

APPROFONDIMENTI

OVERSUPPLY E BASSI PREZZI: L'OUTLOOK 2016 PER IL MERCATO DEL GNL

di Agata Gugliotta - RIE

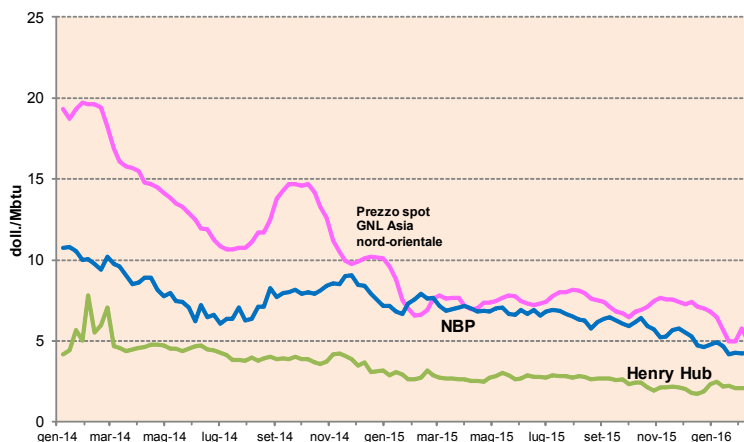
I principali mercati internazionali del gas naturale stanno conoscendo una fase di considerevole e generalizzata riduzione dei prezzi, conseguente alla diminuzione delle quotazioni del petrolio e ad una situazione di oversupply per debolezza della domanda - che in Europa sembra aver ormai assunto carattere strutturale - e per accresciute disponibilità di offerta, in essere o attese nel breve-medio termine, a seguito di investimenti nell'upstream pianificati in una situazione di mercato ben differente da quella che poi si è andata realizzando. In particolare, il settore del GNL si è caratterizzato negli ultimi anni per la programmazione e la realizzazione di un alto numero di progetti diretti all'aumento della capacità di liquefazione per soddisfare una domanda che, soprattutto

in Asia, principale area di importazione mondiale, avrebbe dovuto crescere a ritmi molto più elevati di quelli che invece si stanno registrando. Ciò significa che tale nuova potenziale offerta, soprattutto da Australia e Stati Uniti è pronta ad entrare sul mercato, facendo prevedere un ulteriore approfondimento della situazione di oversupply, che i prezzi a termine stanno già, presumibilmente, in parte scontando.

Il 2016 si è aperto con la partenza di due nuovi impianti: uno negli Stati Uniti e uno in Australia e altri si attendono nel corso dell'anno. L'articolo si propone di analizzare l'ammontare e l'origine della capacità aggiuntiva, in che misura e quali paesi possono assorbire la nuova offerta, quali siano le possibili conseguenze su un livello dei prezzi già ai minimi dal 2009.

Confronto prezzi spot (Europa-Usa-Asia)

Fonte: Elaborazioni Rie su dati World Gas Intelligence



► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ MARZO 2016

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

APPROFONDIMENTI

- Oversupply e bassi prezzi: l'outlook 2016 per il mercato del GNL
di Agata Gugliotta - RIE

NOVITA' NORMATIVE

- pagina 34

APPUNTAMENTI

- pagina 38

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo, il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN) segna una nuova flessione congiunturale, la terza consecutiva nel 2016, e rinnova il minimo storico a 35,22 €/MWh con un calo di quasi il 30% su base annua. I ribassi sono diffusi sull'intero territorio nazionale dove il prezzo di vendita zonale scende ai livelli più bassi di sempre in tutte le zone

eccetto la *Sicilia*. La domanda di energia elettrica sembra aver esaurito la ripresa evidenziata nella seconda parte del 2015, con gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima fermi sui livelli piuttosto depressi di un anno fa. In aumento invece la liquidità del mercato prossima alla soglia del 70%. Prezzi in calo anche nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, con il prodotto *Aprile 2016* che chiude a 33,60 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 1,75 €/MWh (-4,7%) su febbraio e di 14,77 €/MWh (-29,5%) su base annua, si porta a 35,22 €/MWh e segna, per il secondo mese di fila, il prezzo più basso mai registrato dall'avvio del mercato organizzato. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 18,02 €/MWh (-31,9%) nelle *ore di picco* e di

12,97 €/MWh (-28,0%) nelle *ore fuori picco* con prezzi attestatisi rispettivamente a 38,47 €/MWh, nuovo minimo storico, e 33,43 €/MWh, secondo valore più basso di sempre. Il rapporto *picco/baseload*, in calo rispetto ad un anno fa, scende a 1,09 (Grafico 1 e Tabella 1).

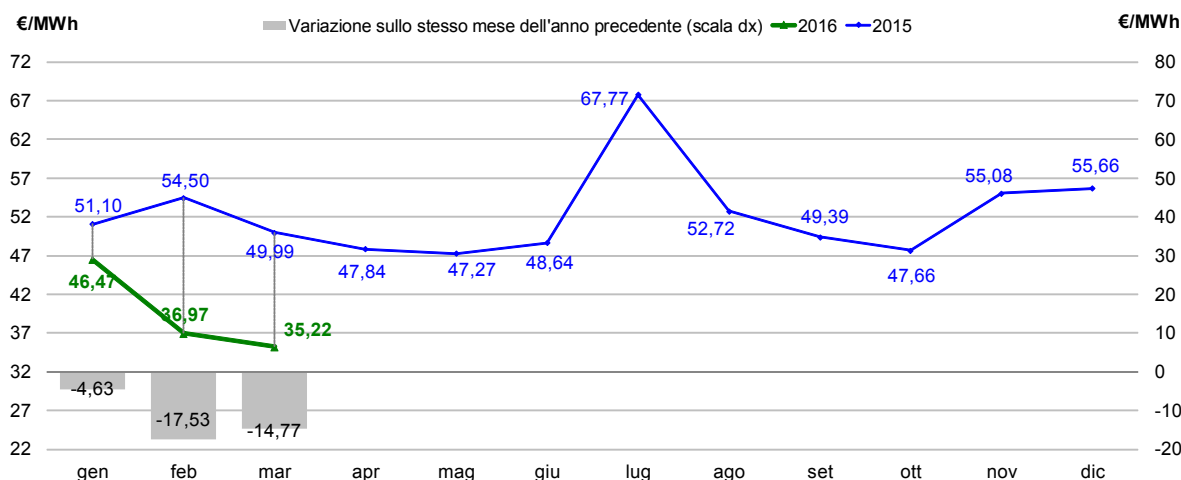
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	35,22	49,99	-14,77	-29,5%	23.002	+1,8%	32.936	+0,1%	69,8%	68,7%
<i>Picco</i>	38,47	56,49	-18,02	-31,9%	28.298	+2,9%	40.155	+0,9%	70,5%	69,1%
<i>Fuori picco</i>	33,43	46,40	-12,97	-28,0%	20.083	+0,9%	28.958	-0,4%	69,4%	68,4%
<i>Minimo orario</i>	10,94	11,13			11.842		19.530		60,0%	60,1%
<i>Massimo orario</i>	87,46	96,25			31.538		44.320		77,4%	77,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



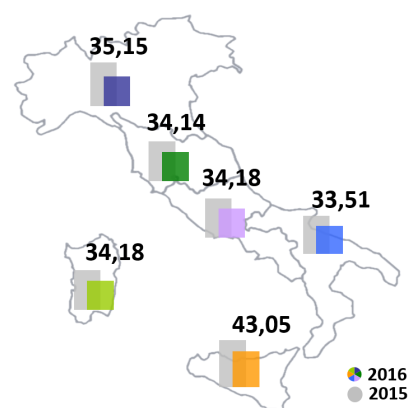
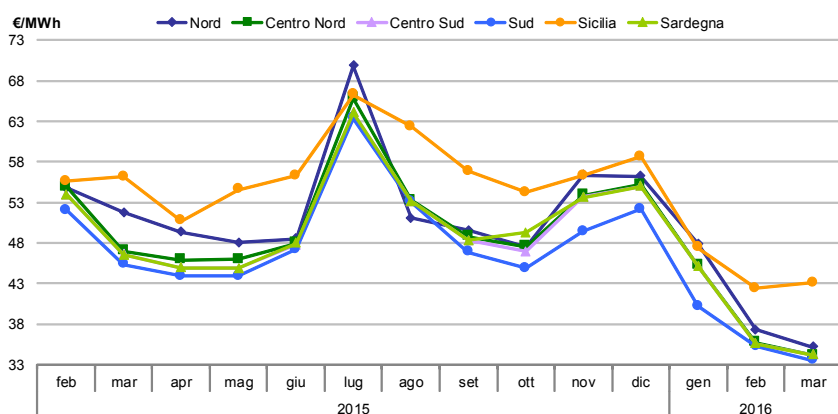
(continua)

I prezzi di vendita registrano flessioni più decise su base annua (-20/30%) e più contenute rispetto a febbraio (-4/6%) attestandosi sui rispettivi minimi storici in tutte le zone eccetto la *Sicilia*. Il prezzo dell'isola risale di pochi centesimi dal minimo registrato il mese

precedente portandosi a 43,05 €/MWh, mentre nelle altre zone il prezzo oscilla tra 35,15 €/MWh del *Nord* e 33,51 €/MWh del *Sud* (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, pari a 24,5 milioni di MWh, si confermano, come a febbraio, sui livelli dell'anno precedente (+0,1%). Nel dettaglio gli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,1 milioni di MWh, crescono su base annua dell'1,8%, mentre i volumi scambiati *over the*

counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP scendono a 7,4 milioni di MWh (-3,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato guadagna pertanto 1,1 punti percentuali rispetto a marzo 2015 portandosi a 69,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.090.479	+1,8%	69,8%
Operatori	9.878.315	+10,1%	40,4%
GSE	2.976.068	-20,9%	12,2%
Zone estere	4.236.096	+4,3%	17,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.381.207	-3,4%	30,2%
Zone estere	619.855	-9,3%	2,5%
Zone nazionali	6.761.352	-2,8%	27,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.471.686	+0,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.317.544	+8,6%	
OFFERTA TOTALE	44.789.230	+3,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

