand a Chance Against Renewable Energy?, Forbes, 21 giugno 2017.

<sup>15</sup> Il titolo della conferenza cui si fa riferimento era "The Role of Cleaner and More Efficient Fossil Fuels and Nuclear Power in Climate Mitigation".

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

■ **Deliberazione 10 novembre 2017 n. 743/2017/R/EEL | “Approvazione della proposta di Terna S.p.A. per l’implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (CCC e CCP), per l’anno 2018” | pubblicata il 10 novembre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/743-17.htm>**

Con la pubblicazione della delibera 743/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato, per l’anno 2018, la proposta di TERNA per l’implementazione delle procedure concorsuali di assegnazione degli strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del corrispettivo di utilizzo della capacità di trasporto (c.d. “CCT”).

A tal proposito, si ricorda che dal 2005 Terna, organizza le procedure concorsuali per l’assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT. A tal fine, entro il 30 settembre di ciascun anno, trasmette all’AEEGSI la proposta annuale di regolamento delle predette procedure per la relativa approvazione.

Si ricorda inoltre che le procedure concorsuali prevedono, oltre all’assegnazione di strumenti di copertura dal rischio di volatilità del CCT tra una zona e il Prezzo Unico Nazionale (c.d. “CCC”), anche l’assegnazione di nuovi strumenti di copertura contro il rischio di volatilità del CCT tra un polo di produzione limitata e la zona mercato adiacente (c.d. “CCP”).

**Comunicato del GME | “Trasmissione da parte dei NEMOs ai Regolatori per la relativa approvazione delle quattro metodologie CACM” | 13 novembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=345>**

Con il comunicato in oggetto, il GME - in qualità di Nominated Electricity Market Operator (c.d. “NEMO”) per l’Italia - ha reso nota l’avvenuta trasmissione, da parte di tutti i NEMO europei a tutte le Autorità di regolazione Nazionali coinvolte (di seguito: NRAs), ai sensi di quanto previsto all’articolo 9, comma 9.6, del Regolamento europeo n. 1222/2015 (Regolamento CACM), delle quattro metodologie di seguito riportate:

- “Algorithm Proposal” (congiuntamente agli allegati su “Day-Ahead Requirements” e “Intraday Requirements”);
- “Day-Ahead Product Proposal”;
- “Intraday Product Proposal”;
- “Back-up Methodology Proposal”.

Le suddette metodologie, trasmesse per la relativa approvazione alle NRAs, sono state redatte congiuntamente

da tutti i NEMOs e, ove previsto, in coordinamento con l’Associazione dei gestori di rete dei sistemi di trasmissione di energia elettrica (ENTSO-E), nonché emendate secondo le precedenti richieste espresse dai Regolatori competenti come riportato nelle delibere dell’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico 598/2017/R/EEL, 599/2017/R/EEL e 600/2017/R/EEL.

Le predette metodologie sono disponibili sul sito internet di EUROPEX al seguente link:

<http://www.europex.org/all-nemos/nemos-submit-revised-proposals-on-methodologies-for-dayahead-and-intraday-algorithms/>

**Deliberazione 16 novembre 2017 n. 765/2017/R/EEL | “Approvazione delle regole, per l’anno 2018, per l’allocazione della capacità di trasporto su base giornaliera e infragiornaliera per le frontiere elettriche sulle quali non è attiva l’allocazione implicita della capacità” | pubblicata il 17 novembre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/765-17.htm>**

Con la delibera 765/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato, per l’anno 2018, la proposta, avanzata dai TSOs, di regole di allocazione esplicita della capacità su base giornaliera sui confini con la Svizzera e la Grecia e la proposta di regole di allocazione esplicita della capacità su base infragiornaliera sui confini con Francia, Svizzera e Austria.

