

APPROFONDIMENTI

## NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

Gian Paolo Repetto – RIE

Ad oggi in Italia risultano presenti solo sette impianti di produzione di biometano. Un impianto è connesso alla discarica romana di Malagrotta dove il gas prodotto è usato principalmente come carburante per automezzi impiegati nella raccolta rifiuti; gli altri sei, situati nel Nord del Paese, sono di tipo dimostrativo, realizzati da società italiane per proporre sul mercato soluzioni per l'upgrading del biogas, che in quattro di questi casi viene prodotto da imprese agricole e nei due restanti da impianti di trattamento della frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU)<sup>1</sup>. Nessuno dei siti è collegato alla rete del metano. Attualmente sono in corso di studio e valutazione altri progetti di produzione<sup>2</sup>, ma di fatto una filiera industriale del biometano in Italia ancora non esiste.

Ciò nonostante l'Italia è il secondo produttore europeo di biogas dietro la Germania, con 1.555 impianti la cui produzione è usata nella generazione elettrica per una potenza installata di 1.250 MW equivalente ad una potenziale produzione di biometano di circa 2,6-2,8 md mc<sup>3</sup>.

La bozza di Decreto pubblicata e messa in consultazione nel dicembre 2016 dal Ministro dello Sviluppo Economico (MiSE), di

concerto con il Ministro dell'Ambiente, prende atto dell'inefficacia dei sistemi di incentivazione esistenti (D.M. 5 dicembre 2013) nel dare impulso alla creazione di una filiera del biometano e propone nuovi strumenti di sostegno per la realizzazione di impianti di produzione con particolare destinazione d'uso al settore trasporti. Tanto più che lo sviluppo della produzione di biometano costituirebbe uno strumento per recuperare il ritardo italiano rispetto al target di fonti rinnovabili nei trasporti posto dall'Unione Europea per il 2020 e favorirebbe la nascita di una nuova filiera realizzando forme di economia circolare.

### Il biometano e i target UE

Il biometano è il risultato della raffinazione e purificazione del biogas<sup>4</sup> (rimozione di acqua, CO<sub>2</sub>, contaminanti come silossani, anidride solforosa e ammoniaca) prodotto tramite digestione anaerobica di biomasse, al fine di renderlo impiegabile nella rete e dalle utenze del gas naturale senza la necessità di miscelazione o di apportare modifiche agli impianti. La tecnologia di upgrading è considerata ormai matura.

continua a pagina 24

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ GENNAIO 2017

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

### APPROFONDIMENTI

Nuove misure per incentivare il biometano nei trasporti

di Gian Paolo Repetto – RIE

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 29

### APPUNTAMENTI

pagina 31

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio, con la risoluzione delle criticità connesse al parco nucleare francese e la ripresa delle importazioni nette di energia dall'estero il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) inverte la tendenza rialzista degli ultimi mesi e ripiega di quasi 17 euro dal picco di gennaio attestandosi a 55,54 €/MWh, in rialzo però di quasi 20 €/MWh dal minimo di febbraio 2016. I prezzi di vendita delle zone settentrionali tornano a convergere con quelli delle altre zone, abbattendo significativamente il differenziale evidenziato nei mesi

precedenti. Le importazioni di energia dall'estero, benché in ripresa congiunturale, restano ancora fiacche favorendo le vendite delle unità di produzione nazionali ed in particolare quelle alimentate a gas naturale (+28,3%); cala, invece, la produzione da fonte rinnovabile. La liquidità del mercato, ai massimi da oltre tre anni, sale a 73,3%. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), il prodotto Marzo 2017 baseload chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 47,78 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di 16,70 €/MWh (-23,1%) rispetto a gennaio, ma in rialzo di 18,57 €/MWh (+50,2%) su base annua, si porta a 55,54 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela sensibili incrementi tendenziali sia nelle ore di

picco (+21,98 €/MWh; +52,2%) che nelle ore fuori picco (+16,73 €/MWh; +49,2%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 64,12 e 50,77 €/MWh. Pressoché invariato, rispetto ad un anno fa, il rapporto picco/baseload a 1,15 (Grafico 1 e Tabella 1).

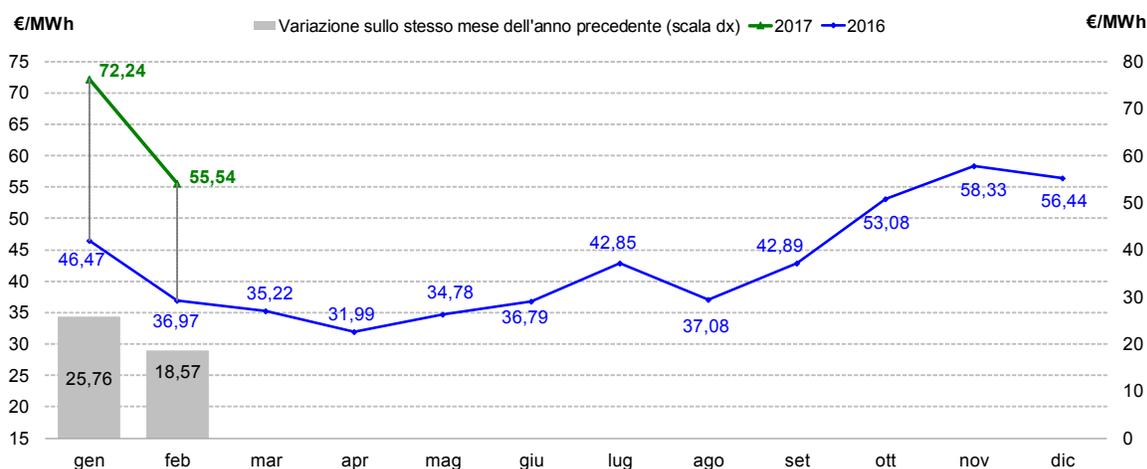
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2017	2016	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2017	2016
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>55,54</b>	36,97	+18,57	+50,2%	<b>25.319</b>	+6,0%	<b>34.535</b>	+0,4%	<b>73,3%</b>	69,4%
<i>Picco</i>	64,12	42,14	+21,98	+52,2%	31.156	+6,6%	42.277	+1,1%	73,7%	69,9%
<i>Fuori picco</i>	50,77	34,04	+16,73	+49,2%	22.076	+5,8%	30.234	+0,1%	73,0%	69,1%
<i>Minimo orario</i>	35,10	11,24			14.995		21.805		65,4%	62,3%
<i>Massimo orario</i>	100,11	65,71			35.208		47.148		78,2%	76,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

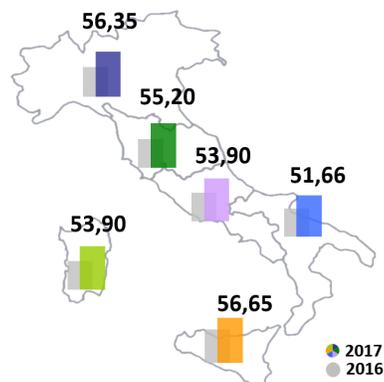
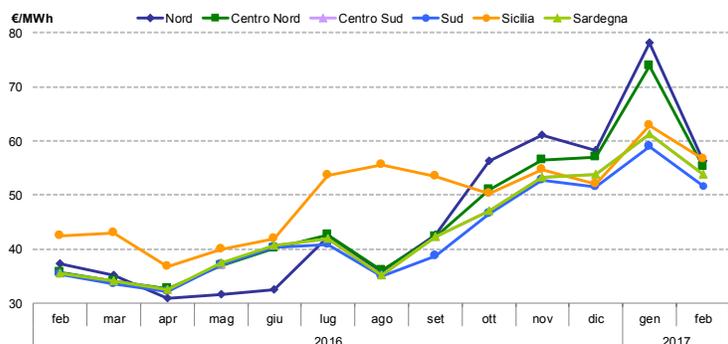


I prezzi di vendita registrano ribassi congiunturali in tutte le zone, più consistenti in quelle centro settentrionali (oltre 25%) che, con la ripresa delle importazioni dall'estero, riducono a meno di 5 €/MWh il differenziale con le restanti zone peninsulari. Ancora vigorosi, invece, i rialzi rispetto ad un anno

fa compresi tra il +54,8% del Centro Nord e il +46,3% del Sud che si conferma ancora la zona dal prezzo più basso a quota 51,66 €/MWh. La Sicilia torna, dopo quattro mesi, a fissare il prezzo più alto, pari a 56,65 €/MWh, scontando una minore disponibilità di offerta rinnovabile (-45,3%) (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 23,2 milioni di MWh, segnano un modesto incremento sull'anno precedente (+0,4% considerando il giorno lavorativo in più del 2016). Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,0 milioni di MWh segnano ancora un significativo incremento tendenziale (+6,0%),

mentre i volumi scambiati over the counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, ripiegano a 6,2 milioni di MWh (-12,4%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in aumento di 0,2 punti percentuali su gennaio e di 3,9 rispetto ad un anno fa, sale a 73,3%, ai massimi da agosto 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.014.388</b>	<b>+6,0%</b>	<b>73,3%</b>
Operatori	11.159.956	+19,3%	48,1%
GSE	2.211.435	-5,8%	9,5%
Zone estere	3.642.996	-16,4%	15,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.193.317</b>	<b>-12,4%</b>	<b>26,7%</b>
Zone estere	156.397	-75,0%	0,7%
Zone nazionali	6.036.920	-6,3%	26,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>23.207.705</b>	<b>+0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>15.540.746</b>	<b>-13,4%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>38.748.451</b>	<b>-5,6%</b>	

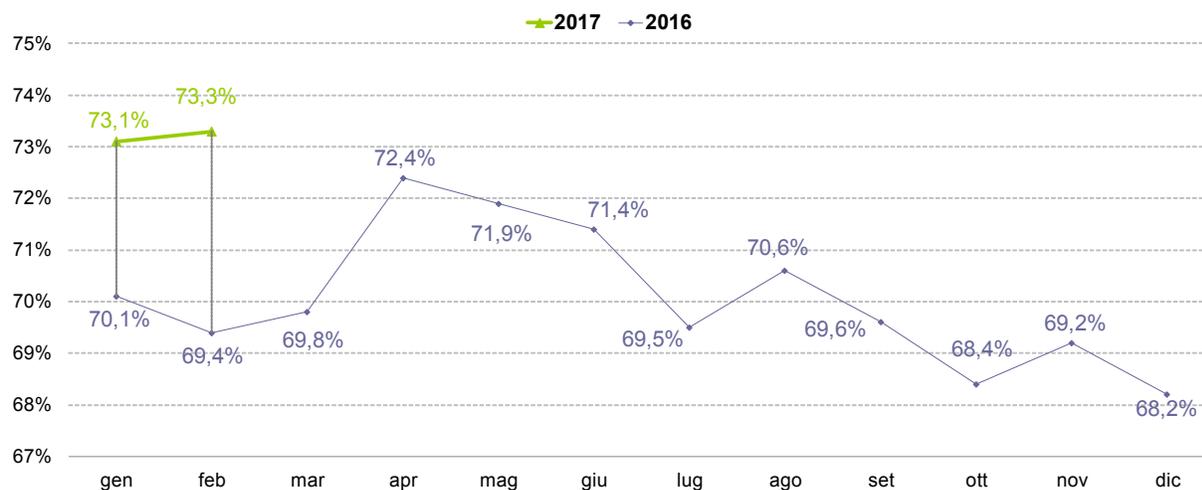
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.014.388</b>	<b>+6,0%</b>	<b>73,3%</b>
Acquirente Unico	4.372.196	+22,9%	18,8%
Altri operatori	8.869.017	+3,9%	38,2%
Pompaggi	5.648	-79,4%	0,0%
Zone estere	576.903	+11,8%	2,5%
Saldo programmi PCE	3.190.625	-6,7%	13,7%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>6.193.317</b>	<b>-12,4%</b>	<b>26,7%</b>
Zone estere	7.770	+4370,8%	0,0%
Zone nazionali AU	264.324	-80,4%	1,1%
Zone nazionali altri operatori	9.111.848	-0,3%	39,3%
Saldo programmi PCE	-3.190.625		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>23.207.705</b>	<b>+0,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>462.492</b>	<b>-65,5%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>23.670.197</b>	<b>-3,2%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali stazionano sui livelli di un anno fa a quota 22,6 milioni di MWh (+0,1%). A livello zonale gli acquisti crescono al Centro Nord (+10,4%) e sulle isole (Sicilia: +6,0% e Sardegna: +4,3%), si riducono sensibilmente al Sud (-19,3%) e restano pressoché invariati nelle restanti zone. Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 585 mila MWh (+13,2%), rientrano nella norma dopo i picchi dei mesi precedenti (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità

di produzione nazionale evidenziano ancora una significativa crescita tendenziale (+7,0%) portandosi a 19,4 milioni di MWh, massimo degli ultimi cinque anni per il mese di febbraio. L'aumento delle vendite ha riguardato tutte le zone, eccetto Sud (-9,7%) e Sicilia (-32,8%).

Ancora in calo su base annua le importazioni di energia dall'estero che, con una flessione del 23,7%, si attestano a quota 3,8 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.080.405	26.905	-2,7%	9.293.451	13.830	+17,9%	12.996.579	19.340	+0,9%
Centro Nord	2.394.375	3.563	+1,9%	1.600.321	2.381	+8,1%	2.408.599	3.584	+10,4%
Centro Sud	3.895.875	5.797	-9,2%	2.741.251	4.079	+13,0%	3.510.523	5.224	-0,5%
Sud	6.043.132	8.993	-4,5%	4.056.973	6.037	-9,7%	1.727.552	2.571	-19,3%
Sicilia	2.797.131	4.162	-3,1%	878.986	1.308	-32,8%	1.335.067	1.987	+6,0%
Sardegna	1.404.152	2.090	-6,7%	837.330	1.246	+51,9%	644.713	959	+4,3%
<b>Totale nazionale</b>	<b>34.615.071</b>	<b>51.511</b>	<b>-3,7%</b>	<b>19.408.312</b>	<b>28.881</b>	<b>+7,0%</b>	<b>22.623.032</b>	<b>33.665</b>	<b>+0,1%</b>
Estero	4.133.380	6.151	-19,4%	3.799.394	5.654	-23,7%	584.673	870	+13,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>38.748.451</b>	<b>57.661</b>	<b>-5,6%</b>	<b>23.207.705</b>	<b>34.535</b>	<b>+0,4%</b>	<b>23.207.705</b>	<b>34.535</b>	<b>+0,4%</b>

A febbraio le vendite da impianti a fonte rinnovabile, con un calo del 13,8% su base annua, scendono a 5,5 milioni di MWh. La flessione riguarda la fonte idraulica (-11,2%) e quella eolica (-30,0%) che però si confronta con il livello più alto mai raggiunto da tale fonte nel febbraio 2016. Per contro si evidenzia ancora la decisa espansione delle vendite da impianti a fonte tradizionale (+20,2%),

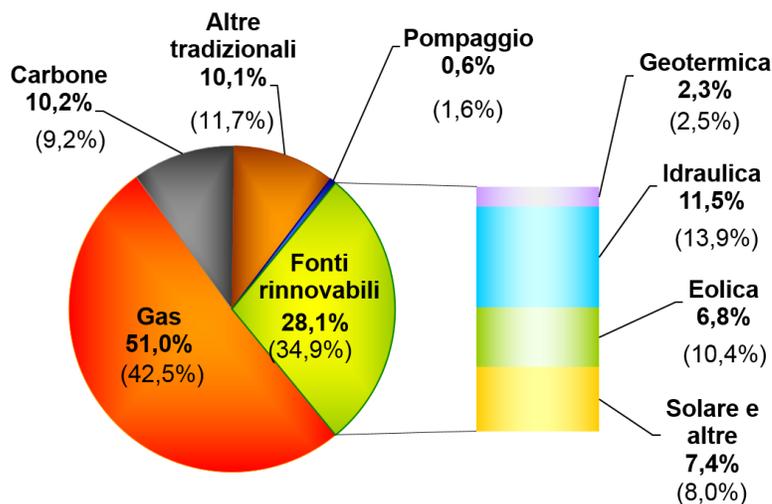
sostenuta ancora dagli impianti a gas (+28,3%), ma anche dalle vendite degli impianti a carbone (+18,3%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile cede 6,8 punti percentuali e scende a 28,1%, mentre la quota degli impianti a gas ne guadagna 8,5 e sale a 51,0%, tra le più alte da oltre quattro anni (Grafico 4).