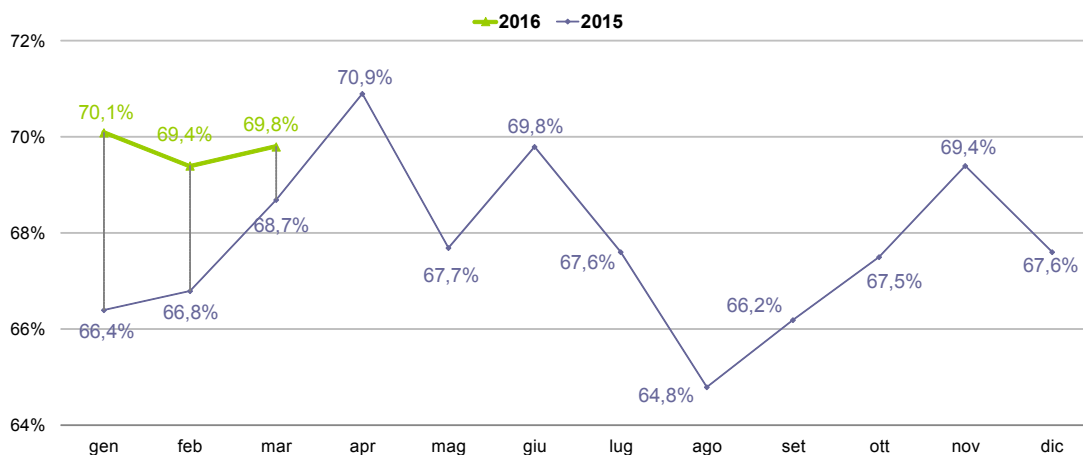
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.090.479	+1,8%	69,8%
Acquirente Unico	3.604.096	+24,7%	14,7%
Altri operatori	9.192.897	+3,2%	37,6%
Pompaggi	14.566	-	0,1%
Zone estere	476.448	+21,7%	1,9%
Saldo programmi PCE	3.802.473	-17,2%	15,5%
PCE (incluso MTE)	7.381.207	-3,4%	30,2%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	1.488.229	-39,7%	6,1%
Zone nazionali altri operatori	9.695.451	-0,7%	39,6%
Saldo programmi PCE	-3.802.473		
VOLUMI ACQUISTATI	24.471.686	+0,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.525.300	+41,3%	
DOMANDA TOTALE	25.996.987	+1,9%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, segnano il passo per il secondo mese consecutivo e scendono a 24,0 milioni di MWh (-0,2%). A livello zonale, gli acquisti frenano nelle zone centro settentrionali ed in *Sardegna*, aumentano invece nelle altre zone ed in particolare al Sud (+4,9%). Sulle zone estere gli acquisti si attestano a 476 mila MWh (+18,9%) (Tabella 4). Fiacche anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che flettono su base annua dello

0,4%, portandosi a 19,6 milioni di MWh. In calo questa volta le vendite delle zone centro meridionali e della *Sardegna* (-5,4%), in controtendenza le altre zone. Le importazioni di energia elettrica, nonostante le riduzioni della capacità di import del periodo pasquale, crescono del 2,3% e si portano a 4,9 milioni di MWh confermandosi su livelli piuttosto elevati (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.749.731	27.927	+12,9%	8.658.876	11.654	+4,7%	13.293.293	17.891	-1,3%
Centro Nord	2.795.203	3.762	-1,3%	1.730.213	2.329	+2,6%	2.389.013	3.215	-0,8%
Centro Sud	4.517.190	6.080	-13,9%	2.504.769	3.371	-4,7%	3.855.236	5.189	+2,8%
Sud	6.793.539	9.143	-5,5%	4.676.386	6.294	-4,6%	2.397.678	3.227	+4,9%
Sicilia	3.294.742	4.434	+10,8%	1.392.625	1.874	+9,4%	1.352.078	1.820	+0,2%
Sardegna	1.710.892	2.303	+3,4%	652.866	879	-30,0%	707.941	953	-8,1%
Totale nazionale	39.861.297	53.649	+4,2%	19.615.735	26.401	-0,4%	23.995.239	32.295	-0,2%
Estero	4.927.933	6.632	+1,1%	4.855.951	6.536	+2,3%	476.448	641	+18,9%
Sistema Italia	44.789.230	60.282	+3,8%	24.471.686	32.936	+0,1%	24.471.686	32.936	+0,1%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile registrano ancora un calo tendenziale portandosi a 7,3 milioni di MWh (-3,6%). In flessione la fonte eolica (-12,0%) e la 'solare e altre' (-15,0%); in aumento invece la fonte idraulica (+9,0%) e geotermica (+2,5%). Tra gli impianti a fonti tradizionali, che si confermano sui livelli di marzo 2015, crescono le

vendite gli impianti a gas (+10,5%) mentre si riducono pesantemente quelle degli impianti a carbone (-33,7%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili, pari al 37,0%, cede un punto percentuale rispetto ad un anno fa, mentre quella degli impianti a gas ne guadagna 4 salendo al 40,9% (Grafico 4).

(continua)

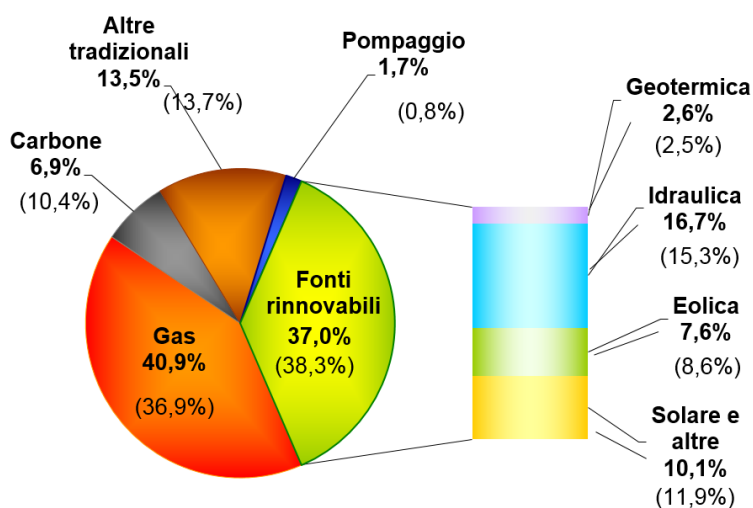
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

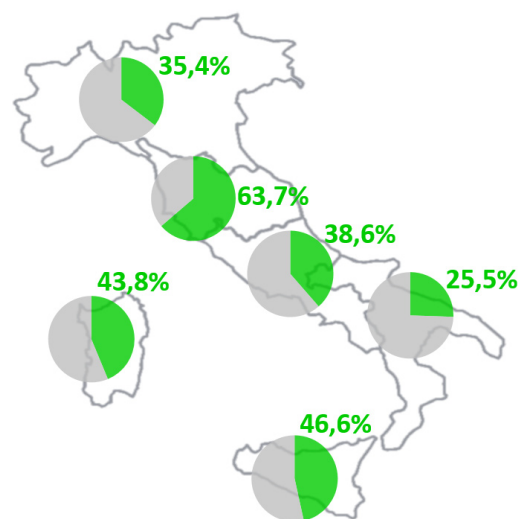
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.125	+1,3%	845	+18,8%	2.035	-1,4%	4.686	+0,8%	1.001	+14,9%	494	-40,1%	16.187	+0,2%
Gas	5.034	+6,5%	724	+13,6%	828	+96,1%	3.019	+16,8%	766	-7,5%	433	-25,2%	10.803	+10,5%
Carbone	807	-25,2%	-	-	1.001	-30,8%	-	-	-	-	15	-93,3%	1.823	-33,7%
Altre	1.284	+4,3%	120	+63,3%	206	+5,2%	1.668	-19,3%	236	+444,0%	46	+105,9%	3.561	-2,0%
Fonti rinnovabili	4.122	+4,1%	1.484	-4,8%	1.301	-7,1%	1.607	-17,4%	873	+3,6%	384	-10,4%	9.772	-3,6%
Idraulica	2.558	+12,3%	513	+0,2%	621	-7,4%	437	+15,5%	210	+32,7%	70	+48,3%	4.408	+9,0%
Geotermica	-	-	682	+2,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	682	+2,5%
Eolica	9	-22,8%	25	+40,2%	388	+14,3%	808	-25,9%	537	-0,2%	239	-15,6%	2.007	-12,0%
Solare e altre	1.556	-7,0%	264	-27,6%	291	-25,1%	362	-24,0%	126	-13,7%	75	-23,8%	2.674	-15,0%
Pompaggio	406	+208,6%	-	-	36	-53,1%	-	-	-	-	0	-83,3%	442	+111,6%
Totale	11.654	+4,7%	2.329	+2,6%	3.371	-4,7%	6.294	-4,6%	1.874	+9,4%	879	-30,0%	26.401	-0,4%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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



MARKET COUPLING

A marzo sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.848 MWh, di cui 2.097 MWh sul confine francese (73,8% del totale), 199 MWh su quello austriaco e 551 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) si riduce su

tutte le frontiere rispetto a marzo 2015 (-2/6%). Il market coupling alloca il 93,8% della capacità disponibile sulla frontiera slovena, e poco meno dell'80% in quella francese e austriaca. Nulla o modesta la capacità non utilizzata dopo le allocazioni con asta esplicita (Grafico 6, 7 e 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.169 (2.288)	2.099 (2.054)	99,9% (99,3%)	88,2% (70,1%)	1.524 (1.450)	146 (355)	0,1% (0,7%)	- (-)
Italia - Austria	199 (200)	199 (200)	100,0% (100,0%)	100,0% (100,0%)	183 (186)	- (-)	- (-)	- (-)
Italia - Slovenia	587 (601)	552 (575)	99,9% (99,9%)	80,3% (78,7%)	669 (663)	106 (38)	0,1% (0,1%)	- (-)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

