

APPROFONDIMENTI

## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

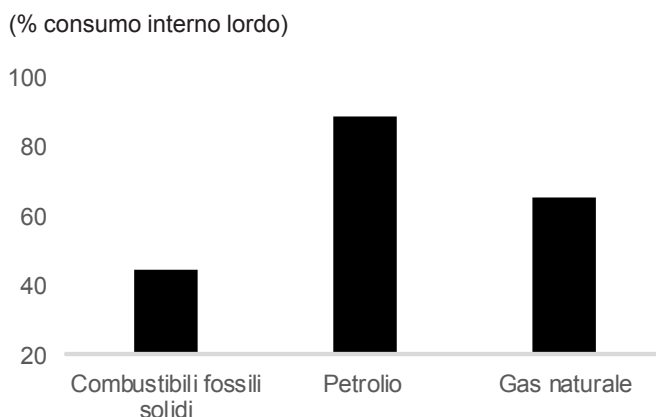
di Claudia Checchi, Beatrice Petrovich, REF-E

Attraverso la pubblicazione, da parte della Commissione Europea (CE), di un nuovo pacchetto sulla sicurezza energetica<sup>1</sup>, prende forma il primo, significativo intervento previsto nell'ambito dell'Unione Energetica. Il pacchetto, composto da due strategie – una per il GNL e per lo stoccaggio di gas<sup>2</sup> e una per il settore dell'Heating and Cooling<sup>3</sup> - e due proposte legislative - la riscrittura del regolamento sulla sicurezza dell'offerta<sup>4</sup> e la decisione sugli accordi intergovernativi<sup>5</sup> - ha l'obiettivo di prevenire le interruzioni delle forniture di energia ai consumatori europei. Gli strumenti innovativi previsti, in un contesto in cui si ribadisce la fiducia nel buon funzionamento del mercato interno e della diversificazione delle fonti di approvvigionamento come principali mezzi di garanzia, riguardano l'introduzione del concetto di solidarietà a livello regionale, maggiore trasparenza (ma anche controllo) su contratti di importazione e accordi intergovernativi, ma anche maggiori stimoli all'utilizzo della domanda come fattore strategico.

Coerentemente con quanto previsto dalla Energy Union<sup>6</sup>, la sicurezza dell'offerta (SOS) è la principale dimensione che contraddistingue le iniziative politiche della CE sul mercato del gas naturale. Il pacchetto è stato infatti preceduto dalla pubblicazione di una strategia sulla sicurezza energetica (maggio 2014)<sup>7</sup>, da una comunicazione sugli stress test (ottobre 2014)<sup>8</sup> e da una consultazione sulla revisione del regolamento europeo 994/2010 sulla sicurezza dell'offerta (gennaio 2016). Le maggiori preoccupazioni in merito alla sicurezza energetica riguardano infatti proprio il gas naturale. Ciò che rende il gas naturale potenzialmente meno sicuro è in primo luogo la forte dipendenza dalle importazioni, caratteristica tuttavia comune anche ad altre fonti di energia (Figura 1). Il vero motivo di preoccupazione è quindi da ricercare nella natura e nell'importanza relativa dei fornitori, Russia in primis, paese con il quale i rapporti politici si sono inaspriti da marzo 2014, dopo l'inizio dei disordini in Ucraina e l'annessione della Crimea.

Figura 1. Indice di dipendenza energetica nell'Unione Europea (2013)

Fonte: Eurostat



► continua a pagina 25

### IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ FEBBRAIO 2016**

Mercato elettrico Italia  
pag 2  
Mercato gas Italia  
pag 11  
Mercati energetici Europa  
pag 15  
Mercati per l'ambiente  
pag 19

**APPROFONDIMENTI**

La sicurezza al centro della politica energetica europea  
di Claudia Checchi, Beatrice Petrovich, REF-E

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

**APPUNTAMENTI**

pagina 35

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio, il prezzo medio di acquisto dell'energia (PUN) scende a 36,97 €/MWh, minimo storico dall'aprile del 2004, ovvero dall'avvio della borsa elettrica. La seconda decisa flessione congiunturale del prezzo, che solo a dicembre 2015 superava i 55 €/MWh, si inquadra in un contesto di bassa domanda (nel Mercato del Giorno Prima dopo sette mesi torna il segno meno sugli acquisti nazionali), di grande disponibilità di energia rinnovabile da fonte eolica (mai così abbondante in passato), di importazioni tra le più alte di

sempre, di temperature sopra la media stagionale e, non ultimo, di caduta del prezzo dei combustibili. La flessione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica, che accomuna tutte le borse europee, appare diffusa sull'intero territorio nazionale dove i prezzi di vendita zonali, tutti ai minimi storici, oscillano tra 35,32 €/MWh del *Sud* e 42,37 €/MWh della *Sicilia*. Anche nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il prodotto *Marzo 2016* chiude a 35,50 €/MWh, si rileva un sensibile calo dei prezzi di tutti i prodotti in contrattazione.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 9,50 €/MWh (-20,4%) su gennaio e di 17,53 €/MWh (-32,2%) su base annua, si porta a 36,97 €/MWh, livello più basso mai registrato dall'avvio del mercato organizzato. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 19,83 €/MWh (-32,0%) nelle ore

*di picco* e di 16,32 €/MWh (-32,4%) nelle ore *fuori picco* con prezzi attestatisi rispettivamente a 42,14 €/MWh, minimo storico, e 34,04 €/MWh, secondo valore più basso di sempre. Il rapporto *picco/load* si conferma invece sullo stesso livello di un anno fa a quota 1,14 (Grafico 1 e Tabella 1).

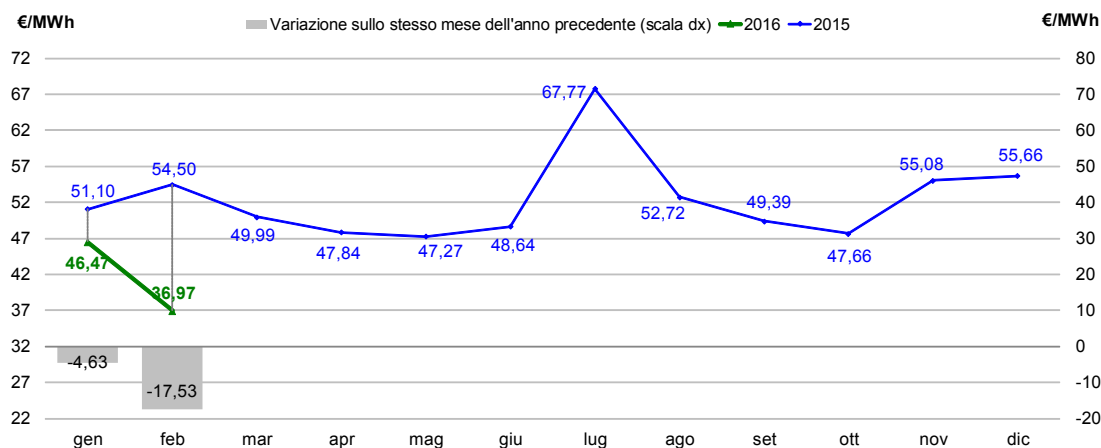
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>36,97</b>	54,50	-17,53	-32,2%	<b>23.891</b>	+3,8%	<b>34.409</b>	-0,1%	<b>69,4%</b>	66,8%
<i>Picco</i>	42,14	61,97	-19,83	-32,0%	29.236	+3,5%	41.812	-0,5%	69,9%	67,2%
<i>Fuori picco</i>	34,04	50,36	-16,32	-32,4%	20.858	+3,7%	30.207	-0,1%	69,1%	66,5%
<i>Minimo orario</i>	11,24	28,00			14.331		21.110		62,3%	58,9%
<i>Massimo orario</i>	65,71	83,99			32.232		45.501		76,3%	72,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



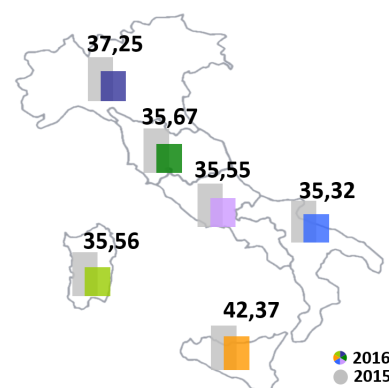
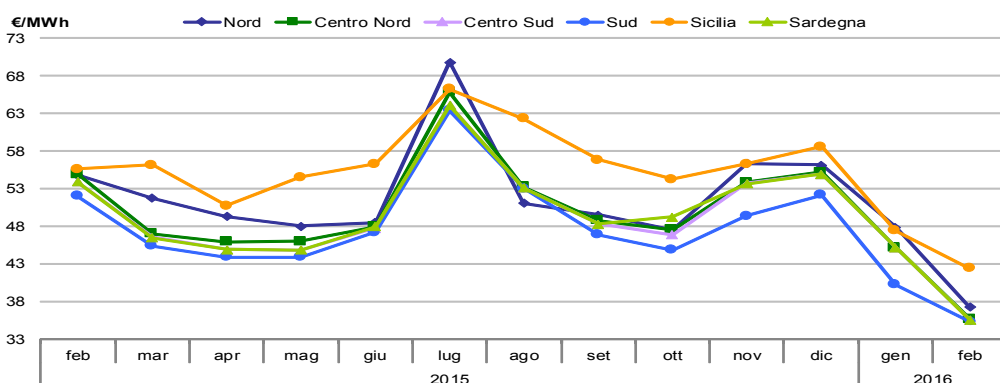
(continua)

I prezzi di vendita registrano flessioni in doppia cifra, sia rispetto al mese precedente che su base annua, attestandosi tutti sui rispettivi minimi storici. Le zone centro meridionali e la *Sardegna*, giovandosi della grande disponibilità di offerta rinnovabile da impianti eolici,

segnano i prezzi più bassi convergendo sotto i 36 €/MWh (il più basso ancora al *Sud* con 35,32 €/MWh); poco più alti i prezzi del *Nord* (37,25 €/MWh) e della *Sicilia* (42,37 €/MWh) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, pari a 23,9 milioni di MWh, si confermano sui livelli dell'anno precedente (-0,1%, considerando il giorno lavorativo del 2016). Nel dettaglio gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,6 milioni di MWh, crescono su base annua del 3,8%, mentre i volumi

scambiati *over the counter*, registrati sulla PCE e nominati su MGP scendono a 7,3 milioni di MWh (-8,0%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità registra, pertanto, una significativa crescita tendenziale (+2,6 p.p.), portandosi a 69,4% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.628.465</b>	<b>+3,8%</b>	<b>69,4%</b>
Operatori	9.684.827	+5,5%	40,4%
GSE	2.431.064	-16,7%	10,2%
Zone estere	4.512.575	+15,0%	18,8%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.319.956</b>	<b>-8,0%</b>	<b>30,6%</b>
Zone estere	647.724	-35,0%	2,7%
Zone nazionali	6.672.231	-4,1%	27,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.948.421</b>	<b>-0,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.583.946</b>	<b>+3,2%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>42.532.366</b>	<b>+1,3%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

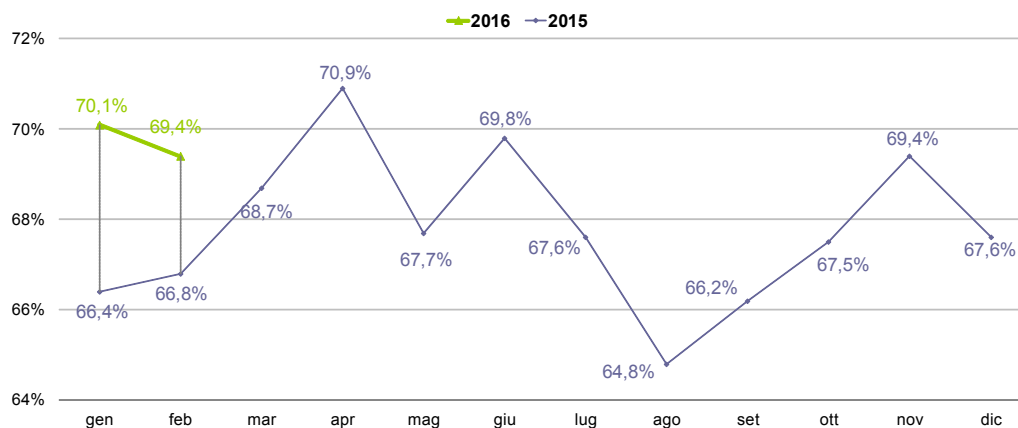
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.628.465</b>	<b>+3,8%</b>	<b>69,4%</b>
Acquirente Unico	3.683.829	+19,8%	15,4%
Altri operatori	8.838.897	+2,9%	36,9%
Pompaggi	28.452	-	0,1%
Zone estere	534.546	+32,8%	2,2%
Saldo programmi PCE	3.542.741	-10,2%	14,8%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>7.319.956</b>	<b>-8,0%</b>	<b>30,6%</b>
Zone estere	180	-99,0%	0,0%
Zone nazionali AU	1.394.088	-39,7%	5,8%
Zone nazionali altri operatori	9.468.428	-1,0%	39,5%
Saldo programmi PCE	-3.542.741	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.948.421</b>	<b>-0,1%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.387.239</b>	<b>-25,2%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>25.335.660</b>	<b>-1,9%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, dopo sette mesi di crescita tendenziale, registrano una modesta flessione portandosi a 23,4 milioni di MWh (-0,6%). A livello zonale, gli acquisti calano al *Centro Nord* (-8,4%), al *Centro Sud* (-5,0%) e sulle *isole* (*Sardegna* -13,8%; *Sicilia* -6,2%), mentre crescono al *Nord* (+2,7%) ed al *Sud* (+4,2%). In aumento gli acquisti sulle zone estere che salgono a 534 mila MWh (+27,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale segnano una flessione dell'1,4%, la più importante dallo scorso luglio, scendendo a 18,8 milioni di MWh. In calo le vendite al *Nord* (-4,2%), al *Centro Sud* (-5,1%) ed in *Sardegna* (-5,4%), mentre nelle restanti zone si registrano incrementi tra il +1,0% della *Sicilia* ed il +5,2% del *Sud*. In crescita le importazioni di energia elettrica che si portano a 5,2 milioni di MWh (+4,9%), tra le più alte di sempre (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.242.274	27.647	+2,8%	8.163.259	11.729	-4,2%	13.338.437	19.164	+2,7%
Centro Nord	2.433.689	3.497	-4,6%	1.533.793	2.204	+1,2%	2.259.909	3.247	-8,4%
Centro Sud	4.443.939	6.385	-8,7%	2.511.692	3.609	-5,1%	3.654.781	5.251	-5,0%
Sud	6.556.175	9.420	+4,5%	4.652.935	6.685	+5,2%	2.215.982	3.184	+4,2%
Sicilia	2.988.747	4.294	+2,4%	1.355.632	1.948	+1,0%	1.304.160	1.874	-6,2%
Sardegna	1.559.130	2.240	+20,2%	570.810	820	-5,4%	640.425	920	-13,8%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.223.953</b>	<b>53.483</b>	<b>+1,6%</b>	<b>18.788.122</b>	<b>26.994</b>	<b>-1,4%</b>	<b>23.413.695</b>	<b>33.640</b>	<b>-0,6%</b>
Estero	5.308.413	7.627	-1,1%	5.160.299	7.414	+4,9%	534.726	768	+27,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>42.532.366</b>	<b>61.110</b>	<b>+1,3%</b>	<b>23.948.421</b>	<b>34.409</b>	<b>-0,1%</b>	<b>23.948.421</b>	<b>34.409</b>	<b>-0,1%</b>

A febbraio, le vendite da impianti a fonte rinnovabile si confermano in calo tendenziale portandosi a 6,6 milioni di MWh (-1,4%). In significativa flessione ancora la fonte idraulica (-14,6%) e la 'solare e altre' (-15,5%); in deciso aumento invece la fonte eolica (+46,3%), che raggiunge i livelli più alti mai registrati. Tra gli impianti a fonti

tradizionali, si registra una pesante riduzione delle vendite da impianti a carbone (-20,9%), mentre si confermano in ripresa quelle da impianti a gas (+2,1%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili si conferma sul livello di un anno fa (34,9%) mentre quella degli impianti a gas (42,5%) guadagna 1,5 punti percentuali (Grafico 4).

(continua)

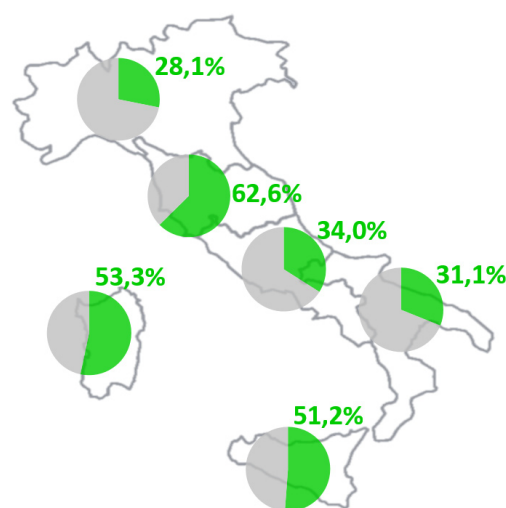
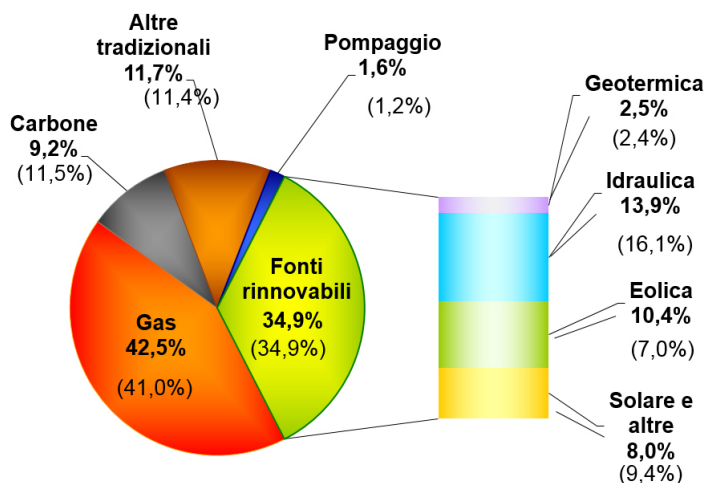
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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>8.021</b>	<b>+4,3%</b>	<b>825</b>	<b>+6,2%</b>	<b>2.342</b>	<b>-11,5%</b>	<b>4.606</b>	<b>+1,2%</b>	<b>951</b>	<b>-24,1%</b>	<b>383</b>	<b>-35,1%</b>	<b>17.128</b>	<b>- 2,2%</b>
Gas	5.802	+5,7%	702	+1,6%	655	-8,1%	3.273	+17,2%	729	-40,1%	313	-6,6%	11.474	+2,1%
Carbone	1.005	-16,3%	-	-100,0%	1.466	-14,7%	-	-	-	-	15	-93,1%	2.486	-20,9%
Altre	1.215	+21,0%	122	+55,9%	222	+3,0%	1.333	-24,2%	222	+509,3%	54	+44,0%	3.168	+1,2%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>3.301</b>	<b>-23,2%</b>	<b>1.379</b>	<b>-1,4%</b>	<b>1.227</b>	<b>+11,6%</b>	<b>2.079</b>	<b>+15,1%</b>	<b>997</b>	<b>+47,5%</b>	<b>437</b>	<b>+57,9%</b>	<b>9.421</b>	<b>- 1,4%</b>
Idraulica	2.126	-24,7%	456	-5,7%	482	-9,8%	441	-2,6%	217	+135,6%	32	+140,3%	3.755	-14,6%
Geotermica	-	-	682	+2,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	682	+2,2%
Eolica	7	-34,1%	26	+18,5%	523	+89,4%	1.267	+33,4%	658	+41,8%	340	+65,5%	2.820	+46,3%
Solare e altre	1.168	-20,3%	215	-4,6%	223	-23,1%	371	-8,2%	122	+1,8%	65	+11,9%	2.163	-15,5%
<b>Pompaggio</b>	<b>406</b>	<b>+56,8%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>39</b>	<b>-30,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>445</b>	<b>+40,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>11.729</b>	<b>-4,2%</b>	<b>2.204</b>	<b>+1,2%</b>	<b>3.609</b>	<b>-5,1%</b>	<b>6.685</b>	<b>+5,2%</b>	<b>1.948</b>	<b>+1,0%</b>	<b>820</b>	<b>-5,4%</b>	<b>26.994</b>	<b>- 1,4%</b>