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

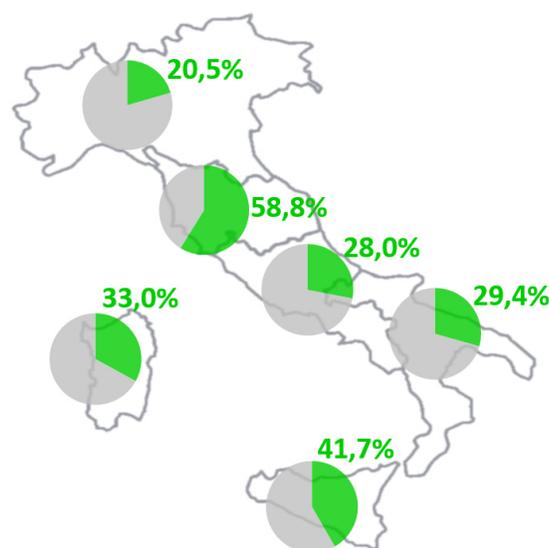
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>10.896</b>	<b>+35,8%</b>	<b>981</b>	<b>+19,0%</b>	<b>2.849</b>	<b>+21,6%</b>	<b>4.262</b>	<b>-7,5%</b>	<b>762</b>	<b>-19,8%</b>	<b>834</b>	<b>+117,9%</b>	<b>20.583</b>	<b>+20,2%</b>
Gas	8.476	+46,1%	904	+28,8%	1.189	+81,6%	3.162	-3,4%	725	-0,5%	266	-15,0%	14.723	+28,3%
Carbone	1.052	+4,7%	5	-	1.427	-2,7%	-	-	-	-	458	+2949,6%	2.942	+18,3%
Altre	1.367	+12,6%	72	-41,4%	233	+5,2%	1.100	-17,5%	37	-83,3%	109	+101,1%	2.919	-7,9%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>2.840</b>	<b>-14,0%</b>	<b>1.401</b>	<b>+1,6%</b>	<b>1.144</b>	<b>-6,8%</b>	<b>1.775</b>	<b>-14,6%</b>	<b>546</b>	<b>-45,3%</b>	<b>411</b>	<b>-6,0%</b>	<b>8.116</b>	<b>-13,8%</b>
Idraulica	1.687	-20,7%	467	+2,5%	512	+6,3%	449	+1,8%	106	-51,0%	112	+243,5%	3.333	-11,2%
Geotermica	-	-	675	-1,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	675	-1,1%
Eolica	8	+9,8%	32	+22,8%	385	-26,3%	989	-21,9%	328	-50,2%	232	-31,7%	1.974	-30,0%
Solare e altre	1.145	-1,9%	227	+5,5%	247	+10,9%	337	-9,3%	111	-8,4%	68	+3,5%	2.134	-1,3%
<b>Pompaggio</b>	<b>94</b>	<b>-76,8%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>87</b>	<b>+120,0%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1</b>	<b>-</b>	<b>182</b>	<b>-59,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.830</b>	<b>+17,9%</b>	<b>2.381</b>	<b>+8,1%</b>	<b>4.079</b>	<b>+13,0%</b>	<b>6.037</b>	<b>-9,7%</b>	<b>1.308</b>	<b>-32,8%</b>	<b>1.246</b>	<b>+51,9%</b>	<b>28.881</b>	<b>+7,0%</b>

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MARKET COUPLING

A febbraio sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente e per ciascuna ora, una capacità, corrispondente a un flusso interfrontaliero, di 3.403 MWh, di cui 2.658 MWh sul confine francese (78% circa del totale), 278 MWh su quello austriaco e 466 MWh su quello sloveno. Il flusso di energia si direziona prevalentemente in import sulla frontiera austriaca e francese (99% delle ore), mentre su quella slovena si osserva un flusso medio in export (361 MWh) nel 21,3% delle ore (Tabella 6). Sulle

tre frontiere la capacità disponibile in import (NTC) risulta pressoché invariata o lievemente più alta rispetto allo scorso anno. Il market coupling ne alloca oltre l'80% sulla frontiera francese e austriaca ed il 54,5% su quella slovena. Rispetto a febbraio 2016, le allocazioni con aste esplicite si riducono sensibilmente sulla frontiera francese e austriaca, confermandosi nulle su quella slovena. Una significativa quota di NTC resta inutilizzata sulla frontiera francese e slovena (rispettivamente 16,0% e 45,5%) (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	3.168 (2.465)	2.687 (2.386)	98,8% (100,0%)	58,9% (92,0%)	1.111 (1.668)	374 (-)	1,0% (-)	- (-)
Italia - Austria	282 (196)	281 (196)	99,0% (100,0%)	98,5% (100,0%)	152 (228)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	716 (680)	501 (650)	77,8% (100,0%)	31,0% (81,6%)	669 (669)	361 (-)	21,3% (-)	3,9% (-)

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

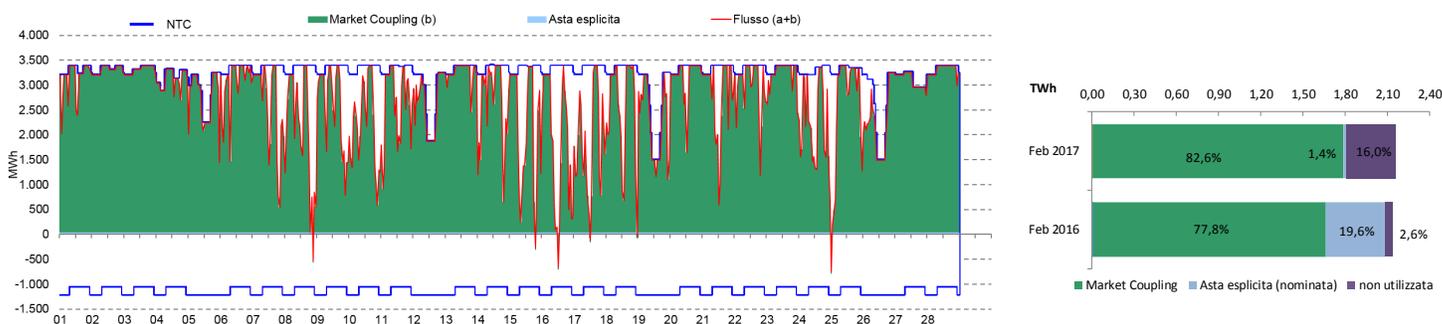


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

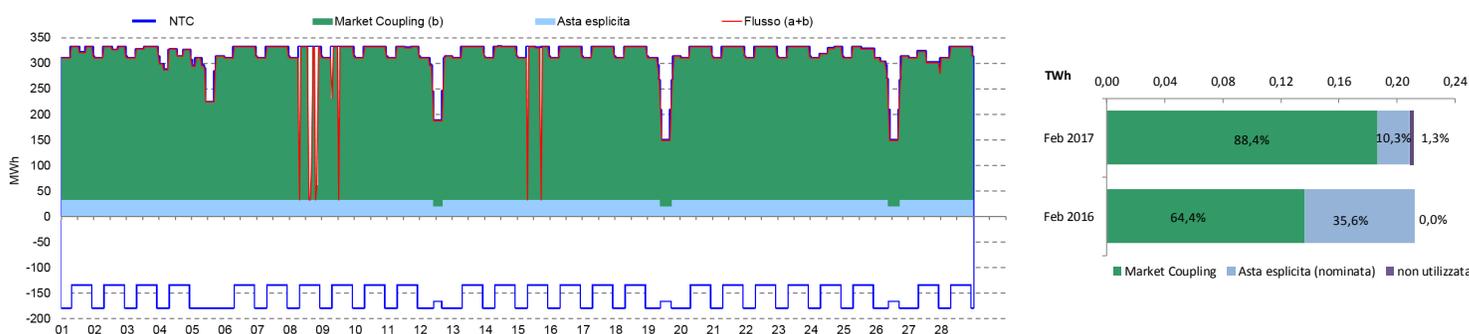
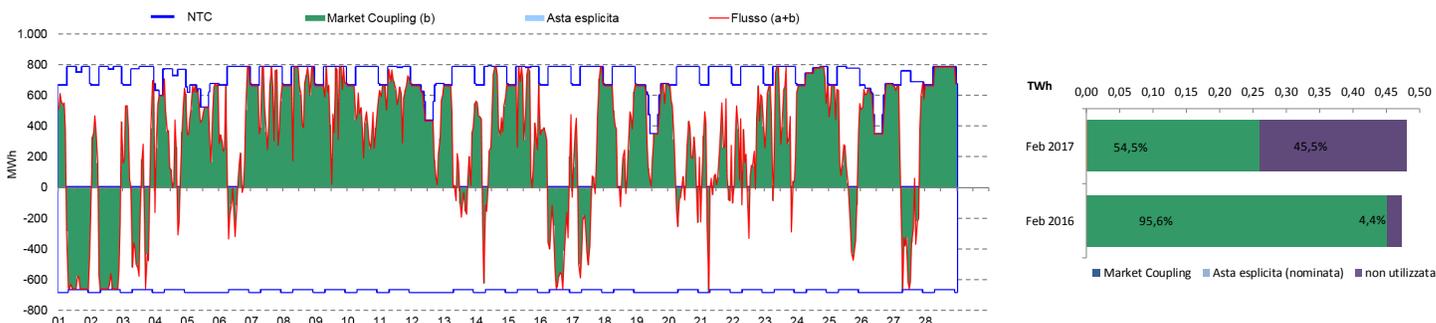


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero, che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita, a partire dalla data di flusso 1° febbraio 2017, sono state introdotte alcune modifiche con l'avvio di due nuove sessioni, MI6 e MI7, che a febbraio hanno segnato rispettivamente il prezzo di acquisto più alto (58,08 €/MWh) e quello più basso (53,57 €/MWh). Come in MGP, i prezzi delle prime 5 sessioni di MI hanno evidenziato forti ribassi rispetto al mese precedente. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile un

confronto omogeneo su base annua, hanno evidenziato decisi rialzi del prezzo (+46,3% nella prima e +48,5% nella seconda). Il confronto con il PUN del più importante mercato a pronti (MGP), evidenzia, a parità di ore, prezzi medi di acquisto inferiori in tutte le sessioni di MI (Figura 1 e Grafico 9). I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, pari a 2,3 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 6,7%. In flessione gli scambi su MI2 (-20,8%), mentre crescono ancora quelli di MI1 (+2,2%). (Figura 1 e Grafico 9).

Figura 1: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

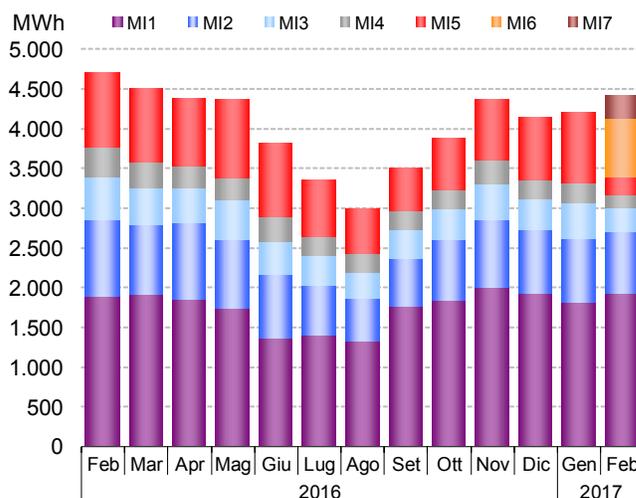
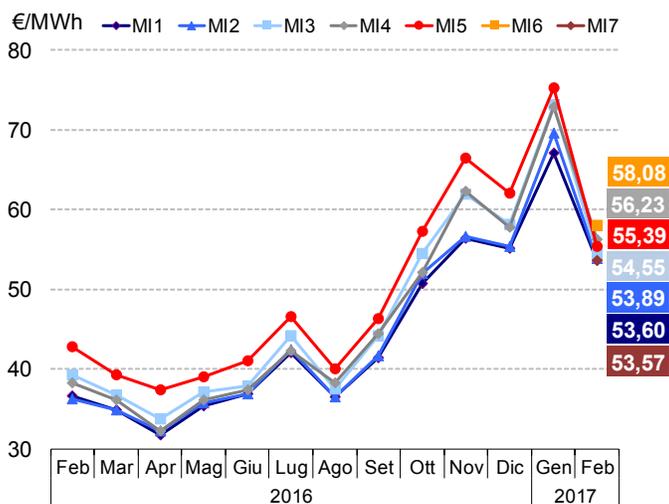
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2017	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	55,54	+50,2%	23.207.705	34.535	+0,4%
<b>MI1</b> (1-24 h)	53,60 (-3,5%)	+46,3%	1.295.159	1.927	+2,2%
<b>MI2</b> (1-24 h)	53,89 (-3,0%)	+48,5%	512.162	762	-20,8%
<b>MI3</b> (5-24 h)	54,55 (-5,3%)	-	173.002	309	-
<b>MI4</b> (9-24 h)	56,23 (-5,8%)	-	73.901	165	-
<b>MI5</b> (13-24 h)	55,39 (-6,0%)	-	76.122	227	-
<b>MI6</b> (17-24 h)	58,08 (-4,6%)	-	164.383	734	-
<b>MI7</b> (21-24 h)	53,57 (-5,4%)	-	32.347	289	-



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



A partire dal giorno di flusso 1 febbraio 2017 sono operative le seguenti modifiche:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 vengono estesi all'intervallo 5-24, ampliando il vecchio range 9-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI4 vengono estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio range 12-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI5 vengono estesi all'intervallo 13-24, ampliando il vecchio range 17-24;
- viene introdotto il MI6, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24;
- viene introdotto il MI7, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 21-24.

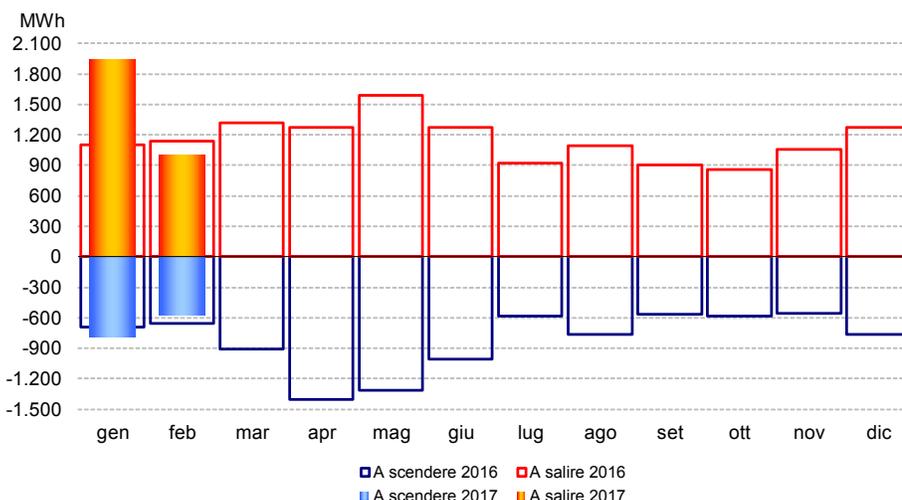
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A febbraio gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, con una flessione del 12,8% su base annua, si portano a quota 669 mila MWh. In

calo anche le vendite di Terna sul mercato a scendere attestatesi a 392 mila MWh (-10,7%), minimo da inizio 2016 (Grafico 10).

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

Fonte: GME



## MERCATO DEI PRODOTTI GIORNALIERI (MPEG)

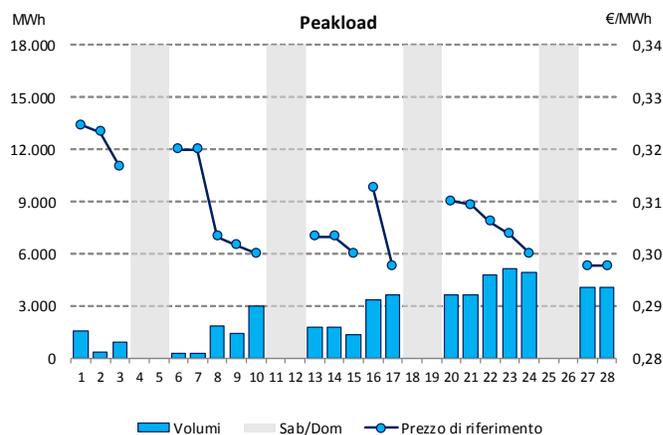
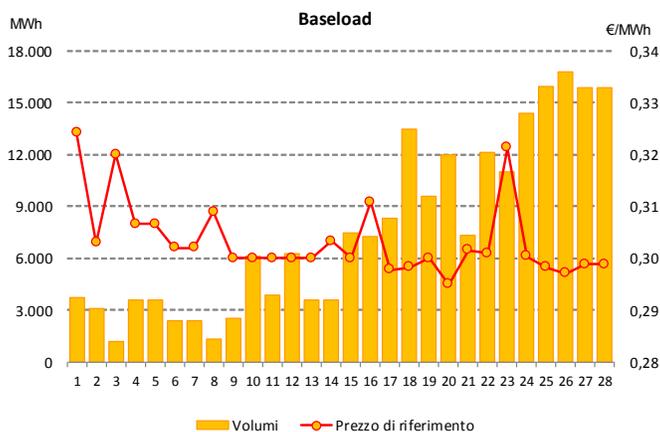
A febbraio nel Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) si registrano 235 negoziazioni del prodotto 'differenziale unitario di prezzo', di cui 139 con profilo baseload e 96 con profilo peakload, per complessivi 266 mila MWh. Le negoziazioni si sono concentrate nella seconda parte del mese. Il prezzo

medio dei 28 prodotti giornalieri baseload negoziati è stato pari a 0,30 €/MWh con 214.584 MWh scambiati. Poco più alto il prezzo medio registrato sui 20 prodotti peakload attestatosi a 0,31 €/MWh per un totale di 51.732 MWh negoziati (Figura 2).