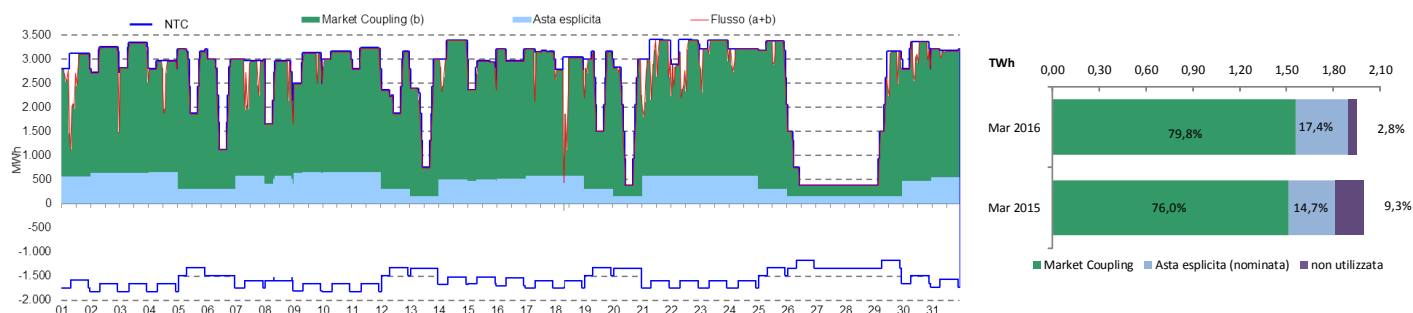


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

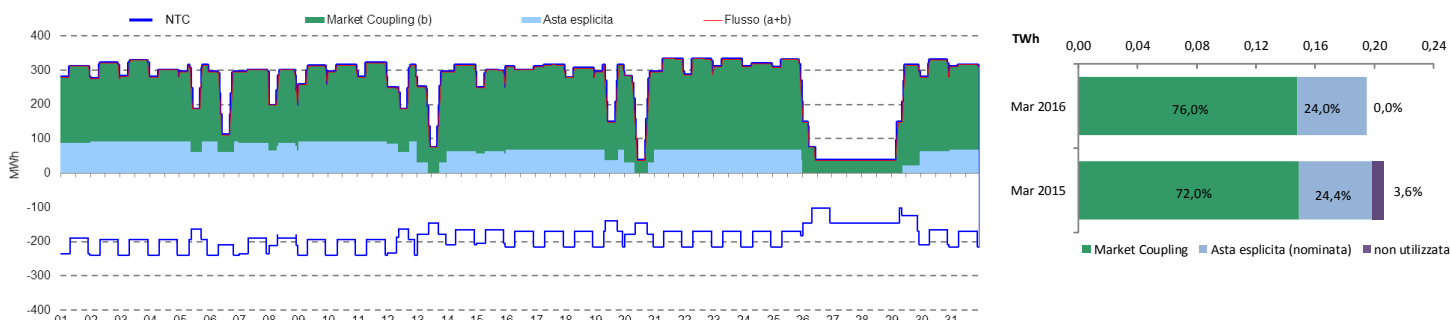
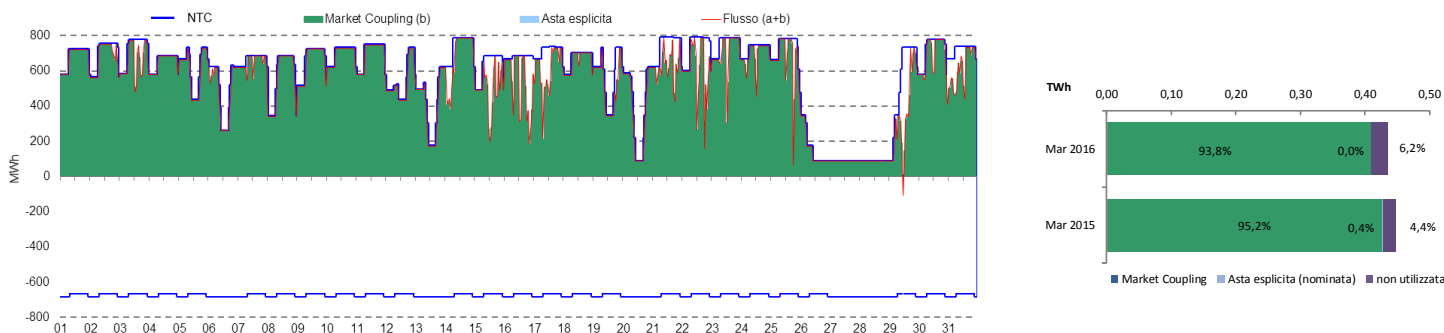


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A marzo i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) segnano la terza flessione congiunturale consecutiva e aggiornano i minimi storici in tutte le sessioni oscillando tra 34,91 €/MWh di MI1 e 39,32 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Su base annua, i prezzi di acquisto si riducono di circa il 30% in

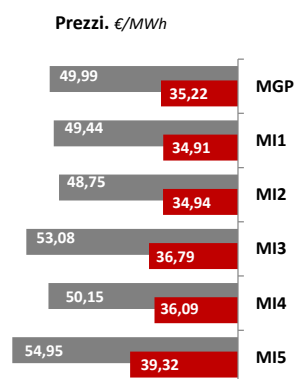
tutte le cinque sessioni di MI che rivelano anche prezzi mediamente inferiori a quelli di MGP a parità di ore (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, con un aumento del 31,8% rispetto a marzo 2015, aggiornano per il terzo mese consecutivo il massimo storico a quota 2,6 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

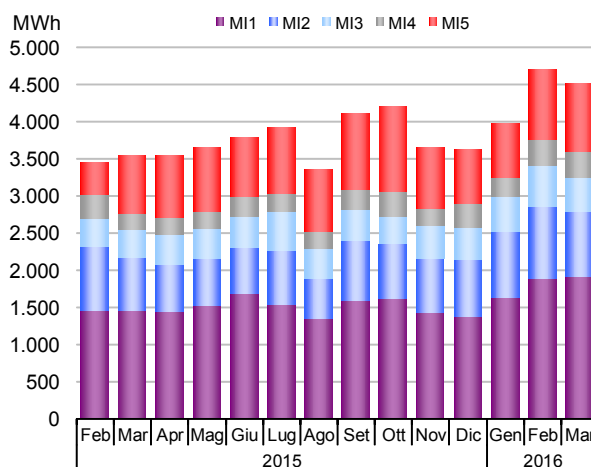
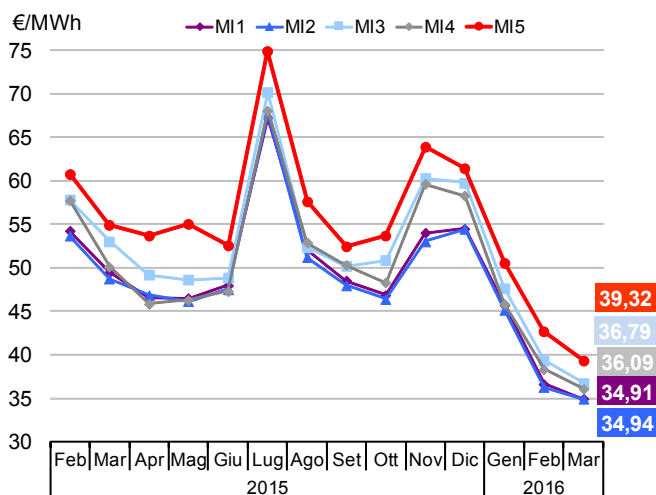
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	35,22	-29,5%	24.471.686	32.936	+0,1%
MI1 (1-24 h)	34,91 (-0,9%)	-29,4%	1.418.082	1.909	+31,8%
MI2 (1-24 h)	34,94 (-0,8%)	-28,3%	644.047	867	+22,3%
MI3 (9-24 h)	36,79 (-1,9%)	-30,7%	231.440	468	+21,5%
MI4 (13-24 h)	36,09 (-3,5%)	-28,0%	123.403	333	+56,4%
MI5 (17-24 h)	39,32 (-1,7%)	-28,4%	228.574	925	+17,9%



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

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

Fonte: GME



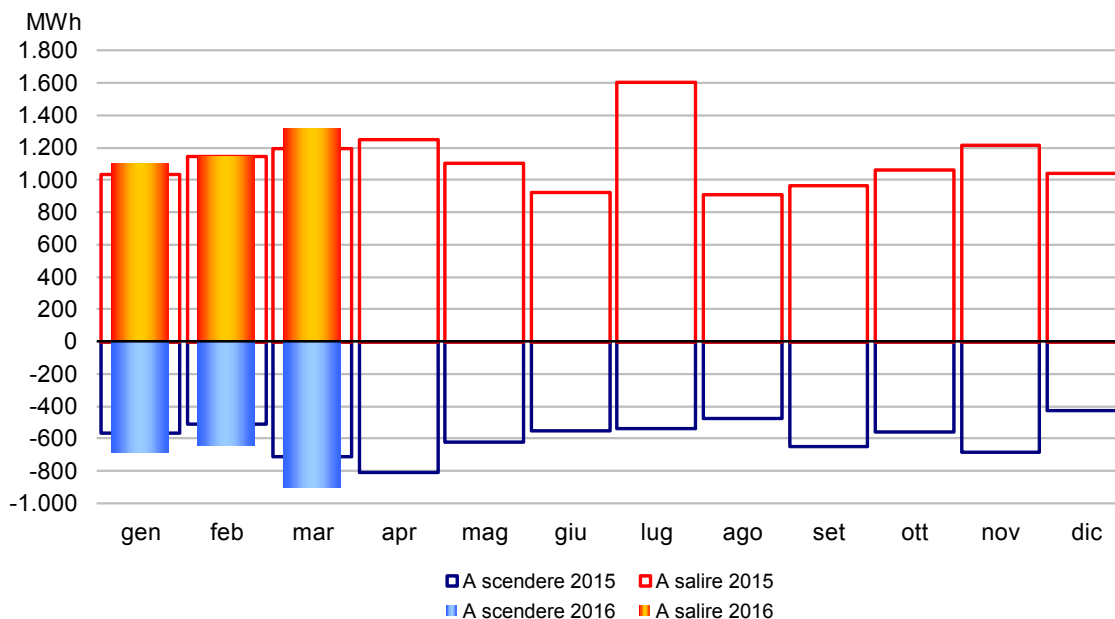
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A marzo gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante tornano a crescere su base annua attestandosi a 982 mila MWh (+10,1%). Le vendite

di Terna sul mercato a scendere, pari a 675 mila MWh (+27,3%), segnano invece il settimo aumento tendenziale consecutivo (Grafico 10).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 3 sole negoziazioni, tutte su prodotti baseload, per complessivi 23 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 3,0 milioni di MWh, in flessione del 10,2% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi di tutti i prodotti contrattati. (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto Aprile 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 33,60 €/MWh sul baseload e 35,06 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 511 e 10 MW, per complessivi 370 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Aprile 2016	33,60	-1,2%	1	1	-	1	511	367.920
Maggio 2016	32,63	-5,0%	-	-	-	-	504	374.976
Giugno 2016	36,01	-15,0%	-	-	-	-	504	362.880
Luglio 2016	38,85	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	34,06	-7,6%	1	5	-	5	504	1.100.736
III Trimestre 2016	38,85	-3,4%	1	5	-	5	484	1.068.672
IV Trimestre 2016	39,80	+0,0%	-	-	-	-	474	1.047.066
I Trimestre 2017	40,03	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	37,14	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	37,85	+0,0%	-	-	-	-	20	175.200
Totale			3	11	-	11		3.028.794

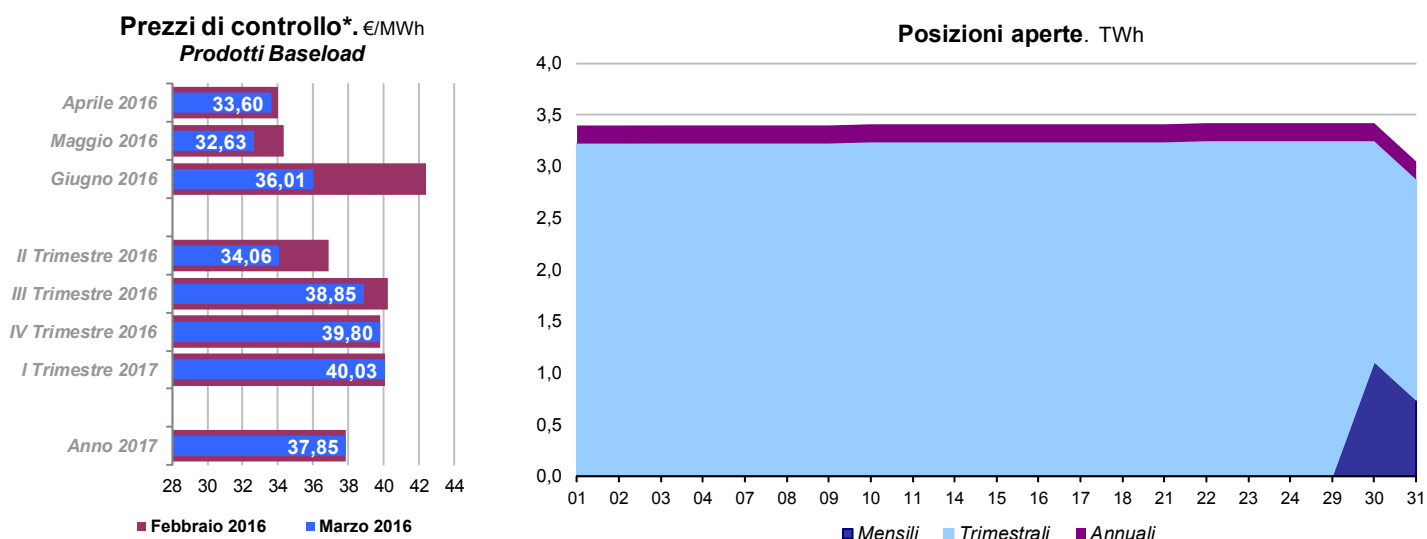
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Aprile 2016	35,06	+0,2%	-	-	-	-	10	2.520
Maggio 2016	37,14	-3,2%	-	-	-	-	10	2.640
Giugno 2016	39,98	-13,3%	-	-	-	-	10	2.640
Luglio 2016	46,38	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	37,43	-6,2%	-	-	-	-	10	7.800
III Trimestre 2016	44,65	-1,5%	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	49,97	+2,0%	-	-	-	-	10	7.800
I Trimestre 2017	48,40	+1,9%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	40,74	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	42,66	-0,3%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		21.000
TOTALE			3	11	-	11		3.049.794

* 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 marzo 2016, pari a 30,1 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale del 2,4% determinata dalla pesante contrazione (-84,7%) delle negoziazioni concluse su MTE che scendono a 385 mila MWh, livello tra i più bassi da oltre cinque anni. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali crescono invece del 5,0% e si attestano a 29,7 milioni di MWh (Tabella 9).