Al riguardo, nelle premesse della succitata delibera, l’Autorità ricorda che, ad oggi:

- ai sensi della deliberazione 45/2015/R/EEL, il market coupling è stato implementato sui confini “Italia Zona Nord” - Francia, “Italia Zona Nord” - Slovenia e “Italia Zona Nord” - Austria con allocazione implicita della capacità su base giornaliera. A tendere, tale meccanismo verrà esteso anche ai confini “Italia Zona Nord” - Svizzera e “Italia Zona Brindisi” - Grecia sui quali, attualmente, l’allocazione della capacità su base giornaliera è, invece, effettuata tramite aste esplicite gestite, per conto dei TSOs competenti, dalla società “Joint Allocation Office” (nel seguito: JAO) sulla base di specifiche regole (c.d. “Daily Allocation Rules”);

- in esito alla deliberazione 297/2016/R/EEL, è già in atto un progetto volontario di allocazione implicita della capacità sul confine “Italia Zona Nord” - Slovenia. Sui confini “Italia Zona Nord” - Francia, “Italia Zona Nord” - Austria, “Italia zona Nord” - Svizzera l’allocazione della capacità su base infra-giornaliera è invece effettuata tramite aste esplicite gestite anch’esse da JAO sulla base di apposite regole (c.d. “Intraday Allocation Rules”). Per quanto riguarda, invece, il confine “Italia Zona Brindisi” - Grecia, con riferimento alla capacità disponibile su base infra-giornaliera, al momento non è previsto alcun processo di allocazione della stessa.

Pertanto, con riferimento ai succitati confini sui quali, ad oggi,

# Novità normative di settore

non è ancora attivo il meccanismo di allocazione implicita della capacità giornaliera e/o infra-giornaliera, l'AEEGSI, con la delibera in oggetto, ha positivamente verificato e approvato l'aggiornamento delle "Daily Allocation Rules" e "Intraday Allocation Rules" disciplinanti, per l'anno 2018, il meccanismo di allocazione esplicita della capacità giornaliera e infra-giornaliera.

A completamento, si segnala che con precedente delibera 764/2017/R/EEL, l'Autorità aveva altresì approvato le regole di allocazione dei diritti di lungo termine sul confine "Italia Zona Nord" - Svizzera ("Allocation Rules for Forward Capacity Allocation on Swiss Borders").

**Comunicato del GME | "Entrata in vigore delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento relative alla fatturazione e regolazione dei pagamenti sul MGP, MI, sulla PCE e sul MGAS" | 19 novembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=347>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, dallo scorso 19 Novembre, sono entrate in vigore le nuove versioni delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento di seguito indicate:

- DTF 08 rev. 11 ME - "Fatturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti";
- DTF 06 rev. 13 PCE - "Termini e modalità per la fatturazione e la regolazione dei pagamenti";
- DTF 16 rev. 2 MGAS - "Fatturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti".

Come rappresentato in un precedente comunicato del 15 novembre u.s. (<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=346>), tale documentazione è stata aggiornata in considerazione della modifica alle Rulebook disposta dall'European Payment Council, relativamente alle tempistiche di consolidamento degli addebiti tramite "SEPA Direct Debit Business to Business" (c.d. "SDD B2B"), le quali sono state posticipate di un giorno lavorativo. Pertanto, a partire dalla predetta data, i mandati di addebito disposti dal GME vengono consolidati decorso il terzo giorno lavorativo successivo alla data di valuta e, di conseguenza, i pagamenti effettuati dal GME nei confronti dei propri operatori creditori netti slittano dal terzo giorno lavorativo al quarto giorno lavorativo successivo alla data valuta dell'addebito.

A partire dalla stessa data, è stata altresì pubblicata, sul sito internet del GME, la versione aggiornata del Vademecum PCE, nonché il nuovo calendario di settlement, valido per le rimanenti date di settlement del 2017 e per tutto l'anno 2018.