Figura 2: MPEG, prezzi e volumi scambiati

Fonte: GME

Tipologia	Negoziazioni		Prezzo			Volumi	
	N°	Prodotti negoziati	Medio	Minimo	Massimo	MWh	MWh/g
Baseload	139	28/28	0,30	0,28	0,65	214.584	7.664
Peakload	96	20/20	0,31	0,29	0,65	51.732	2.587
<b>Totale</b>	<b>235</b>					<b>266.316</b>	



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra nove negoziazioni tutte per prodotti baseload per complessivi 38.734 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 614 mila MWh, in flessione del 5,0% rispetto al mese precedente. I prezzi dei prodotti negoziabili a febbraio sono risultati in calo solo per i due mensili più prossimi alla consegna ed in rialzo

per i restanti prodotti (Tabella 7 e Grafico 11). Il prodotto Marzo 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 47,78 €/MWh sul baseload e 53,14 €/MWh sul peakload, ambedue in calo rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari rispettivamente a 94 e 5 MW, per complessivi 71 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Marzo 2017	47,78	-5,0%	1	2	-	2	-	94	69.842
Aprile 2017	43,18	-5,2%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2017	42,55	+0,2%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2017	44,80	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	43,50	+0,0%	4	6	-	6	-	106	231.504
III Trimestre 2017	47,70	+3,7%	2	3	-	3	-	80	176.640
IV Trimestre 2017	48,77	+5,0%	-	-	-	-	-	77	170.093
I Trimestre 2018	48,51	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	44,25	+0,6%	2	2	-	2	-	2	17.520
<b>Totale</b>			<b>9</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>13</b>			<b>595.757</b>

	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Marzo 2017	53,14	-4,1%	-	-	-	-	-	5	1.380
Aprile 2017	44,84	-4,4%	-	-	-	-	-	-	-
Maggio 2017	45,79	+1,0%	-	-	-	-	-	-	-
Giugno 2017	50,20	-	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	46,99	+0,9%	-	-	-	-	-	13	10.140
III Trimestre 2017	53,88	+4,6%	-	-	-	-	-	5	3.900
IV Trimestre 2017	58,82	+5,9%	-	-	-	-	-	5	3.900
I Trimestre 2018	57,43	+2,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2018	49,97	+1,0%	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>			<b>17.940</b>

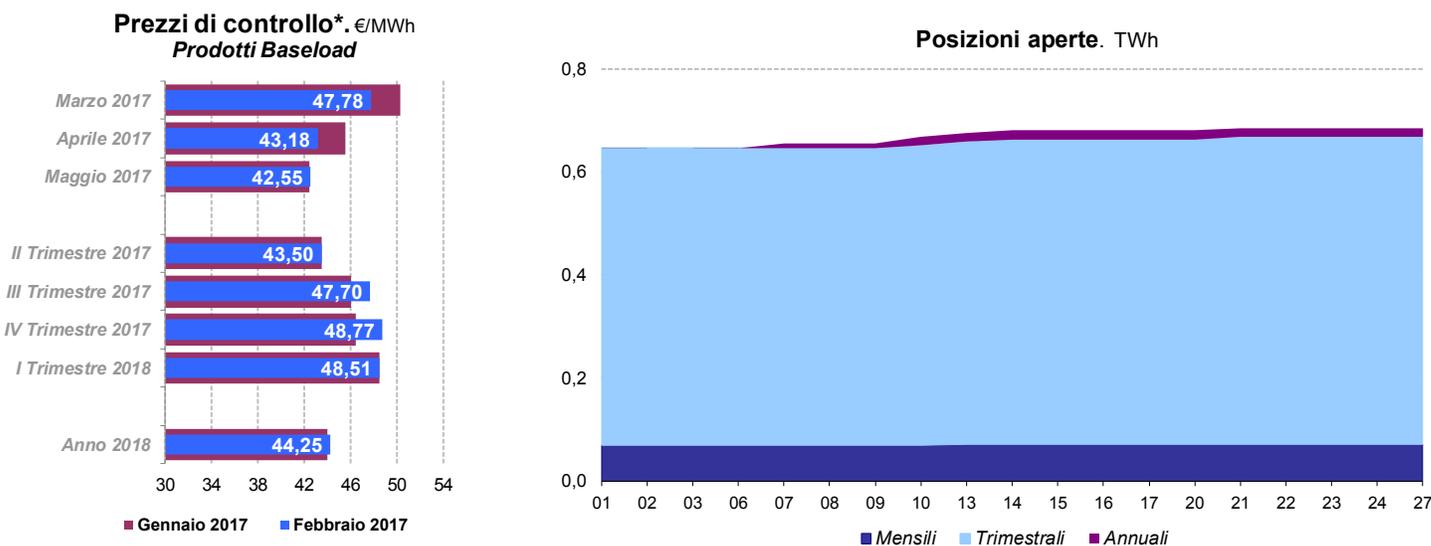
<b>TOTALE</b>			<b>9</b>	<b>13</b>	<b>-</b>	<b>13</b>			<b>613.697</b>
---------------	--	--	----------	-----------	----------	-----------	--	--	----------------

\* 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 2017, con una flessione tendenziale del 15,1% scendono a 24,0 milioni di MWh. In forte calo sia le negoziazioni concluse su MTE, che aggiornano il minimo storico con 66 mila MWh (-80,9%), sia le transazioni derivanti da contratti bilaterali scese a 23,7 milioni di MWh (-15,3%). In crescita, invece, le registrazioni derivanti da transazioni concluse sul nuovo Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG) salite a 266 mila MWh ma che rappresentano ancora poco più dell'1% del totale registrato (Tabella 8). La posizione netta in esito alle

transazioni registrate sulla PCE si è ridotta su base annua del 6,0% scendendo a 12,2 milioni di MWh. In calo anche il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che cede 0,21 punti rispetto ad un anno fa attestandosi a 1,97 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,2 milioni di MWh, segnano un calo su base annua (-12,4%), con i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 6,0 milioni di MWh (-1,9%). Si riducono su base anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,4 milioni di MWh (-10,5%) con i relativi sbilanciamenti a programma saliti a 2,8 milioni di MWh (+9,1%).

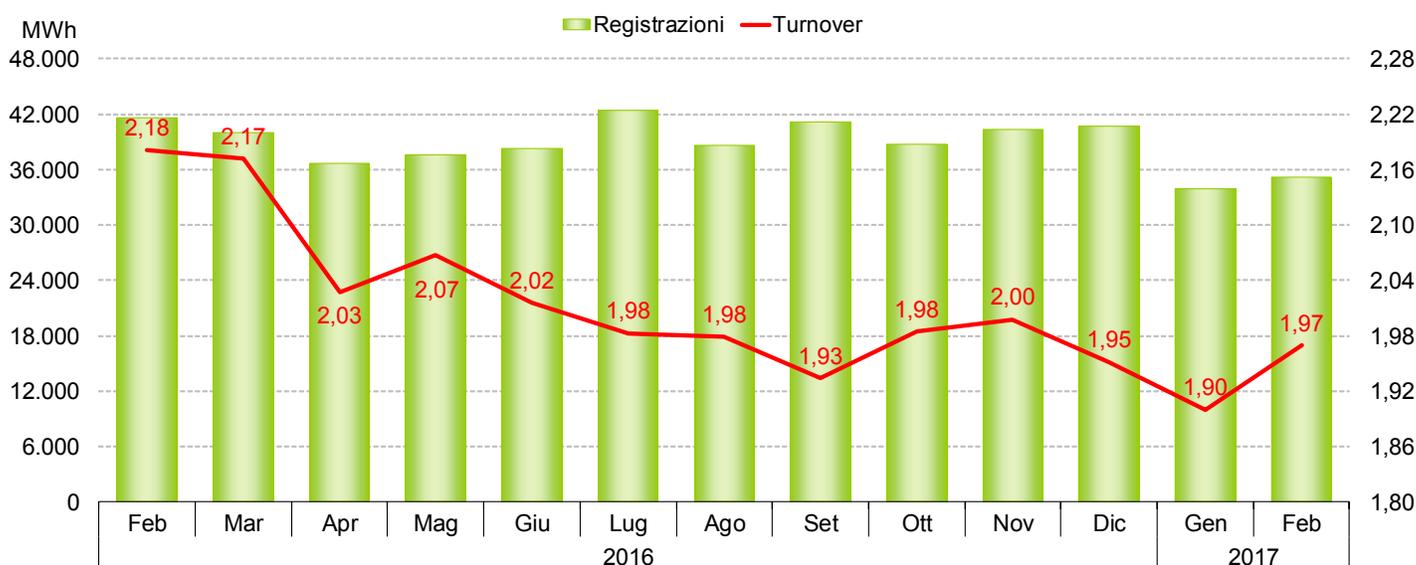
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.760.226	- 31,1%	24,0%	Richiesti	7.487.324	-11,9%	100,0%	9.553.668	-8,9%	100,0%
Off Peak	211.260	- 35,1%	0,9%	di cui con indicazione di prezzo	3.124.201	-5,8%	41,7%	8.734	+86,4%	0,1%
Peak	166.846	- 75,7%	0,7%	Rifiutati	1.294.007	-9,6%	17,3%	169.726	+1555,9%	1,8%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.292.287	-8,8%	17,3%	12	-98,9%	0,0%
Totale Standard	6.138.332	- 34,5%	25,6%							
Totale Non standard	17.529.128	- 5,5%	73,0%	<b>Registrati</b>	<b>6.193.317</b>	<b>-12,4%</b>	<b>82,7%</b>	<b>9.383.942</b>	<b>-10,5%</b>	<b>98,2%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>23.667.460</b>	<b>- 15,3%</b>	<b>98,6%</b>	di cui con indicazione di prezzo	1.831.913	-3,5%	24,5%	8.722	+142,1%	0,1%
<b>MTE</b>	<b>66.384</b>	<b>- 80,9%</b>	<b>0,3%</b>	Sbilanciamenti a programma	5.993.476	-1,9%		2.802.851	+9,1%	
<b>MPEG</b>	<b>266.316</b>	<b>-</b>	<b>1,1%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>3.190.625</b>	<b>-6,7%</b>	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>24.000.160</b>	<b>- 15,1%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.186.793</b>	<b>- 6,0%</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 si confermano in forte crescita tendenziale (+11,5%) e si attestano a quota 8.054 milioni di mc. A trainare la crescita ancora i consumi termoelettrici (+21,3%), favoriti dal basso livello delle importazioni e dal calo delle rinnovabili, mentre prosegue anche la ripresa dei consumi civili (+7,1%) e industriali (+4,5%). Sul lato offerta aumentano le importazioni di gas naturale (+11,2%) e le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+14,7%); pressoché ferma invece la produzione nazionale

(+0,2%). In calo la giacenza di gas naturale negli stoccaggi a fine mese (-14,1%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati scambiati 3,4 milioni di MWh, pari al 4,0% della domanda complessiva di gas naturale. I mercati a pronti (MGP e MI) hanno raccolto quasi il 65% dei volumi, la restante quota il Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PBGAS. In tutti i mercati i prezzi medi si mostrano in linea o leggermente inferiori alla quotazione al PSV (20,68 €/MWh).

## IL CONTESTO

Nel mese di febbraio i consumi di gas naturale in Italia segnano per il settimo mese consecutivo una crescita tendenziale portandosi a 8.054 milioni di mc (+11,5%). L'elevata domanda è ancora sostenuta dai consumi del settore termoelettrico che segnano una crescita in doppia cifra (2.122 milioni mc; +21,3%) giovandosi del basso livello delle importazioni e del calo delle rinnovabili. In crescita anche il settore civile (4.497 milioni mc; +7,1%), in corrispondenza di temperature più rigide rispetto ad un anno fa, e quello industriale (1.175 milioni mc; +4,5%). Ancora in deciso aumento le esportazioni salite a 261 milioni di mc (+75,4%).

Sul lato offerta le importazioni di gas naturale sono aumentate dell'11,2% portandosi a 5.204 milioni di mc. Pressoché invariata la produzione nazionale (452 milioni di mc; +0,2%).

L'analisi dei punti in entrata evidenzia il sensibile aumento (+83,1%) delle importazioni del gas algerino a Mazara (2.009 mln mc) che eguaglia le importazioni di gas dalla Russia a Tarvisio (2.041 milioni mc) che invece si riducono del 12,1%. In flessione anche le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries e dalla Libia a Gela attestatesi rispettivamente a 281 milioni mc (-21,1%) e 352 milioni mc (-8,5%). In lieve ripresa le importazioni GNL con Cavarzere che immette in rete 520 milioni di mc (+0,4%); ancora fermi i rigassificatori di Livorno e Panigaglia.

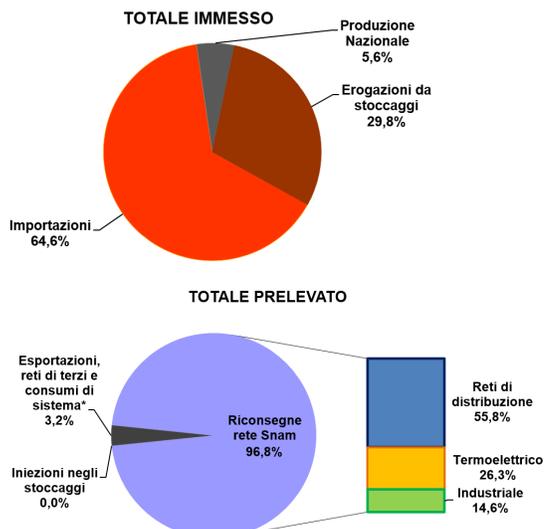
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 2.398 milioni di mc, in aumento del 14,7% rispetto a febbraio 2016; nulle, come un anno fa, le iniezioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.204</b>	<b>55,1</b>	<b>+11,2%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.009	21,3	+83,1%
Tarvisio	2.041	21,6	-12,1%
Passo Gries	281	3,0	-21,1%
Gela	352	3,7	-8,5%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-22,2%
Cavarzere (GNL)	520	5,5	+0,4%
Livorno (GNL)	-	-	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>452</b>	<b>4,8</b>	<b>+0,2%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>2.398</b>	<b>25,4</b>	<b>+14,7%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>8.054</b>	<b>85,2</b>	<b>+11,5%</b>
Riconsegne rete Snam Rete Gas	7.793	82,5	+10,2%
Industriale	1.175	12,4	+4,5%
Termoelettrico	2.122	22,5	+21,3%
Reti di distribuzione	4.497	47,6	+7,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	261	2,8	+75,4%
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>8.054</b>	<b>85,2</b>	<b>+11,5%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>8.054</b>	<b>85,2</b>	<b>+11,5%</b>

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



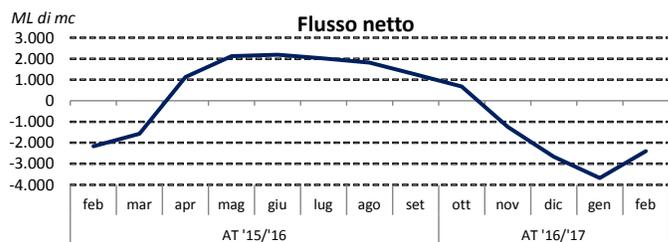
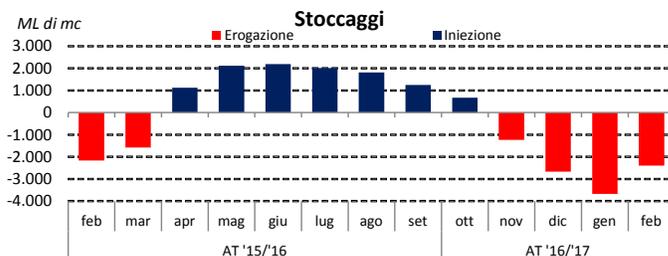
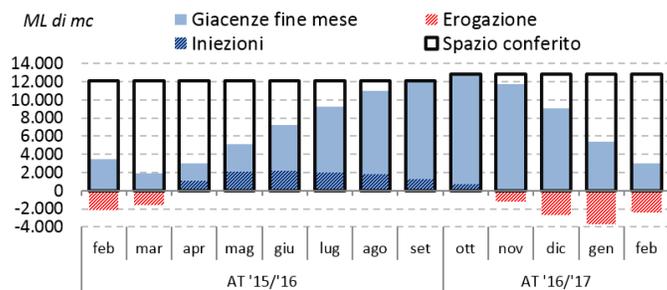
Nell'ultimo giorno del mese di febbraio la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.995 milioni di mc, in calo del 14,1% rispetto al 29 febbraio del 2016. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 23,4%, anch'esso in flessione rispetto ad un anno fa (-5,5 p.p.). La quotazione del

gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) interrompe la fase rialzista iniziata ad ottobre 2016 e, con una flessione di 3,16 €/MWh (-13,2%) su gennaio, si porta a 20,68 €/MWh. Il confronto su base annua evidenzia invece ancora un forte rialzo (+7,02 €/MWh; +51,4%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 28/02/2017)</b>	<b>2.995</b>	<b>-14,1%</b>
Erogazione (flusso out)	2.398	+14,7%
Iniezione (flusso in)	-	-
<b>Flusso netto</b>	<b>2.398</b>	<b>+14,7%</b>
Spazio conferito	12.797	+9,7%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>23,4%</b>	<b>-5,5 p.p.</b>



## I MERCATI GESTITI DAL GME

A febbraio nei mercati del gas naturale a pronti e nella PB-GAS sono stati scambiati 3,4 milioni di MWh, pari al 4,0% della domanda complessiva di gas naturale (3,5% a febbraio 2016), oltre la metà dei quali (64,5%) nel Mercato del Gas (MGAS). In particolare nel mercato a pronti del gas sono stati

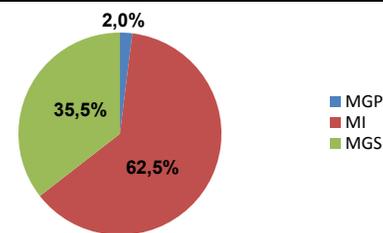
scambiati 67 mila MWh su MGP-gas e 2,15 milioni di MWh su MI-gas ad un prezzo medio rispettivamente pari a 21,58 e 20,35 €/MWh, sostanzialmente in linea con la quotazione al PSV.