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

## MARKET COUPLING

Nel mese di febbraio 2016, il market coupling alloca sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 3.232 MWh, di cui 2.386 MWh sul confine francese (73,8% del totale), 196 MWh su quello austriaco e 650 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia sempre in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) aumenta, rispetto

a febbraio 2015, tra il +1,3% della frontiera austriaca e il +7,4% di quella francese. Il market coupling alloca il 95,6% della capacità disponibile sulla frontiera slovena, il 77,8% in quella francese ed il 64,4% su quella austriaca. Nulla o marginale la capacità non utilizzata dopo le allocazioni con asta esplicita (Grafico 6, 7 e 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import					Export				
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	
Italia - Francia	2.465 (2.118)	2.386 (1.939)	100,0% (22,2%)	92,0% (77,1%)		1.668 (2.031)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Austria	196 (176)	196 (176)	100,0% (22,2%)	100,0% (100,0%)		228 (247)	- (-)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	680 (665)	650 (621)	100,0% (99,1%)	81,6% (76,6%)		669 (681)	- (200)	- (0,7%)	- (-)	- (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015 \*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

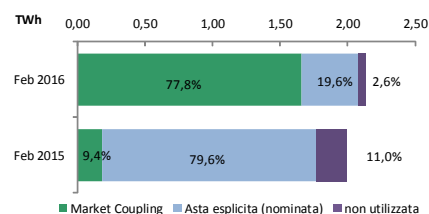
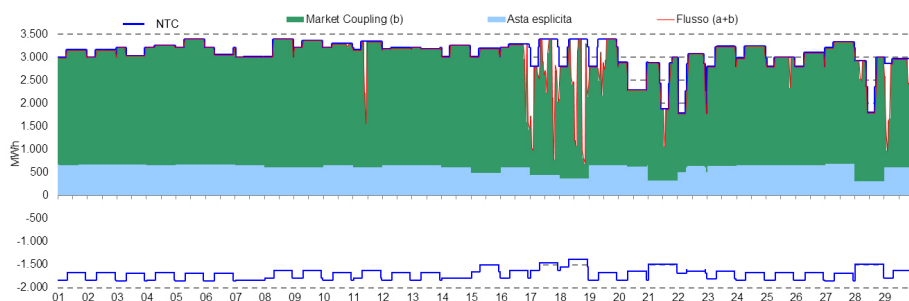


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

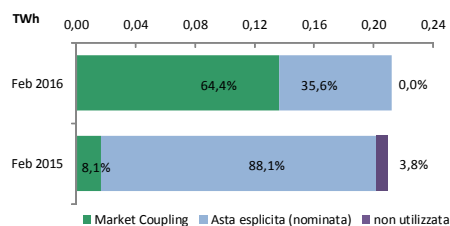
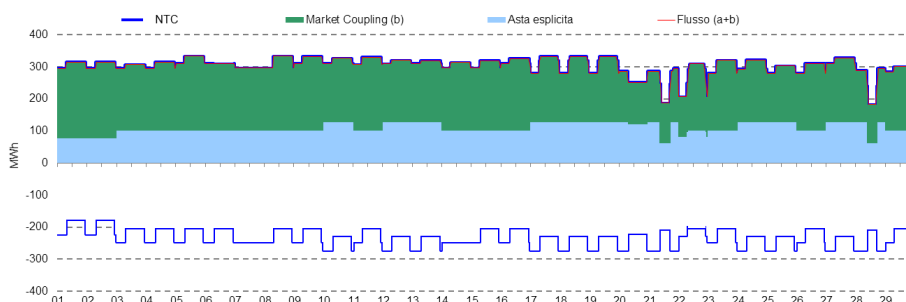
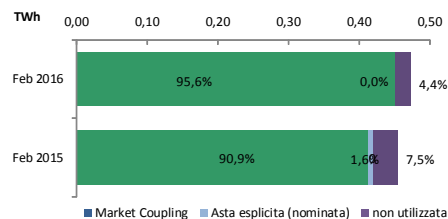
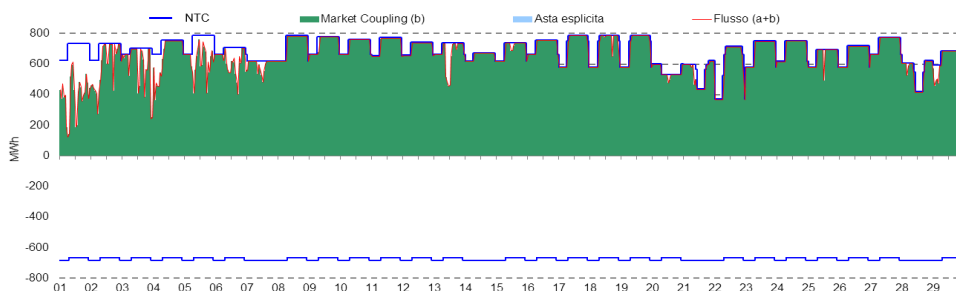


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

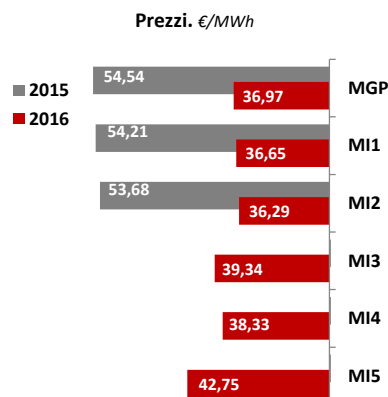
A febbraio i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano ancora una decisa flessione congiunturale, portandosi ai minimi storici in tutte le sessioni con livelli oscillati tra i 36,29 €/MWh di MI2 e 42,75 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche

introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi segnano ancora una flessione pari, per entrambe, a -32,4%. Il confronto con MGP rivela prezzi più bassi in tutte le sessioni, ad eccezione di MI5 (+1,1%) (Tabella 7 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, con un aumento del 37,0% rispetto a febbraio 2015, aggiornano per il secondo mese consecutivo il massimo storico a quota 2,6 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

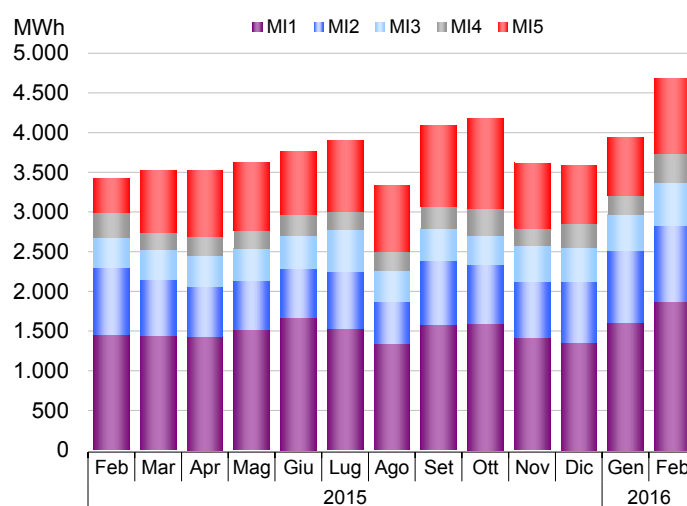
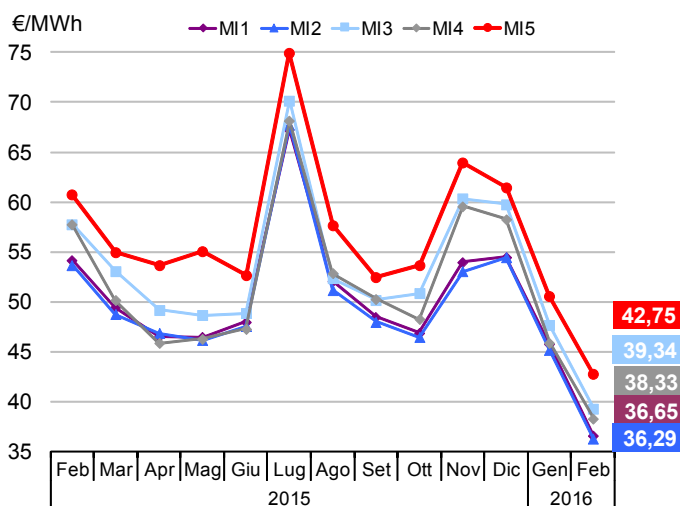
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>36,97</b>	-32,2%	<b>23.948.421</b>	<b>34.409</b>	-0,1%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>36,65</b> (-0,9%)	-32,4%	<b>1.312.014</b>	<b>1.885</b>	+29,9%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>36,29</b> (-1,8%)	-32,4%	<b>670.184</b>	<b>963</b>	+12,9%
<b>MI3</b> (9-24 h)	<b>39,34</b> (-1,7%)	-	<b>251.555</b>	<b>542</b>	-
<b>MI4</b> (13-24 h)	<b>38,33</b> (-4,0%)	-	<b>128.203</b>	<b>368</b>	-
<b>MI5</b> (17-24 h)	<b>42,75</b> (+1,1%)	-	<b>221.302</b>	<b>954</b>	-



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

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



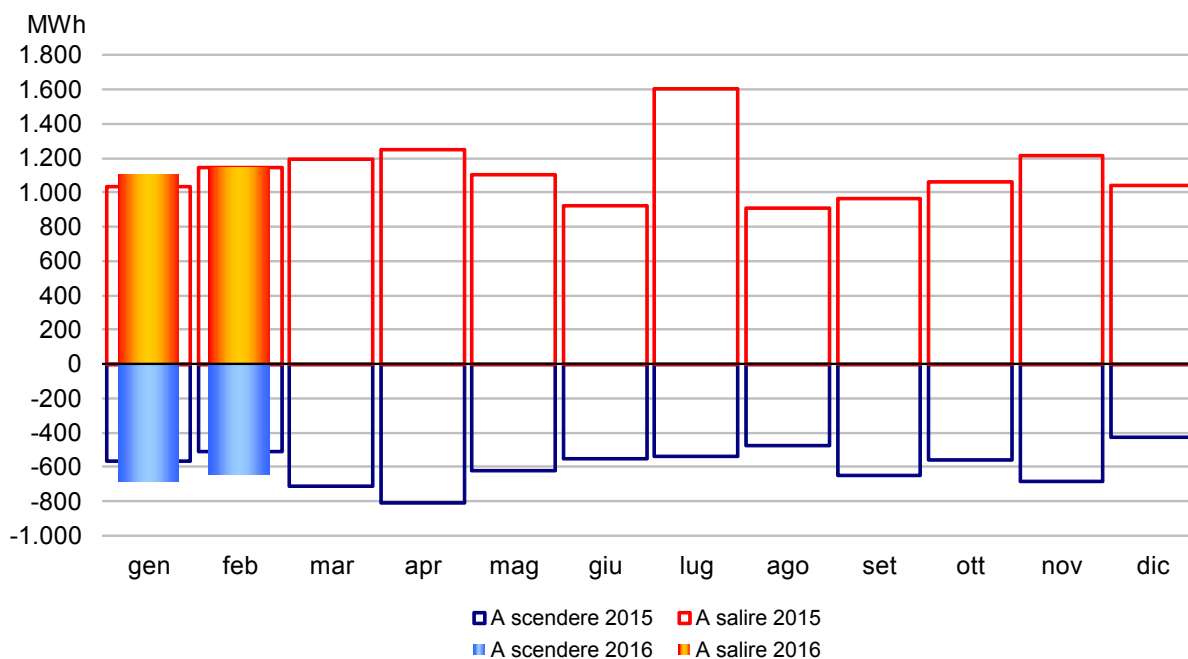
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A febbraio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante segnano una lieve flessione sullo stesso periodo dell'anno precedente (-0,5%), attestandosi

a 795 mila MWh. Ancora in crescita, invece, per il sesto mese consecutivo, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 454 mila MWh (+27,5%) (Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 13 negoziazioni, tutte su prodotti baseload, per complessivi 154 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 3,4 milioni di MWh, in flessione del 6,3% rispetto al mese precedente. In sensibile calo i prezzi di tutti i prodotti contrattabili. (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Marzo 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 35,50 €/MWh sul baseload e 40,80 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 514 e 10 MW, per complessivi 385 mila MWh.



Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Marzo 2016	35,50	-18,5%	5	25	-	25	514	381.902
Aprile 2016	34,00	-14,7%	2	6	-	6	6	4.320
Maggio 2016	34,35	-9,7%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2016	42,36	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	36,88	-4,6%	2	10	-	10	499	1.089.816
III Trimestre 2016	40,23	-7,7%	1	5	-	5	479	1.057.632
IV Trimestre 2016	39,80	-11,2%	1	5	-	5	474	1.047.066
I Trimestre 2017	40,03	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	37,85	-0,8%	2	10	-	10	20	175.200
<b>Totale</b>			<b>13</b>	<b>61</b>	<b>-</b>	<b>61</b>		<b>3.374.034</b>

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Marzo 2016	40,80	-19,2%	-	-	-	-	10	2.760
Aprile 2016	35,00	-14,2%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2016	38,35	-9,7%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2016	46,13	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	39,90	-4,1%	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2016	45,35	-7,7%	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	49,01	-11,2%	-	-	-	-	10	7.800
I Trimestre 2017	47,50	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	42,79	-0,5%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>23.520</b>

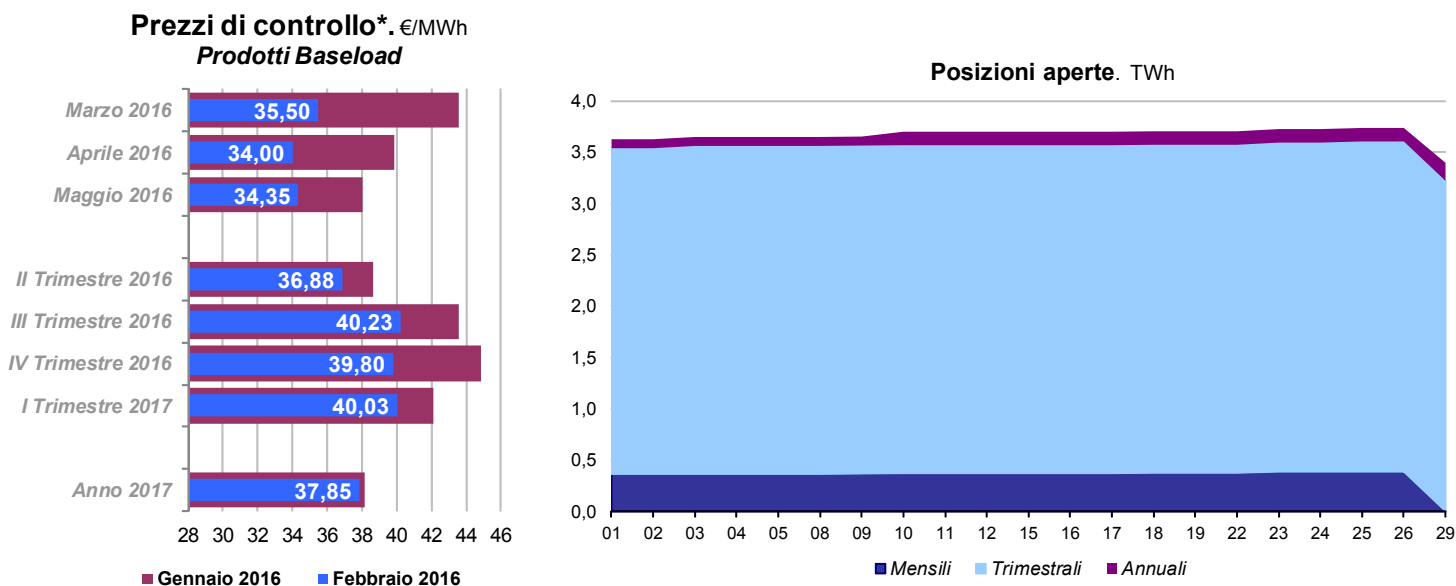
<b>TOTALE</b>			<b>13</b>	<b>61</b>	<b>-</b>	<b>61</b>		<b>3.397.554</b>
---------------	--	--	-----------	-----------	----------	-----------	--	------------------

\* 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 11: 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 febbraio 2016, pari a 29,3 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale dell'1,9% a causa dalla pesante contrazione (-84,8%) delle negoziazioni concluse su MTE che scendono a 360 mila MWh, ai minimi da oltre cinque anni. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali crescono invece del 5,2% e si attestano a 28,9 milioni di MWh (Tabella 9).

Continua la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 13,4 milioni di MWh (-10,0%), livello tra i più bassi

da oltre 5 anni. Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma su valori molto alti a quota 2,18 (+0,18 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,3 milioni di MWh, si riducono ancora dell'8,0% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 6,1 milioni di MWh (-9,3%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 10,9 milioni di MWh (-8,7%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,6 milioni di MWh (-12,2%).