**Comunicato del GME | "Approvazione ACER della metodologia relativa all'armonizzazione dei prezzi massimi e minimi di equilibrio nei mercati del giorno**

**prima ed infragiornaliero" | 22 novembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=348>**

Con il comunicato in oggetto, il GME - in qualità di Nominated Electricity Market Operator (c.d. "NEMO") per l'Italia - ha reso nota l'avvenuta approvazione da parte dell'Agenzia per la cooperazione dei Regolatori dell'energia (ACER), in data 14 novembre u.s., della proposta di metodologia per l'armonizzazione dei prezzi massimi e minimi di equilibrio da applicarsi a tutte le zone di offerta che partecipano al coupling unico del giorno prima ed infra-giornaliero ("Harmonized Max-Min Price Proposal"), redatta congiuntamente da tutti i NEMO europei ai sensi dell'articolo 41, comma 41.1, e dell'articolo 54, comma 54.1, del Regolamento europeo n. 1222/2015 (c.d. Regolamento CACM).

La suddetta metodologia prevede, nello specifico, oltre l'individuazione di soglie sui prezzi di equilibrio del mercato del giorno prima e infra-giornaliero, anche un meccanismo automatico di aggiornamento di tali soglie al raggiungimento da parte del mercato di particolari livelli di criticità dei prezzi di equilibrio.

Secondo quanto previsto dall'articolo 7, comma 7.3, del Regolamento CACM, la metodologia in oggetto troverà applicazione solo in esito all'avvenuto avvio operativo della funzione di Market Coupling Operator (MCO function). La predetta metodologia è disponibile sul sito di ACER al seguente link: [http://www.acer.europa.eu/Official\\_documents/Acts\\_of\\_the\\_Agency/Pages/Individual-decision.aspx](http://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx)

**Deliberazione 23 novembre 2017 n. 784/2017/R/EEL | "Approvazione della proposta di procedure di fallback per la regione Greece - Italy, ai sensi dell'articolo 44 del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM), come risultante dal voto unanime espresso da tutte le Autorità di regolazione della Regione Greece - Italy all'interno dell'Energy Regulators' Regional Forum" | pubblicata il 24 novembre 2017 | Download <https://www.autorita.energia.it/it/docs/17/784-17.htm>**

Con la delibera in oggetto, l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato, ai sensi dell'articolo 9, comma 9.10, del Regolamento europeo n. 2015/1222 (di seguito: Regolamento CACM) - in coordinamento con tutte le altre Autorità di Regolazione Nazionali coinvolte (di seguito: NRAs) - le procedure di fallback per la CCR<sup>1</sup> Greece-Italy da utilizzarsi in caso di fallimento del market coupling sul mercato del giorno prima.

A tal proposito, si ricorda che l'approvazione della suddetta proposta si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti nel Regolamento CACM finalizzati alla creazione di un mercato dell'energia elettrica integrato in grado di agevolare gli scambi

# Novità normative di settore

di energia sul territorio dell'Unione europea. In particolare, il suddetto Regolamento CACM prevede che le proposte per le procedure di fallback, predisposte congiuntamente dai TSO, siano sottoposte all'approvazione coordinata di tutte le NRAs nell'ambito della CCR interessata.

Ciò premesso, con la delibera 784/2017/R/EEL, l'AEEGSI - di concerto con le altre NRAs interessate - ha approvato la proposta relativa alle procedure di fallback per la CCR Greece-Italy, le quali prevedono:

- per il confine tra "Italia zona Brindisi" - Grecia:
  - l'utilizzo di aste esplicite (shadow auctions) come misura alternativa primaria per l'allocazione della capacità qualora il market coupling sul mercato del giorno prima non sia in grado di fornire risultati;
  - nel caso in cui anche le shadow auctions dovessero essere cancellate, l'allocazione della capacità sul mercato infra-giornaliero;
  - l'entrata in vigore delle procedure di fallback contestualmente al prossimo avvio del market coupling su detto confine.
- per i confini fra zone d'offerta interni al territorio italiano:
  - l'esecuzione in locale di una sessione del mercato del giorno prima (MGP locale) con allocazione implicita della capacità come misura alternativa primaria per l'allocazione della capacità qualora il market coupling sul mercato del giorno prima non sia in grado di fornire risultati;
  - qualora MGP locale non sia in grado di produrre risultati entro le ore 17:00, l'applicazione delle disposizioni previste dal Codice di Rete del TSO;
  - l'entrata in vigore delle procedure di fallback dal momento della loro approvazione da parte delle competenti Autorità di regolazione.