Figura 3: Mercati del gas naturale a pronti e PB-GAS\*

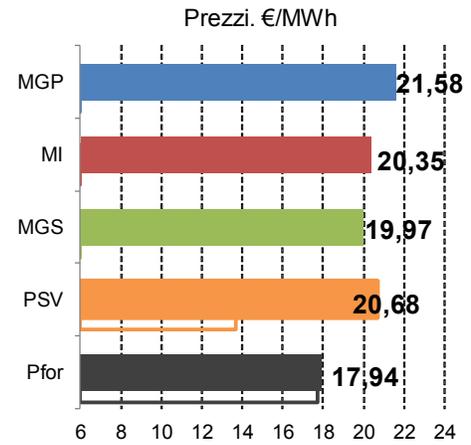
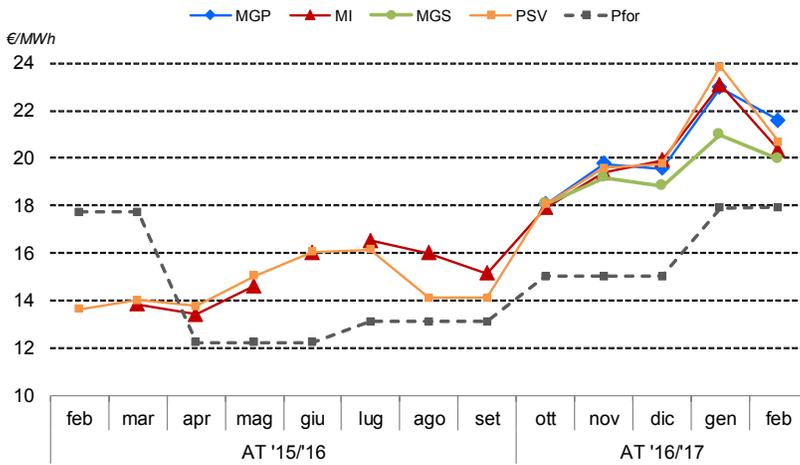
Fonte: dati GME

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
<b>MGAS</b>						
MP-GAS						
MGP	21,58	(-)	19,20	23,95	67.204	(-)
MI	20,35	(-)	18,00	25,63	2.148.524	(-)
<b>PB-GAS</b>						
MGS	19,97	(-)	18,61	21,95	1.221.258	(-)
MPL	-	(-)	-	-	-	(-)

Struttura degli scambi



Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



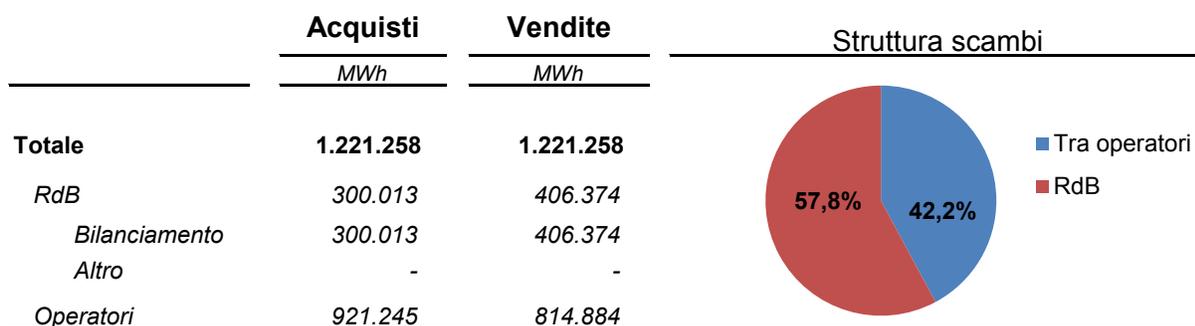
\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il Pfor un indice

Nel Mercato Gas in Stoccaggio (MGS) della PBGAS sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh. I volumi scambiati tra operatori (515 mila MWh) hanno rappresentato il 42,2% del totale scambiato,

mentre SRG ha venduto 406 mila MWh e acquistato 300 mila MWh. Il prezzo medio mensile si è attestato a 19,97 €/MWh, inferiore di quasi 1 €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

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

Fonte: dati GME



A febbraio, dopo un lungo periodo di inattività, sono ripartiti gli scambi sul Mercato a Termine del Gas naturale (MT-Gas). Nel dettaglio, si registrano sette negoziazioni di cui una sul prodotto BoM e 6 sul mensile Marzo 2017, per complessivi 21.556 MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 13.080 MWh. I prezzi di controllo dei prodotti negoziabili a febbraio,

fatta eccezione per alcune quotazioni trimestrali, sono risultati in deciso calo sul mese precedente.

Il prodotto Marzo 2017 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 19,700 €/MWh, in calo rispetto al mese precedente, ed una posizione aperta pari a 436 MWh/g, per complessivi 13,5 mila MWh.

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	variazioni %	MWh/g	MWh	
BoM-2017-02	19,300	19,300	19,545	-22,1%	1	600,000	-	-	600,000	-	120,000	240,000
BoM-2017-03	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	436,000	13.080,000
M-2017-03	19,700	21,100	19,700	-18,4%	6	20.956,000	-	-	20.956,000	-	436,000	13.516,000
M-2017-04	-	-	19,620	-19,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-05	-	-	19,810	-8,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2017-06	-	-	20,200	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	19,880	1,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-03	-	-	18,650	2,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-04	-	-	21,110	-13,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2018-01	-	-	20,950	0,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2017/2018	-	-	21,030	-7,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	19,260	1,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2018	-	-	22,880	-4,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>					<b>7</b>	<b>21.556,000</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21.556,000</b>	<b>-</b>	<b>436,000</b>	<b>13.080,000</b>

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

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

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il secondo mese del 2017 è caratterizzato da quotazioni stabili o in ribasso su tutti i principali mercati energetici europei. Fermi sui livelli alti del mese precedente i prezzi del greggio e degli altri combustibili, ad eccezione del carbone che ripiega dal massimo di gennaio a 83 \$/MT (-6%). Diffusi deprezzamenti anche sui principali hub europei del gas naturale, dove le

quotazioni al PSV (21 €/MWh) superano di appena 1 €/MWh quelle più basse del TTF. Tali dinamiche associate al ripristino su regimi ordinari della produzione elettrica francese ed ai sempre più incisivi fattori climatici spingono al ribasso i prezzi spot dell'energia elettrica; più contenuti, invece, gli effetti sulle aspettative espresse dalle quotazioni future.

A febbraio, il prezzo del greggio sembra stabilizzarsi poco sopra i 54 \$/bbl, ai massimi da oltre un anno, con rincari del 72% su base annua. Dinamiche analoghe anche per le quotazioni dell'olio combustibile che permangono sui valori alti del mese precedente, pari a 299 \$/MT, mostrandosi ancora in consistente ripresa rispetto a febbraio 2016 (+104%). In aumento congiunturale (+2%) e soprattutto tendenziale (+67%), invece, le quotazioni del gasolio portatesi a 485 \$/MT, ai massimi dell'ultimo anno. Variazioni contenute anche per i prezzi a termine con scadenze entro l'anno corrente che disegnano una curva pressoché piatta sugli alti livelli dei primi mesi del 2017 anche per scadenze più

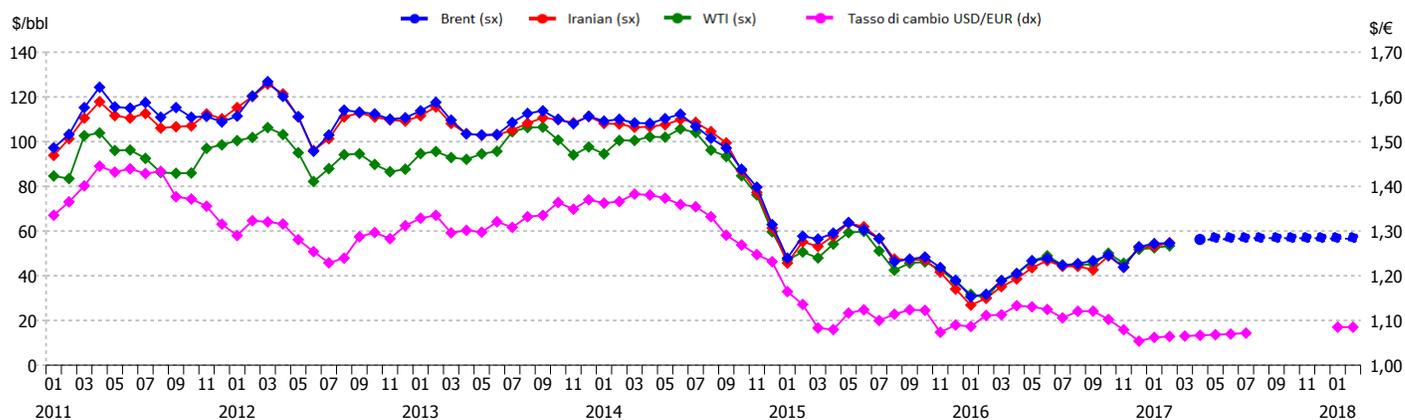
lontane. In calo dagli alti valori dei mesi precedenti il prezzo a pronti del carbone che tuttavia permane sopra gli 80 \$/MT (83 \$/MT, -6%), ancora in netto incremento tendenziale (+90%). In lieve crescita sul mese precedente, invece, le aspettative a termine con quotazioni che si proiettano, tuttavia, su livelli inferiori al prezzo a pronti, fino a scendere a 67 \$/MT per il nuovo prodotto annuale 2018.

Le dinamiche osservate non presentano modifiche significative nella conversione delle quotazioni in euro, in corrispondenza di un tasso di cambio a 1,06 \$/€, stabile sul mese precedente e sul medio periodo.

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

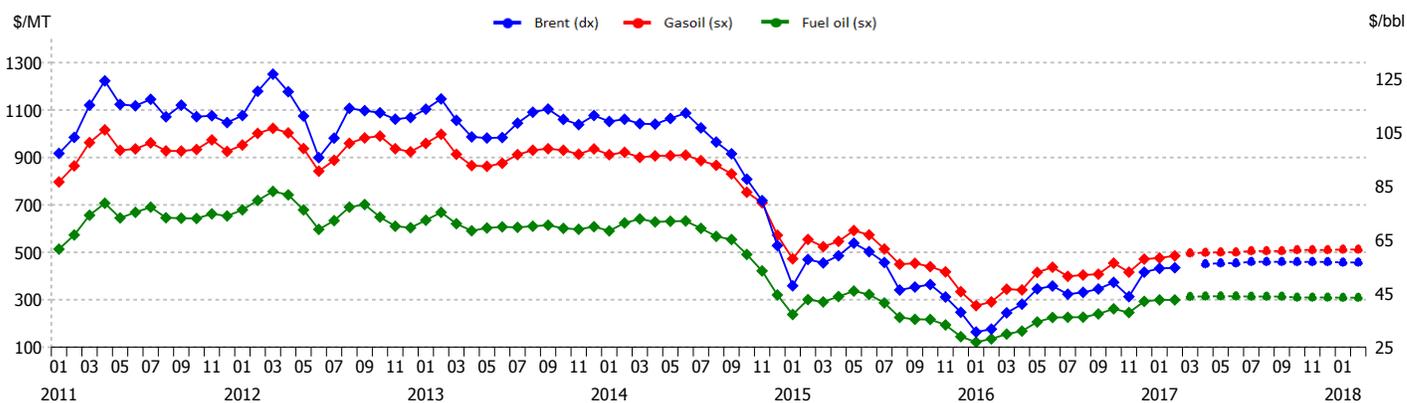
Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Feb 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	54,61	+ 0 %	+ 72 %	-	-	-	56,00	+ 0 %	56,34	-	-	-
	€/bbl	51,32	+ 0 %	+ 80 %	-	-	-	52,49	-	52,74	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	299,22	- 0 %	+ 104 %	311,72	312,50	- 2 %	314,20	- 2 %	314,80	-	306,79	- 1 %
	€/MT	281,17	- 0 %	+ 113 %	-	293,42	-	294,52	-	294,69	-	282,71	-
GASOLIO	\$/MT	485,14	+ 2 %	+ 67 %	493,75	496,00	+ 0 %	498,41	+ 0 %	500,00	-	-	-
	€/MT	455,87	+ 2 %	+ 74 %	-	465,72	-	467,20	-	468,06	-	-	-
CARBONE	\$/MT	82,58	- 6 %	+ 90 %	85,50	79,06	+ 1 %	76,23	+ 1 %	73,00	-	67,23	+ 2 %
	€/MT	77,60	- 6 %	+ 98 %	-	74,23	-	71,46	-	68,34	-	61,96	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,06	+ 0 %	- 4 %	-	1,07	- 0 %	1,07	- 0 %	1,07	-	1,09	+ 0 %

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



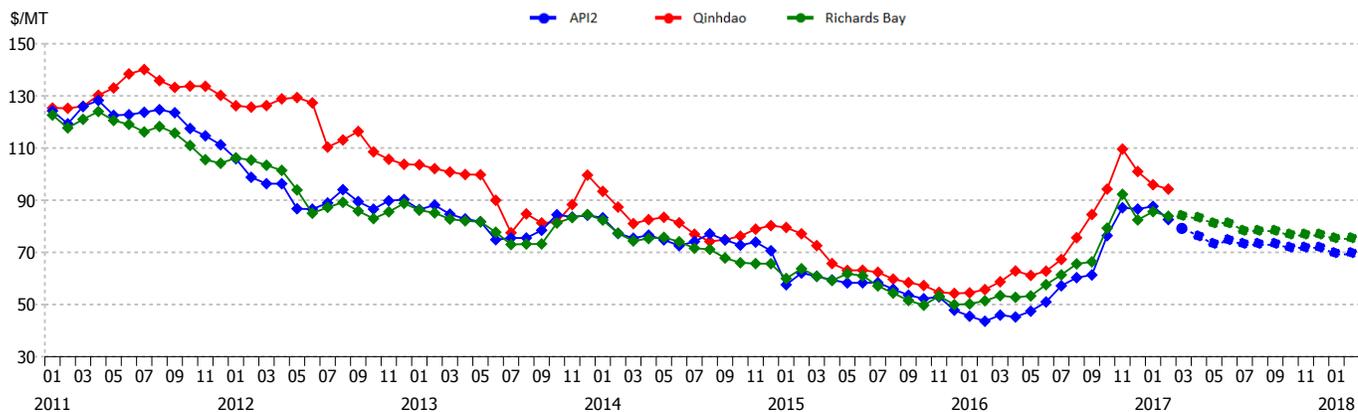
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

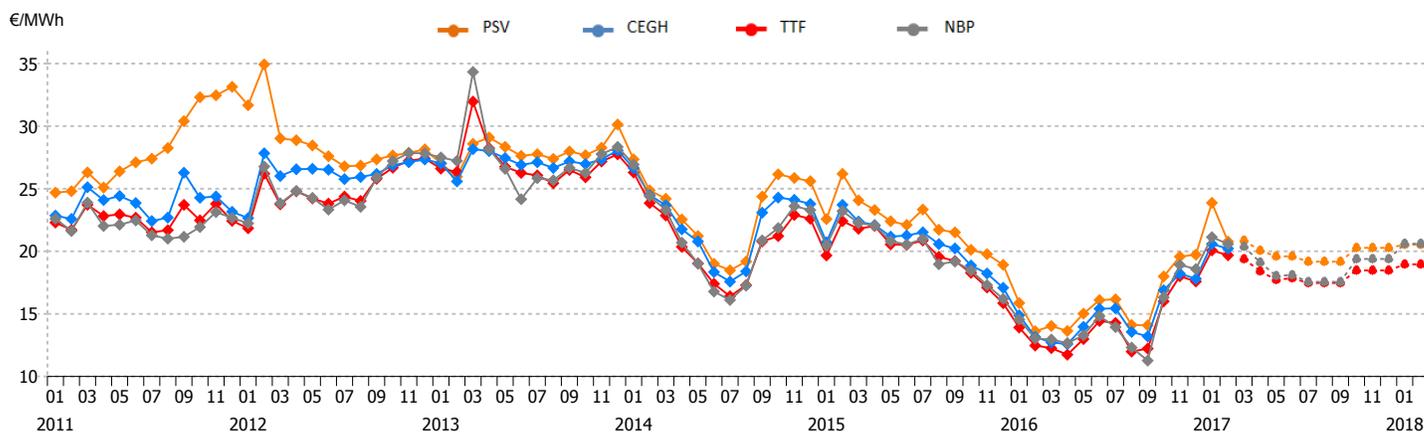
A febbraio, le quotazioni osservate sui principali hub europei del gas ripiegano dai livelli massimi registrati a gennaio, pur confermandosi molto alti (+53/+58% su base annua). In evidenza il ribasso del prezzo al PSV (-13%) che, con 21 €/MWh, riduce a poco più di 1 €/MWh il differenziale con il TTF,

pari a 20 €/MWh (-2%); poco sopra i 20 €/MWh le quotazioni degli altri hub. Tali dinamiche spingono al ribasso anche le aspettative di medio termine, con quotazioni lievemente inferiori ai relativi livelli spot, quasi tutti sotto la soglia dei 20 €/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 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
PSV	IT	20,68	- 13 %	+ 53 %	22,65	20,86	- 2 %	20,06	- 2 %	-	-	19,38	- 1 %
TTF	NL	19,68	- 2 %	+ 58 %	21,10	19,38	- 1 %	18,41	- 1 %	17,72	-	17,75	- 1 %
CEGH	AT	20,22	- 2 %	+ 54 %	21,65	-	-	19,28	+ 1 %	-	-	-	-
NBP	UK	20,58	- 3 %	+ 58 %	22,26	20,38	- 2 %	19,11	- 3 %	18,04	-	18,57	-



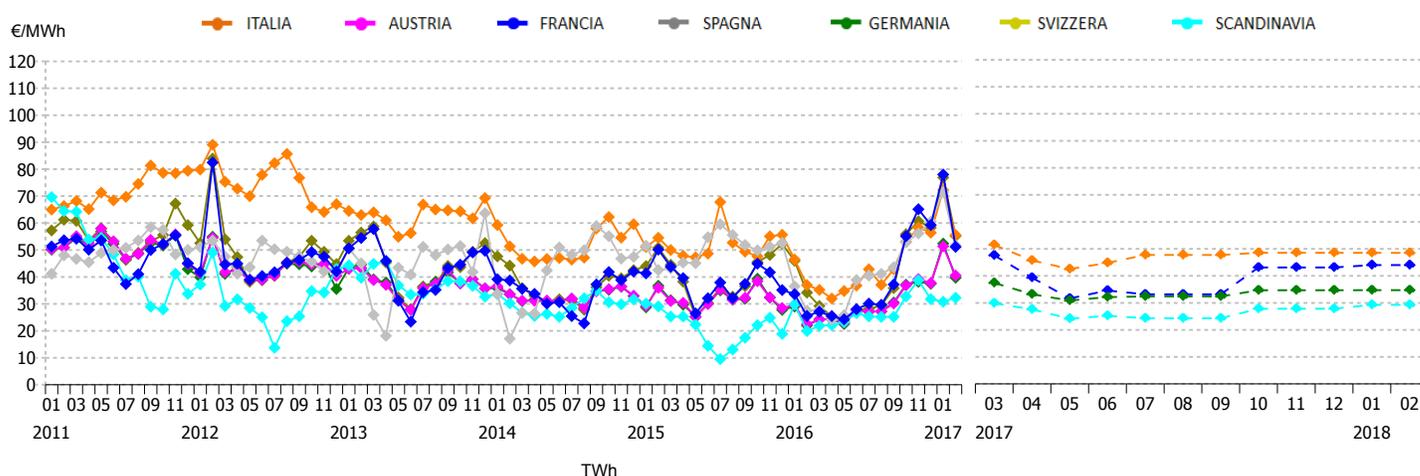
Il rientro della crisi francese, con il ritorno in esercizio della quasi totalità del parco nucleare, e l'incidenza del fattore climatico, hanno prodotto i loro effetti su tutte le principali borse elettriche europee, spingendo al ribasso i prezzi registrati a pronti, che si confermano tuttavia ancora in ripresa sull'anno precedente. Le quotazioni della borsa francese e tedesca, più influenzate dall'aumento delle temperature, scendono rispettivamente a 51 €/MWh (-34%) e 40 €/MWh (-24%); sulla scia dei suddetti ribassi anche la borsa spagnola e austriaca si riportano sui livelli dei rispettivi Paesi limitrofi a quota 52 €/MWh (-28%) e 41 €/MWh (-21%). Ripiega anche il prezzo

della borsa italiana, pari a 56 €/MWh (-23%), che, oltre ai suddetti fenomeni, beneficia del trend al ribasso registrato sul mercato del gas. Si distingue la piattaforma scandinava che con 32 €/MWh è l'unica in aumento congiunturale (+5%). Le dinamiche congiunturali non hanno avuto un forte impatto sulle quotazioni a termine che, pur collocandosi su livelli più bassi degli attuali livelli spot, hanno mostrato rincari compresi tra il +1% ed il +6% per i prossimi mesi dell'anno, probabilmente influenzate dalla prospettiva di un nuovo ciclo di manutenzioni straordinarie sugli impianti francesi ad aprile.