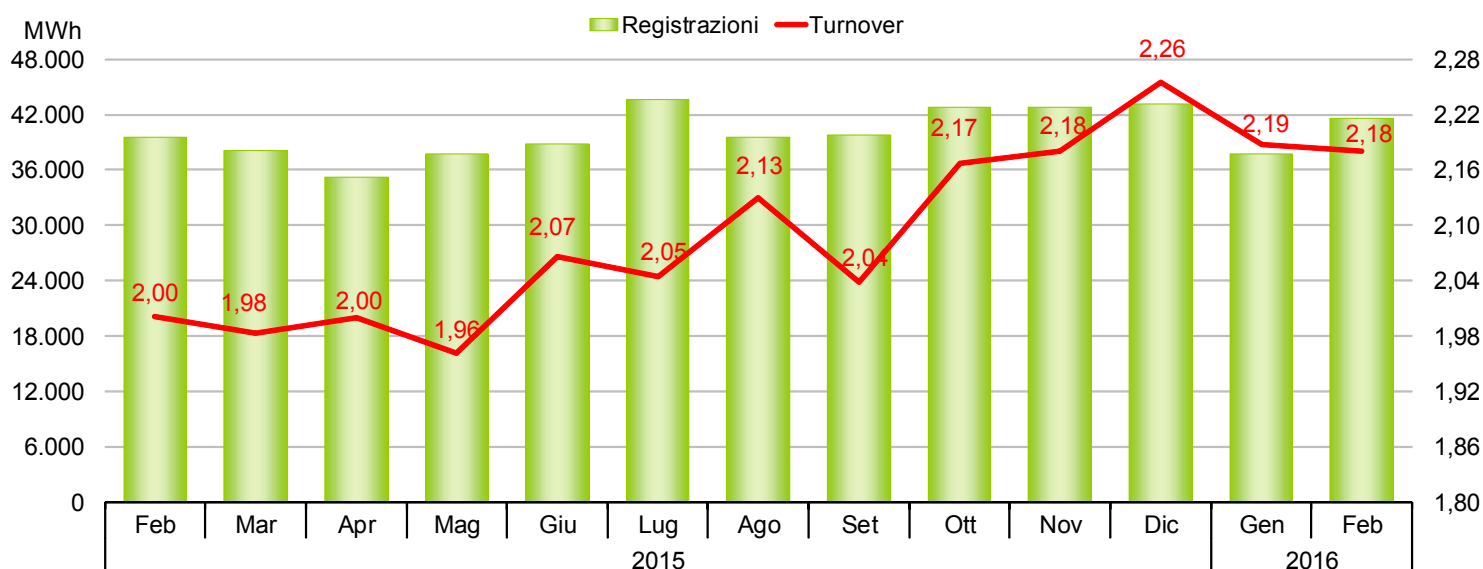
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	8.664.715	+7,2%	29,6%	Richiesti	8.802.610	+1,2%	100,0%	10.863.819	-8,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	337.332	-56,3%	1,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.434.412	+32,7%	39,0%	4.854	+78007,2%	0,0%
<i>Peak</i>	710.689	+5,3%	2,4%	Rifiutati	1.482.654	+98,4%	16,8%	1.123	+505,7%	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.467.940	+97,1%	16,7%	1.123	100%	0,0%
Totale Standard	9.712.736	+2,0%	33,2%							
Totale Non standard	19.219.761	+6,9%	65,6%	<b>Registrati</b>	<b>7.319.956</b>	<b>-8,0%</b>	<b>83,2%</b>	<b>10.862.696</b>	<b>-8,7%</b>	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>28.932.497</b>	<b>+5,2%</b>	<b>98,8%</b>	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.966.472	+6,7%	22,3%	3.730,98	+59938,8%	0,0%
<b>MTE</b>	<b>360.264</b>	<b>-84,8%</b>	<b>1,2%</b>	Sbilanciamenti a programma	6.112.210	-9,3%		2.569.470	-12,2%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>29.292.761</b>	<b>-1,9%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>3.542.741</b>	<b>-10,2%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.432.166</b>	<b>-10,0%</b>								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio, i consumi di gas naturale in Italia segnano una decisa inversione di tendenza registrando una flessione del 10,1%, la più importante nell'ultimo anno. In calo soprattutto i consumi del *settore civile* (-17,5%), dove maggiore è l'incidenza delle temperature superiori alla media stagionale, ma anche quelli *industriali* (-2,9%); si confermano in crescita, seppur in misura più contenuta rispetto ai mesi precedenti, i consumi del *settore termoelettrico* (+1,5%). Sul lato offerta, cala ancora la

produzione nazionale (-1,0%), mentre aumentano le importazioni di gas naturale (+1,5%) in particolare dall'Algeria e dalla Russia. In deciso calo le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (-29,6%) con la giacenza di gas naturale a fine mese in aumento. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 2,8 milioni di MWh, tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi, ancora in calo ed ai minimi storici, si allineano alle quotazioni al PSV.

## IL CONTESTO

Nel mese di febbraio i consumi di gas naturale in Italia, dopo otto mesi di crescita tendenziale, segnano una flessione su base annua del 10,1% portandosi a 7.493 milioni di mc. In decisa contrazione i consumi del *settore civile* che, maggiormente influenzati da temperature superiori alla media stagionale, scendono a 4.291 milioni di mc (-17,5%). Più contenuta la flessione dei consumi del *settore industriale* (-2,9%) per i quali si conferma la lunga fase recessiva in atto dallo scorso maggio; rallenta anche la ripresa dei consumi del settore termoelettrico (+1,5%) che tuttavia si attestano sul livello più alto degli ultimi tre anni per il mese di febbraio. In aumento anche le esportazioni attestatesi a 278 milioni di mc (+37,5%), massimo dal 2010 per il mese in analisi.

Dal lato offerta perdura la flessione della produzione nazionale,

ininterrotta negli ultimi tre anni, che scende a 486 milioni di mc (-1,0%), confermandosi sui livelli più bassi di sempre; ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che, all'ottavo rialzo tendenziale consecutivo, si portano a 4.842 milioni di mc (+1,5%). Tra i punti di entrata, ancora in netto aumento le importazioni di gas algerino a *Mazara* (1.137 mln mc, +159,5%) e quello russo a *Tarvisio* (2.400 mln mc, +16,5%); in flessione, invece, le importazioni di gas dal Nord Europa a *Passo Gries* (368 mln mc, -70,7%) e quelle di gas libico a Gela (399 mln mc, -32,0%). Tra i terminali GNL in aumento Cavarzere (538 mln mc, +28,6%); ancora a regime ridotto *Panigaglia*.

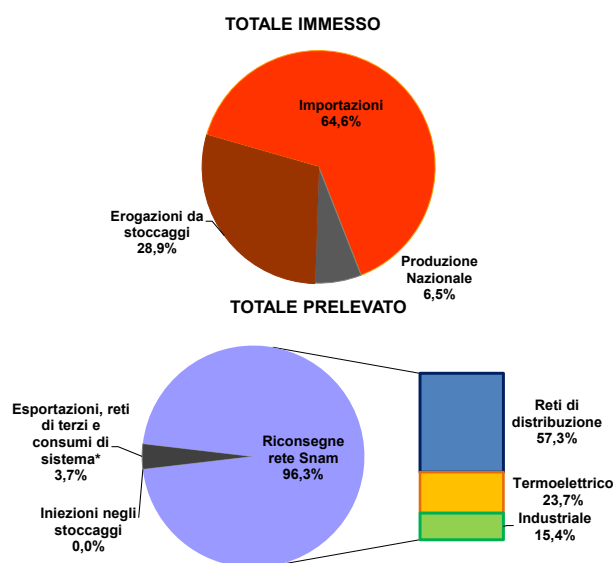
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 2.166 milioni di mc, in flessione tendenziale del 29,6%; nulle, come un anno fa, le iniezioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.842</b>	<b>51,2</b>	<b>+1,5%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.137	12,0	+159,5%
Tarvisio	2.400	25,4	+16,5%
Passo Gries	368	3,9	-70,7%
Gela	399	4,2	-32,6%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-32,0%
Cavarzere (GNL)	538	5,7	+28,6%
Livorno (GNL)	-	-	-100,0%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>486</b>	<b>5,1</b>	<b>-1,0%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>2.166</b>	<b>22,9</b>	<b>-29,6%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.493</b>	<b>79,3</b>	<b>-10,1%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.215	76,4	-11,3%
Industriale	1.150	12,2	-2,9%
Termoelettrico	1.774	18,8	+1,5%
Reti di distribuzione	4.291	45,4	-17,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	278	2,9	+37,5%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>7.493</b>	<b>79,3</b>	<b>-10,1%</b>
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.493</b>	<b>79,3</b>	<b>-10,1%</b>

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



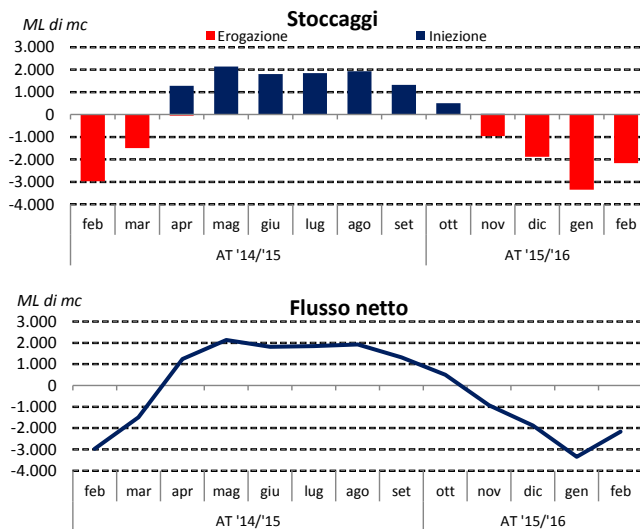
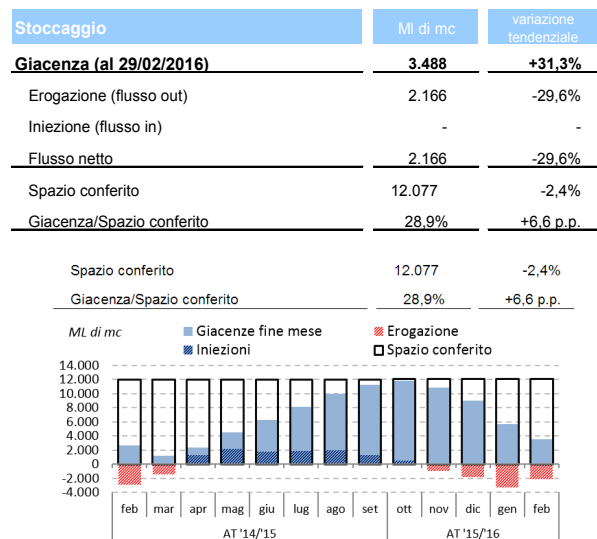
Nell'ultimo giorno del mese di febbraio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 3.488 milioni di mc, livello decisamente più alto rispetto allo stesso giorno del 2015 (+31,3%). Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta al 28,9%, anch'esso in aumento rispetto ad un

anno fa (+6,6 p.p.). La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora in sensibile ribasso sia rispetto a gennaio (-2,18 €/MWh, -13,8%), ma soprattutto rispetto ad un anno fa (-12,54 €/MWh, -47,9%), si attesta a 13,62 €/MWh, ai minimi da settembre 2009.

(continua)

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison



## I MERCATI GESTITI DAL GME

A febbraio, nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,8 milioni di MWh, pari al 3,5% della domanda complessiva di gas naturale (6,3% a febbraio 2015), la

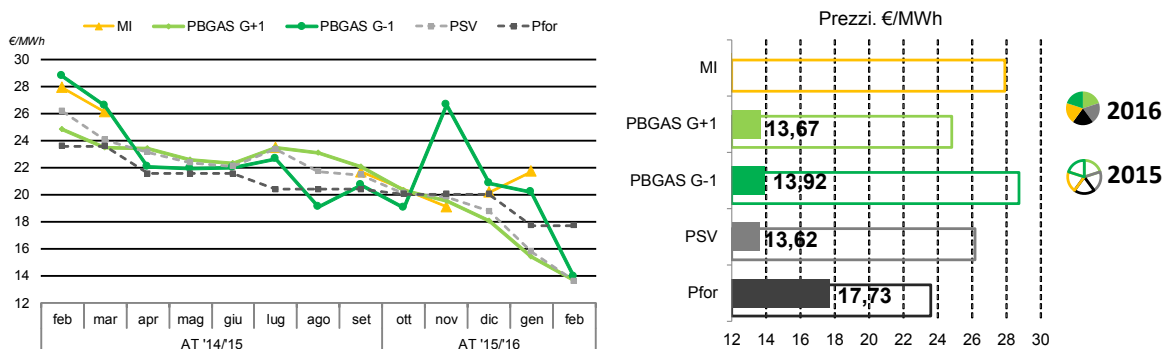
quasi totalità (99,2%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	(27,90)	-	-	(417.056)
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	13,92	(28,73)	13,85	14,00	23.050 (1.575.574)
Comparto G+1	13,67	(24,81)	13,38	14,30	2.760.166 (3.331.320)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

(continua)

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/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %		
BoM-2016-02-2	BoM-2016-02	-	-	18,436	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-03-30	BoM-2016-03	-	-	64,445	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-03	M-2016-03	-	-	62,961	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-04	M-2016-04	-	-	56,558	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-05	M-2016-05	-	-	49,392	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-06	M-2016-06	-	-	88,166	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	Q-2016-02	-	-	64,537	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	Q-2016-03	-	-	62,208	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	SS-2016	-	-	63,366	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	CY-2017	-	-	47,520	90,1%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	TY-2016/2017	-	-	65,318	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

I volumi scambiati nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), con una flessione del 20,0%, si portano ai minimi dallo scorso luglio pari a 2,8 milioni di MWh. In consistente flessione anche il prezzo medio che, con un calo del 44,9% aggiorna il suo minimo storico a quota 13,67 €/MWh, sopra di soli 5 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV. Nei 10 giorni, sui 29 di febbraio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 974 mila MWh, di cui il 72,8%, pari a 709

mila MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 13,55 €/MWh (-45,1% su base annua). Nei restanti 19 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, di cui il 53,2%, pari a 951 mila MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 13,73 €/MWh (-45,0%). Complessivamente il 60,2% dei volumi scambiati (1,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 39,8% da scambi tra operatori, pari 1,1 milioni di MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

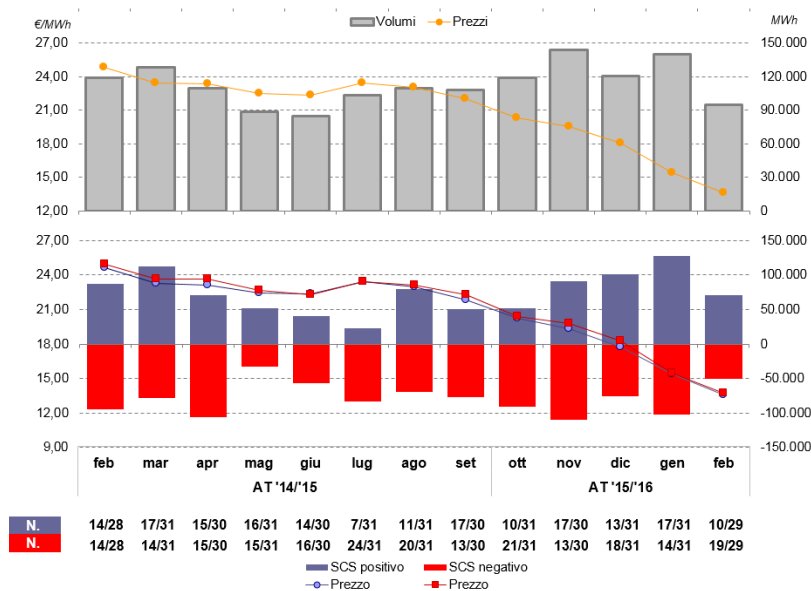
Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo medio. €/MWh	variazioni %	positivo	negativo
			n.giorni 10/29	n.giorni 19/29
<b>Prezzo medio. €/MWh</b>	<b>13,67</b>	<b>(-44,9%)</b>	<b>13,55</b>	<b>13,73</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>2.760.166</b>	<b>(-20,0%)</b>	<b>973.777</b>	<b>1.786.390</b>
RdB	951.190	(-30,2%)		951.190
Operatori	1.808.977	(-13,3%)	973.777	835.200
<b>Vendite. MWh</b>	<b>2.760.166</b>	<b>(-20,0%)</b>	<b>973.777</b>	<b>1.786.390</b>
RdB	709.289	(-44,3%)	709.289	
Operatori	2.050.877	(-5,8%)	264.488	1.786.390

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>43</b>	<b>32</b>	<b>31</b>

(continua)



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a febbraio sono stati scambiati 23 mila MWh di gas naturale, minimo da oltre un anno, ad un prezzo medio di 13,92 €/MWh, minimo storico. Nelle due sessioni con scambi nel mese il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato un'offerta di acquisto soddisfatta da vendite degli operatori

nelle zone Import (39,5% del totale), Edison Stoccaggio (32,5%) e Stogit (28,0%). I prezzi zonali, tutti pressoché allineati alla quotazione al PSV, sono variati tra 13,42 €/MWh della zona Stogit e i 14,00 €/MWh della zona Edison Stoccaggio.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	13,92	14,00	-	13,42	-	-	13,92
Volumi. MWh	9.113	7.482	-	6.454	-	-	23.050
Operatori. N.	2	1	-	2	-	-	1

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio, i principali mercati energetici europei confermano le dinamiche ribassiste in atto ormai da oltre un anno, nonostante un modesto rimbalzo delle quotazioni spot

del greggio. In tale contesto, spicca la quotazione dell'elettricità sulla borsa dell'energia italiana che tocca il livello minimo dalla sua istituzione.

A febbraio, il prezzo spot del Brent arresta la tendenza discendente in atto negli ultimi tre mesi e, al pari dello scorso anno, segna un lieve incremento mensile attestandosi sui 32 \$/bbl (+3%); un dato tuttavia inferiore di circa 30 \$/bbl rispetto al valore di febbraio 2015 (-45%) e comunque ai minimi degli ultimi dodici anni.

Nel confronto mensile ed annuo, olio combustibile e gasolio mostrano nel mercato a pronti variazioni concordi a quelle della commodity di riferimento, sebbene più intense in valore assoluto (olio 135 \$/MT, +11%; gasolio 291 \$/MT, +6%). I mercati future sembrano assorbire i segnali positivi provenienti dallo spot e chiudono il mese con prezzi al rialzo e superiori ai valori attuali. In caduta libera, il prezzo spot europeo del

carbone mostra un ulteriore deprezzamento e giunge a 44 \$/MT, in contrapposizione con le piazze sudafricana e orientale che al contrario descrivono lievi aumenti (-6%; Richards Bay 51,5 \$/MT, Qinhdao 63 \$/MT, +2%). Le quotazioni dei prodotti di prossima consegna sembrano sufficientemente stabili rispetto allo scorso mese e allineate al riferimento attuale; si prevedono ulteriori ribassi, invece, per i contratti di più lunga durata (38 \$/MT).

Sale di pochi punti il cambio euro-dollaro, pari a 1,11 \$/€ (+2%), dinamica che, nella conversione in moneta europea, riduce l'impatto delle variazioni positive delle commodity analizzate. Nel mercato a termine, si prevede una sostanziale stabilità per le quotazioni mensili.