Continua la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 13,9 milioni di MWh (-10,8%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma su valori molto alti a quota 2,17 (+0,17 rispetto ad un anno fa) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,4 milioni di MWh, si riducono del 3,4% su base annua, ma ancor di più i relativi sbilanciamenti a programma scesi a 6,5 milioni di MWh (-18,0%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,2 milioni di MWh (-8,6%), così come i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,7 milioni di MWh (-19,0%).

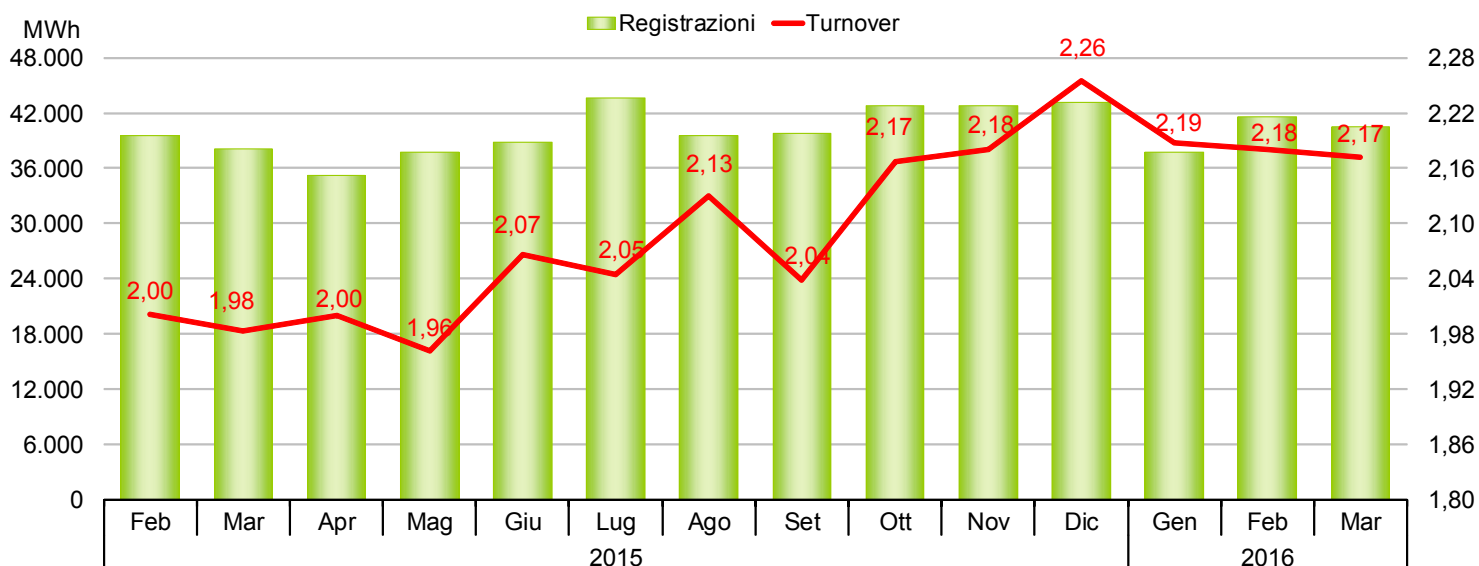
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.096.806	- 3,8%	26,9%	Richiesti	9.185.784	+5,7%	100,0%	11.183.692	-8,6%	100,0%
<i>Off Peak</i>	353.287	- 53,9%	1,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.685.116	+48,8%	40,1%	3.263	+54286,0%	0,0%
<i>Peak</i>	626.229	- 3,5%	2,1%	Rifiutati	1.804.577	+72,1%	19,6%	13	+1267599,8%	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.786.088	+70,8%	19,4%	13	100%	0,0%
Totale Standard	9.076.322	- 7,7%	30,2%							
Totale Non standard	20.625.611	+11,7%	68,6%	Registrati	7.381.207	-3,4%	80,4%	11.183.680	-8,6%	100,0%
PCE bilaterali	29.701.932	+5,0%	98,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.899.028	+32,7%	20,7%	3.250,48	+54074,7%	0,0%
MTE	384.662	- 84,7%	1,3%	Sbilanciamenti a programma	6.473.492	-18,0%		2.671.019	-19,0%	
TOTALE PCE	30.086.594	- 2,4%	100,0%	Saldo programmi	-	-		3.802.473	-17,2%	
POSIZIONE NETTA	13.854.699	- 10,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo i consumi di gas naturale in Italia, ancora trainati dal settore termoelettrico (+9,8%), tornano a segnare una ripresa su base annua (+1,1%). Sul lato offerta, sempre in calo la produzione nazionale (-5,3%), mentre aumentano le importazioni di gas naturale in particolare dall'Algeria e dalla Russia. In aumento anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio (+5,3%) con la giacenza di gas naturale a fine mese che scende ai minimi storici.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato il 6,4% della domanda complessiva di gas naturale (4,7 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con il prezzo del comparto G+1 (13,73 €/MWh) in lieve risalita dal minimo storico di febbraio ma inferiore alle quotazioni al PSV (14,02 €/MWh).

IL CONTESTO

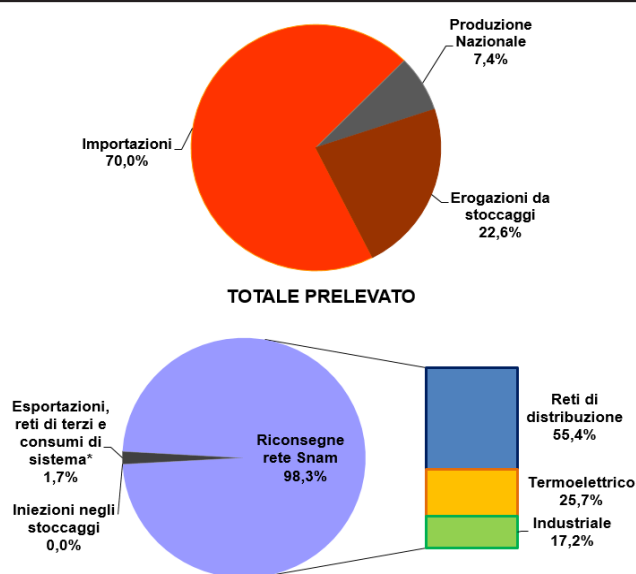
Nel mese di marzo i consumi di gas naturale in Italia, dopo la flessione del mese precedente, tornano a segnare un lieve aumento su base annua portandosi a 6.984 milioni di mc (+1,1%). La ripresa ha interessato esclusivamente i consumi del settore termoelettrico (+9,8%) che, beneficiando anche della contrazione della produzione rinnovabile, salgono a 1.794 milioni di mc, livello più alto degli ultimi tre anni per il mese di marzo. Si conferma, invece, la lunga fase recessiva, in atto da maggio 2015, per i consumi del settore industriale scesi a 1.199 milioni di mc (-1,3%); stabili i consumi del settore civile a quota 3.870 milioni di mc (-0,1%). In sensibile calo le esportazioni attestatesi a 121 milioni di mc (-35,6%), ai minimi degli ultimi sette mesi. Dal lato offerta continua la flessione della produzione nazionale, ininterrotta da oltre tre anni, che scende a 519 milioni di mc (-5,3%),

minimo da oltre dieci anni per marzo; ancora in crescita, invece, le importazioni di gas naturale che, all'ottavo rialzo tendenziale consecutivo, si portano a 4.890 milioni di mc (+0,3%). Tra i punti di entrata, aumentano le importazioni di gas algerino a Mazara (527 mln mc, +27,7%), seppur con tassi più contenuti rispetto ai mesi precedenti, così come quelle dalla Russia a Tarvisio (2.926 mln mc, +7,3%) e dal Nord Europa a Passo Gries (583 mln mc, +3,4%). Continua, invece, a ridursi il gas in arrivo dalla Libia a Gela ridottosi di circa un terzo su base annua (452 mln mc; -32,9%). Tra i terminali GNL in flessione Cavarzere (402 mln mc, -19,3%); ancora a regime ridotto Panigaglia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.575 milioni di mc, in aumento del 5,3% rispetto ad un anno fa; nulle, come un anno fa, le iniezioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.890	51,8	+0,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	527	5,6	+27,7%
Tarvisio	2.926	31,0	+7,3%
Passo Gries	583	6,2	+3,4%
Gela	452	4,8	-32,9%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	0	0,0	-57,9%
Cavarzere (GNL)	402	4,3	-19,3%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	519	5,5	-5,3%
Erogazioni da stoccaggi	1.575	16,7	+5,3%
TOTALE IMMESSO	6.984	73,9	+0,9%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.199	12,7	-1,3%
Termoelettrico	1.794	19,0	+9,8%
Reti di distribuzione	3.870	41,0	-0,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	121	1,3	-35,6%
TOTALE CONSUMATO	6.984	73,9	+1,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	6.984	73,9	+0,9%



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

Nell'ultimo giorno del mese di marzo la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 532 milioni di mc, più che dimezzati rispetto allo stesso giorno del 2015 (-54,5%). Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 4,4%, anch'esso più basso rispetto ad un anno fa (-5,4 p.p.).