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 17	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 17	Var M-1 (%)	Apr 17	Var M-1 (%)	Mag 17	Var M-1 (%)	2018	Var M-1 (%)
ITALIA	55,54	-23 %	+50 %	-	51,18	+5 %	45,65	+6 %	42,51	-	44,19	+1 %
FRANCIA	51,16	-34 %	+100 %	57,80	47,60	+1 %	39,33	+4 %	31,64	-	35,98	-
GERMANIA	39,70	-24 %	+81 %	48,25	37,38	+3 %	33,19	+3 %	30,85	-	30,34	-
SPAGNA	51,74	-28 %	+88 %	30,75	29,87	-	27,59	-	24,15	-	23,40	-
AREA SCANDINAVA	32,28	+5 %	+62 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
AUSTRIA	40,56	-21 %	+81 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	55,18	-28 %	+61 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-

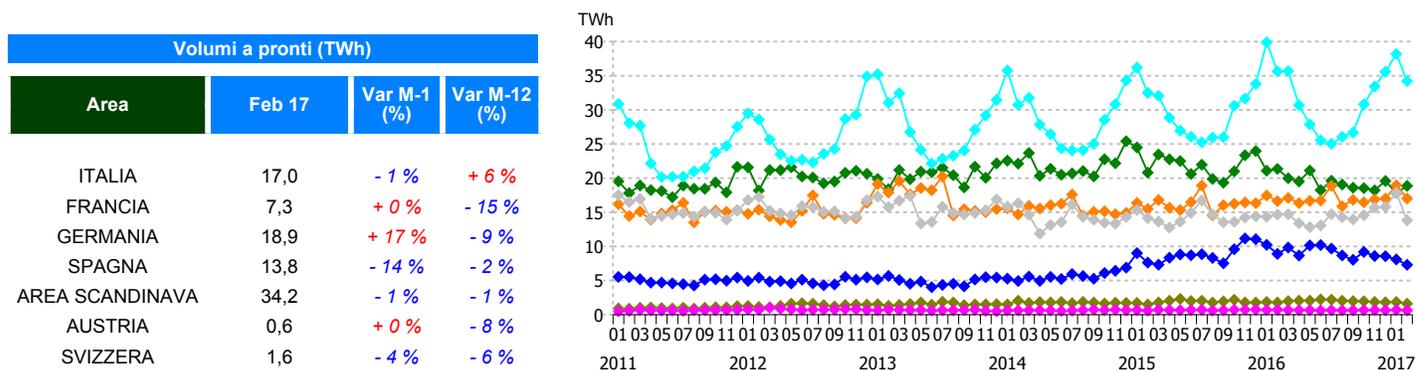


I volumi contrattati sulle principali borse europee presentano andamenti discordanti nel confronto con il mese precedente: in netto aumento sulla piattaforma EPEX (+11%), con 27,8 TWh scambiati in totale per consegne in Germania, Svizzera e Francia; in consistente calo sulla borsa spagnola (-14%);

lievi oscillazioni sugli altri mercati. Le borse registrano, invece, diffusi ribassi su base annua; fa eccezione la borsa elettrica italiana che, con un'energia movimentata pari a 17,0 TWh, segna una crescita del 6%, mostrando probabilmente un aumento strutturale della liquidità.

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

Fonte: Thomson-Reuters



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2017, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 435.140 TEE, in diminuzione rispetto ai 673.857 TEE scambiati a gennaio.

Dei 435.140 TEE sono stati scambiati 148.423 TEE di Tipo I e 211.454 TEE di Tipo II, 16.628 TEE di Tipo II-CAR e 58.635 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 253,95 €/tep (193,68 €/tep a gennaio), mentre i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media pari a 252,90 €/tep (193,37 €/tep lo scorso mese), i TEE di Tipo II-CAR sono stati scambiati ad una media pari a 253,84 €/tep (195,37 €/

tep a dicembre) e i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una media di 244,86 €/tep (194,64 €/tep, il mese scorso).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari allo 31,12 % per i TEE di Tipo I, di 30,79 % per i TEE di Tipo II, di 29,92 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 25,80 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.310.779 TEE (378.836 TEE di Tipo I, 609.067 TEE di Tipo II, 85.846 TEE di Tipo II CAR, 237.030 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 45.276.648 TEE. Di seguito la tabella riassuntiva, mensile e annuale relativa al mercato TEE.

TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	148.423	37.692.610,98	208,95	279,00	253,95
<i>Tipo II</i>	211.454	53.477.443,92	209,00	273,50	252,90
<i>Tipo II-CAR</i>	16.628	4.220.770,69	227,00	270,03	253,84
<i>Tipo III</i>	58.635	14.357.437,64	210,00	270,12	244,86
<b>Totale</b>	<b>435.140</b>	<b>109.748.263,23</b>	<b>208,95</b>	<b>279,00</b>	<b>252,21</b>

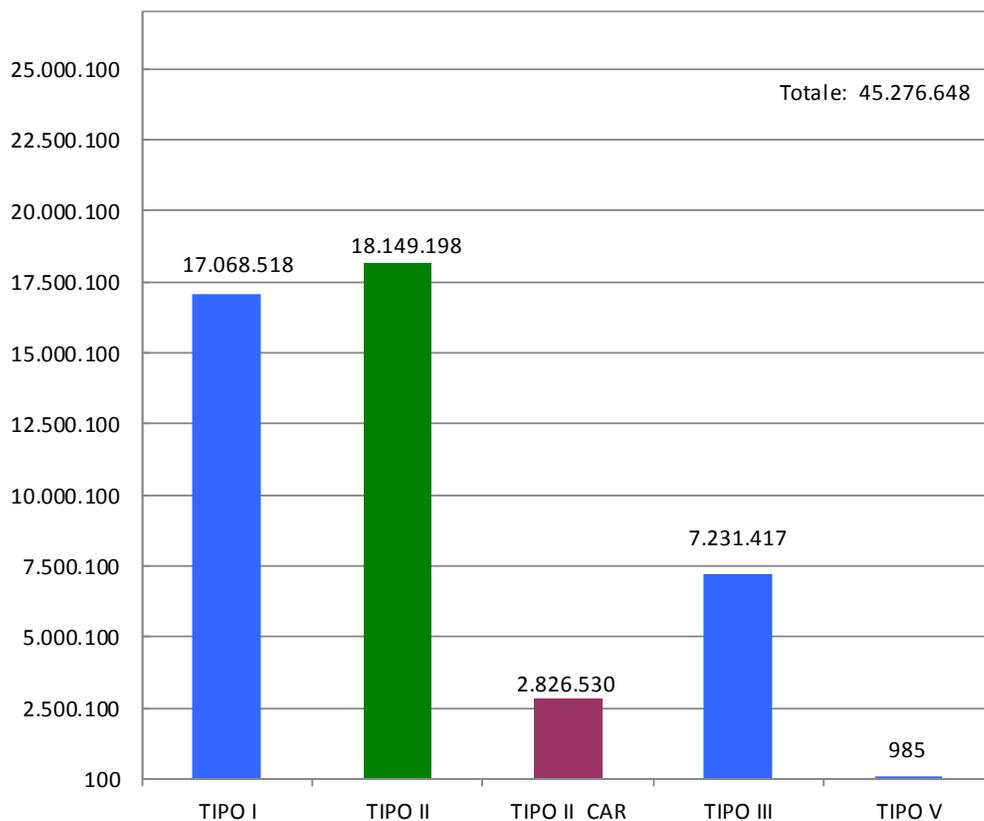
TTEE, risultati del mercato del GME anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	315.025	69.959.718,09	150,00	279,00	222,08
<i>Tipo II</i>	475.439	104.524.208,72	152,00	273,50	219,85
<i>Tipo II-CAR</i>	38.479	8.489.889,61	189,00	270,03	220,64
<i>Tipo III</i>	280.054	57.454.623,41	145,00	270,12	205,16
<b>Totale</b>	<b>1.108.997</b>	<b>240.428.439,83</b>	<b>145,00</b>	<b>279,00</b>	<b>216,80</b>

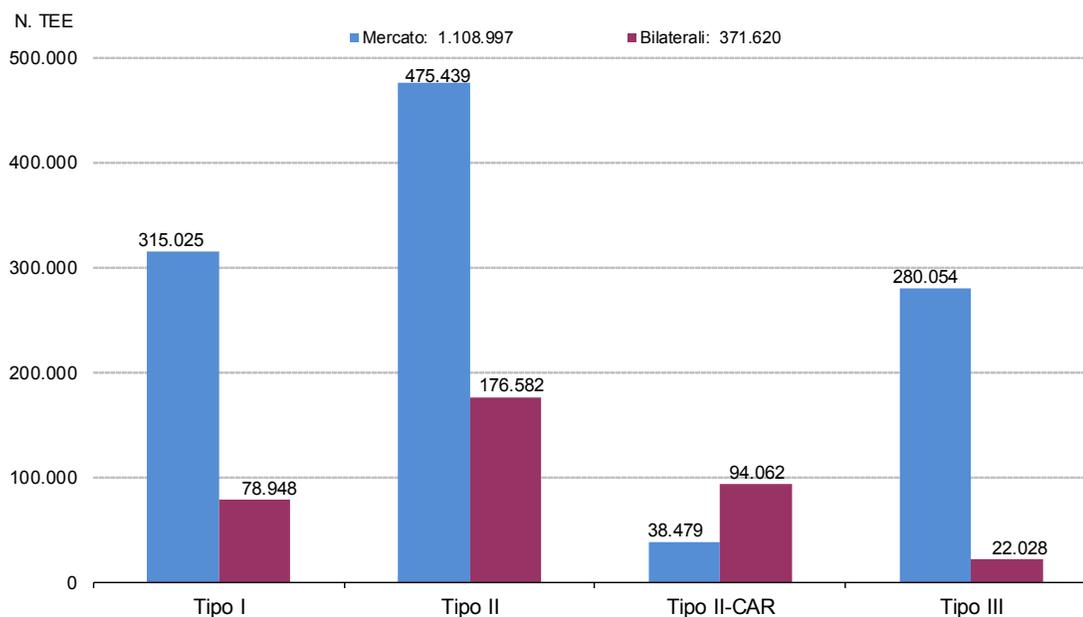
TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a febbraio 2017 (dato cumulato)

Fonte: GME



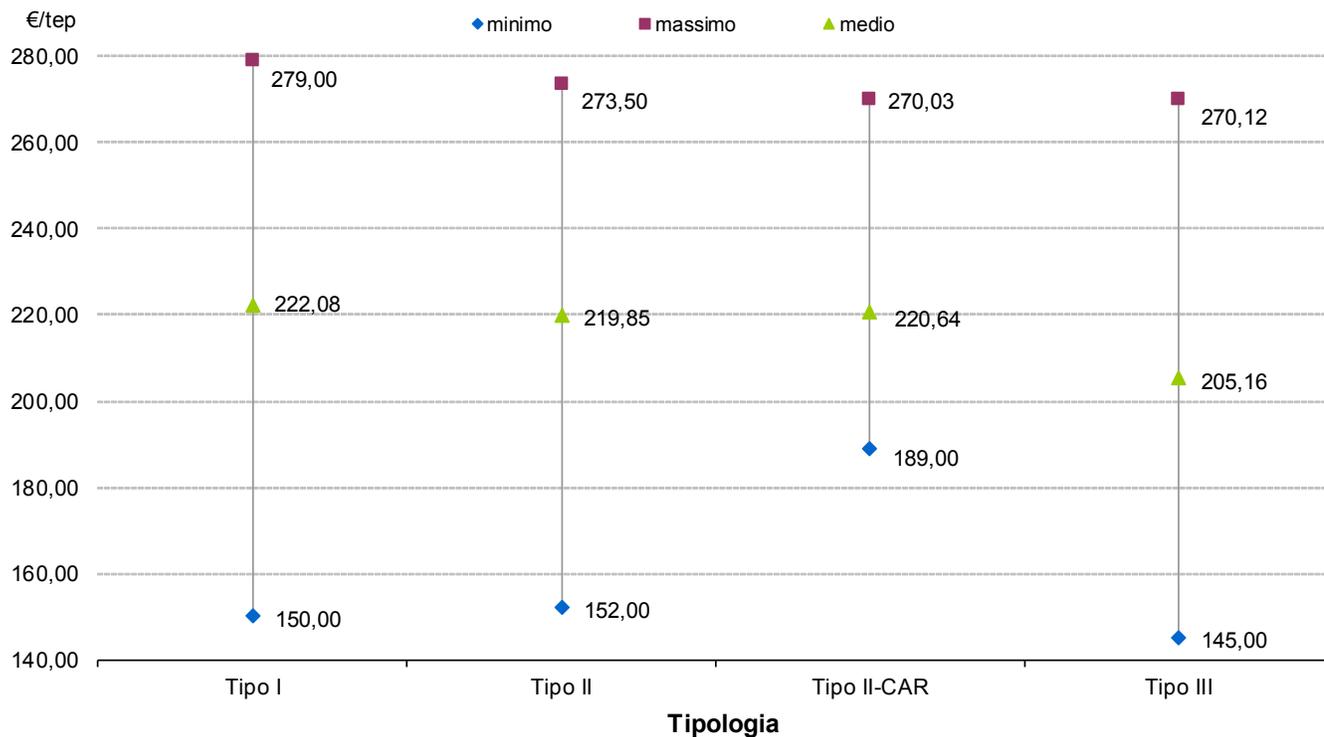
TEE scambiati nel 2017

Fonte: GME



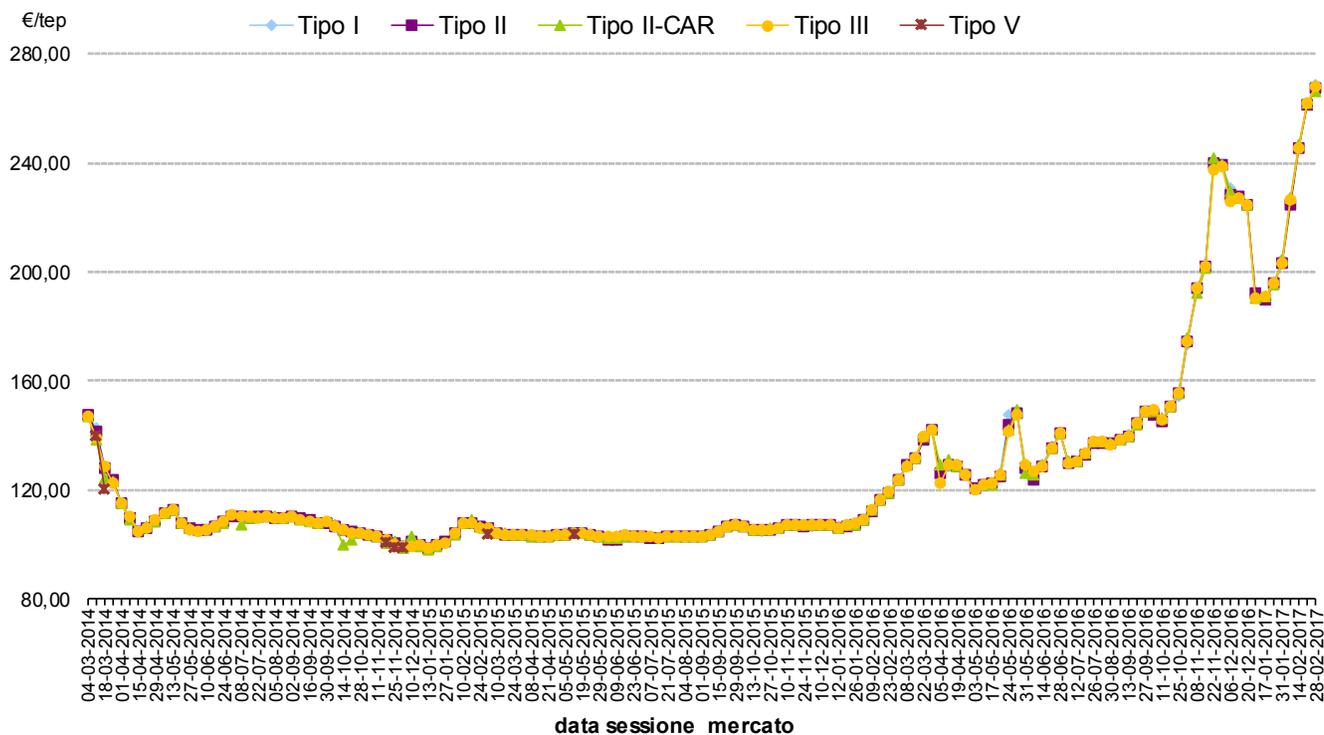
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2017)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2014 - 2017)

Fonte: GME



Nel corso del mese di febbraio 2017 sono stati scambiati 178.559 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (193.061 TEE nel mese scorso).