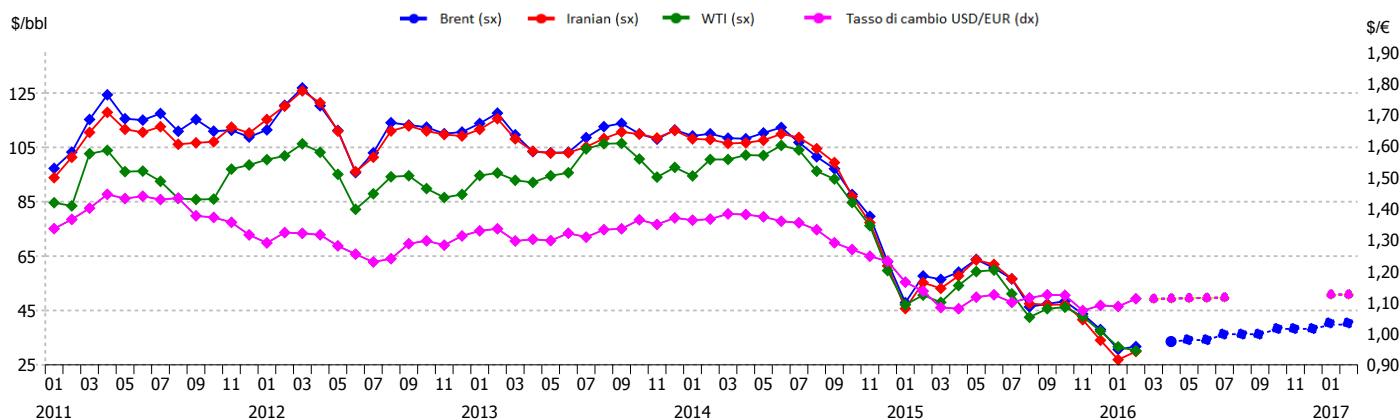
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Feb 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	31,72	+ 3 %	- 45 %	31,03	-	-	33,53	+ 2 %	34,17	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	28,54	+ 1 %	- 44 %	-	-	-	30,15	-	30,70	-	-	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	134,68	+ 11 %	- 55 %	149,69	140,22	+ 4 %	144,33	+ 3 %	148,33	-	191,73	+ 2 %
0.1 FOB Barge	€/MT	121,17	+ 9 %	- 54 %	-	126,20	-	129,78	-	133,25	-	170,46	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	290,58	+ 6 %	- 48 %	304,00	309,00	+ 3 %	315,10	+ 2 %	321,07	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	261,45	+ 3 %	- 46 %	-	278,11	-	283,33	-	288,44	-	-	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	43,58	- 4 %	- 30 %	45,00	43,97	- 1 %	43,08	- 0 %	43,64	-	38,00	- 3 %
ARA Stm 6000K	€/MT	39,21	- 6 %	- 28 %	-	39,57	-	38,74	-	39,20	-	33,78	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,11	+ 2 %	- 2 %	-	1,11	+ 2 %	1,11	+ 2 %	1,11	-	1,12	+ 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

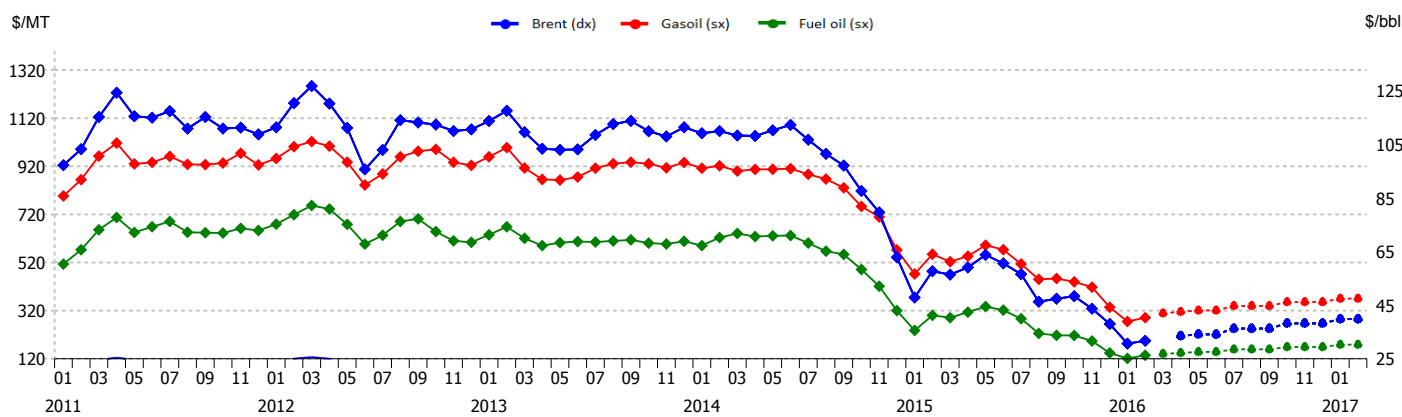
(continua)

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



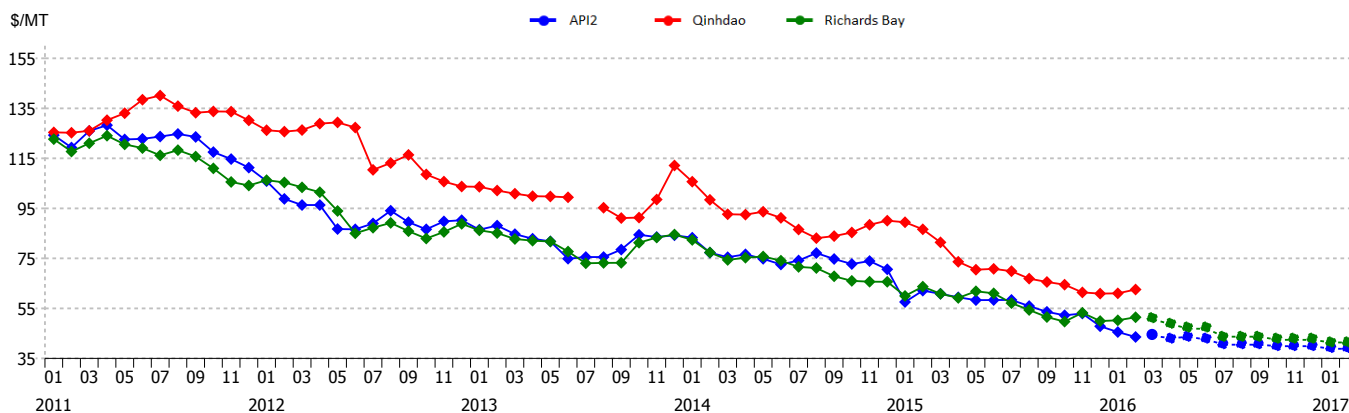
Fonte: Thomson-Reuters

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



(continua)

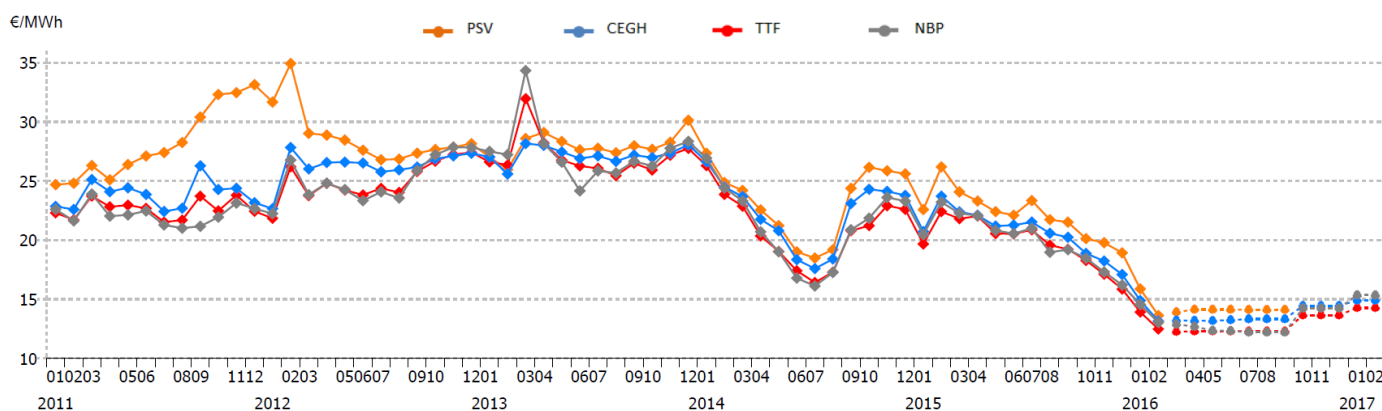
Il trend ribassista trascina anche i mercati europei del gas, su cui non accenna ad arrestarsi la fase discendente in corso da circa un anno. L'hub olandese scende infatti sui 12,5 €/MWh, ponendosi poco al di sotto della previsione espressa dagli operatori il mese scorso e descrivendo ampi cali mensili e tendenziali (-10/-44%).

Sfoggia lo stesso sviluppo il prezzo al PSV che si distanzia dal TTF per soli 1,15 €/MWh, differenziale minimo degli ultimi due anni (14 €/MWh, -14/-48%). Non confortano i valori esibiti dai mercati a termine, che risultano generalmente allineati o più bassi di quelli contingenti (12/14 €/MWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Feb 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	GY 2016/17	Var M-1 (%)
PSV	IT	13,62	- 14 %	- 48 %	15,03	13,90	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	12,47	- 10 %	- 44 %	13,30	12,25	- 11 %	12,29	-	-	-	13,74	- 5 %
CEGH	AT	13,15	- 12 %	- 45 %	14,26	13,20	- 10 %	13,18	- 9 %	13,17	-	-	-
NBP	UK	13,03	- 10 %	- 44 %	13,87	12,88	- 10 %	12,68	- 9 %	12,34	-	14,10	- 4 %



Discorso analogo vale anche per le quotazioni power, con le borse elettriche europee che esibiscono valori spot in netta flessione mensile e annua, attestandosi su livelli compresi tra i 20/37 €/MWh (-31/-49%), generalmente in linea con l'andamento dei mercati dei combustibili di riferimento. Nello specifico, il valore italiano e quello tedesco giungono sui livelli minimi dal 2004 (rispettivamente 37 e 22 €/MWh), anno di istituzione del mercato regolamentato italiano. Quanto alle dinamiche in ambito PCR, e più nello specifico in area IBMC, si osserva una generale riduzione mensile della convergenza

oraria tra il prezzo della zona Nord e quelli di Austria (Epex) e Slovenia, fenomeno che solo sulla frontiera slovena si accompagna ad un aumento del relativo spread (Nord 37 €/MWh, AT 22 €/MWh, SI 27 €/MWh; IT-AT: 0%, -2 p.p.; IT-SI: 19%, -47 p.p.).

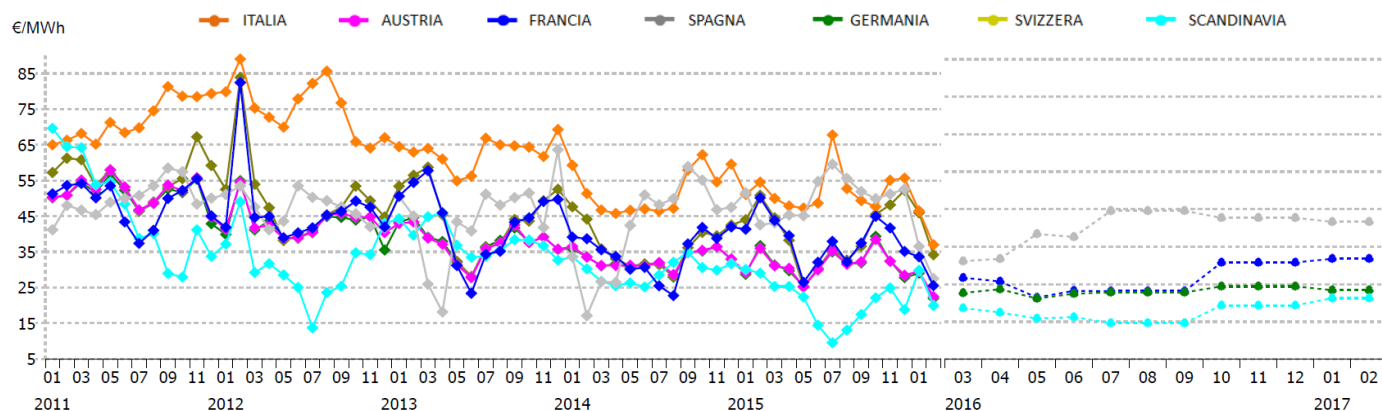
Pesanti segnali ribassisti emergono anche dagli equilibri dei mercati a termine dove tutte le quotazioni subiscono decise svalutazioni, preannunciando tuttavia lievi riprese rispetto alle condizioni attuali (ad eccezione del pool scandinavo).

(continua)

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	Feb 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 16	Var M-1 (%)	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	36,97	-20 %	-32 %	43,58	37,63	-16 %	37,01	-10 %	37,11	-	38,01	-6 %
FRANCIA	25,53	-24 %	-49 %	34,00	26,70	-18 %	25,72	-15 %	21,44	-	26,73	-
GERMANIA	21,99	-24 %	-40 %	26,60	22,66	-11 %	23,65	-11 %	21,18	-	21,70	-
SPAGNA	27,50	-25 %	-35 %	38,05	31,14	-22 %	31,76	-17 %	38,39	-	40,36	-
AREA SCANDINAVA	19,94	-33 %	-31 %	22,05	18,63	-5 %	17,46	-6 %	15,87	-	17,24	-
AUSTRIA	22,44	-24 %	-38 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	34,18	-26 %	-33 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



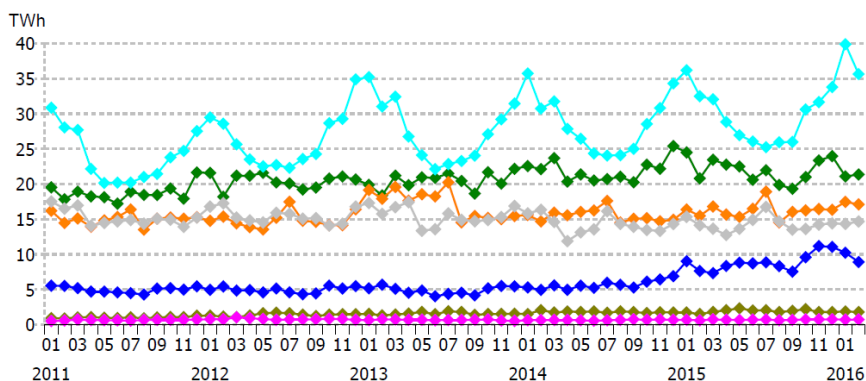
Gli scambi conclusi sulle principali borse elettriche europee segnano decisi aumenti tendenziali, con Nord Pool ed Epex che si confermano leader per volumi (rispettivamente 36 TWh,

+10% e 32 TWh, +7%) e le borse italiana e spagnola a seguire (GME 17 TWh, +11%; OMIE 15 TWh circa, +4%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Feb 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	17,1	-2 %	+11 %
FRANCIA	8,9	-13 %	+16 %
GERMANIA	21,4	+1 %	+3 %
SPAGNA	14,7	+2 %	+4 %
AREA SCANDINAVA	35,7	-11 %	+10 %
AUSTRIA	0,7	+3 %	+22 %
SVIZZERA	1,8	-4 %	+18 %



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2016, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 512.737 TEE, in aumento rispetto ai 319.193 TEE scambiati a gennaio.

Dei 512.737 TEE sono stati scambiati 215.255 TEE di Tipo I e 193.276 TEE di Tipo II, 70.354 TEE di Tipo II-CAR e 33.852 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 114,77 €/tep (106,56 €/tep a gennaio), i TEE di Tipo II, ad una media pari a 114,70 €/tep (106,53 €/tep a gennaio), i TEE di Tipo II-CAR ad una media di 115,18 €/tep (106,71 €/tep a gennaio) e infine i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una

media pari a 114,62 €/tep (106,42 €/tep a gennaio).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 7,71 % per i TEE di Tipo I, al 7,66 % per i TEE di Tipo II, di 7,94 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 7,71 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 869.659 TEE (272.194 TEE di Tipo I, 502.007 TEE di Tipo II, 27.708 TEE di Tipo II CAR, 67.750 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 38.602.932 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di febbraio 2016.

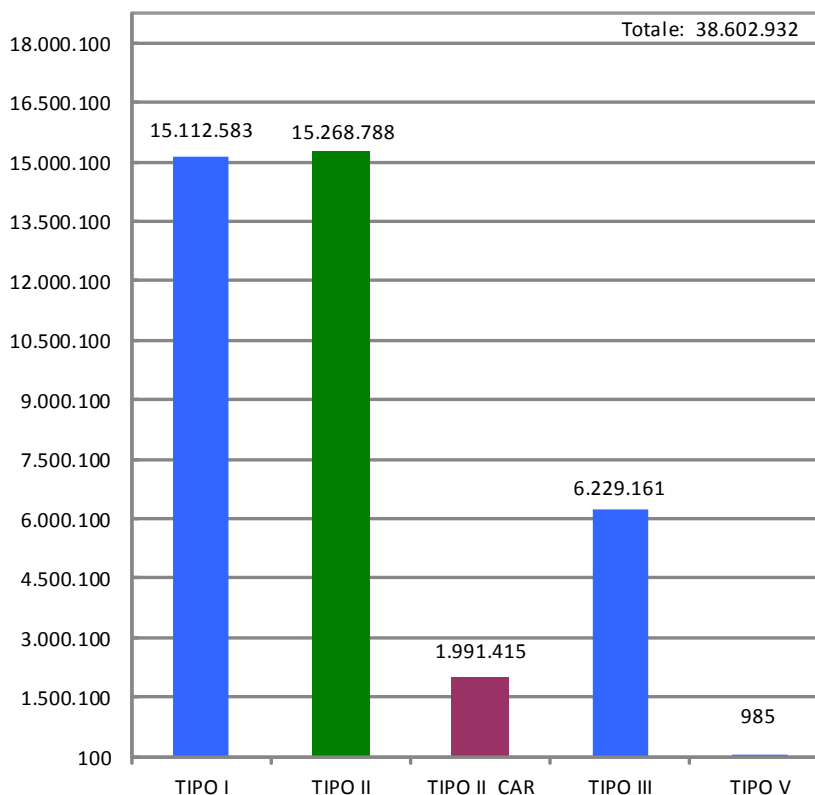
TEE risultati del mercato del GME - febbraio 2016

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	215.255	193.276	70.354	33.852
Valore Totale (€)	24.705.342,22	22.168.051,71	8.103.339,51	3.880.229,00
Prezzo minimo (€/TEE)	106,90	106,90	108,50	107,00
Prezzo massimo (€/TEE)	119,39	119,40	119,20	125,00
Prezzo medio (€/TEE)	114,77	114,70	115,18	114,62

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine febbraio 2016 (dato cumulato)