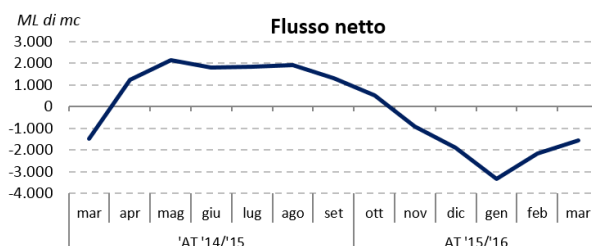
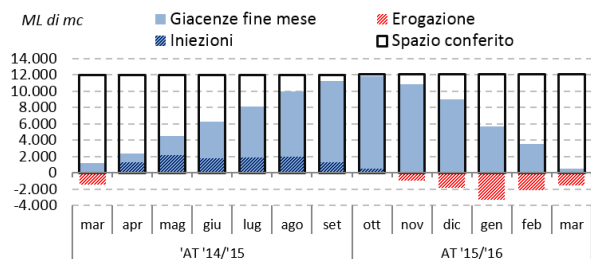
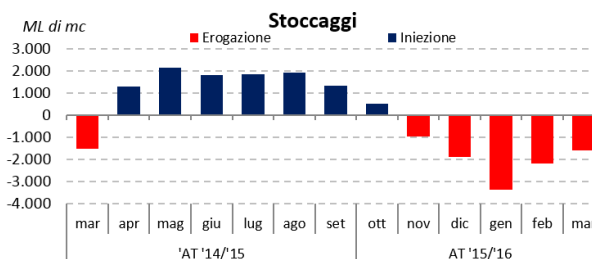
La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora in sensibile ribasso rispetto ad un anno fa (-10,01 €/MWh, -41,7%), segna una lieve ripresa sul mese precedente (+0,40 €/MWh, +2,9%) attestandosi a 14,02 €/MWh.

(continua)

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/03/2016)	532	-54,5%
Erogazione (flusso out)	1.575	+5,3%
Iniezione (flusso in)	-	-100,0%
Flusso netto	1.575	+5,9%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	4,4%	-5,4 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A marzo nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,7 milioni di MWh, pari al 6,4% della domanda complessiva di gas naturale (8,3% a marzo 2015),

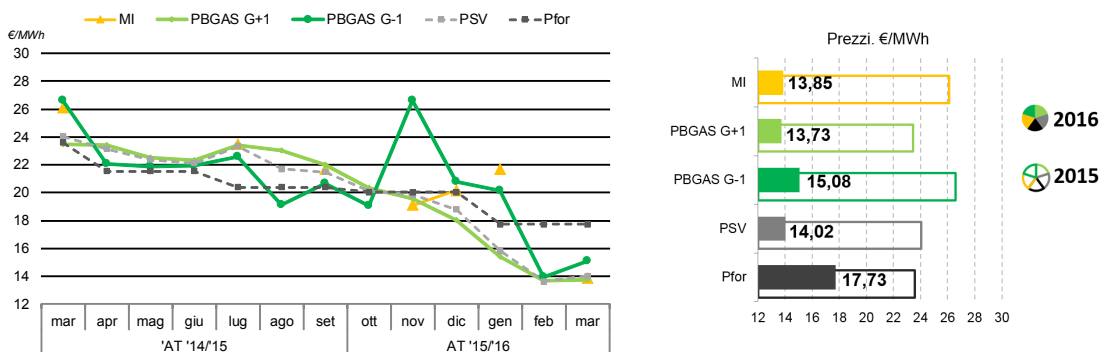
la quasi totalità (91,2%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	13,85	(26,09)	13,80	8.900	(362.820)
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	15,08	(26,59)	14,00	409.829	(1.690.348)
Comparto G+1	13,73	(23,46)	13,55	4.318.087	(3.988.990)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %		
BoM-2016-03	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-04	-	-	57,917	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-04	-	-	56,558	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-05	-	-	49,392	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-06	-	-	88,166	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-07	-	-	40,655	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	64,537	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	62,208	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	61,000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	63,366	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	66,913	-	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	67,520	42,1%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	67,746	3,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

I volumi scambiati nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), tornano a crescere e, con un aumento dell'8,3%, si portano a 4,3 milioni di MWh. Ancora in consistente flessione, invece, il prezzo medio attestatosi a 13,73 €/MWh, sotto di soli 29 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

Nei 16 giorni, sui 31 di marzo, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 2,1 milioni di MWh, di cui il 73,9%, pari a 1,6

milioni di MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 13,68 €/MWh (-41,3% su base annua). Nei restanti 15 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,2 milioni di MWh, di cui l'88,0%, pari a 1,9 milioni di MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 13,79 €/MWh (-41,7%).

Complessivamente l'81,1% dei volumi scambiati (3,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 18,9% da scambi tra operatori, pari 816 mila MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

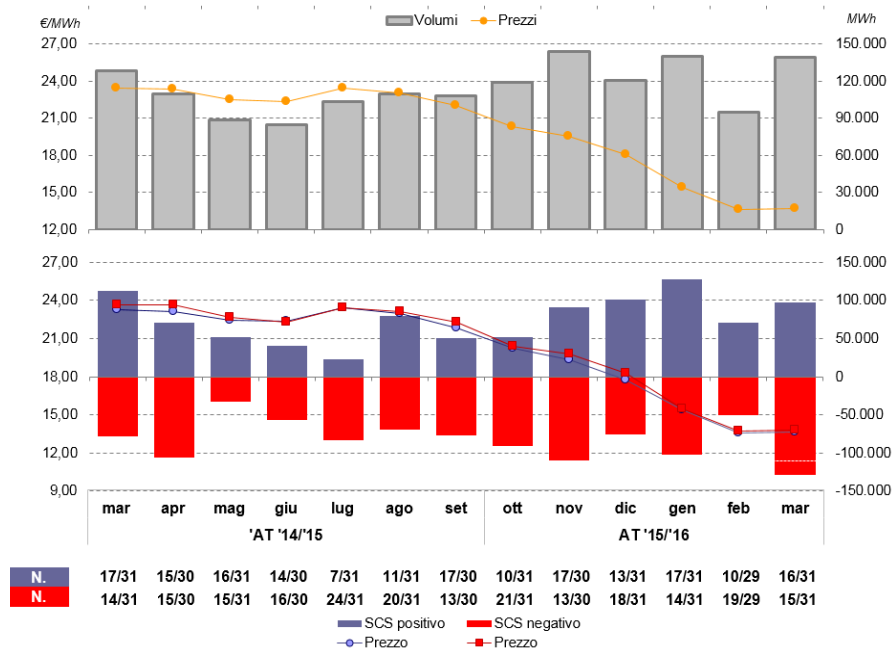
Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 16/31	negativo n.giorni 15/31
Prezzo medio. €/MWh	13,73	(-41,5%)	13,68	13,79
Acquisti. MWh	4.318.087	(+8,3%)	2.118.592	2.199.495
RdB	1.936.111	(+78,0%)		1.936.111
Operatori	2.381.976	(-17,9%)	2.118.592	263.384
Vendite. MWh	4.318.087	(+8,3%)	2.118.592	2.199.495
RdB	1.565.892	(-18,2%)	1.565.892	
Operatori	2.752.195	(+32,6%)	552.700	2.199.495

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

Partecipazione al mercato			
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	49	25	46

(continua)



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a marzo sono stati scambiati 410 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 15,08 €/MWh, in rialzo dell'8,3% rispetto al minimo storico del mese precedente. Nelle cinque sessioni con scambi nel mese il Responsabile del Bilanciamento

ha sempre presentato un'offerta di acquisto soddisfatta da vendite degli operatori prevalentemente nella zona Stogit (49,7%). I prezzi zionali sono variati tra 13,83 €/MWh della zona Stogit e i 15,66 €/MWh della zona LNG.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	15,35	15,08	15,66	13,83	14,95	-	15,08
Volumi. MWh	58.356	62.518	64.324	203.485	21.146	-	409.829
Operatori. N.	4	3	1	14	2	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto in cui la quotazione del Brent e dei suoi derivati difendono la tendenza rialzista mostrata a febbraio, inserita tuttavia in un più ampio trend al ribasso, e i principali

hub europei del gas continuano a mostrare sviluppi discendenti, il prezzo dell'elettricità sulla borsa italiana aggiorna il valore minimo dalla sua istituzione.

A marzo, il prezzo spot del Brent descrive un ulteriore rialzo mensile e si attesta a 38 \$/bbl, valore comunque lontano dal livello raggiunto nella primavera dello scorso anno (+20%, -33%). In aumento anche i due beni derivati, olio combustibile e gasolio, che dallo scorso ottobre riflettono alla perfezione lo sviluppo del bene di riferimento (olio 157 \$/MT, +16/-46%; gasolio 341 \$/MT, +17/-35%). L'esito dei mercati spot sembra riflettersi pienamente nell'evoluzione dei prezzi a termine, tutti pesantemente rivalutati rispetto al mese scorso e generalmente più elevati dei valori attuali.

In lieve aumento, il prezzo a pronti del carbone europeo sale

a circa 46 \$/MT (+5%), dinamica che non risulta comunque sufficiente ad alterare il trend negativo descritto dalla commodity ormai da oltre cinque anni, trend che peraltro preannuncia la sua permanenza anche nei prossimi mesi, considerando le previsioni espresse dagli operatori sui mercati future (45/41 \$/MT).

Resta stabile rispetto a febbraio il cambio euro-dollaro, pari a 1,11 \$/€, e realizza un lieve rialzo rispetto allo scorso anno, mostrando leggeri segnali di ripresa nelle quotazioni forward (1,11/1,13 \$/€).

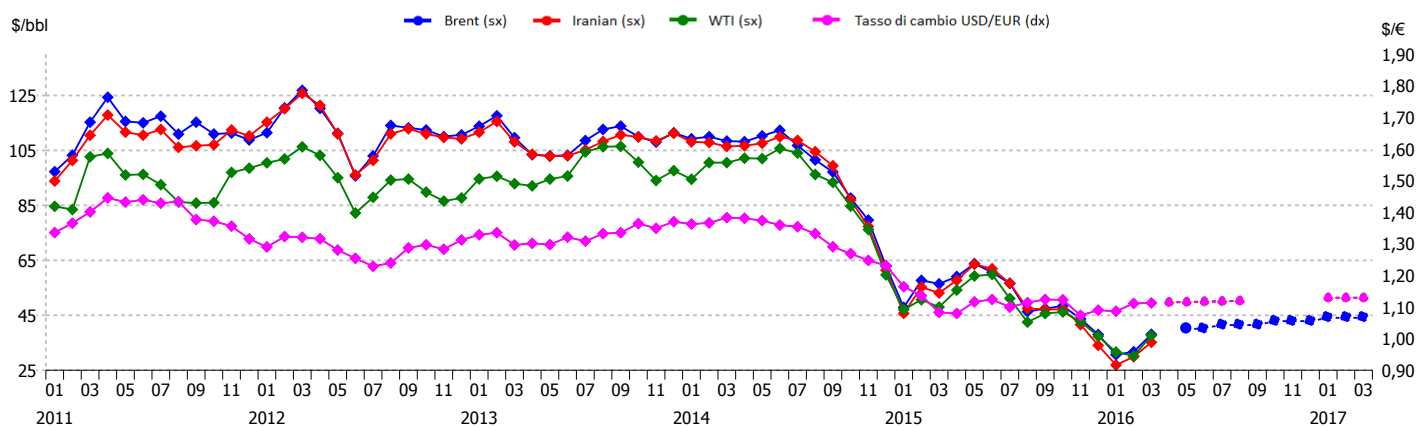
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Mar 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	38,09	+ 20 %	- 33 %	-	-	-	39,77	+ 16 %	40,42	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	34,23	+ 20 %	- 34 %	-	-	-	35,63	-	36,19	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	156,81	+ 16 %	- 46 %	143,59	162,87	+ 13 %	167,48	+ 13 %	171,77	-	212,53	+ 11 %
0.1 FOB Barge	€/MT	140,90	+ 16 %	- 47 %	-	146,08	-	150,08	-	153,78	-	188,19	-
GASOLIO	\$/MT	340,96	+ 17 %	- 35 %	324,50	356,55	+ 13 %	360,48	+ 12 %	365,25	-	-	+ 4 %
0.1 FOB ARA	€/MT	306,37	+ 17 %	- 37 %	-	319,79	-	323,03	-	326,99	-	-	-
CARBONE	\$/MT	45,90	+ 5 %	- 25 %	44,20	45,24	+ 5 %	44,28	+ 1 %	44,06	-	40,78	+ 7 %
ARA Stm 6000K	€/MT	41,24	+ 5 %	- 27 %	-	40,58	-	39,68	-	39,44	-	36,11	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,11	+ 0 %	+ 3 %	-	1,11	+ 0 %	1,12	+ 0 %	1,12	-	1,13	+ 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