## GAS

**Comunicato del GME | "Presentazione della richiesta per lo svolgimento dell'attività di market making sul MGAS" | 27 novembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=349>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a partire dallo scorso 27 novembre, sono entrate in vigore, rispettivamente, la nuova DTF n. 18 MGAS e la versione aggiornata della DTF n. 16 MGAS, entrambe afferenti al servizio di market making di cui all'articolo 27 della Disciplina MGAS.

Pertanto, dal 27 novembre, gli operatori del MGAS interessati allo svolgimento del servizio di market making in qualità di Liquidity Provider (nel seguito: LP), possono presentare la richiesta di attivazione del servizio, utilizzando la documentazione disponibile al seguente link (<http://www.mercatoelettrico.org/It/Mercati/MGAS/AttivitaMarketMGAS>).

asp). Entro 30 giorni di calendario dalla predetta data, qualora sia stato raggiunto il numero minimo di tre operatori qualificati LP, il GME disporrà la prima attivazione del servizio di market making. La data di decorrenza dell'attivazione del servizio sarà comunicata dal GME a ciascun operatore, che abbia preventivamente acquisito la qualifica di LP, con un preavviso di almeno 15 giorni di calendario.

Al riguardo, nel comunicato in oggetto, è stato altresì specificato che:

- l'attività di market making è prevista sul MGP-GAS con riferimento alla negoziazione del contratto giornaliero relativo al giorno gas G+1;
- costituisce condizione necessaria per l'attivazione e il mantenimento dell'attività di market making la contestuale permanenza di un numero di operatori qualificati come LP compreso tra un minimo di tre e un massimo di dieci;
- a coloro i quali svolgeranno il servizio nel rispetto dei termini, modalità e condizioni disciplinate nella DTF n. 18 MGAS, relativamente ad un mese di calendario, il GME riconoscerà i seguenti corrispettivi:
  - un corrispettivo fisso pari a 160 € per ciascuna sessione utile;
  - un corrispettivo pari a 0,01 €/MWh per ciascun MWh negoziato calcolato secondo le modalità definite nella DTF n. 18 MGAS.

Si ricorda, infine, che le modalità e le tempistiche di fatturazione e pagamento dei succitati corrispettivi sono individuate nella DTF n. 16 rev. 3 MGAS.

**Comunicato del GME | "Modifica dell'espressione del volume minimo di gas sottostante i contratti quotati sul Mercato del gas naturale – Prove in bianco" | 28 novembre 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=350>**

Con il comunicato in oggetto, il GME, al fine di consentire ai soggetti interessati di testare le funzionalità della piattaforma MGAS con la modifica dell'espressione del volume minimo di gas sottostante i contratti quotati sul Mercato del gas naturale (c.d. "contract size") - illustrata nel DCO n. 02/17 - rende disponibile una piattaforma per lo svolgimento delle prove in bianco, che potranno essere effettuate secondo le modalità e le tempistiche di seguito indicate:

- per quanto riguarda MGP-GAS, MI-GAS e MT-GAS, le prove in bianco si svolgono tutti i giorni lavorativi compresi tra il 5 ed il 19 dicembre 2017 durante la fascia oraria 10:00-16:00. Nel corso delle prove, le quantità relative ai contratti saranno espresse in MW, senza possibilità di specificare decimali.

Il GME ricorda che la presentazione delle offerte sulla piattaforma di test può essere effettuata anche mediante accesso al portale Trayport di collaudo. A tal fine, gli operatori

che sono già in possesso delle credenziali di accesso al GV Portal Trayport di collaudo (TraderName, FirmID, ClearingAccountID) possono utilizzarle ai fini delle prove in bianco in oggetto.