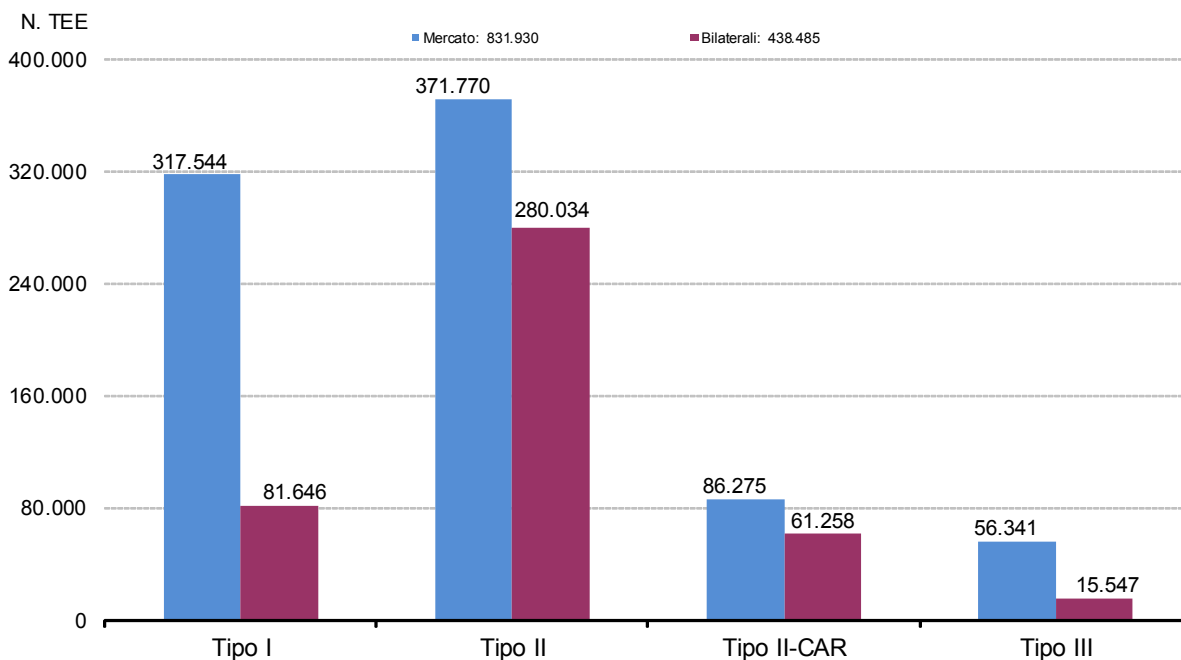
Fonte: GME



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

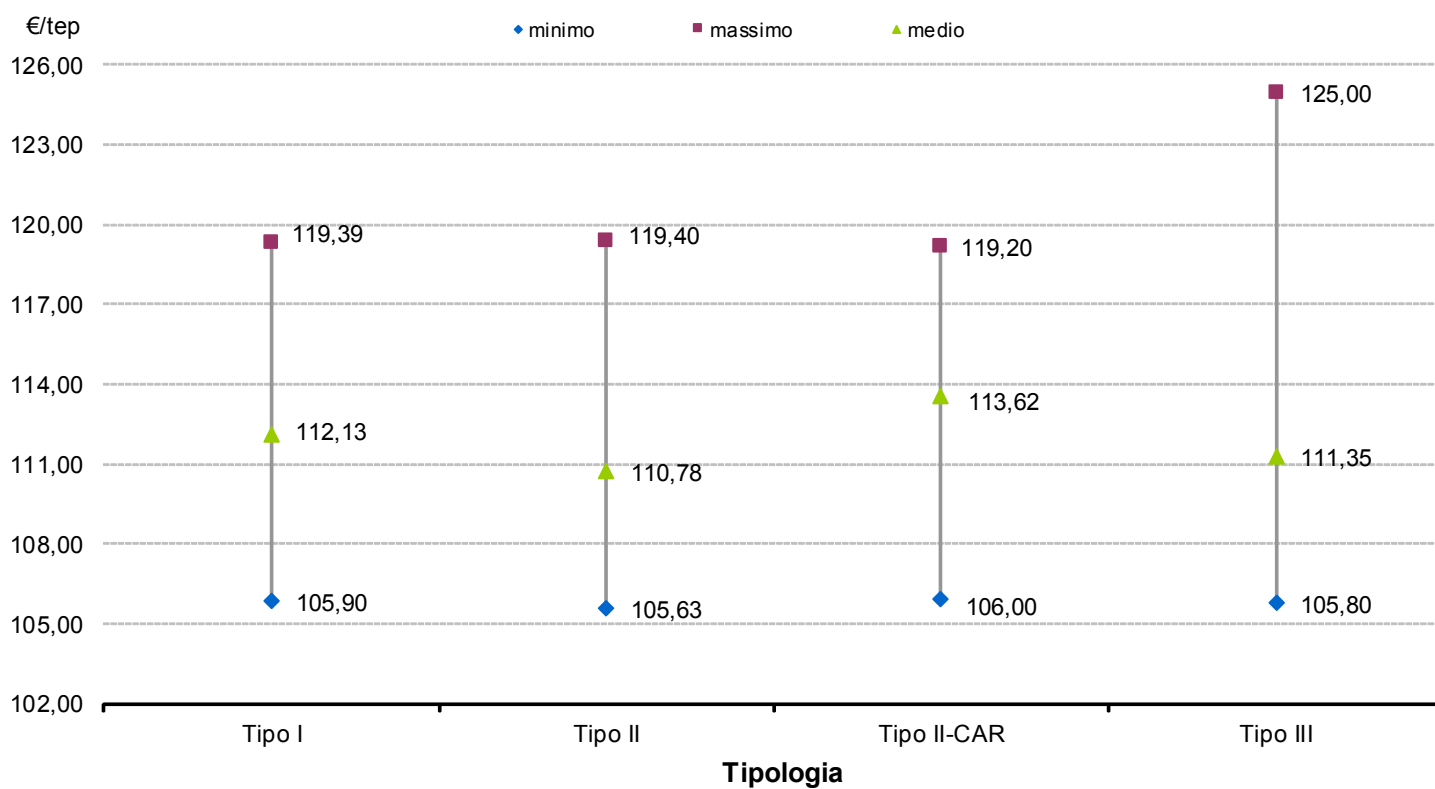
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

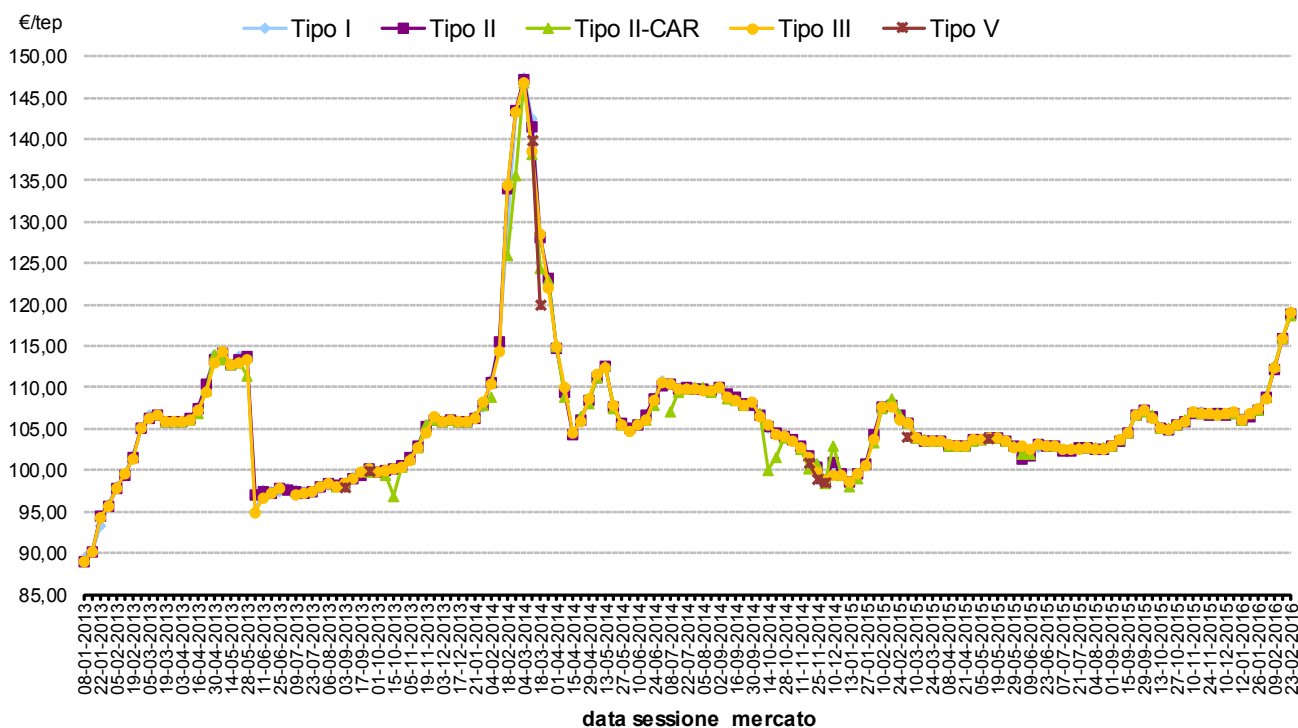
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013 a gennaio 2016)

Fonte: GME



Nel corso del mese di febbraio 2016 sono stati scambiati 163.743 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

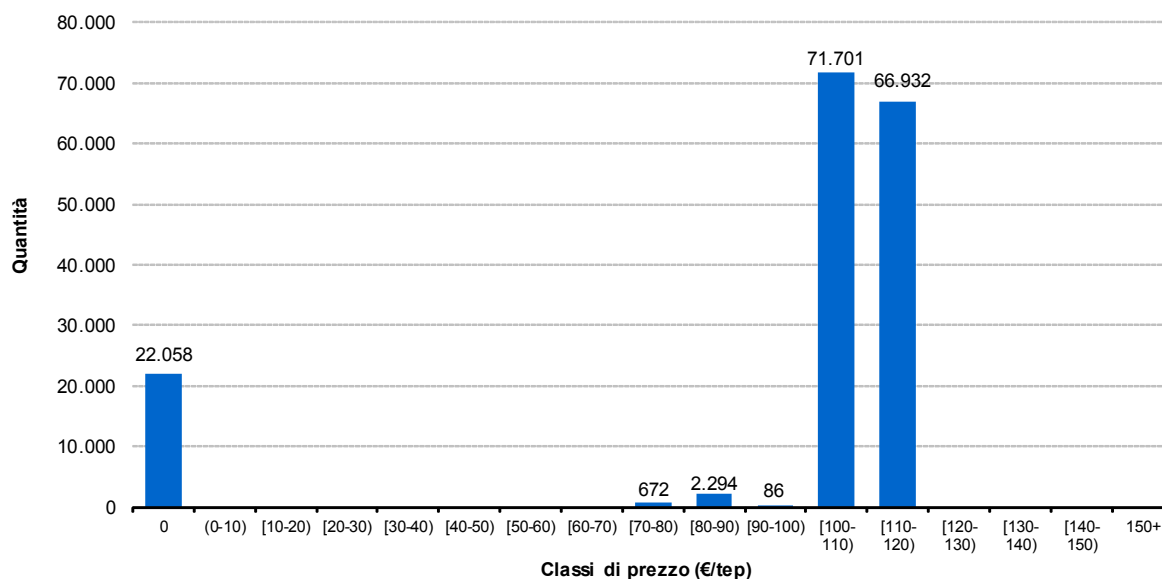
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di febbraio 2016, è stata pari a 94,84 €/tep (101,08

€/tep a gennaio 2016), minore di 19,95 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (106,54 €/tep il mese scorso).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - febbraio 2016

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di febbraio 2016, sono stati scambiati 268.541 CV, in diminuzione, rispetto ai 385.573 CV scambiati nel mese di gennaio 2015.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim, con 125.913 certificati (288.073 CV 2015 IV Trim a gennaio), dei CV 2014 IV Trim, con un volume pari a 44.482 CV (17.769 CV 2014 IV Trim, a gennaio), e dei CV 2013 IV Trim con 29.675 certificati (19.113 CV 2013 IV Trim a gennaio).

Seguono nell'ordine, i CV 2015 III Trim con 26.291 titoli (41.728 CV 2015 III Trim, a gennaio), i CV 2014 III Trim con 20.008 CV e i CV 2014 I Trim 9.500 certificati, assenti lo scorso mese sulla piattaforma di mercato.

I CV 2014 II Trim hanno raggiunto un volume pari a 5.230 CV (1 CV 2014 II Trim a gennaio), mentre i CV 2013 TRL IV Trim hanno toccato quota 4.291 certificati (5.544 CV 2013 TRL IV Trim a gennaio).

Chiudono l'elenco dei volumi, i CV 2015 II Trim, con 1.918 CV (10.468 CV 2015 II Trim, lo scorso mese), i CV 2015 I Trim con 1.010 certificati (2.525 CV 2015 I Trim, a gennaio) e i CV 2014 TRL IV Trim con 223 CV (352 CV 2014 TRL IV Trim scambiati a gennaio).

Riguardo l'andamento dei prezzi medi, per anno di produzione, registrato sul mercato dei Certificati verdi nel mese in esame, si segnala, una decrescita sia per i CV 2013 IV Trim (89,26 €/

MWh) pari a 0,48 €/MWh sia per i CV 2013 TRL IV Trim (84,94 €/MWh), pari a 2,07 €/MWh, rispetto al mese precedente. Per quanto riguarda i CV con anno di produzione 2014, i prezzi medi dei certificati relativi ai quattro trimestri risultano sostanzialmente allineati tra di loro: in particolare, i CV 2014 I Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 97,11 €/MWh (assenti lo scorso mese sulla piattaforma), i CV 2014 II Trim sono stati quotati ad un prezzo medio pari a 97,10 €/MWh, in aumento di 0,10 €/MWh, rispetto a gennaio, ed equivalente al prezzo medio dei CV 2014 III Trim (assenti lo scorso mese sulla piattaforma).

I CV 2014 IV Trim hanno registrato un aumento del prezzo medio (97,11 €/MWh), pari a 0,22 €/MWh, rispetto al mese precedente, mentre, l'incremento del prezzo medio dei CV 2014 TRL IV Trim (85,99 €/MWh), risulta pari a 1,98 €/MWh rispetto al mese di gennaio.

In crescita, anche, i prezzi medi dei CV 2015: infatti, per il prezzo medio dei CV 2015 I Trim (99,85 €/MWh), il rialzo è di 0,24 €/MWh, rispetto al mese precedente, mentre per i CV 2015 II Trim e i CV 2015 III Trim, scambiati rispettivamente al prezzo medio di 99,70 €/MWh e di 99,68 €/MWh, si registra un aumento, rispettivamente, pari a 0,11 €/MWh e di 0,31 €/MWh, rispetto a gennaio.

Infine, il prezzo medio dei CV 2015 IV Trim è stato pari a 99,32 €/MWh, maggiore di 0,15 €/MWh, rispetto a gennaio.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di Febbraio 2016.

CV, risultati del mercato GME febbraio 2016

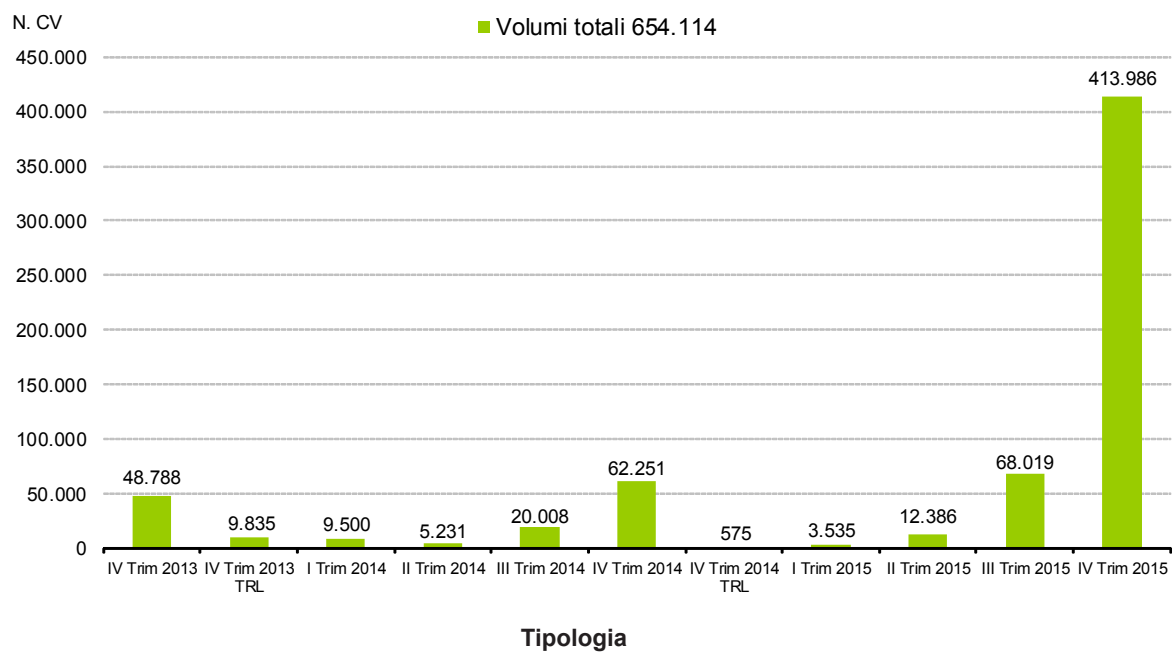
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
IV Trim 2013	29.675	2.648.861,65	89,00	89,80	89,26
IV Trim 2013 TRL	4.291	364.489,75	84,50	86,00	84,94
I Trim 2014	9.500	922.565,00	97,11	97,12	97,11
II Trim 2014	5.230	507.835,09	97,10	97,11	97,10
III Trim 2014	20.008	1.942.776,80	97,10	97,10	97,10
IV Trim 2014	44.482	4.319.533,45	97,00	97,25	97,11
IV Trim 2014 TRL	223	19.176,20	84,20	86,00	85,99
I Trim 2015	1.010	100.848,50	99,85	99,85	99,85
II Trim 2015	1.918	191.233,66	99,55	99,99	99,70
III Trim 2015	26.291	2.620.768,80	99,10	99,73	99,68
IV Trim 2015	125.913	12.505.719,46	99,10	100,00	99,32
<b>Totale</b>	<b>268.541</b>	<b>26.143.808,36</b>			

(continua)

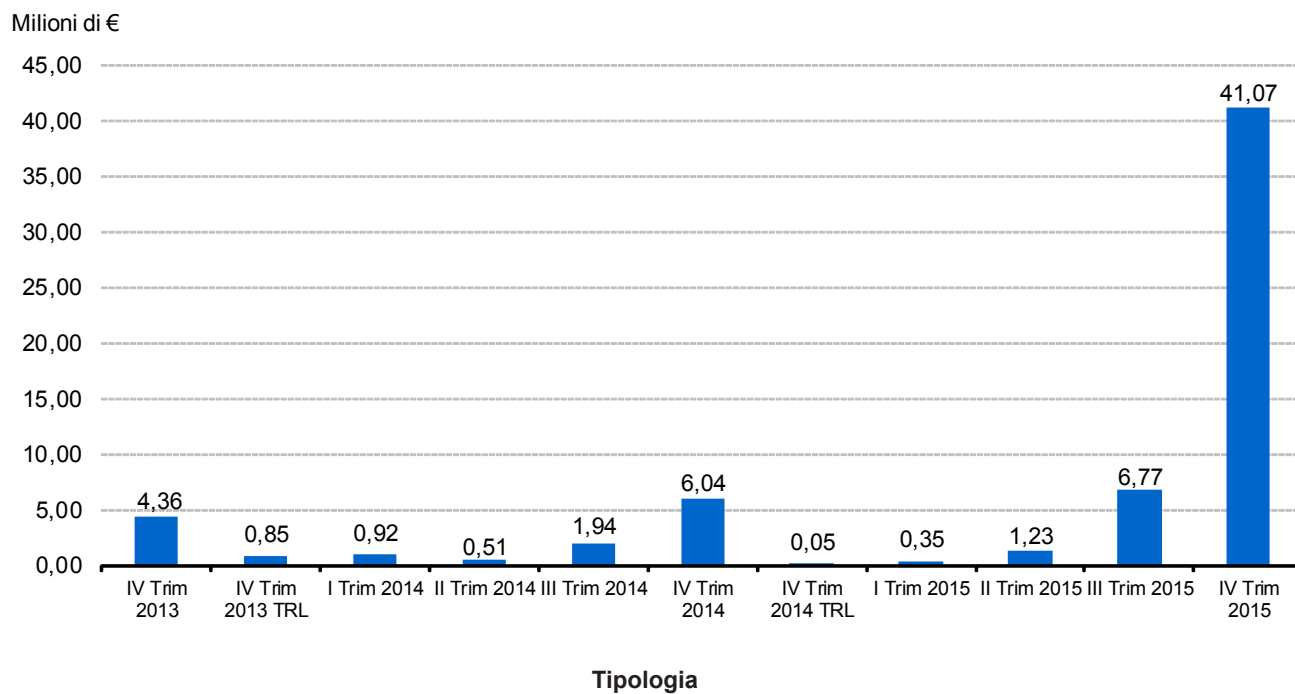
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

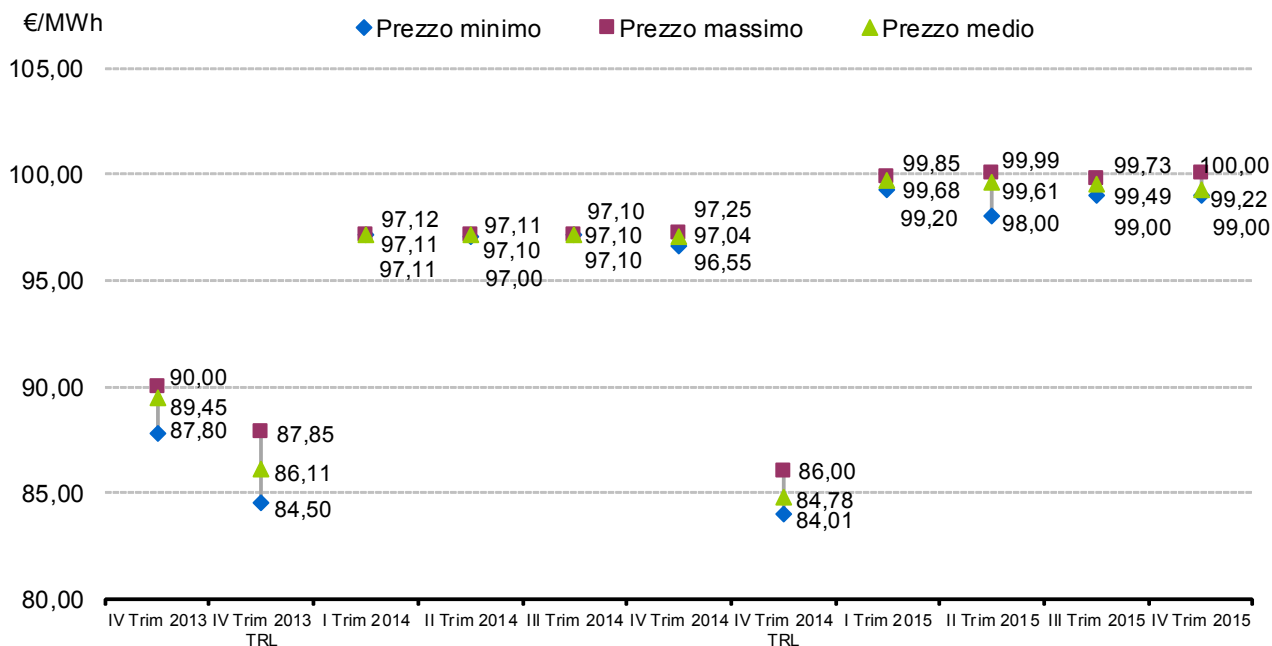
Fonte: GME



(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



## Tipologia

Nel corso del mese di febbraio 2016 sono stati scambiati 915.438 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (1.646.913 CV nel mese di gennaio 2016).