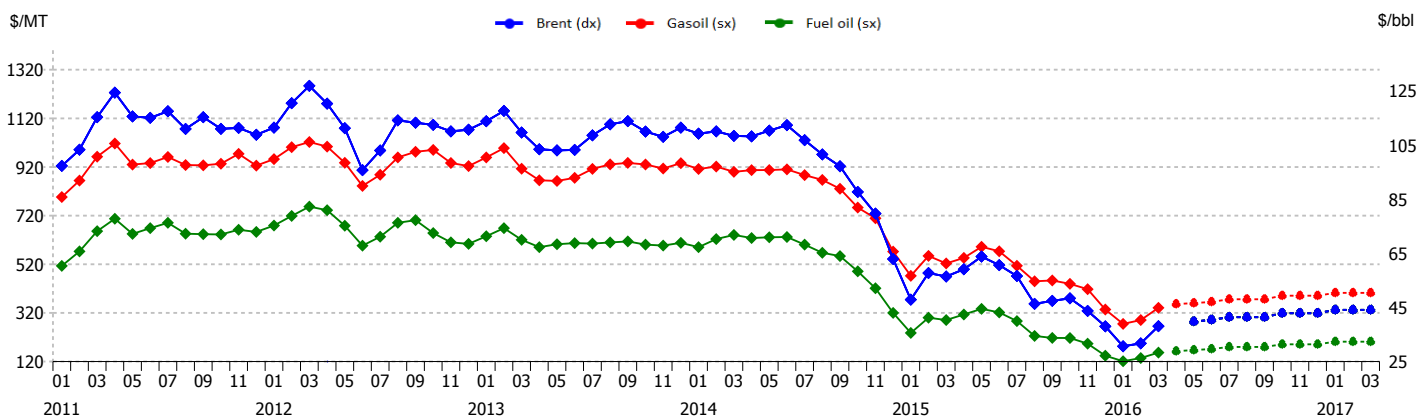
(continua)

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



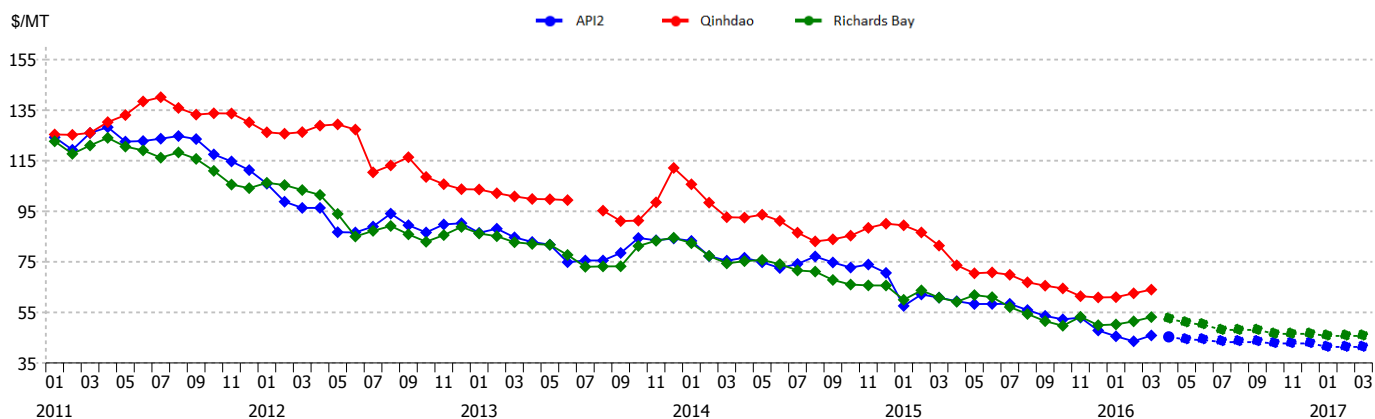
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

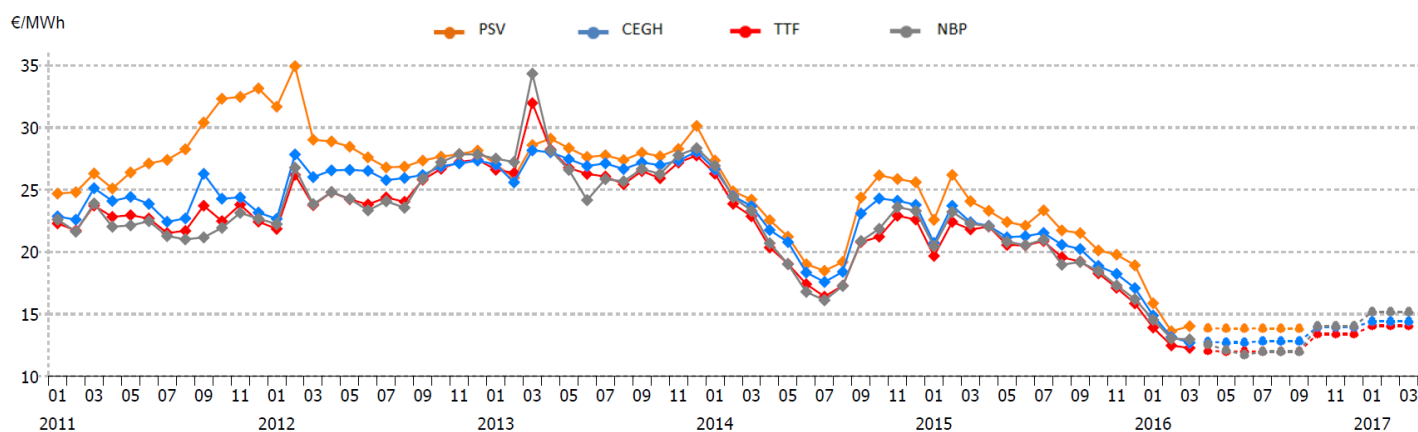
Mentre per le principali quotazioni europee del gas persiste la fase discendente cui sono soggette da oltre un anno, testimoniata peraltro dai profondi cali tendenziali registrati (12/13 €/MWh, -42/-44%), l'hub italiano è l'unico a descrivere

una variazioni mensile positiva, la prima in otto mesi (14 €/MWh, +3%). Intanto, i mercati a termine aggiustano al ribasso le previsioni per i prossimi mesi, tutte valorizzate a livelli inferiori di quelli correnti.

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	Mar 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	GY 2016/17	Var M-1 (%)
PSV	IT	14,02	+ 3 %	- 42 %	13,83	13,85	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	12,28	- 2 %	- 44 %	12,43	12,05	- 2 %	11,98	-	-	-	13,50	- 2 %
CEGH	AT	12,71	- 3 %	- 43 %	12,95	12,77	- 3 %	12,72	- 3 %	12,72	-	-	-
NBP	UK	12,97	- 1 %	- 42 %	13,26	12,56	- 1 %	12,11	- 2 %	11,71	-	13,92	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

Sulle borse elettriche, al contrario, si osservano diffusi segnali di ripresa, abbastanza insoliti in primavera, sebbene i prezzi mostrati siano significativamente più bassi delle realizzazioni osservate nello stesso mese dello scorso anno (22/29 €/MWh, +1/+11%, -13/-38%). Sfugge a questa dinamica il valore italiano, che si riduce su base mensile e aggiorna il suo valore minimo dall'istituzione di IpeX, unico riferimento oltre a quello svizzero a ridursi rispetto a entrambi i riferimenti temporali (35 €/MWh, -5/-30%). In ambito IBMC¹, le tendenze

opposte mostrate dai prezzi del Nord e da quello francese ne riducono il relativo differenziale (34 €/MWh, -2%; 27 €/MWh, +6%) e, più in generale, si osserva un leggero aumento della frequenza di convergenza sulle tre frontiere (IT-AT 2%, +2 p.p.; IT-FR 12%, +4 p.p.; IT-SI 20%, +1 p.p.). I mercati a termine, infine, non mostrano segnali particolarmente positivi, esibendo prezzi di prossima consegna generalmente più bassi dei valori attuali.

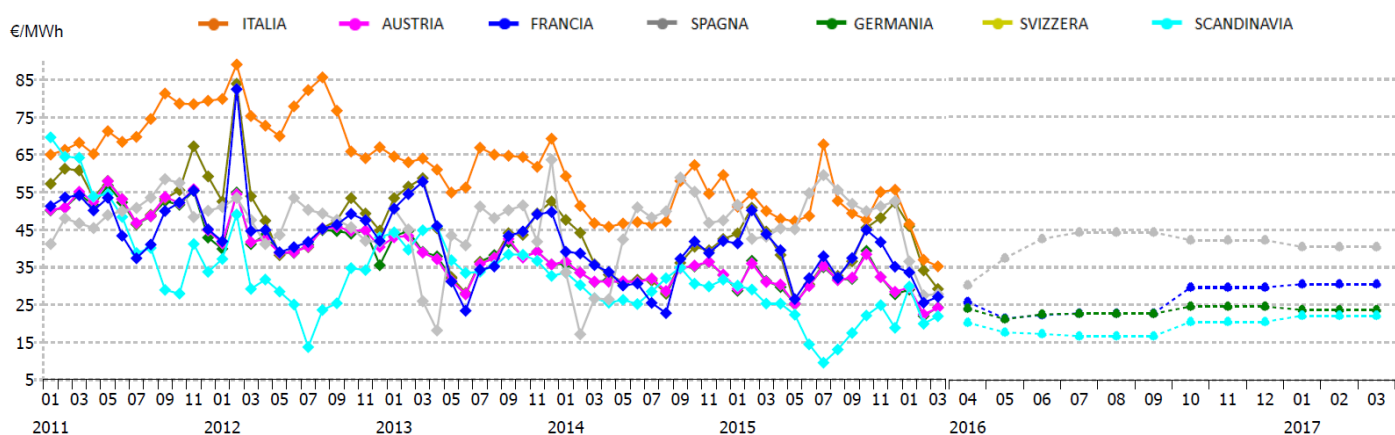
¹ Italian Borders Market Coupling

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Mar 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Apr 16	Var M-1 (%)	Mag 16	Var M-1 (%)	Giu 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	35,22	- 5 %	- 30 %	35,50	33,57	- 9 %	33,28	- 10 %	37,42	-	37,85	- 0 %
FRANCIA	27,10	+ 6 %	- 38 %	25,51	25,78	+ 0 %	21,36	- 0 %	22,28	-	25,98	-
GERMANIA	24,31	+ 11 %	- 22 %	22,59	24,04	+ 2 %	21,20	+ 0 %	22,47	-	21,97	-
SPAGNA	27,80	+ 1 %	- 36 %	27,50	30,23	- 5 %	37,39	- 3 %	42,54	-	40,40	-
AREA SCANDINAVA	21,92	+ 10 %	- 13 %	19,55	20,27	+ 16 %	17,66	+ 11 %	17,27	-	17,97	-
AUSTRIA	24,17	+ 8 %	- 22 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	29,21	- 15 %	- 34 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