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 201,43 €/tep (137,60 €/tep lo scorso mese),

minore di 50,78 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (193,93 €/tep la media del mercato a gennaio). Segue la Tabella riassuntiva mensile e annuale, delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE, risultati Bilaterali - febbraio 2017

Fonte: GME

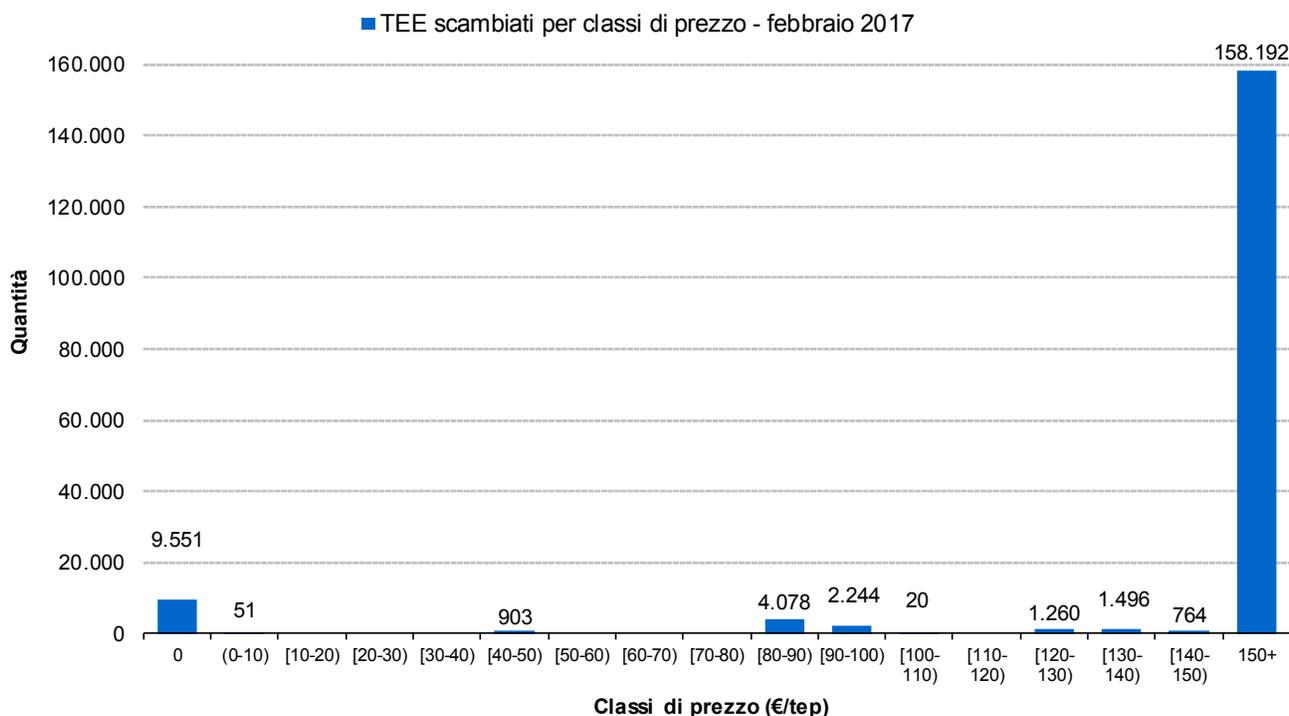
Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	53.372	9.945.554,09	0,00	258,00	186,34
Tipo II	47.406	8.179.365,87	0,00	261,28	172,54
Tipo II-CAR	65.976	15.361.477,70	173,09	247,20	232,83
Tipo III	11.805	2.481.324,50	0,00	261,50	210,19
<b>Totale</b>	<b>178.559</b>	<b>35.967.722,16</b>	<b>0,00</b>	<b>261,50</b>	<b>201,43</b>

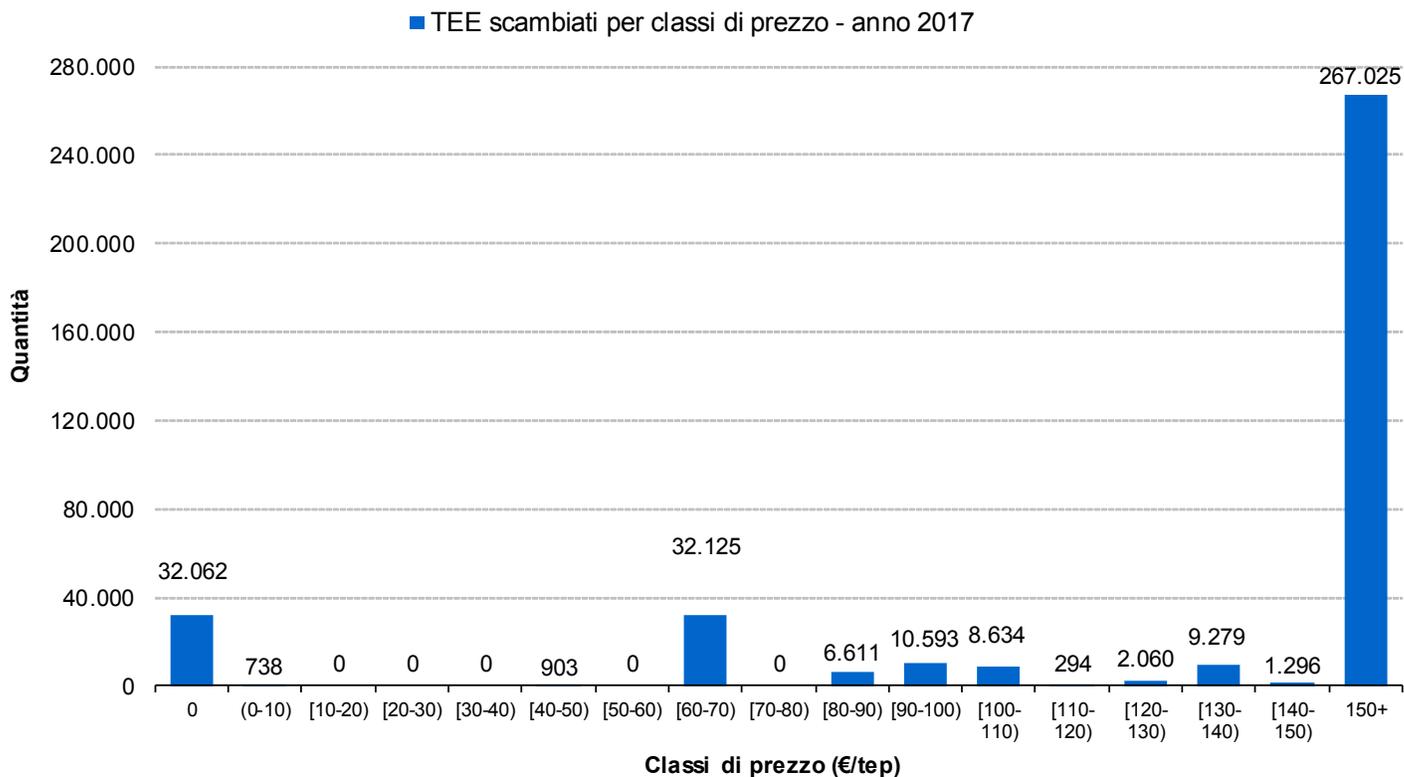
TEE, risultati Bilaterali - anno 2017

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	78.948	13.816.250,02	0,00	258,00	175,00
Tipo II	176.582	23.108.519,41	0,00	261,28	130,87
Tipo II-CAR	94.062	20.958.967,01	167,96	247,20	222,82
Tipo III	22.028	4.648.585,40	0,00	261,50	211,03
<b>Totale</b>	<b>371.620</b>	<b>62.532.321,84</b>	<b>0,00</b>	<b>261,50</b>	<b>168,27</b>

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi, mensili e annuali, scambiati bilateralmente, per ciascuna classe di prezzo.





# NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

di Gian Paolo Repetto – RIE

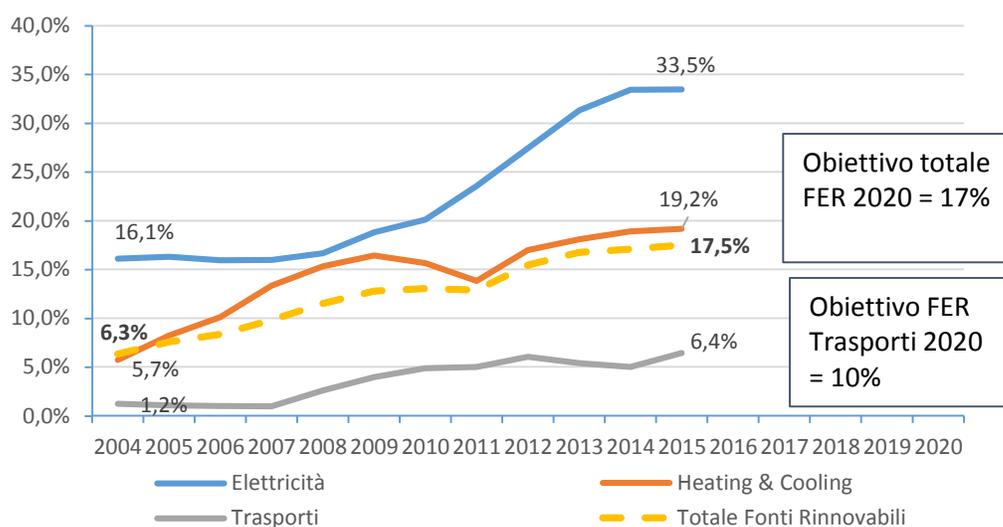
(continua dalla prima)

La percentuale di metano presente nel biogas varia, a seconda del tipo della biomassa utilizzata e delle condizioni di processo, da un minimo del 50% fino ad un massimo dell'80% circa; il biometano presenta invece una percentuale di metano superiore al 95% e può essere potenzialmente impiegato, insieme alle fonti fossili, sia per soddisfare gli usi domestici e industriali sia nell'autotrazione. Al pari del biogas può dunque contribuire al perseguimento degli obiettivi europei e nazionali per la produzione di energia rinnovabile. Com'è noto, l'Unione Europea con il pacchetto "clima energia" ha fissato per il 2020 una serie di obiettivi vincolanti per il taglio delle emissioni inquinanti, lo sviluppo delle fonti

rinnovabili, il miglioramento dell'efficienza energetica. La direttiva 28/2009/CE impone l'obiettivo medio del 20% di produzione di energia da fonti rinnovabili - declinato per l'Italia nel 17% - più uno specifico obiettivo del 10% nel settore trasporti valido per tutti i Paesi.

L'Italia ha raggiunto il target complessivo del 17% con largo anticipo già nel 2014 per la rapida crescita delle rinnovabili elettriche, particolarmente nel periodo 2009-2013, a seguito della politica di forti incentivazioni adottata. Significativo è stato anche l'aumento di rinnovabili nel settore termico, mentre i trasporti restano ancora sensibilmente al di sotto del loro obiettivo (vd grafico).

Fig. 1. L'Italia rispetto agli obiettivi europei sulle fonti rinnovabili



Oggi la quota di rinnovabili nei trasporti ha origine prevalentemente da importazione e produzione di biodiesel<sup>5</sup>. Tenendo conto che le attuali norme tecniche relative alla composizione dei carburanti limitano la quantità di biodiesel in volume da miscelare nel gasolio autotrazione (CEN EN 590), secondo stime di consumo proiettate al 2020 il biodiesel convenzionale potrebbe coprire al massimo la metà della quota d'obbligo (5%)<sup>6</sup>. D'altra parte la direttiva 1513/2015/UE (c.d. direttiva ILUC – Indirect Land Use Change) mirando a promuovere la produzione di biocarburanti avanzati, ottenuti a partire da materie prime che non competono direttamente con gli alimenti e i mangimi (quali rifiuti, residui agricoli, scarti di lavorazioni, etc.), limita al 7% la copertura della quota d'obbligo con biocarburanti convenzionali, ossia prodotti da colture alimentari. Per la stessa ragione ha stabilito la doppia

contabilizzazione (c.d. double counting) per i biocarburanti avanzati rispetto all'obiettivo del 10%, consentendo di valorizzare l'energia prodotta attraverso questi biocarburanti per una percentuale doppia ai fini del raggiungimento del target. Considerate le limitate prospettive di utilizzo del bioetanolo o di altri biocarburanti, il biometano avanzato prodotto da scarti agroindustriali, FORSU o altri sottoprodotti può diventare uno strumento importante per contribuire alla copertura di parte della quota d'obbligo non coperta da biodiesel, grazie anche alla contabilizzazione doppia di cui beneficerebbe.

## Il sistema di incentivazione e le regole per l'immissione in rete del biometano

Gli incentivi alla produzione di biometano e le specifiche per la sua immissione nella rete del gas naturale sono stati previsti

## NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

dal legislatore italiano per la prima volta con il D. Lgs. n. 28/2011, in attuazione della direttiva 2009/28/CE sulle fonti rinnovabili.

Il decreto introduce la prima definizione di biometano nella normativa nazionale ("gas ottenuto a partire da fonti rinnovabili avente caratteristiche e condizioni di utilizzo corrispondenti a quelle del gas metano e idoneo all'immissione nella rete del gas naturale") e definisce principi generali per la sua incentivazione, rimandando ad un successivo decreto ministeriale le modalità per la loro attuazione; attribuisce inoltre all'Autorità per l'energia elettrica il gas e il servizio idrico (AEEGSI) il compito di definire le direttive tecniche ed economiche per il collegamento degli impianti di produzione di biometano alle reti del gas naturale.

Al D. Lgs. n. 28/11 hanno quindi fatto seguito: il D.M. del 5 dicembre 2013 contenente "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale"; la norma tecnica UNI/TR 11573 sull'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione di gas naturale; la deliberazione AEEGSI n. ARG/gas 46/2015 contenente direttive per le connessioni di impianti di biometano alle reti del gas naturale e per la determinazione delle quantità di biometano ammissibili agli incentivi.

Nelle righe che seguono si focalizza l'attenzione sui principali contenuti del D.M. del dicembre 2013 e sugli aspetti critici che hanno spinto il MiSE a predisporre un nuovo decreto.

Il D.M. del 2013 prevede tre differenti modalità di incentivo a seconda della destinazione d'uso del biometano:

- l'impiego nei trasporti viene incentivato tramite il rilascio dei c.d. Certificati di Immissione in Consumo (CIC);
- l'immissione nella rete di trasporto o di distribuzione del gas naturale senza specifica destinazione d'uso trova sostegno nell'applicazione di maggiorazioni rispetto al prezzo del gas naturale;
- l'utilizzo negli impianti di cogenerazione ad alto rendimento viene incentivato tramite le tariffe per la produzione di energia elettrica da biogas definite dal D.M. del 6 luglio 2012.

Non è prevista la possibilità di optare per più di una tipologia di incentivo alla volta e all'interno del periodo di incentivazione (20 anni) è concessa la possibilità al produttore di cambiare meccanismo incentivante fino ad un massimo di tre volte.

Nello specifico dell'uso trasporti, il D.M. prevede l'ottenimento dei CIC da parte del produttore di biometano per un periodo di 20 anni dalla data di entrata in esercizio dell'impianto.

I CIC, gestiti e rilasciati dal Gestore dei Servizi Energetici (GSE), sono un meccanismo per verificare l'assolvimento degli obblighi, introdotti in linea con le direttive europee, per i fornitori di gasolio e benzina (c.d. soggetti obbligati) di immettere in consumo un quantitativo minimo di biocarburanti al fine di aumentarne l'utilizzo, svilupparne la filiera e limitare le emissioni di CO<sub>2</sub>. I soggetti obbligati sono tenuti ad immettere ogni anno una quota di biocarburanti in proporzione alla quantità di carburanti di origine fossile venduti. La quota d'obbligo

è crescente, dal 5% del 2015 al 10% nel 2020; una parte minore della quota deve essere coperta tramite biocarburanti avanzati. L'adempimento degli obblighi di immissione avviene tramite la verifica del possesso dei CIC. Un certificato attesta l'immissione in consumo di un quantitativo di biocarburante pari a 10 Gcal<sup>8</sup>. In base a quanto previsto dalle normative europee e dal D. Lgs. n. 28/2011, viene invece rilasciato un certificato ogni 5 Gcal (double counting) ai biocarburanti c.d. di "seconda generazione", incluso il biometano, per i quali il soggetto che li immette in consumo deve dimostrare che siano stati ottenuti da coltivazioni e sottoprodotti di origine non alimentare<sup>9</sup>, scarti agroalimentari, FORSU, concime animale, fanghi di depurazione. Tutte biomasse idonee alla produzione di biogas e biometano.

Il D.M. del 2013 prevede che i CIC vengano rilasciati dal GSE unicamente ai soggetti obbligati, che a loro volta possono acquisire i CIC secondo due modalità: immettendo al consumo biometano acquistato dal produttore, acquistando CIC da soggetti che ne dispongano in numero superiore al proprio obbligo<sup>10</sup>.

Il sistema di incentivazione definito dal D.M. del 2013 - sia in relazione ai CIC che alle altre modalità di sostegno cui si è fatto cenno - non è riuscito a favorire l'avvio industriale della filiera.

I limiti principali del D.M. sembrano risiedere nella rigidità connessa alla scelta della destinazione d'uso che può creare difficoltà nel collocare la produzione nel caso di vendita diretta del biometano al mercato, nell'incertezza sul valore dei CIC connesso a meccanismi di mercato e quindi a potenziale volatilità e nella riduzione degli incentivi, rispetto ai nuovi impianti, in caso di riconversione a biometano dei numerosi impianti di biogas esistenti (del 60% in caso di destinazione alla generazione elettrica, del 30% per le altre destinazioni d'uso). Ciò, combinato con le problematiche di definizione del quadro tecnico del settore e di predisposizione delle infrastrutture, cui si farà cenno più avanti, ha di fatto limitato ogni intenzione di implementare iniziative imprenditoriali nella filiera.