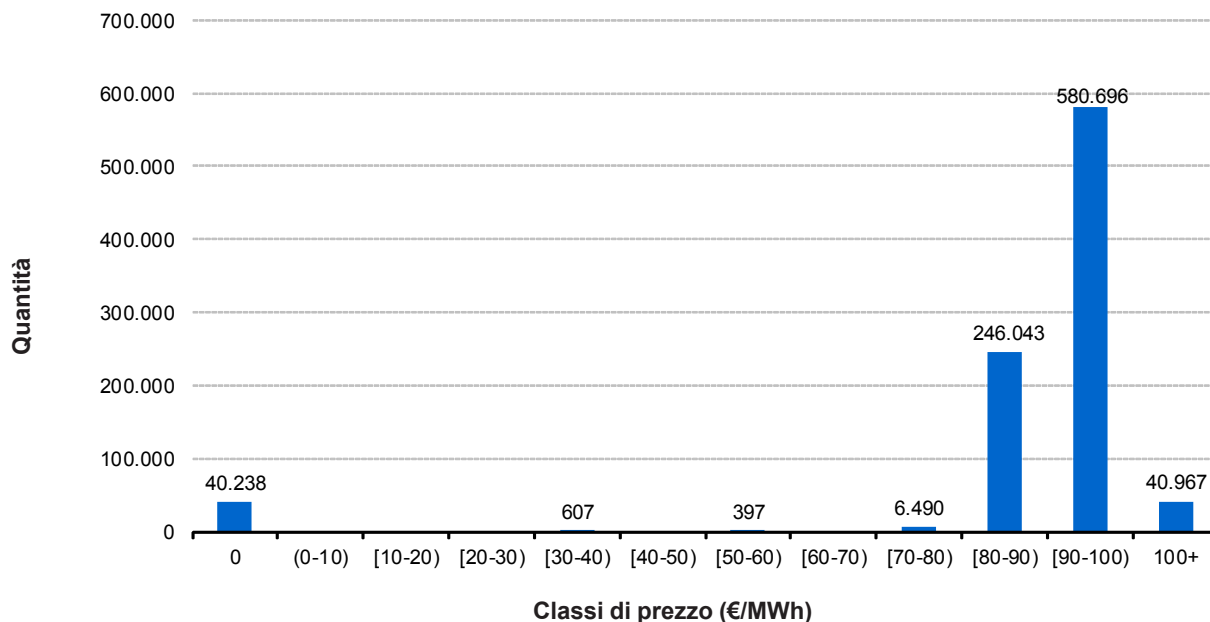
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 90,25 €/MWh,

minore di 7,10 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (97,35 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - febbraio 2016

Fonte: GME





## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

*Claudia Checchi, Beatrice Petrovich, REF-E*

(continua)

Pur non mettendo in discussione la centralità della sicurezza, è bene ricordare che negli ultimi 5 anni lo stato di crisi è stato dichiarato solo in due occasioni e quello di emergenza solo una volta per un singolo Stato Membro. Non si sono più dunque ripetuti gli eventi che avevano dato impulso alla redazione del Regolamento 994/10, come la sospensione delle forniture russe in Ucraina nell'inverno del 2009 e del 2006. La riduzione della domanda, spinta dalla sostituzione del gas con fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica, e l'incidenza di una serie di inverni non particolarmente rigidi, ha ridotto di recente le occasioni di tensione lato domanda e conseguentemente anche l'opportunità politica per la Russia di far valere la sua posizione di essenzialità nelle forniture. Ciò non toglie che tale posizione permane, ed anzi in taluni scenari di evoluzione del mercato sia destinata ad inasprirsi, anche per via della riduzione della capacità produttiva interna.

### **Ridurre la domanda di gas come misura esplicita di SOS**

Le misure scelte per garantire la sicurezza energetica sono molteplici e solo alcune agiscono verso l'ottenimento di approvvigionamenti gas più sicuri. Da una parte, la Commissione presenta proposte per migliorare la resilienza del mercato gas in situazioni di crisi. In questo senso, si propone di riscrivere il Regolamento sulla SOS entrato in vigore a dicembre 2010, concependo le misure di emergenza in caso di crisi gas non più sostanzialmente con un focus nazionale ma regionale e insistendo sulla solidarietà a livello regionale.

In secondo luogo, la Commissione punta sulla prevenzione delle crisi sia attraverso la diversificazione delle rotte di approvvigionamento, e, soprattutto, dei fornitori - con un ruolo centrale assegnato all'importazione di GNL- sia attraverso la costruzione di nuove infrastrutture di interconnessione tra Stati Membri (SM), dando la priorità a quelle che possono mettere fine alla dipendenza da un solo fornitore in certi paesi europei dell'area dell'Est e del Baltico.

Dall'altra, un importante ruolo è assegnato alla promozione di politiche volte a ridurre i consumi gas. La moderazione della domanda sarebbe da perseguire sia attraverso lo spiazzamento di questo combustibile con altre fonti (rinnovabili elettriche e termiche), sia attraverso misure di efficienza energetica, in particolare negli edifici. Di fatto queste misure sono rilevanti in particolare modo per quegli SM che ai fini di riscaldamento utilizzano oggi in larga parte gas naturale: oltre all'Italia rientrano in questo gruppo Ungheria, Olanda e Regno Unito.

È difficile conciliare obiettivi espliciti di riduzione della domanda con la promozione degli investimenti ingenti in nuove infrastrutture gas ritenute necessari per sfruttare a pieno le potenzialità offerte dalle importazioni di GNL. Sarà quindi

cruciale, per valutare la coerenza tra gli strumenti proposti, il disegno di un quadro regolatorio favorevole per l'investimento nelle infrastrutture che completeranno il mercato unico<sup>9</sup>.

### **Il regolamento sulla sicurezza: ottica regionale, solidarietà e centralizzazione del controllo**

La proposta di revisione del Regolamento Europeo sulla SOS mantiene i capisaldi dell'attuale architettura (predisposizione di piani di prevenzione e emergenza, standard vincolanti di disponibilità di forniture per i clienti vulnerabili, standard di dotazione infrastrutturale il più possibile bidirezionale), ma con importanti modifiche.

Il principio ispiratore rimane quello che il mercato unico rappresenta la migliore garanzia di un'offerta continua e stabile e che misure di SOS aggiuntive possono ostacolare lo sviluppo di un mercato all'ingrosso funzionante. Un'applicazione pratica di questo principio è la contrarietà a tetti di prezzo amministrati sul mercato all'ingrosso in caso di crisi. Tale limitazione si pensa infatti possa distorcere l'incentivo degli operatori a bilanciare domanda e offerta in caso di crisi. In questo approccio, l'unico possibile limite di prezzo sembra quello al di sopra del quale è preferibile la disconnessione dei consumatori di gas domestici, il c.d. valore di "lost load" (VOLL)<sup>9</sup>, applicato dal 2014 nel Regno Unito, dove il regolatore Ofgem l'ha quantificato in 14 £/therm, pari a circa 650 €/MWh. A questa fiducia nella "mano invisibile", la nuova proposta affianca la necessità di un coordinamento, non più solamente a livello di governo nazionale (come di fatto accade oggi), ma principalmente a livello di Commissione Europea, così da arginare le azioni motivate dagli interessi di un singolo paese che però sarebbero deleterie per la sicurezza degli paesi vicini in condizioni di crisi.

L'importanza dei Piani di Prevenzione e Mitigazione delle crisi, introdotta dal Reg. EU 994/10, non è messa in discussione ma la proposta è di passare dalla natura essenzialmente nazionale che caratterizza quelli preparati oggi dagli Stati, a una regionale. Infatti a oggi le autorità competenti per la sicurezza (CA) sono nazionali: in Italia è un organo del governo che ricopre questo ruolo (il Ministero dello Sviluppo Economico), così come nella maggior parte degli altri SM. Oggi le CA hanno la responsabilità finale per la predisposizione e approvazione dei piani, il coordinamento tra autorità è possibile ma non obbligatorio. Di fatto, i piani a oggi non sono mai stati coordinati, anche poiché basati su metodologie di valutazione dei rischi non omogenee, pubblicati in lingue e con tempistiche diverse, con strutture completamente eterogenee; tutte caratteristiche che ne impediscono, di fatto, il dialogo. Per superare questo, la CE propone che la valutazione dei rischi sia effettuata a livello regionale, sul modello degli stress test realizzati da ENTSOG a ottobre 2014, i cui risultati sono stati

## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA (continua)

pubblicati solo in forma aggregata. L'introduzione di obblighi di rendicontazione dei dettagli contrattuali per gli accordi di fornitura pluriennali fa pensare che il nuovo risk assessment regionale possa considerare esplicitamente, a differenza di quanto fatto a ottobre 2014<sup>11</sup>, anche i vincoli presenti negli accordi commerciali stretti dalle imprese private. L'output della simulazione di rischio a livello europeo dovrà poi essere riversata in piani obbligatori regionali predisposti da gruppi di SM, utilizzando template armonizzati, poi sottoposti a una revisione effettuata dagli stessi SM. Inoltre, a differenza di oggi, sarà la Commissione a avere potere di decisione finale e supervisione nei piani. La preoccupazione principale della Commissione nel promuovere il coordinamento e la cooperazione sembra essere quella di fare sì che misure nazionali non ostacolino senza motivo la sicurezza in altri paesi.

Un'applicazione pratica di questo nuovo approccio per l'Italia potrebbe essere, ad esempio, quella di tenere conto anche delle esigenze di Austria, Croazia, Ungheria e Slovenia<sup>12</sup> nel definire le quantità di scorte di stoccaggio strategico o nell'attivazione di servizi quali di GNL peak shaving. Inoltre, alla luce della nuova proposta, una misura italiana che potrebbe risultare controversa è la massimizzazione delle importazioni in caso di crisi. A febbraio 2012 è stato oggetto di dibattito in Francia il presunto impatto negativo che avrebbe avuto sulla sicurezza delle forniture francesi la richiesta del Ministero dello Sviluppo Economico italiano, diretta agli shipper detentori di capacità ai punti di entrata nella rete italiana, di massimizzare le importazioni verso l'Italia durante il picco di freddo<sup>13</sup>. La supervisione della CE è prevista non solo in merito a decisioni delle CA nazionali, ma anche sull'attività commerciale delle imprese. Infatti, i titolari di contratti di fornitura di gas saranno sottoposti a nuovi obblighi di trasparenza, validi anche in condizioni non di crisi. Questa esigenza sembra essere motivata da quanto accaduto nella seconda metà del 2014, quando non è stato possibile stabilire se la riduzione delle forniture russe all'Europa fosse motivata da un mancato rispetto degli obblighi contrattuali da parte dell'esportatore o meno<sup>14</sup>.

Un altro punto centrale della revisione riguarda la definizione del c.d. supply standard, ossia il livello di forniture che devono essere garantite, per un periodo di almeno 30 giorni nelle condizioni climatiche più avverse, a tutti i clienti ritenuti vulnerabili, con qualsiasi forma di flessibilità (dotazioni di stoccaggio, capacità di importazione, etc). Nel 2010 si era scelto di non imporre una definizione armonizzata di consumatori vulnerabili, ma di lasciare ampia discrezionalità a livello nazionale. Gli SM oggi possono includere in questa categoria, oltre alle famiglie, anche piccole imprese e servizi pubblici (sebbene solo fino al massimo a un volume pari al 20% dell'uso finale di gas nel paese) e impianti di teleriscaldamento che servono clienti vulnerabili. Questo si è tradotto in supply standard completamente diversificati in diversi paesi: in Italia sono considerati nel calcolo dello standard di disponibilità le

famiglie e i consumatori non domestici che consumano meno di 50 000 mc/anno (per un ammontare stimabile in circa 7 Gmc/a), mentre ad esempio in Germania anche alcune centrali di generazione a gas sono incluse nel calcolo dello standard. Uno dei maggiori punti controversi nella revisione del Reg. EU 994/2010 riguarda il fatto che una definizione allargata di supply standard in un paese possa implicare una riduzione della disponibilità dei paesi interconnessi. Nella proposta di febbraio, la CE ha optato per non imporre uno standard unificato a livello UE, prevedendo tuttavia un principio di solidarietà comunitaria: in caso di crisi, dovranno essere serviti prima i consumatori domestici di tutti i paesi, e solo successivamente le altre categorie, incluse o meno dagli Stati nella determinazione del supply standard. Dunque, qualsiasi misura che limiti i flussi tra Stati non motivata dal soddisfacimento dei consumi delle famiglie, sarebbe vietata dal regolamento, e gli SM dovranno stabilire anticipatamente, nei piani di emergenza regionali, gli accordi tecnici e economici per affrontare queste eventualità. Non sono tuttavia chiari i criteri di enforcement né si danno indicazioni precise sulla gestione dei possibili costi che questo meccanismo dovesse comportare per i diversi SM (situazione in cui potrebbe trovarsi l'Italia, che ha un'offerta più diversificata dei paesi ai quali è stata associata), questione che dovrà essere affrontata e decisa nell'ambito della redazione dei piani di prevenzione e emergenza regionali. Il principio di solidarietà comunitaria in caso di crisi è forse la novità più rilevante: nella formulazione attuale<sup>15</sup>, infatti, questo principio esiste ma di fatto è sostanziato in un obbligo così vago da non essere quindi stata di fatto mai operativo e vincolante.

La proposta di revisione non contiene invece alcune delle misure più estreme emerse nel corso dei lavori preparatori, come quella degli acquisti collettivi di gas russo da parte di più paesi europei e delle riserve strategiche europee di stoccaggio (c.d. common pooling mechanism).

### **Affidarsi al GNL: un'opzione sicura e competitiva?**

La diversificazione viene confermata come strumento principale di prevenzione delle crisi gas e al GNL la CE assegna un ruolo centrale in questo, degno di una strategia europea dedicata, con possibili interazioni anche con la strategia per l'introduzione dei combustibili alternativi, nel cui ambito il GNL ricopre un ruolo fondamentale per la riduzione delle emissioni nel settore dei trasporti<sup>16</sup>. Lato offerta si sta sviluppando un mercato spot LNG più liquido con nuove direttrici di approvvigionamento. Si stima che tra quest'anno e il 2020 possano entrare 100 mt/anno (136 Gmc/a) aggiuntivi di offerta di GNL a livello globale, grazie all'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazioni negli Stati Uniti e in Australia, già in costruzione. In particolare, a marzo 2016 è stato consegnato il primo carico proveniente dal terminale di liquefazione di Sabine Pass (21 mt/anno), dando inizio all'export dello shale gas statunitense. Gran parte

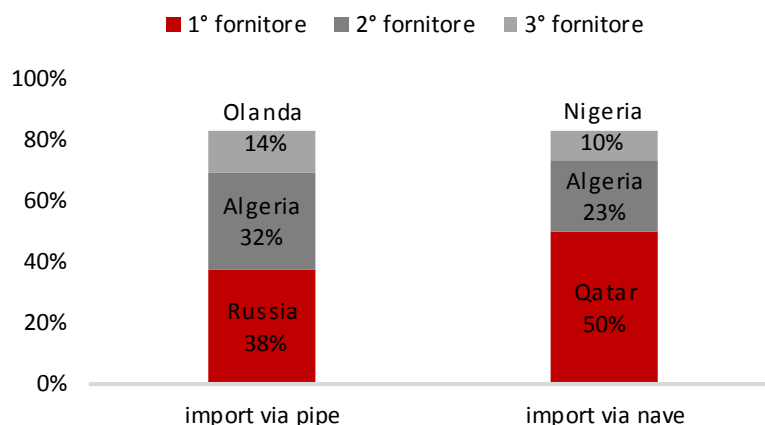
## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

della fornitura da questi terminali è già contrattualizzata con accordi di lungo periodo, che rendono possibile la loro realizzazione anche in un clima di prezzi bassi dei combustibili, ma che, al contrario di molti contratti esistenti, non prevedono vincoli di destinazione. Nonostante

lo sviluppo dei contratti spot, la concentrazione delle forniture di GNL rimane comunque oggi molto alta, a livelli comparabili a quelli delle forniture che arrivano via gasdotto in Europa (Figura 2).

Figura 2. Quote di mercato dei primi tre fornitori di gas dell'Europa\* nel 2014 (%)

Fonte: BP Statistical report



\* Turchia esclusa

A differenza di quello che avviene con le forniture via gasdotto, la libertà di destinazione dei nuovi carichi di gas liquefatto implica che, anche in presenza di abbondanza lato offerta, non è scontato l'arrivo in EU. Dal 2014, con la discesa del premio pagato per il GNL consegnato in Asia, l'Europa è tornata a essere una destinazione attrattiva dopo tre anni di "LNG diversion", ma non è detto che tale situazione sia destinata a rimanere permanente.

Assumendo che l'oversupply di GNL continui, come sembra probabile, anche nel medio periodo, la capacità di rigassificazione disponibile in Europa è abbondante: oltre 200 Gmc/anno presso i terminali europei, utilizzati con un load factor inferiore al 25% nel periodo 2012-14. Nonostante questo, la strategia europea sul GNL, con l'ambizioso obiettivo di permettere a tutti gli SM l'accesso, diretto o indiretto, alle importazioni di gas via nave, richiede ulteriori investimenti infrastrutturali, sia per realizzare nuovi terminali in località più accessibili dai mercati ritenuti più vulnerabili, sia per potenziare l'accesso di questi ultimi ai terminali esistenti. I nuovi terminali di rigassificazione strategici di interesse comunitario, individuati come un sottoinsieme di quelli qualificati come Project of Common Interest, sono due, localizzati in Estonia e in Croazia; i progetti italiani, sebbene molteplici, non rientrano in questo gruppo. Dalla comunicazione emerge chiaramente il problema della finanziabilità di questi progetti, che dovrebbe essere gestita prevalentemente attraverso i fondi infrastrutturali. Il problema del finanziamento dei terminali e delle infrastrutture necessarie al loro pieno sfruttamento è rilevante anche per

via della competitività del GNL, che, nonostante la condizione di oversupply sul mercato, non sembra a oggi scontata. Analizzando la situazione a oggi, il limite di prezzo per gas proveniente dalla Russia alla frontiera europea è indicato dai principali analisti attorno 3.5 \$/MMBtu, contro un valore minimo di break even per il GNL statunitense - quello più competitivo tra le nuove fonti per le caratteristiche tecniche e geografiche degli impianti di liquefazione - che va dai 4 ai 7 \$/MMBtu<sup>17</sup>. Esiste quindi la possibilità che il prezzo del gas via gasdotto possa essere mantenuto dai paesi produttori al di sotto del prezzo minimo necessario per garantire l'attrattività del mercato europeo per i carichi di GNL provenienti da nuove rotte, e che i terminali rimangano sotto-utilizzati.