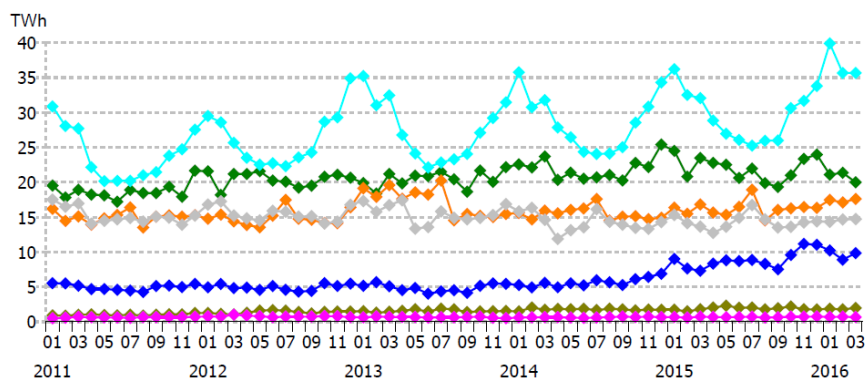
Quanto ai volumi, si osservano andamenti eterogenei nelle principali borse elettriche europee: mentre, infatti, la taglia degli scambi gestiti da Nord Pool continua ad aumentare su base annua, dinamica replicata anche dalla borsa italiana

(Nord Pool 36 TWh, +11%; IpeX 18 TWh, +5%), il blocco Epex cala del 2%, guidato dalla discesa della borsa più capiente del gruppo (Epex 32 TWh; Epex DE 20 TWh, -15%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Mar 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	17,6	+ 3 %	+ 5 %
FRANCIA	9,8	+ 11 %	+ 34 %
GERMANIA	20,0	- 6 %	- 15 %
SPAGNA	14,7	+ 0 %	+ 8 %
AREA SCANDINAVA	35,7	+ 0 %	+ 11 %
AUSTRIA	0,7	- 5 %	- 7 %
SVIZZERA	2,0	+ 12 %	+ 10 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo 2016, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 609.112 TEE, in aumento rispetto ai 512.737 TEE scambiati a febbraio.

Dei 609.112 TEE sono stati scambiati 190.341 TEE di Tipo I e 269.987 TEE di Tipo II, 75.861 TEE di Tipo II-CAR e 72.923 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 132,30 €/tep (114,77 €/tep a febbraio), i TEE di Tipo II, ad una media pari a 133,68 €/tep (114,70 €/tep a febbraio), i TEE di Tipo II-CAR ad una media di 129,47 €/tep (115,18 €/tep a febbraio) e infine i TEE di Tipo III sono stati scambiati ad una

media pari a 134,20 €/tep (114,62 €/tep a febbraio).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente, è stata pari al 15,27 % per i TEE di Tipo I, al 16,55 % per i TEE di Tipo II, di 12,41 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 17,08 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.052.720 TEE (332.816 TEE di Tipo I, 581.558 TEE di Tipo II, 53.620 TEE di Tipo II CAR, 84.726 TEE di Tipo III e 0 TEE di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 38.785.993 TEE.

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

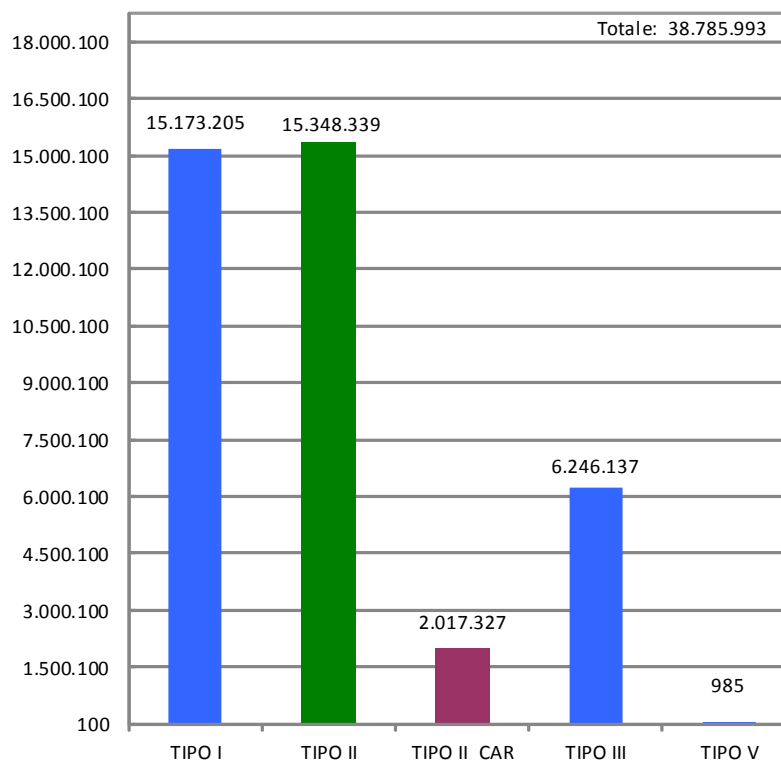
TEE risultati del mercato del GME - marzo 2016

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	190.341	269.987	75.861	72.923
Valore Totale (€)	25.182.419,19	36.091.689,98	9.822.033,25	9.786.603,52
Prezzo minimo (€/TEE)	120,00	121,00	121,00	120,00
Prezzo massimo (€/TEE)	142,50	142,30	142,25	142,30
Prezzo medio (€/TEE)	132,30	133,68	129,47	134,20

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fino a marzo 2016 (dato cumulato)

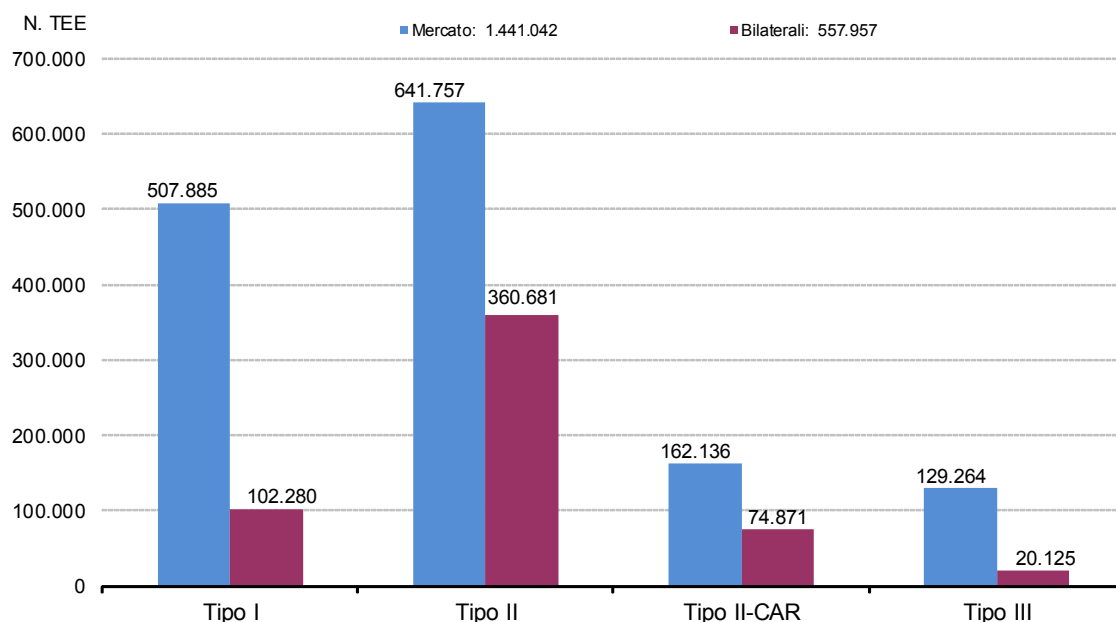
Fonte: GME



Mercato dei titoli di efficienza energetica

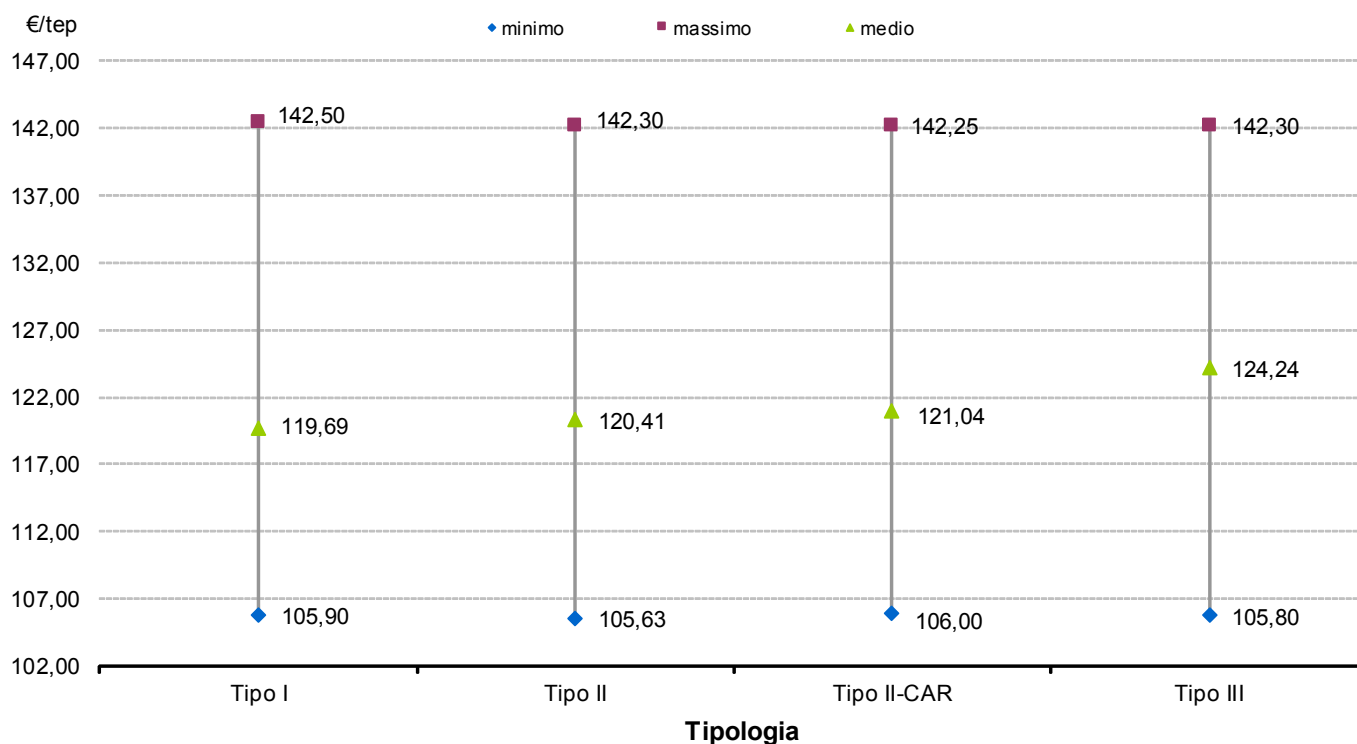
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