### La bozza di D.M. del dicembre 2016: obiettivi e proposte

Preso atto che il D.M. 5 dicembre 2013 non ha sortito realizzazioni di impianti e che l'Italia è in ritardo rispetto al target di fonti rinnovabili nel settore trasporti, il MiSE ha ritenuto opportuno:

- definire un quadro incentivante a favore della produzione e dell'uso del biometano, che può essere prodotto e consumato nella forma di gas naturale compresso (GNC) o di gas naturale liquefatto (bio-GNL);
- aggiornare il precedente decreto del 2013 dando priorità al biometano da impiegare nei trasporti, nell'ottica di contribuire alla riduzione delle emissioni inquinanti del settore;
- definire norme volte allo sviluppo di nuovi impianti di distribuzione di gas naturale per autotrazione;
- confermare che il biometano per trasporti sia incentivato tramite il rilascio di CIC;

## NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

- rinviare per i restanti usi ad un successivo decreto di aggiornamento, da emanare a valle del raggiungimento del target delle fonti rinnovabili nei trasporti;
  - favorire lo sviluppo del ciclo virtuoso dei rifiuti, in particolare della FORSU, nonché di una economia circolare del mondo agricolo.
- Al fine di perseguire questi obiettivi, le principali novità introdotte dalla bozza sembrano risultare:
- l'equiparazione ad impianti nuovi degli impianti a biogas esistenti riconvertiti a biometano, con conseguente riconoscimento del 100% degli incentivi;
  - la fissazione del valore del CIC a 375 euro, in alternativa all'opzione di valorizzazione a prezzi di mercato, per il biometano avanzato immesso nelle reti trasporto e distribuzione del metano e per il calcolo delle maggiorazioni previste a copertura degli oneri di realizzazione da parte del produttore di distributori o di impianti di liquefazione propri;
  - la conferma del raddoppio del numero dei CIC riconosciuti per biometano ottenuto da FORSU, residui colturali e sottoprodotti;
  - l'opzione di ritiro da parte del GSE del biometano avanzato immesso nelle reti del metano e destinato ai trasporti ad un prezzo pari a quello registrato al PSV nel mese di cessione (ridotto del 5%). La possibilità per il produttore di optare comunque, anche in caso di immissione nelle reti di trasporto o di distribuzione, per la vendita del biometano al mercato, restando fermo il riconoscimento dei CIC a 375 euro.
  - l'opzione incentivata per il produttore di realizzare in proprio o in co-finanziamento (i capitali propri devono ammontare almeno al 51%) un impianto di distribuzione nuovo, anche se realizzato presso un esistente impianto di distribuzione di carburanti tradizionali. L'incentivazione avviene attraverso una maggiorazione del 50% del valore fisso dei CIC (375 euro) per una copertura fino al 70% dei costi di realizzazione sostenuti da produttori ed è prevista anche in caso di realizzazione di un impianto di liquefazione del biometano (bio-GNL) pertinente all'impianto di produzione;
  - il rilascio dei CIC direttamente al produttore;
  - l'allungamento della vigenza dei termini del decreto per l'autotrazione dal 2018 fino al 2022.

### Le diverse configurazioni logistiche della filiera per autotrazione

Quanto previsto dalla bozza, combinato con le possibilità concesse dal posizionamento degli impianti di produzione rispetto alle strutture di trasporto e distribuzione del biometano (disponibili o realizzabili) e ai punti di consumo, conduce a diverse possibili configurazioni logistiche della filiera e dei modelli di business:

- realizzazione "in proprio" di un distributore, presso il sito di produzione o con collegamento attraverso carro bombolaio, e vendita "diretta" al mercato di consumo;
- Immissione nella rete del gas naturale e ritiro del biometano da parte del GSE;

- Immissione nella rete del gas naturale e vendita al mercato (per distributore di terzi) tramite contratto diretto o attraverso shipper/trader;
  - trasporto tramite carro bombolaio dal sito di produzione ad impianto distributivo di terzi.
- In questi termini, i ricavi realizzabili da un produttore possono derivare da:
- Valore dei CIC + vendita "diretta" del biometano al consumo attraverso distributore proprio;
  - Valore del CIC + cessione del biometano al GSE a prezzo "amministrato", seppur legato a dinamiche di mercato;
  - Valore del CIC + vendita del biometano al mercato destinato a distributore terzo.

Tutte le soluzioni comportano opportunità, ma anche criticità sia di natura tecnica che commerciale. La soluzione di vendita attraverso distributore proprio deve risultare compatibile con una sua strategica collocazione per l'accesso al consumo e pone il rischio della collocazione delle quantità prodotte. L'allacciamento alla rete del metano, se la distanza e le condizioni tecniche lo consentono, permette di optare per il ritiro del GSE a prezzo "amministrato", pur se indicizzato a prezzi di mercato (in questo caso non si pone il rischio volume), o per la vendita al mercato avendo con questa opzione un più ampio numero di clienti potenziali; per entrambe le scelte si pone il rischio della lunghezza dei tempi di allacciamento oltre che l'onere dei relativi costi che crescono all'aumentare della distanza dal metanodotto.

Il trasporto con carro bombolaio darebbe il vantaggio di non dipendere dalla necessità di un metanodotto nelle immediate vicinanze, escluderebbe costi e tempi per l'allacciamento nonché gli oneri relativi alla prenotazione di capacità, darebbe inoltre la possibilità di trovare clienti distributori non allacciati al metanodotto, ma avrebbe l'importante svantaggio di non essere economicamente sostenibile oltre un raggio stimabile in 80-100 km<sup>11</sup>.

### Obiettivi del quadro normativo e problematiche connesse alle specifiche del biometano

Conclusa a metà gennaio 2017 la fase di consultazione della bozza, i tecnici devono valutare le osservazioni ricevute e aggiornare di conseguenza il testo del decreto. Il provvedimento rivisto dovrà poi essere approvato dal "Comitato tecnico consultivo biocarburanti"<sup>12</sup>. A quel punto dovrebbe iniziare il dialogo con Bruxelles per valutare la compatibilità delle misure previste con le linee guida UE in materia di aiuti di Stato. Per l'adozione definitiva del decreto servirà quindi ancora un po' di tempo, anche se recentemente sono arrivate dal MISE rassicurazioni circa un'approvazione prima dell'estate.

Come risulta sia dall'articolato della bozza che dalla collegata nota di presentazione, l'obiettivo è arrivare ad un consumo nazionale di biometano di circa 1,1 miliardi di metri cubi nel settore trasporti. Questo target ha inoltre la funzione di limite massimo al rilascio degli incentivi. In seguito, tramite

## NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

aggiornamenti successivi del D.M., l'obiettivo sarà quello di ampliare gli usi oltre i trasporti, con consumi complessivi stimati fino a 6-8 miliardi di metri cubi, che coprirebbero circa il 10% del fabbisogno nazionale di metano (stime sulle potenzialità elaborate da diverse fonti).

Al di là delle cifre, a giudizio di chi scrive piuttosto ottimistiche, il quadro regolatorio che si sta componendo risulta potenzialmente favorevole per un effettivo sviluppo della filiera biometano ad uso trasporti. Si consideri anche che in Italia coesistono alcuni importanti fattori: una rete del gas naturale estesa e diffusa; un'importante tradizione nella produzione di veicoli a metano con il primato in Europa quanto a vetture che utilizzano questo carburante (circa 970.000 a fine 2015<sup>13</sup>); una consistente rete distributiva di vendita di metano auto con 1.156 impianti per 1,1 md mc consumati nel 2015<sup>14</sup>.

Un ulteriore aiuto può arrivare dal D. Lgs. n. 257 del dicembre 2016, con il quale viene recepita la direttiva 2014/94/UE per la diffusione dei carburanti alternativi. Il decreto prevede misure e obblighi per lo sviluppo di una rete di distributori di gas naturale/biometano, prevedendo un punto di rifornimento ogni 150 km, disponendo, in particolare, della possibilità di aprire nuovi punti vendita con il solo prodotto gas naturale/biometano senza la contestuale presenza di carburanti tradizionali, l'obbligo per i titolari di grandi punti vendita in aree fortemente inquinate a contribuire al miglioramento ambientale con investimenti in infrastrutture di erogazione di metano/biometano e per auto elettriche, l'obbligo per le pubbliche amministrazioni situate in province con alto inquinamento all'acquisto di almeno il 25% di "veicoli verdi" (metano/biometano, GNL o elettrici) nel momento della sostituzione del parco auto, autobus, mezzi di raccolta dei rifiuti urbani.

Nonostante il contesto complessivamente positivo, esistono tuttavia criticità che potrebbero ostacolare o rallentare il decollo industriale: oltre ai rischi connessi ad una filiera "nuova" ed alla scelta della più opportuna soluzione logistica e commerciale, il quadro delle specifiche tecniche del biometano deve essere ancora completato.

Infatti, al fine di garantire la salute delle popolazioni e l'ottimale funzionamento degli autoveicoli a gas a causa della presenza nel biometano di componenti dannosi quali monossido di carbonio e silossani, il mandato europeo denominato M/475 CE del novembre 2010 ha disposto che il CEN (European Committee for Standardization) emani specifiche tecniche per l'immissione del biometano nelle reti e predisponga una norma apposita per la qualità del biometano destinato all'autotrazione. Mentre per l'immissione in rete, dopo lunga preparazione, il quadro tecnico sembra quasi a punto, il progetto di norma contenente le specifiche di qualità per l'autotrazione è ancora in fase di approvazione, con termine attualmente previsto per il 2017. Il biometano non risulta quindi ancora incluso nella lista dei gas che si possono trovare nei distributori di metano compresso per auto.

Inoltre occorre preparare le reti del gas naturale all'immissione del biometano.

### L'adeguamento delle infrastrutture di rete

Un notevole lavoro di regole e condizioni per predisporre le infrastrutture gas esistenti è stato svolto ed è in corso da parte di AEEGSI e SNAM Rete Gas. Come già disposto dal D.M. 5 dicembre 2013, ai fini della connessione degli impianti di produzione di biometano, i gestori delle reti del gas naturale devono aggiornare e adeguare i rispettivi codici di rete. Di conseguenza, alla citata deliberazione n. ARG/gas 46/2015, AEEGSI ha fatto seguire altri provvedimenti<sup>15</sup> con cui ha definito processi per l'immissione di biometano nelle reti di trasporto e distribuzione ed approvato proposte di modifiche del codice di rete di SNAM Rete Gas<sup>16</sup>.

SNAM ha recentemente dichiarato di aver ricevuto un centinaio di manifestazioni di interesse per allacciarsi alla rete di trasporto e di stare cercando di accelerare le procedure per consentire allacciamenti rapidi agli impianti di biometano. SNAM giudica il processo di costituzione della filiera ancora in fase embrionale, ma con grandi potenziali.

Da un punto di vista tecnico più complessa potrebbe essere la connessione con le reti di distribuzione poste nelle vicinanze degli impianti, che non sempre sarebbero in grado di ricevere il biometano prodotto. Secondo distributori, occorrerebbe una rete in grado di ricevere in ogni momento la produzione dell'impianto: ad esempio, un impianto da 1 MW (produzione media oraria annuale pari a circa 250 Smc/h) risulterebbe adatto ad una rete di distribuzione metano a servizio di almeno 30.000 abitanti equivalenti (richiesta media di 230-250 m<sup>3</sup>/h)<sup>17</sup>.

### Forme di economia circolare e FORSU

La nota del MiSE che ha accompagnato la messa in consultazione della bozza di D.M. ha sottolineato come tra gli obiettivi primari del decreto faccia parte la volontà di favorire lo sviluppo di un'economia circolare del mondo agricolo (scarti colturali, liquami, seconde colture, etc..) e del ciclo virtuoso dei rifiuti, in particolare della FORSU per una valorizzazione economica della stessa e la riduzione del suo costo di smaltimento.

In effetti le potenzialità del biometano da FORSU paiono molto interessanti. La raccolta di FORSU, sulla spinta dei target europei e nazionali, è in crescita e nel 2014 ha raggiunto i 3,7 milioni di tonnellate, pari al 27,3% della raccolta differenziata di rifiuti urbani<sup>18</sup>. In via del tutto teorica e al fine di fornire un ordine di grandezza, l'utilizzo di tutta la FORSU 2014 per la produzione di biometano avrebbe potuto produrre circa 300 milioni di metri cubi.

La gestione anaerobica della FORSU consente di affiancare la produzione di compost (fertilizzante) con la generazione di biogas/biometano, permettendo di contenere gli spazi necessari ai processi di trattamento e gli impatti ambientali derivanti dal loro svolgimento. Le tecnologie appaiono consolidate ed adeguate a criteri di efficienza e sostenibilità. Un fattore importante che distingue l'impianto di biometano alimentato da FORSU, rispetto a quelli funzionanti con altre matrici organiche, consiste nel fatto che l'alimentazione del

## NUOVE MISURE PER INCENTIVARE IL BIOMETANO NEI TRASPORTI

biodigestore può costituire un ricavo o un costo evitato connesso al conferimento/smaltimento dei rifiuti (nell'ordine di 60 €/tonn). L'utilizzo di FORSU per biometano può comportare costi di investimento e gestione superiori ad altre biomasse, connessi al pretrattamento e poi allo smaltimento dei residui, ma da un'analisi degli economics della filiera non sembrano tali da annullare i vantaggi costituiti dal c.d. "prezzo negativo".

### Conclusioni

Il raggiungimento di una dimensione industriale del biometano presenta indubbiamente aspetti di notevole interesse per lo sviluppo di una filiera integrata nazionale con soluzioni di economia circolare, chiusura "virtuosa" del ciclo dei rifiuti, vantaggi ambientali e per il mondo agricolo, possibile contributo alla copertura del fabbisogno nazionale di metano. Inoltre il biometano può rappresentare un'opportunità per le multiutility locali, sia attraverso l'impiego nella biodigestione della FORSU raccolta e dei fanghi di depurazione derivati dalla gestione del ciclo idrico integrato, sia con l'uso del biocarburante autoprodotta nei mezzi pubblici locali.

Una razionale realizzazione delle potenzialità del biometano e del GNL (e bio-GNL), per trasporti e per ulteriori destinazioni d'uso, richiede anche la predisposizione di sistemi infrastrutturali integrati e "multi-gas" a livello nazionale e locale. Lo scenario di sviluppo atteso comporta problematiche di natura tecnica attinenti la compatibilità qualitativa dei nuovi gas rispetto al metano tradizionale, la funzionalità e sicurezza delle modalità di immissione nelle reti esistenti, la telemisura e telegestione, alcune delle quali già risolte, altre da mettere a punto. Considerando che saranno necessari significativi investimenti sia per lo sviluppo della filiera biometano sia per quella diretta agli usi finali del GNL, è indispensabile la definizione coordinata a livello legislativo e regolatorio di un quadro di lungo termine, in grado nel contempo di dare certezze agli operatori interessati e garanzie di adeguato impiego delle risorse al sistema nazionale, non nuovo a situazioni di squilibrio tra costi e benefici. Il perseguimento degli obiettivi posti deve coinvolgere in modo coordinato politica energetica (vedi aggiornamento della Strategia Energetica Nazionale), regole per l'adeguamento delle infrastrutture, politiche tariffarie, procedure autorizzative e specifiche tecniche per l'utilizzo.

<sup>1</sup> Fonte: "Piattaforma Biometano" – Documento programmatico del settembre 2016, predisposto con il coordinamento di Consorzio Italiano Biogas e Consorzio Italiano Compostatori, con la partecipazione di Anigas, Assogasmetano, Confagricoltura, Fise-Assoambiente, Legambiente, Ngv Italy e Utilitalia. I sei impianti dimostrativi sono situati nelle province di Torino (due), Padova (due), Bologna e Mantova.

<sup>2</sup> Ad esempio quello da fanghi di depurazione nell'impianto IREN di Roncocesi (RE) e da FORSU nel sito di HERA a Sant'Agata Bolognese (BO).

<sup>3</sup> Fonte: "Piattaforma Biometano"

<sup>4</sup> Il biogas è una miscela di gas, prevalentemente metano, prodotti tramite processi di digestione anaerobica in cui, in assenza di ossigeno, vengono degradate e trasformate le sostanze organiche. Affinché il processo si svolga è necessaria l'azione di microrganismi in grado di trasformare la sostanza organica in composti intermedi utilizzabili dai batteri metanigeni, i quali concludono il processo producendo metano. Oltre a questo gas vengono prodotti dalla digestione anaerobica anidride carbonica, composti solforati ed acqua.

<sup>5</sup> Fonte: Bilancio Energetico Nazionale

<sup>6</sup> Fonte: Agroenergia su dati Unione Petrolifera.

<sup>7</sup> UNI: Ente Nazionale Italiano di Unificazione, si tratta di un'associazione privata senza scopo di lucro riconosciuta dallo Stato e dall'Unione Europea che elabora e pubblica norme tecniche volontarie – le norme UNI – in tutti i settori industriali, commerciali e del terziario.

<sup>8</sup> Corrispondente a 0,973 tonn. di gasolio e 0,966 tonn. di benzina.

<sup>9</sup> La normativa italiana, accanto alla definizione di rifiuto, individua anche le condizioni in base alle quali una sostanza o un oggetto non sono da considerarsi tali, introducendo il concetto di sottoprodotto, che viene così descritto all'art 183 bis del D.Lgs. 152/06. "E' un sottoprodotto e non un rifiuto ai sensi dell'articolo 183, comma 1, lettera a), la sostanza o l'oggetto, che soddisfa tutte le seguenti condizioni: a) la sostanza o l'oggetto è originato da un processo di produzione, di cui costituisce parte integrante, e il cui scopo primario non è la produzione di tale sostanza od oggetto; b) è certo che la sostanza o l'oggetto sarà utilizzato, nel corso dello stesso o di un successivo processo di produzione o di utilizzazione, da parte del produttore o di terzi; c) la sostanza o l'oggetto può essere utilizzato direttamente senza alcun ulteriore trattamento diverso dalla normale pratica industriale; d) l'ulteriore utilizzo è legale, ossia la sostanza o l'oggetto soddisfa, per l'utilizzo specifico, tutti i requisiti pertinenti riguardanti i prodotti e la protezione della salute e dell'ambiente".

<sup>10</sup> Il GSE mette a disposizione una piattaforma informatica tramite la quale gli operatori possono scambiare i certificati.