### Stoccaggio: ruolo secondario per SOS, ma da rendere più flessibile

La visione che caratterizza la strategia sullo stoccaggio, sicuramente posta in secondo piano rispetto a quella per il GNL, è che, grazie a un mercato all'ingrosso liberalizzato e funzionante, le imprese sono in grado di scegliere la più competitiva delle opzioni di flessibilità disponibili, senza la necessità di fare ricorso a obblighi di accantonamento fisico di gas tramite lo stoccaggio, essendo peraltro le capacità di stoccaggio esistenti mediamente ben dimensionate rispetto alle esigenze. Quest'approccio, di fatto, si scontra con la presenza di obblighi di stoccaggio nella maggioranza dei paesi europei dove sono presenti siti. In Europa, la maggioranza degli SM, che rappresenta il 56% del consumo totale, richiede

## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

una qualche forma di obbligo di accumulare volumi di gas nei siti di stoccaggio. Nella maggioranza dei casi, questi obblighi ammontano al 3-9% del consumo annuale (Tabella 1), con solo due paesi che richiedono un quantitativo superiore

(Francia e Ungheria). Tali obblighi si concretizzano oggi sia nella forma di riserve strategiche sul modello di quelle italiane e ungheresi, sia nella forma di livelli minimi di gas da garantire nei siti in vista dell'inverno, come accade in Francia.

Tabella 1. Obblighi di stoccaggio nei principali paesi con siti di stoccaggio

Fonte: Eurostat, REF-E

Paese	obblighi di stoccaggio (TWh)	obblighi di stoccaggio (% consumo 2013)
Austria	0,00	0%
Germania	0,00	0%
Regno Unito	0,00	0%
Rep.Ceca	2,31	3%
Spagna	16,50	5%
Polonia	9,28	5%
Danimarca	2,26	5%
Italia	48,30	7%
Bulgaria	2,63	9%
Francia	85,00	18%
Ungheria	23,80	24%

L'indicazione della CE è quella di passare in rassegna l'opportunità di questi obblighi nella redazione dei piani di prevenzione regionali, applicando criteri dunque più trasparenti e stringenti di quanto fatto fino a oggi. L'opportunità di introdurre requisiti, anche minimi, di riserve strategiche di gas nell'Unione, sul modello di quello che accade per il petrolio, è stata accantonata, poiché gli stoccaggi strategici e gli obblighi di stoccaggio non sembrano in generale portare a benefici netti<sup>18</sup>. Se il ruolo dello stoccaggio nell'assicurare la sicurezza non è considerato prioritario rispetto ad altre fonti di flessibilità, la strategia europea prevede tuttavia di potenziare l'accesso a questa risorsa, soprattutto in ottica transnazionale. Le linee di azione proposte ai regolatori nazionali includono dunque la promozione di nuovi servizi di stoccaggio, adatti alle esigenze degli operatori, facilmente scambiabili sul mercato secondario e tra paesi. Per l'Italia, dove lo stoccaggio gioca tradizionalmente un ruolo centrale nel bilanciamento della rete, queste indicazioni si inseriscono nel dibattito in corso sull'implementazione del codice di rete europeo sul bilanciamento gas<sup>19</sup>.

### I nodi strategici della politica energetica europea

Una certa attenzione è dedicata anche al tema delle nuove forniture via gasdotto, in merito al quale la politica europea maggiormente ha faticato a trovare un equilibrio negli ultimi anni. A oggi alcune emparse regolatorie, come quella che impedisce il pieno sfruttamento del gasdotto OPAL e quindi di Nordstream, e le incognite sul futuro delle infrastrutture esistenti, come quella relativa alla fine del contratto di transito

delle forniture russe in Ucraina dal 2019, potrebbe davvero costituire una reale minaccia alla sicurezza, davanti alla quale l'Unione Europea potrebbe rischiare di arrivare impreparata, non riuscendo a sfruttare un potenziale di offerta che sarebbe invece molto competitivo per i consumatori europei. Attualmente una decisione finale di investimento è stata presa solamente in relazione al corridoio sud, dove il gasdotto TAP sembra avviato alla effettiva realizzazione, anche se molti dettagli devono essere ancora definiti e alcuni nodi sono ancora da sciogliere, non da ultimo quello della tempistica di realizzazione di TANAP, il gasdotto a monte di TAP che attraversa la Turchia. Nonostante la quantità di gas potenziale in base al progetto esistente non sia enorme (10 Gmc all'anno, di cui 8 destinati all'EU), la sua importanza risiede nel fatto che esso va nella direzione della diversificazione delle fonti, conformemente alla strategia europea. Inoltre, il corridoio meridionale apre tutta una serie di possibilità di importazione di gas naturale verso l'Europa, non solo dal Caspio - che potrebbe in un secondo momento aumentare le forniture - ma anche dal Medio Oriente e dal nord Africa, con paesi con l'Iraq, Iran, Israele, Cipro e Marocco estremamente interessati ad esportare il loro gas in Europa.

La risposta della CE va nella direzione di una maggiore centralizzazione e di un maggior controllo sulle decisioni politiche degli SM. Gli accordi intergovernativi in materia di energia (fatta eccezione per l'energia nucleare), sia tra SM che con stati confinanti, già oggi soggetti all'obbligo di comunicazione ex-post, dovranno, nella proposta della Commissione, essere comunicati ex-ante per una valutazione

## LA SICUREZZA AL CENTRO DELLA POLITICA ENERGETICA EUROPEA

di compatibilità con le norme della concorrenza e del mercato interno. Gli SM che non dovessero ottemperare a eventuali notifiche di non-compatibilità sarebbero soggetti alle regole sulle infrazioni.

In questo aspetto, più che in altri, sarà determinante il ruolo

del dibattito parlamentare e interno agli SM, per chiarire l'effettiva volontà di definire una politica energetica comune con strumenti effettivi di intervento in merito alle decisioni più strategiche.

<sup>1</sup> <https://ec.europa.eu/energy/en/news/commission-proposes-new-rules-gas-and-heating-and-cooling-strategy>

<sup>2</sup> COM 2016/49 final

<sup>3</sup> COM 2016/51 final

<sup>4</sup> COM 2016/52 final

<sup>5</sup> COM 2016/53 final

<sup>6</sup> COM 2015/080 final

<sup>7</sup> COM 2014/330/final del 28 Maggio 2014

<sup>8</sup> COM 2014/654/final del 16 October 2014

<sup>9</sup> Su questo tema si veda lo studio commissionato da DG Energy della Commissione Europea a REF-E e AF-MERCADOS: "Study on regulatory incentives for investments in electricity and gas infrastructure projects", 2014, [http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/MJ0614081ENN\\_002.pdf](http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/MJ0614081ENN_002.pdf)

<sup>10</sup> La definizione è "the theoretical price at which a consumer would rather have their gas supply disconnected than continue to pay for a firm supply", Ofgem (2014), Gas Security of Supply Significant Code Review : Final Policy Decisions, p.54

<sup>11</sup> La metodologia non è stata pubblicata nel dettaglio ma è descritta nella comunicazione COM 2014/654/final del 16 ottobre 2014

<sup>12</sup> Il gruppo di paesi a cui è stata associata l'Italia costituisce la regione "South East", come stabilito dall'Allegato I della COM(2016) 49 final

<sup>13</sup> Decisione CRE del 26 giugno 2012

<sup>14</sup> Tale fenomeno aveva interessato anche il mercato italiano con il gap osservato tra nomine e flussi fisici al punto di entrata di Tarvisio

<sup>15</sup> Art. 11 (5) Reg. UE 994/2010

<sup>16</sup> Direttiva 94/2014

<sup>17</sup> Fonte: Jim Henderson "Gazprom – Is 2016 the Year for a Change of Pricing Strategy in Europe?", OIES comment, Gennaio 2016

<sup>18</sup> Study on the role of gas storage in internal market and in ensuring security of supply, prepared by REF4E, Mercados, E-Bridge for DG Energy. <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/REPORTGas%20Storage-20150728.pdf>

<sup>19</sup> Reg. UE 312/2014

# Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Comunicato del GME** | “Prezzo medio Delibera AEEGSI n. 300/05” | pubblicato il 5 febbraio 2016 | Download [http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160205indice5.2deliberaaeeeg300.05\\_gennaio2016.pdf](http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160205indice5.2deliberaaeeeg300.05_gennaio2016.pdf)

Con il comunicato in oggetto, il GME ha pubblicato, per il mese di gennaio 2016, il valore del parametro PUNop, di cui all'Art. 5.2 della Delibera dell'AEEGSI n.300/05, il quale è risultato pari a 41,91 €/MWh.

■ **Comunicato del GME** | “On line il nuovo Testo Integrato Disciplina Mercato Elettrico” | pubblicato il 3 febbraio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=246>

Facendo seguito al comunicato del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico di approvazione del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale Serie Generale n.26 del 2-2-2016, il GME ha reso noto che, in data 3 febbraio 2016, è entrata in vigore la nuova versione della predetta Disciplina (pubblicata sul sito internet del GME [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)), contenente modifiche alle disposizioni in materia di:

- misure disciplinari adottate dal GME a seguito di violazioni da parte degli operatori delle previsioni contenute nella disciplina;
  - criteri di ammissione, esclusione e sospensione degli operatori dal mercato;
  - previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato;
- relativamente alle quali il GME, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.4, della medesima Disciplina, aveva svolto un apposito processo consultivo indetto con la pubblicazione, in data 24 novembre 2014, del DCO 8/2014 recante “Proposte di modifica delle discipline e dei regolamenti dei mercati e delle piattaforme organizzati e gestiti dal GME in tema di misure disciplinari, requisiti di ammissione, contestazioni e controversie”.

■ **Comunicato del GME** | “Rapporto di monitoraggio del mercato dei TEE relativo al II semestre 2015” | pubblicato il 3 febbraio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=245>

Con il comunicato in oggetto il GME, ai sensi dell'articolo 4 del Decreto del Ministro dello sviluppo economico adottato di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 21 dicembre 2007, ha pubblicato il rapporto di monitoraggio del Mercato dei titoli di efficienza energetica relativo al II semestre dell'anno 2015.

■ **Comunicato del GME** | “DCO 1/2016 Quotazione di nuovi prodotti sul mercato elettrico” | pubblicato il 5 febbraio

2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=247>

Con il documento di consultazione (DCO) in oggetto, il GME - facendo seguito al precedente DCO n. 07/2014, pubblicato in tema di “Tempistiche di pagamento sul mercato del giorno prima (MGP), sul mercato infragiornaliero (MI) e sulla piattaforma conti energia (PCE) e quotazione di nuovi prodotti sul mercato elettrico” - ha avviato un ulteriore processo consultivo unicamente con riferimento alla proposta di introduzione del comparto dei prodotti giornalieri sul mercato elettrico, in ragione degli impatti che tale misura di intervento potrebbe avere sulle modalità e sulle scelte operative dei partecipanti al predetto mercato.

In particolare, il GME ha sottoposto alla consultazione degli operatori la proposta di quotare, nell'ambito di un apposito comparto del Mercato Elettrico (ME), prodotti giornalieri con profilo sia baseload che peakload le cui modalità di negoziazione andranno individuate tra le seguenti due soluzioni alternative tra loro: (a) modalità di negoziazione ad asta; (b) modalità di negoziazione continua. Inoltre, al fine di offrire agli operatori una maggiore flessibilità operativa e sempre che tale esigenza sia confermata dagli operatori in esito al procedimento consultivo avviato, il GME propone di organizzare per ciascun profilo, baseload e peakload (i) sia un book di negoziazione nell'ambito del quale il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di trading è l'espressione del valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati (nel seguito: book con “prezzo unitario pieno”), (ii) sia un book di negoziazione nell'ambito del quale il prezzo indicato nella formulazione delle offerte e quindi il prezzo che si determina in esito alla fase di trading è l'espressione del differenziale, rispetto al PUN, al quale gli operatori sono disposti a negoziare tali prodotti (nel seguito: book con “differenziale unitario di prezzo”).

Nel caso di book con “prezzo unitario pieno”, il book di negoziazione verrebbe organizzato ricalcando i principi alla base degli attuali comparti componenti il ME ovvero del Mercato a pronti dell'energia (MPE), qualora si prescelga la modalità di negoziazione ad asta o del Mercato a termine dell'energia (MTE), qualora si adotti la modalità di negoziazione continua. Pertanto, al pari di quanto avviene sui richiamati due comparti del ME, MPE e MTE, il prezzo indicato dagli operatori nella presentazione delle proprie offerte e quindi il prezzo risultante a seguito del processo di determinazione degli esiti (negoziato ad asta) ovvero dell'abbinamento automatico delle offerte (negoziato continuo) sarebbe corrispondente al valore unitario di scambio dell'energia elettrica oggetto dei contratti negoziati.

Nel caso di book con “differenziale unitario di prezzo”, a differenza di quanto avverrebbe nell'ambito del book con “prezzo unitario pieno”, il prezzo indicato dagli operatori nella presentazione delle proprie offerte e quindi il prezzo di negoziazione

# Novità normative di settore

(continua)

risultante a seguito del processo di determinazione degli esiti (negoziato ad asta) ovvero dell'abbinamento automatico delle offerte (negoziato continuo) sarebbe corrispondente al differenziale di prezzo unitario, rispetto al valore del PUN che si determinerà sul Mercato del giorno prima (MGP) relativo al medesimo giorno di consegna, a cui gli operatori sono disposti a scambiare tali prodotti.

In tale ultimo caso, in sede di regolazione dei pagamenti, gli operatori corrisponderanno ovvero riceveranno dal GME il prezzo ottenuto come somma algebrica tra il prezzo di negoziazione e la media dei PUN orari delle ore comprese nel profilo del contratto negoziato, che si è determinata nel corrispondente MGP. Anche sul nuovo comparto il GME svolgerà il ruolo di controparte centrale, garantendo il buon fine sia della consegna fisica, che del settlement finanziario delle offerte accettate, il quale avverrà in M+2, secondo un opportuno calendario in grado di consentire che il regolamento delle relative transazioni avvenga in corrispondenza di una data in cui si regoli anche il saldo delle transazioni di energia elettrica con settlement in W+1, in modo da beneficiare di un saldo netto unico.

Per maggiori dettagli sui contenuti della proposta formulata dal GME si rinvia al testo del DCO.

I soggetti interessati a formulare le proprie osservazioni con riferimento al documento de quo, sono invitati a farle pervenire, per iscritto, al GME, secondo le modalità indicate nel medesimo DCO, entro e non oltre il termine di chiusura della consultazione, inizialmente fissato al venerdì 19 febbraio 2016 e successivamente prorogato al 26 febbraio 2016, al fine di tener conto delle esigenze manifestate da alcuni soggetti interessati (cfr. Comunicato del GME del 12 febbraio 2016 – “DCO 1/2016 Quotazione di nuovi prodotti sul mercato elettrico - proroga termine consultazione” <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=248>).

Al riguardo, il GME evidenzia che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

■ **Comunicato del GME | “Modifica DTF MTE n. 3 “Limiti di prezzo e di quantità”. Entrata in vigore 22.02.2016” | pubblicato il 15 febbraio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=249>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha informato gli operatori che, nell'ambito del processo periodico di aggiornamento delle analisi volte a verificare la congruità nel tempo dei parametri vigenti in relazione alle verifiche di validità e congruità previste ai fini della presentazione di proposte sul mercato a termine elettrico (MTE), è emersa l'opportunità di modificare il limite di prezzo attualmente fissato pari al 10%. A tal proposito, il GME ha previsto che, a decorrere dal giorno 22 febbraio 2016, il

prezzo indicato nella proposta presentata su MTE possa variare del 30% (in aumento/diminuzione) rispetto al prezzo di controllo del giorno precedente con riferimento a ciascun contratto. Al riguardo, il GME ha pertanto comunicato agli operatori che, a decorrere dal giorno 22 febbraio 2016, entrerà in vigore la Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) MTE n. 3 rev. 03 “Limiti di prezzo e di quantità”, che annulla e sostituisce la precedente DTF MTE n.3, rev. 02.

■ **Comunicato del GME | “Modifica DTF MTE n. 3 “Limiti di prezzo e di quantità” | pubblicato il 22 febbraio 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=250>**

Facendo seguito a quanto anticipato col precedente comunicato del 15 febbraio 2016 relativo alla Modifica DTF MTE n. 3 “Limiti di prezzo e di quantità”. Entrata in vigore 22.02.2016”, con il comunicato in oggetto il GME ha informato gli operatori dell'avvenuta pubblicazione e, quindi, della relativa entrata in vigore, a decorrere dal 22 febbraio 2016, della versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento (DTF) MTE n. 3 “Limiti di prezzo e di quantità”, rev. 03, che annulla e sostituisce la precedente versione rev. 02 della medesima DTF.

■ **Delibera 25 febbraio 2016 73/2016/R/eel | “Modificazioni e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità 111/06, 166/2013/R/com, 258/2015/R/com e 487/2015/R/eel, funzionali alla sottoscrizione e risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto, nonché all'introduzione di disposizioni in materia di switching dei clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia” | pubblicata il 26 febbraio 2016 | Download <http://www.energia.it/allegati/docs/16/073-16.pdf>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI, in vista dell'entrata in esercizio con carattere definitivo, a decorrere dal prossimo 1° giugno 2016, della gestione centralizzata del processo di switching nell'ambito SII (Sistema Informatico Integrato), così come previsto dall'art. 9.5 della Deliberazione 487/2015/R/eel, ha disposto la modifica e l'integrazione di talune previsioni contenute nelle deliberazioni 111/06, 166/2013/R/com, 258/2015/R/com e 487/2015/R/eel.

Al riguardo, tra i principali interventi disposti dal Regolatore - per il cui dettaglio si rinvia al Provvedimento de quo - si evidenziano:

- le modifiche apportate all'articolo 4, commi 4.6 e 4.8, dell'Allegato A alla Delibera 111/06, con le quali è stato previsto il trasferimento al SII degli obblighi informativi e di verifica, ivi previsti, attualmente posti in capo alle imprese distributrici;
- le modifiche degli articoli 5 e 6 della deliberazione 166/2013/R/com con riferimento: (i) all'accreditamento al SII dei nuovi utenti in qualità di utente del dispacciamento (stabilendo che ciascun

# Novità normative di settore

nuovo utente sia tenuto, nell'istanza di accreditamento al SII, a dichiarare la stima del dato di Potenza Media Annuale (PMA) relativo ai punti di prelievo che saranno da lui serviti nel primo mese di validità del contratto di dispacciamento, ai fini della quantificazione da parte di Terna delle garanzie per l'accesso al servizio di dispacciamento); (ii) alle modalità e alle tempistiche di comunicazione tra SII, Terna e imprese distributrici dell'avvenuta sottoscrizione dei contratti di dispacciamento e trasporto, operando una razionalizzazione dei relativi processi; (iii) all'introduzione dell'obbligo di comunicazione al SII dello scioglimento dei predetti contratti per volontà dell'utente;

- le modifiche adottate con riferimento agli articoli 19, 20 e 21 della Delibera 258/2015/R/com in relazione: (i) agli obblighi informativi in caso di risoluzione dei contratti di dispacciamento e trasporto per inadempimento dell'utente (prevedendo che Terna e le imprese distributrici siano tenute a comunicare al SII la risoluzione dei rispettivi contratti entro 1 giorno lavorativo e che il SII sia tenuto a rendere disponibili alle imprese distributrici l'insieme delle informazioni funzionali ad identificare tempestivamente i clienti per i quali sarà necessario attivare i servizi di maggior tutela o salvaguardia in assenza di una richiesta di switching); (ii) alle tempistiche di attivazione del servizio di salvaguardia in caso di risoluzione per inadempimento del contratto di dispacciamento o trasporto (stabilendo che le tempistiche di attivazione del servizio di salvaguardia in caso di risoluzione del contratto di dispacciamento o trasporto per inadempimento siano fissate in relazione al ricevimento da parte del SII della comunicazione di risoluzione contrattuale);

- le modifiche apportate all'Allegato A alla deliberazione 487/2015/R/eel con le quali sono state aggiunte due ulteriori condizioni che, unitamente a quelle già previste al comma 8.1 del medesimo allegato, dovranno essere rispettate ai fini dell'ammissibilità della verifica di una richiesta di switching.