Gli operatori che non sono già in possesso delle credenziali Trayport di accesso al sistema di test e dell'indirizzo del GV Portal Trayport da configurare nei propri ambienti di collaudo, devono richiederli al GME tramite l'invio di una mail all'indirizzo [proveGas@mercatoelettrico.org](mailto:proveGas@mercatoelettrico.org). Ottenute le credenziali dal GME, qualora necessario, gli operatori possono contattare direttamente Trayport per il supporto alla configurazione dei propri ambienti Trayport di collaudo.

- con riferimento al MPL, le prove in bianco si svolgono unicamente il giorno 12 dicembre 2017, con riferimento al giorno gas 13 dicembre 2017, durante la fascia oraria 11:00 – 12:00. Nel corso delle prove, le quantità relative ai contratti saranno espresse in MW, con specificazione di tre decimali.

Il GME ha infine precisato che resta escluso dalla nuova configurazione il mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS), per il quale continuerà a trovare applicazione l'attuale configurazione in termini di prodotti quotati e relativa unità di misura.

---

<sup>1</sup> Per CCR si intendono le "Regioni per il calcolo della capacità", ossia le macro-aree geografiche nell'ambito delle quali i TSO dovranno applicare il calcolo coordinato della capacità transfrontaliera disponibile, funzionale all'attuazione del coupling unico del giorno prima e infragiornaliero.

# Gli appuntamenti

15 dicembre

## **Disinquinare il mercato**

Roma, Italia

Organizzato da PoliEco

<http://www.polieco.it>

15-16 dicembre

## **ENTECH '17 / V International Energy Technologies Conference**

Istanbul, Turchia

Organizzato da Dakam

<https://www.dakamconferences.org>

18 dicembre

## **Gestione intelligente dell'energia: Normativa nelle Smart Grid**

Macchiarèdu (CA), Italia

Organizzato da Sardegna Ricerche

<http://www.sardegna ricerche.it>

19 dicembre

## **Ambiente e sviluppo sostenibile: tra informazione, economia e politica**

Roma, Italia

Organizzato da Pentapolis

<http://www.ecoincitta.it>

19 dicembre

## **Quale mercato elettrico? Storie, tecnologie e liberalizzazione del settore elettrico**

Roma, Italia

Organizzato da ANEV

<http://www.anev.org>

19 dicembre

## **Il rinnovamento eolico italiano: tavolo di confronto istituzioni associazioni**

Roma, Italia

Organizzato da Elettricità Futura

<http://www.elettricitafutura.it>

19 dicembre

## **4° Rapporto "EcoMedia - 2030 Agenda Media Monitor"**

Roma, Italia

Organizzato da Pentapolis

<http://www.asvis.it>

28-29 dicembre

## **5th MacroTrend Conference on Energy and Sustainability**

Parigi, Francia

Organizzato da Macriconferences

<http://www.macroconference.com>

2-6 gennaio

## **The IAFOR International Conference on Sustainability and Energy**

Honolulu, Usa

Organizzato da IAFOR

<http://iicseehawaii.iafor.org>

11-12 gennaio

## **Energy Storage India**

New Delhi, India

Organizzato da Energy storage India

<http://www.esiexpo.in>

10-12 gennaio

## **8th International Conference on Future Environment and Energy (ICFEE 2018)**

Phuket, Thailandia

Organizzato da CBEES

<http://www.icfee.org>

16-18 gennaio

## **4th International Conference on Renewable Energy Technologies (ICRET 2018)**

Kuala Lumpur, Malesia

Organizzato da Icret

<http://www.icret.org>

19-21 gennaio

## **International Conference on Power and Smart Grid (ICPSG 2018)**

Shanghai, Cina

Organizzato da ICPSG Committees

<http://www.icpsg.org>

24 gennaio

## **Agire o subire le Accise?**

Milano, Italia

Organizzato da Utilitenergy

<http://www.utilitenergy.it>

24-27 gennaio

## **Klimahouse 2018**

Bolzano, Italia

Organizzato da Fiera Bolzano

<http://www.fierabolzano.it>

30 gennaio – 1 febbraio

## **NextGen SCADA Europe 2018**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Phoenix Forums

<http://www.nextgenscada-europe.com>



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.