<sup>11</sup> Fonte RSE- Regione Lombardia. "Biometano; a che punto siamo, le regole, la filiera, le barriere".

<sup>12</sup> Il Comitato è composto da rappresentanti di Mise, Minambiente, Ministero Agricoltura, MEF, Agenzia Dogane e GSE.

<sup>13</sup> Nel 2016 comunque si è registrato un calo delle immatricolazioni annue del 30% (da 63 mila nel 2015 a 44 mila nel 2016) che sembra continui nei primi mesi 2017.

<sup>14</sup> Fonte: Federmetano.

<sup>15</sup> Deliberazioni n. 210/2015/R/gas, n. 204/2016/R/Gas e n.806/2016/R/gas.

<sup>16</sup> Le modifiche attuano la precedente Delibera 210/2015/R/gas prevedendo, tra l'altro, che il biometano prodotto nei diversi impianti connessi a reti di distribuzione venga virtualmente consegnato in un unico punto di immissione alla rete di trasporto SNAM con lo scopo di favorire un ampio uso del biometano, indipendentemente dalla localizzazione geografica dell'impianto di produzione.

<sup>17</sup> Fonte: Gruppo TEA Mantova: "L'immissione di biometano in una rete locale" – Il biometano e la riconversione degli impianti a biogas esistenti – Gonzaga 20 gennaio 2017.

<sup>18</sup> Fonte: elaborazioni su dati Consorzio Italiano Compostatori e ISPRA.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ELETTRICO

■ **Deliberazione 16 febbraio 2017 70/2017/R/EEL | “Istruzioni a Terna S.p.a. per l’attuazione di emendamenti alla metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione, decisi all’unanimità da tutte le Autorità europee di regolazione, ai sensi del Regolamento UE 2015/1222 (CACM)” | pubblicata il 17 febbraio 2017**  
**Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/17/070-17.htm>

Con la delibera 70/2017/R/EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI), in coordinamento con tutte le altre autorità di regolazione europee (nel seguito: NRAs), ha richiesto a Terna di emendare la metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione predisposta da tutti i gestori delle reti di trasmissione europee (nel seguito: TSO) ai sensi dell’Art. 73 del Regolamento UE n.1222/2015 (nel seguito: Regolamento CACM).

Tale richiesta si inserisce nel quadro degli adempimenti previsti dal Regolamento CACM, finalizzati all’armonizzazione delle norme europee per la creazione del mercato comunitario dell’energia elettrica. In particolare, il Regolamento CACM prevede che, entro dodici mesi dall’entrata in vigore del Regolamento stesso (avvenuta in data 14 agosto 2015), tutti i TSO elaborino congiuntamente una proposta di metodologia per la distribuzione delle rendite di congestione e che tale proposta venga sottoposta all’approvazione di tutte le NRAs europee.

In esito alla trasmissione da parte di ciascun TSO della proposta contenuta nel documento “All TSOs’ proposal for a Congestion Income Distribution methodology in accordance with Article 73 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management” (nel seguito: Proposta CIDM) - nel dettaglio ricevuta dall’AEEGSI in data 21 luglio 2016 - le NRAs hanno elaborato una richiesta di emendamenti congiunta con specifiche proposte di revisione della Proposta CIDM, che risultano funzionali all’approvazione della stessa.

Tale documento di “Richiesta di emendamenti al CIDM” avanza in particolare la richiesta dei seguenti interventi:

- l’eliminazione del processo di cui all’Articolo 5 della Proposta CIDM, relativo alla previsione di criteri di ripartizione specifici e di regole ulteriori rispetto alla regola di suddivisione standard;
- l’eliminazione dei criteri di suddivisione specifici di cui all’Articolo 6 della Proposta CIDM;
- la modifica della regola di suddivisione standard di cui all’Articolo 4 della Proposta CIDM al fine di consentire, quando non dovesse applicarsi la suddivisione in parti uguali,

un criterio di suddivisione, approvato dai regolatori interessati, basato sull’effettiva proprietà delle infrastrutture o sui costi di investimento sostenuti;

- l’eliminazione delle ulteriori regole stabilite dall’Articolo 7 della Proposta CIDM;
- l’eliminazione delle definizioni che ripetono quanto già contenuto nel Regolamento n. 1719/2016 e nel Regolamento n.714/2009.

Pertanto, con la delibera in oggetto, l’AEEGSI ha chiesto formalmente a TERNA di dare attuazione alla predetta richiesta di emendamenti di cui alla Proposta CIDM.

**Comunicato del GME | “Modifica alla Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 04 rev.4 MPE” | 20 febbraio 2017**  
**Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=313>

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso nota la pubblicazione e contestuale entrata in vigore della versione aggiornata della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 04 rev. 4 MPE (“Presentazione delle offerte sul MGP, MI e MSD”), la quale sostituisce integralmente la versione precedentemente pubblicata sul proprio sito internet.

Le modifiche alla suddetta DTF riguardano le modalità con cui gli operatori del mercato elettrico possono richiedere al GME di sottomettere per proprio conto offerte di negoziazione, nei casi estremi ed urgenti in cui gli stessi non siano in grado di presentarle direttamente mediante invio degli appositi files alla piattaforma. In particolare, è stata modificata la “Dichiarazione di esonero di responsabilità” che deve essere inviata preventivamente al GME al fine di poter usufruire del supporto sopra descritto.

A tal proposito, con il comunicato in oggetto, il GME ha precisato che, agli operatori che alla data di pubblicazione della versione aggiornata della DTF n. 04 rev. 4 MPE abbiano già presentato al GME la precedente versione della “Dichiarazione di esonero di responsabilità” di cui alla DTF n. 04 rev.3 MPE - in conformità ai termini e modalità ivi stabiliti - è concesso termine sino al 20 aprile 2017, per sostituire tale dichiarazione tramite la presentazione della nuova dichiarazione di esonero di responsabilità redatta secondo il nuovo Modello di cui all’Allegato A della versione aggiornata della DTF n. 04 MPE. Si segnala in particolare, che decorso tale termine, la precedente versione della “Dichiarazione di esonero di responsabilità” di cui alla DTF n. 04 rev.3 MPE perderà automaticamente efficacia, inibendo agli operatori la possibilità di attivazione

della procedura di invio delle offerte sopra descritta.

## GAS

**Deliberazione 16 febbraio 2017 66/2017/R/GAS | “Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionali all’avvio del regime di bilanciamento” | pubblicata il 17 febbraio 2017 Download <http://www.autorita.energia.it/docs/17/066-17.htm>**

Con la delibera 66/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (nel seguito: AEEGSI) ha approvato il testo integrato relativo alle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas (c.d. “TICORG”) e contestualmente abrogato le delibere 525/2012/R/GAS e 282/2015/R/GAS. Inoltre, con la predetta delibera, l'AEEGSI ha approvato le disposizioni funzionali all'attuazione della fase c.d. “di regime” del nuovo sistema di bilanciamento gas di cui alla deliberazione 312/2016/R/GAS, prevedendo altresì la cessazione operativa della Piattaforma per il bilanciamento gas (PB-GAS) di cui alla delibera ARG/GAS 45/11.

Con particolare riferimento a quest'ultimo aspetto, si ricorda che, con la predetta delibera 312/2016/R/GAS, l'AEEGSI aveva previsto che, nelle more delle integrazioni e modifiche da apportare alla Disciplina del mercato del gas (MGAS), i mercati della negoziazione di prodotti locational (MPL) e della negoziazione di gas in stoccaggio (MGS), dovevano essere organizzati, in via transitoria, nell'ambito del quadro regolatorio della PB-GAS.

Con la delibera 66/2017/R/GAS, l'AEEGSI ha pertanto approvato le disposizioni funzionali al superamento della suddetta “fase transitoria”, prevedendo che:

- con l'esecuzione delle transazioni concluse nelle sessioni di mercato relative al giorno gas 31 marzo 2017 cessi di operare la PB-GAS (nonché le disposizioni transitorie per la gestione dei mercati MPL e MGS) e sia contestualmente risolta la convenzione tra il GME e Snam Rete Gas (nel seguito: SRG), di cui alla delibera ARG/GAS 45/11;
- venga estesa la disciplina della registrazione al PSV anche alle transazioni concluse sul MPL il quale, con la fase “di regime” del nuovo bilanciamento, costituirà anch'esso parte del MGAS;
- vengano stipulate apposite convenzioni con le im-

prese stoccaggio relativamente alla gestione dei flussi informativi necessari al funzionamento del MGS.

Con riferimento a quest'ultimo punto, nelle more della definizione delle convenzioni tra GME e le imprese di stoccaggio relativamente alla gestione dei flussi informativi necessari al funzionamento delle negoziazioni su MGS - la cui approvazione avverrà non oltre il 1° ottobre p.v. - l'AEEGSI ha previsto che:

- lo scambio dei dati e delle informazioni tra il GME e la società STOGIT, funzionali alla gestione del MGS, continui ad essere effettuato per il tramite di SRG;
- la partecipazione al MGS venga limitata alla sola impresa maggiore di stoccaggio.

## OIL

**Comunicato del GME | “PDC-OIL: comunicazione annuale dati capacità anno 2016” | 10 febbraio 2017 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=311>**

Facendo seguito alla Circolare del Ministero dello Sviluppo Economico n. 0002007 del 27 gennaio 2017, con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso nota l'apertura della raccolta dati annuale per i soggetti sottoposti all'obbligo di comunicazione di cui all'articolo 21, comma 21.2, del d.lgs. 249/2012 (nel seguito: soggetti obbligati).

In particolare, quest'ultimi dovranno inviare al GME - nel periodo compreso tra il 1° marzo e il 31 marzo 2017 - i dati relativi alla capacità logistica nella propria disponibilità al 31 dicembre 2016, mediante la Piattaforma di rilevazione della capacità di stoccaggio di oli minerali (c.d. PDC-OIL).

Al riguardo, il GME ricorda che, nel periodo indicato, la PDC-OIL sarà operativa dal lunedì al venerdì, dalle ore 09:30 alle ore 17:30 e che, ai fini dell'accesso alla stessa, i soggetti già iscritti dovranno accedere al sistema informatico utilizzando user id e password già in loro possesso, comunicando i dati della capacità di stoccaggio secondo la procedura descritta nell'apposita “Guida per l'operatore della PDC-OIL”. Viceversa, i soggetti obbligati non ancora iscritti alla PDC-OIL dovranno seguire la procedura di registrazione descritta nella predetta guida.

# Gli appuntamenti

13-16 marzo

## **MCE- Mostra Convegno expocomfort**

Milano, Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

<http://mceexpocomfort.it>

13-16 marzo

## **BIE- Biomass Innovation Expo**

Milano, Italia

Organizzato da Reed Exhibitions

<http://www.oggiigreen.it>

14 marzo

## **Il nuovo governo delle società a partecipazione pubblica**

Roma, Italia

Organizzato da Universitas Mercatorum

<http://www.utilitalia.it>

14-16 marzo

## **IRES2017 - 11th International Renewable Energy Storage Conference**

Düsseldorf, Germania

Organizzato da Eurosola

<http://www.energystorageconference.org>

14-18 marzo

## **ISH**

Francoforte, Germania

Organizzato da Messe Frankfurt

<http://ish.messefrankfurt.com>

15 marzo

## **Fare business con l'efficienza energetica e le rinnovabili**

Roma, Italia

Organizzato da AIEE

<http://www.aiee.it>

15 marzo

## **Il digitale e la cittadinanza attiva: nuove frontiere per la ricerca, la sostenibilità e la comunicazione nel settore dell'acqua**

Perugia, Italia

Organizzato da WARREDOC, Alta Scuola, Istituto Nazionale di Urbanistica (INU)

<http://www.irpi.cnr.it>

15 marzo

## **Going to G7 Energy**

Roma, Italia

Organizzato da Centro studi americani, ExxonMobil, trans Atlantic Pipeline e Formiche

<https://allevents.in>

16 marzo

## **Disegnare il futuro dell'energia**

Roma, Italia

Organizzato da Safe

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

16 marzo

## **Inquinamento atmosferico e sostenibilità: dagli impatti a possibili soluzioni- un approccio integrato**

Roma, Italia

Organizzato da ENEA

<http://www.enea.it>

16-17 marzo

## **EnergyPlus Workshop di simulazione**

Milano, Italia

Organizzato da Anit

<http://www.infobuildenergia.it>

17 marzo

## **Il Dlgs 28 e la copertura da fonti rinnovabili**

Lecco, Italia

Organizzato da Anit

<http://www.infobuildenergia.it>

17-18 marzo

## **Elettromondo**

Rimini, Italia

Organizzato da Elettroveneta

<http://www.eventoelettromondo.it>

21 marzo

## **Presentazione del Rapporto attività GSE**

Roma, Italia

Organizzato da GSE

<http://www.gse.it>

21-22 marzo

## **Le fonti rinnovabili: metodologie di gestione e business development**

Milano, Italia

Organizzato da politecnico di Milano

<http://www.infobuildenergia.it>

22 marzo

## **Una strategia energetica da "rinnovare"**

Roma, Italia

Organizzato da Federmanager

<http://www.federmanager.it>

22-27 marzo

**II Conferenza Internazionale “Smart and Sustainable Planning for Cities and Regions –SSPCR 2017”**

Bolzano, Italia

Organizzato da EURAC

<http://www.fierabolzano.it>

23 marzo

**MCTER Roma- Mostra Convegno Cogenerazione, Generazione Distribuita, Efficienza Energetica, trattamento Emissioni.**

Roma, Italia

Organizzato da EIOM in collaborazione con ATI nazionale

<http://www.mcter.com>

23 marzo

**Le certificazioni per l'efficienza energetica- strumenti innovativi per le imprese e la PA**

Roma, Italia

Organizzato da Accredia e ENEA

<http://www.accredia.it>

23-24 marzo

**Energy & Mobility Days**

Bolzano, Italia

Organizzato da Infobuildenergia

<http://www.infobuildenergia.it>

24 marzo

**Frodi nel settore dei carburanti. Una questione penale ed una questione morale**

Caselle (VR), Italia

Organizzato da Assoindipendenti

<http://www.assoindipendenti.it>

24-26 marzo

**Italia Legno Energia**

Arezzo, Italia

Organizzato da Fiera di Arezzo

<http://www.italialeugnoenergia.it>

25 marzo

**Tesla Revolution 2017**

Solbiate Olona (VA), Italia

Organizzato da Assorinnovabili

<http://www.assorinnovabili.it>

27 marzo

**Efficienza energetica**

Milano, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://www.utilitalia.it>

28-30 marzo

**Smart Grid Technical Forum**

Amsterdam, Paesi Bassi

Organizzato da Phoenix Forum

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

28-30 marzo

**International SAP Conference for utilities**

Lisbona, Portogallo

Organizzato da T.A.Cook

<http://uk.tacook.com>

29-30 marzo

**The Future of Utilities**

Londra, Regno Unito

Organizzato da Marketforce

<http://www.marketforce.eu.com>

30 marzo

**I controlli del GSE ed il nuovo documento per la manutenzione e ammodernamento tecnologico(Ex DM 23.6.2016) workshop**

Milano, Italia

Organizzato da REA srl, Reliable Energy Advisors

<http://www.assorinnovabili.it>

30 marzo – 1 aprile

**Energy Med**

Napoli, Italia

Organizzato da Mostra d'Oltremare

<http://www.energymed.it>

31 marzo

**Efficienza, innovazione, energia rinnovabile: quali scenari possibili post Accordo di Parigi**

Bergamo, Italia

Organizzato da FIPER

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

31 marzo

**Sistema elettrico italiano: proposte per la pianificazione energetica**

Roma, Italia

Organizzato da Assocarboni

<http://www.assocarboni.it>

4 aprile

**La rivoluzione del mercato elettrico – confronto tra le istituzioni e le utilities**

Roma, Italia

Organizzato da Libera Associazione The Adam Smith Society

<http://www.festivaldellenergia.it>

4-6 aprile

**The Battery Show Europe**

Sindelfingen, Germania

Organizzato da Sindelfingen Messe

<http://www.thebatteryshow.eu>

5 aprile

**Meeting di primavera della fondazione per lo sviluppo sostenibile**

Roma, Italia

Organizzato da Fondazione per lo sviluppo sostenibile e Città futura

<http://www.fondazionevilupposostenibile.org>

5 aprile

**Il gas naturale per uno sviluppo sostenibile. Una soluzione efficiente per le case degli italiani**

Roma, Italia

Organizzato da I-Com, Anigas

<http://www.i-com.it>

5-6 aprile

**VIII Conferenza Diritto Energia. La disciplina della gestione dei rifiuti tra ambiente e mercato**

Roma, Italia

Organizzato da GSE, Università di Roma Tre, Utilitalia e MiSE

<http://www.conferenzadirittoenergia.it>

6 aprile

**mcTER Roma- Mostra Convegno Cogenerazione, Generazione distribuita, Efficienza energetica, Trattamento emissioni.**

Roma, Italia

Organizzato da Ati energia

<http://orizzontenergia.it>

6-7 aprile

**Sostenibilità energetico-ambientale e consolidamento sismico del patrimonio costruito**

Perugia, Italia

Organizzato da CIRIAF

<http://www.ciriaf.it>

7 aprile

**Progettazione e tecnologie per l'autoconsumo ed il risparmio energetico**

Genova, Italia

Organizzato da UFLEX e ALEO

<http://www.italiasolare.eu>

7-9 aprile

**International Conference on Energy Economics and Energy Policy (ICEEEP 2017)**

Berlino, Germania

Organizzato da IACT

<http://www.iceeep.com>

7-9 aprile

**2nd International Conference on Advances on Clean Energy Research (ICACER 2017) - Ei and Scopus**

Berlino, Germania

Organizzato da IACT

<http://www.icacer.com>

10-12 aprile

**9th Annual Wind OandM Dallas**

Dallas, Tx, Usa

Organizzato da Wind Energy Update

<https://go.evvnt.com/70942-0>

11 aprile

**La Rivoluzione Energetica – rinnovabili, reti, consumatori**

Roma, Italia

Organizzato da Althesys

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

12 aprile

**Aquality Forum 2017**

Milano, Italia

Organizzato da Utilitenergia

<http://www.ikn.it>

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.