## GAS

■ **Comunicato del GME | “Comunicazione ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” | pubblicato il 5 febbraio 2016 | Download**

[http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160205prezzomedio\\_art.3\\_c.1\\_lettera\\_b\)gennaio2016.pdf](http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20160205prezzomedio_art.3_c.1_lettera_b)gennaio2016.pdf)

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto, ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante “Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale” che, per il mese di gennaio 2016, il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel comparto G+1 del mercato di bilanciamento del gas naturale, di cui alla Del. ARG/gas 45/11, è risultato pari a 15,428 €/MWh.

■ **DCO AEEGSI 18 febbraio 2016 60/2016/R/gas | “Completamento dell'implementazione delle disposizioni europee in materia di risoluzione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti” | pubblicato il 19 febbraio 2016 | Download**  
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/060-16.pdf>

Con il presente DCO, l'AEEGSI sottopone alla consultazione dei soggetti interessati le misure individuate per completare il processo di implementazione delle disposizioni europee relative alla gestione delle congestioni presso i punti di interconnessione con l'estero del sistema nazionale dei gasdotti, contenute nell'Allegato I al Regolamento CE n. 715/2009 del Parlamento europeo e del Consiglio, come emendato dalla Decisione della Commissione del 24 agosto 2012 (di seguito: Regolamento CMP - Congestion Management Procedures).

Al riguardo, si ricorda che il predetto Regolamento CMP, in tema di gestione delle cosiddette congestioni contrattuali (ossia delle situazioni in cui la capacità di trasporto risulta scarsa perché interamente conferita anche a fronte di capacità fisica disponibile), prevede che i gestori dei sistemi di trasporto offrano, nell'ambito delle proprie procedure di assegnazione, l'eventuale capacità non utilizzata dagli utenti, resasi disponibile per effetto dell'applicazione di una delle seguenti procedure di gestione delle congestioni:

- a) "oversubscription and buy-back" (di seguito: OS&BB) o, in alternativa, "use-it-or-lose-it" su base day-ahead (di seguito: FDA UIOLI);
- b) rilascio di capacità;
- c) meccanismo "use-it-or-lose-it" di lungo termine (di seguito: LT UIOLI).

Nel dare attuazione alle richiamate disposizioni europee, l'AEEGSI con deliberazione 411/2013/R/gas ha già introdotto, con efficacia dall'1 ottobre 2013, i meccanismi relativi al rilascio della capacità e al LT UIOLI, rimandando, invece, ad un successivo provvedimento l'approvazione delle disposizioni in materia di “oversubscription e buy-back”, in considerazione dei tempi necessari per la definizione della proposta attuativa di dettaglio da parte di Snam Rete Gas, per la sua conseguente valutazione da parte dell'Autorità e per il coordinamento con i regolatori dei paesi confinanti.

Con il DCO de quo, il Regolatore illustra, pertanto, le proprie proposte relative al completamento del processo di recepimento delle previsioni di cui al Regolamento CMP ed in particolare di quelle relative:

- a) ai meccanismi di OS&BB e FDA UIOLI;
- b) alle disposizioni attuative in materia di LT UIOLI.

Con riferimento ai meccanismi OS&BB e FDA UIOLI, l'AEEGSI - tenuto conto degli esiti delle valutazioni effettuate sulla proposta di meccanismo di OS&BB, presentata da Snam Rete Gas ai sensi del Regolamento CMP, riportati in dettaglio nel documento - osserva come l'adozione del meccanismo di OS&BB, nello



# Novità normative di settore

specifico contesto italiano di mercato, potrebbe non essere la soluzione più efficiente in termini di costi e benefici per il sistema e pertanto pone in consultazione l'opportunità di introdurre nella regolazione italiana il meccanismo del FDA UIOLI in alternativa a quello dell'OS&BB, a partire dall'1 ottobre 2016.

Per quanto concerne, invece, le proposte riguardanti le disposizioni attuative in materia di LT UIOLI, l'AEEGSI propone:

- la modifica e l'integrazione di alcune disposizioni dell'art. 14ter della delibera 137/02 (in merito al libero accesso al servizio di trasporto del gas naturale) relative alla tempistica di alcuni processi per garantire un'efficace applicazione del meccanismo LT UIOLI e assicurarne la coerenza delle scadenze di contabilizzazione del servizio di trasporto previste dal codice di rete;

- la definizione di due differenti procedure che dovranno essere seguite dall'impresa di trasporto qualora si verificano le condizioni per l'applicazione del suddetto meccanismo LT UIOLI. La prima procedura prevede che l'impresa di trasporto proceda automaticamente al ritiro della capacità solo in assenza dell'invio da parte dell'utente di una nota giustificativa entro i termini previsti; la seconda, che, in tutti gli altri casi, l'impresa di trasporto trasmetta all'Autorità una propria valutazione degli elementi giustificativi forniti dall'utente e preceda o meno con il ritiro della capacità su indicazione dell'Autorità, che si esprimerà in tal senso con apposita delibera

- per quanto riguarda i prodotti di capacità bundled, di prevedere che l'impresa di trasporto adotti le stesse modalità previste per la capacità unbundled per la quota di capacità il cui ritiro sia possibile ad entrambi i lati dell'interconnessione e che, pertanto, a tal fine, l'impresa di trasporto si coordini con il gestore del sistema di trasporto interconnesso.

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO de quo potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro e non oltre il 31 marzo 2016. L'AEEGSI, al riguardo, ricorda che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

■ **DCO AEEGSI 18 febbraio 2016 61/2016/R/gas | "Determinazioni delle componenti relative ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso ( $C_{MEM}$ ) e delle attività connesse (CCR), per il periodo compreso tra il 1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017" | pubblicato il 19 febbraio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/061-16.pdf>**

Con il presente DCO, l'AEEGSI sottopone alla consultazione dei soggetti interessati i propri orientamenti sulle modalità di determinazione, con riferimento al periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, delle componenti  $C_{MEM}$  e CCR, entrambe istituite dalla deliberazione AEEGSI 196/2016/R/gas, nell'ambito della riforma delle condizioni

economiche applicate ai clienti finali del servizio di tutela nel mercato retail, e riferite, rispettivamente, ai costi di approvvigionamento del gas naturale nei mercati all'ingrosso ( $C_{MEM}$ ) e ai costi delle attività connesse all'approvvigionamento all'ingrosso e alla copertura di alcuni rischi ad esse relativi (CCR).

Al riguardo, giova, tuttavia, ricordare che al momento dell'introduzione di tali due componenti (deliberazione AEEGSI 196/2016/R/gas), l'Autorità, con particolare riferimento alla componente CMEM, - che avrebbe dovuto essere definita unicamente sulla base del prezzo determinatosi sul mercato gas naturale - tenuto conto dell'ancora incompleto grado di sviluppo del mercato a termine del gas naturale, di cui all'art. 30 del D.lgs. 93/11, organizzato e gestito dal GME, aveva previsto, nelle more, di determinarla, in ciascun trimestre, sulla base delle quotazioni forward trimestrali OTC del gas, rilevate presso l'hub europeo TTF, con riferimento al secondo mese solare antecedente il trimestre oggetto di aggiornamento, rinviando, quindi, a successivo provvedimento la definizione della disciplina delle modalità di calcolo della predetta componente rispetto ai prezzi del MT-GAS. Tale modalità di calcolo, inizialmente prevista per l'anno termico 2013-2014, è stata successivamente confermata, a seguito dei procedimenti e delle determinazioni richiamati in dettaglio nel DCO de quo, anche per gli anni termici 2014-2015 e 2015-2016. Con riferimento all'altra componente, ovvero la CCR, l'Autorità, come menzionato nel documento, è intervenuta, per gli anni termici successivi all'anno termico 2013-2014 (i.e. 2014-2015 e 2015-2016) definendo i relativi criteri di aggiornamento.

Tornando all'oggetto del presente DCO, l'AEEGSI - estendendo di un trimestre il prossimo anno termico 2016-2017, onde poter trarre la pressoché confermata cessazione, a far data dall'1 gennaio 2018, dei servizi di tutela prevista dal "DdL concorrenza", il cui iter di approvazione è ancora in corso - sulla base delle considerazioni svolte e riportate in dettaglio nel documento de quo, propone:

- con riferimento alla componente  $C_{MEM}$ , di modificare l'iter procedurale per la determinazione di tale componente in relazione agli anni termici successivi al 2015-2016, che era stato illustrato nel precedente DCO 38/2015/R/gas, prospettando che la determinazione della stessa, per il periodo compreso tra l'1 ottobre 2016 e il 31 dicembre 2017, sia definita, in ciascun trimestre, in base alla vigente formula di aggiornamento e ciò anche perché, nonostante gli esiti dell'analisi del grado di liquidità delle negoziazioni OTC al PSV vedano un significativo aumento dei volumi negoziati al PSV nel corso del 2015 rispetto al 2014, l'Autorità ritiene che sia ancora prematuro il passaggio ai prezzi nazionali. Conseguentemente, il Regolatore evidenzia come tale proposta comporti il mantenimento, all'interno della componente CMEM, anche di un opportuno riconoscimento dei costi relativi alla logistica dal TTF fino al PSV, prevedendo, in particolare, per quanto concerne la logistica nazionale, che i relativi valori (QTPSV e QTMCV) saranno definiti in attuazione della vigente regolazione, mentre, per quanto concerne la logistica internazionale, di confermare, in via prudenziale,

# Novità normative di settore

l'attuale valore dell'elemento QTint;

- con riferimento alla componente CCR, di confermare le modalità di quantificazione adottate per la determinazione della componente in vigore nel presente anno termico. Al riguardo, l'Autorità riporta, per il periodo 1 ottobre 2016 – 31 dicembre 2017, i valori della componente CCR - determinati tenuto conto dei più recenti andamenti dei fattori che determinano i diversi profili di rischio - evidenziando come gli stessi, in continuità con la regolazione vigente, potrebbero essere adeguati a valle delle aste per l'assegnazione della capacità di stoccaggio.

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO de quo potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro e non oltre il 21 marzo 2016.

L'AEEGSI, al riguardo, ricorda che i soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

■ **Decreto Ministro dello Sviluppo Economico del 25 febbraio 2016** | "Determinazione e modalità di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione per il periodo contrattuale 2016-2017" | pubblicato il 25 febbraio 2016 | Download

<http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2034147-decreto-ministeriale-25-febbraio-2016-determinazione-e-modalita-di-allocazione-della-capacita-di-stoccaggio-di-modulazione-per-il-periodo-contrattuale-2016-2017>

Con il DM in oggetto (nel seguito: Decreto), il Ministero dello Sviluppo Economico ha definito le modalità di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione per il periodo contrattuale 2016-2017, prevedendo, tra l'altro, che:

- lo spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare secondo le procedure d'asta e da destinare in via prioritaria alle esigenze di fornitura ai clienti civili sia pari a circa 7.450,5 milioni di standard metri cubi più la quota parte di stoccaggio minerario che non risulti effettivamente richiesta alle imprese nazionali di stoccaggio;

- le ulteriori capacità di stoccaggio disponibili ai fini della modulazione, pari a circa 2.680 milioni di metri cubi, siano assegnate dall'impresa maggiore di stoccaggio (Stogit) con aste competitive aperte a tutti i richiedenti, anche per servizi diversi dalla modulazione di cui all'articolo 18 del decreto legislativo n. 164 del 2000, con caratteristica di punta uniforme.

Il Decreto dispone, altresì, l'offerta, da parte di Stogit, anche di servizi pluriennali di stoccaggio (biennali) di tipo uniforme, per una capacità complessiva di 1 miliardo di metri cubi standard da assegnare in una asta precedente a quelle per l'allocazione della capacità annuale, prevedendo, al riguardo, che le eventuali capacità pluriennali non allocate saranno assegnate per il servizio di modulazione.

Le modalità di effettuazione delle aste, ai sensi del Decreto,

verranno stabilite dall'AEEGSI, sentito il Ministero dello Sviluppo Economico per gli aspetti relativi alla sicurezza delle forniture, assicurando la massima partecipazione, trasparenza, concorrenza e non discriminazione, ed in tempo utile per consentire l'effettuazione delle aste e il regolare inizio del ciclo di iniezione per l'anno di stoccaggio 1 aprile 2016 – 31 marzo 2017.

■ **Delibera 29 febbraio 2016 77/2016/R/gas** | "Disposizioni per i servizi di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017" | pubblicata il 29 febbraio 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/16/077-16.pdf>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI - facendo seguito al DCO 30/2016/R/gas, nonché all'adozione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico del Decreto 25 febbraio 2016, recante Determinazione e modalità di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione per il periodo contrattuale 2016-2017 (cfr. news precedente) - disciplina le modalità di organizzazione delle procedure d'asta per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno 2016/2017.

In particolare, costituisce oggetto del Provvedimento de quo la definizione dei criteri di svolgimento delle procedure per il conferimento:

- delle capacità di rigassificazione e stoccaggio di cui all'articolo 1 del decreto 25 febbraio 2016 (servizio integrato);

- delle capacità di stoccaggio di cui agli articoli 2 e 3 del decreto 25 febbraio 2016 (stoccaggio di modulazione e servizi di stoccaggio pluriennali);

nonché dei criteri di calcolo dei prezzi di riserva per l'asta e dei corrispettivi applicati alle capacità di stoccaggio conferite ad asta.

Rispetto alla disciplina precedentemente in essere, le principali integrazioni introdotte dalla Delibera in oggetto conseguentemente alle innovazioni apportate all'assetto previgente dal Decreto 25 febbraio 2016, sono, pertanto, relative alla:

- allocazione delle capacità per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio per le quali, per l'anno 2016-2017, sono previste procedure concorsuali con prezzo di riserva determinato dall'Autorità sulla base del valore di mercato;

- estensione, anche al conferimento pluriennale di capacità di stoccaggio, di prezzi di riserva determinati sulla base del valore di mercato (come prospettato nel DCO 30/2016/R/GAS).

Infine, la delibera in oggetto rimanda a un successivo provvedimento la definizione di disposizioni in materia di regolazione delle partite economiche relative al servizio di stoccaggio per l'anno termico 2016-2017 e le integrazioni alla disciplina relativa alle tariffe per il servizio di rigassificazione (RTRG) per considerare nella determinazione del fattore di copertura dei ricavi di rigassificazione anche i ricavi derivanti dall'erogazione del servizio integrato.

# Gli appuntamenti

15 marzo

## **Il Registro REMIT ad un anno dalla sua istituzione**

Milano, Italia

Organizzatore: Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico

<https://www.autorita.energia.it>

15 marzo

## **Accise sull'energia elettrica: dichiarazione annuale e novità 2016**

Udine, Italia

Organizzatore: Agenzia delle dogane e dei monopoli

<http://www.agenziadoganemonopoli.gov.it>

15 - 17 Marzo

## **Energy Storage Europe 2016**

CCD Süd, Messe Düsseldorf, Germania

Organizzatore: Messe Düsseldorf

<http://www.energy-storage-online.com>

15-18 marzo

## **MCE - 40° MOSTRA CONVEGNO EXPOCOMFORT**

Milano-Rho, Italia

Organizzatore: Reed Exhibitions Italia

<http://www.mcxpocomfort.it/>

16 marzo

## **GSE – Presentazione Rapporto Attività 2015**

Roma, Italia

Organizzatore: GSE

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

16 marzo

## **Banda ultra larga e cloud**

Bologna, Italia

Organizzatore: VM sistemi, IBM, Unioncamere Emilia Romagna

<https://www.vmsistemi.it>

16-17 marzo

## **2nd Annual Albania Oil & Gas Summit**

Tirana, Albania

Organizzatore: IRN

<http://www.albaniasummit.com>

17 – 18 Marzo

## **Klimaenergy-Klimamobility Congress**

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

<http://www.fierabolzano.it>

18 marzo

## **L'Italia dopo la COP21, ta Green Economy ed Efficienza Energetica: come trasformare innovazione e buone pratiche in leve di sviluppo?**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

[www.kyotoclub.org](http://www.kyotoclub.org)

20-22 marzo

## **International Conference on Renewable Energy and Smart Grid**

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: HKSME

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

21 marzo

## **La Regolazione per I Sistemi di Distribuzione Cchiusi (SDC) e primi passi operative**

Roma, Italia

Organizzatore: Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico

[www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)

20-22 marzo

## **Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE 2016)**

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: Hong Kong Society of Mechanical Engineers

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

21-24 marzo

## **Annual International Battery Seminar & Exhibit**

Fort Lauderdale, FL, Usa

Organizzatore: Cambridge EnerTech

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

25 - 27 marzo

## **Carbon Expo**

Colonia, Germania

Organizzatore: Koelnmesse

[www.carbonexpo.com/](http://www.carbonexpo.com/)

26 - 28 Marzo

## **Power GEN Middle East 2017**

Abu Dhabi, UAE

Organizzatore: PennWell

<http://www.power-gen-middleeast.com>

30-31 marzo

**Asian Nuclear Power Briefing 2016**

Tokyo, Giappone

Organizzatore: Strategic Communications

<http://www.stratcoms.com/TokyoBriefing2016/>

31 marzo – 2 aprile

**EnergyMed2016 – mostra convegno sulle fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica**

Napoli, Italia

Organizzatore: ANEA

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

4 aprile

**Convegno AIGET 2016**

Milano, Italia

Organizzatore: Aiget

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

7 aprile

**Il settore energetico nel 2015 e le prospettive per il 2016**

Roma, Italia

Organizzazione AIEE

<http://www.aiee.it/>

7-8 aprile

**International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability**

Nagercoil, India

Organizzatore: Sxccc

<http://iceets16.com>

8 aprile

**Sistema elettrico italiano: proposta per la transizione energetica nel post COP21**

Roma, Italia

Organizzazione: Assocarboni

<http://www.assocarboni.it/>

8-9 aprile

**City planning and urban design summit and a conference**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Dakam

<http://www.dakamconferences.org/cpud/>

8-10 aprile

**Solarexpo**

Milano, Italia

Organizzatore: Fiera Milano Congressi

<http://www.solarexpo.com/ita/>

11-13 aprile

**Optimal R&D and Innovation Strategies, Smart Grid and Improved VAS for Utilities**

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/1MIVJhK>

11-14 aprile

**International Sap Conference for Utilities**

L'Aja, Olanda

Organizzatore: T.A.Consultants Limited

<http://uk.tacook.com>

12 aprile

**Certificati bianchi: titoli di efficienza energetica a portata di mano**

Roma, Italia

Organizzatore: Fire

[www.fire-italia.org/](http://www.fire-italia.org/)

14 aprile

**Teleriscaldamento: una risorsa per l'ambiente**

Roma, Italia

Organizzatore: UTILITALIA

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

14 Aprile

**Traded Risk Europe**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Risk.net

<http://events.risk.net>

18-19 aprile

**Trading e gestione del rischio nei mercati dell'energia**

Milano, Italia

Organizzato da: London Stock Exchange - Academy

<http://www.lseg.com/academy>

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  
relazioni.istituzionali@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.