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

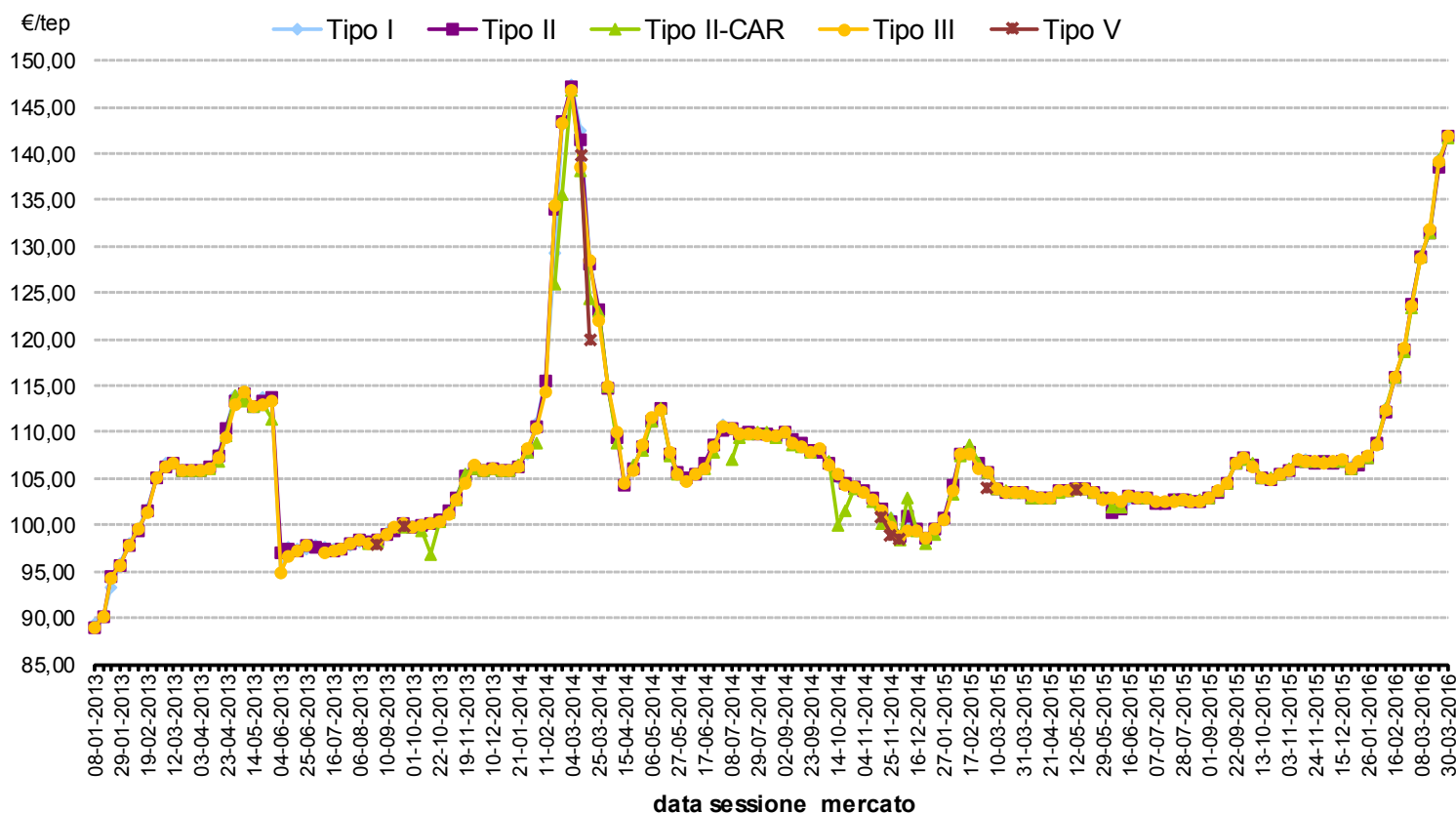
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



Nel corso del mese di marzo 2016 sono stati scambiati 119.472 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, relativa al mese di marzo 2016.

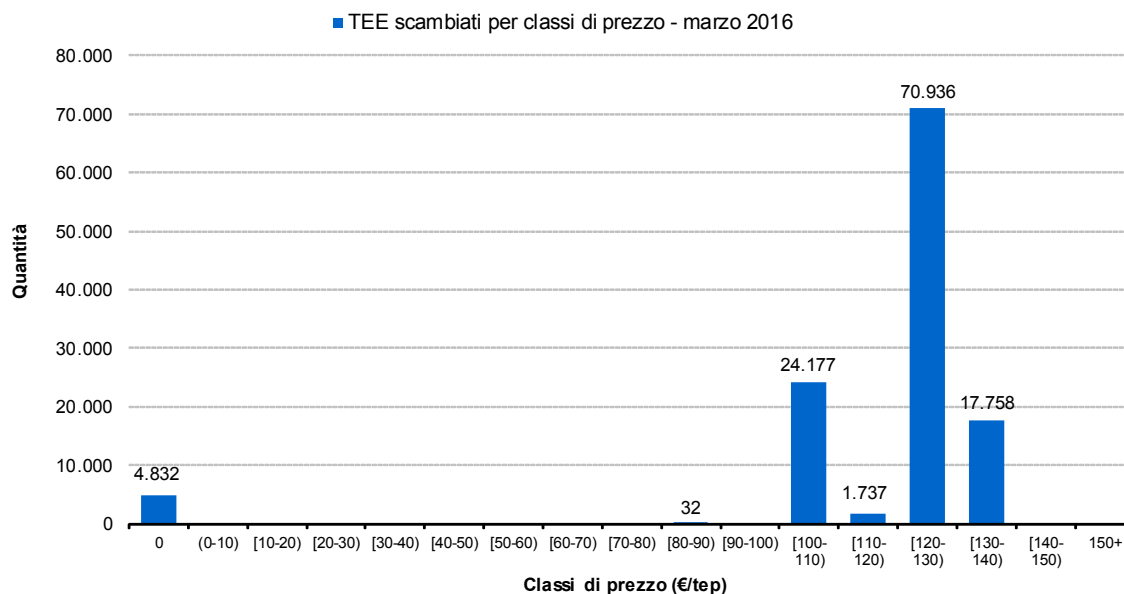
BILATERALI TEE - MARZO 2016				
	Volumi	p. medio	min.	max
Tipo I	20.634	118,98	0,00	138,50
Tipo II	80.647	115,75	0,00	138,50
Tipo II-CAR	4.578	125,16	0,00	131,00
Tipo III	13.613	116,98	0,00	137,50
Totale	119.472			

La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di marzo 2016, è stata pari a 116,81 €/tep (94,84 €/tep a febbraio 2016), minore di 15,98 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato (132,79 €/tep il mese scorso). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - marzo 2016

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di marzo 2016, sono stati scambiati 417.556 CV, in aumento, rispetto ai 268.541 CV scambiati nel mese di febbraio 2015.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim, con 219.853 certificati (125.913 CV 2015 IV Trim a febbraio), dei CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 56.551 CV (29.675 CV 2013 III Trim, a febbraio), e dei CV 2015 III Trim con 53.139 certificati (26.291 CV 2015 IV Trim a febbraio).

Seguono nell'ordine, i CV 2013 TRL IV Trim con 24.876 titoli (4.291 CV 2013 TRL IV Trim a febbraio), i CV 2014 IV Trim con 18.543 CV (44.482 CV 2014 IV Trim lo scorso mese) e i CV 2014 III Trim 17.000 certificati (20.008 i CV 2014 III Trim a febbraio sulla piattaforma di mercato).

I CV 2014 I Trim hanno raggiunto un volume pari a 11.514 CV (9.500 CV 2014 I Trim a febbraio), mentre i CV 2014 II Trim hanno toccato quota 10.500 certificati (5.230 CV 2013 TRL II Trim a febbraio).

Chiudono l'elenco dei volumi, i CV 2015 II Trim, con 3.705 CV (1.918 CV 2015 II Trim, lo scorso mese), i CV 2015 I Trim con 1.695 certificati (1.010 CV 2015 I Trim, a febbraio) e i CV 2014 TRL IV Trim con 180 CV (223 CV 2014 TRL IV Trim scambiati a febbraio).

Riguardo l'andamento dei prezzi medi, per anno di produzione, registrato sul mercato dei Certificati verdi nel mese in esame, si segnala un aumento, per i CV 2013 IV Trim (90,82 €/MWh),

pari a 1,56 €/MWh e una decrescita per i CV 2013 TRL IV Trim (84,86 €/MWh), pari a 0,08 €/MWh, rispetto al mese precedente.

In relazione, invece, ai CV con anno di produzione 2014, i prezzi medi nei quattro trimestri risultano in diminuzione tranne che per i CV 2014 IV Trim, i quali hanno registrato un aumento del prezzo medio (97,18 €/MWh), pari a 0,07 €/MWh, rispetto al mese precedente. Al contrario, come già accennato, i CV 2014 I Trim e i CV 2014 II Trim sono stati scambiati entrambi, ad un prezzo medio pari a 97,08 €/MWh in calo rispettivamente di 0,02 €/MWh e di 0,01 €/MWh, rispetto a febbraio, il prezzo medio dei CV 2014 III Trim è risultato pari a 97,09 €/MWh, in decrescita di 0,01 rispetto a febbraio, come anche il prezzo medio dei CV 2014 TRL IV Trim (84,00 €/MWh) che risulta in diminuzione di 1,99 €/MWh, rispetto al mese precedente.

In rialzo, invece, i prezzi medi dei CV 2015, tranne che per i CV 2015 I Trim (99,71 €/MWh), in diminuzione di 0,14 €/MWh, rispetto a febbraio. In particolare, risultano in aumento di 0,02 €/MWh i CV 2015 II Trim (99,72 €/MWh) mentre i CV 2015 III Trim, scambiati al prezzo medio di 99,73 €/MWh registrano un incremento e di 0,04 €/MWh.

Infine, il prezzo medio dei CV 2015 IV Trim è stato pari a 99,55 €/MWh, maggiore di 0,23 €/MWh, rispetto a febbraio.

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

CV, risultati del mercato GME marzo 2016

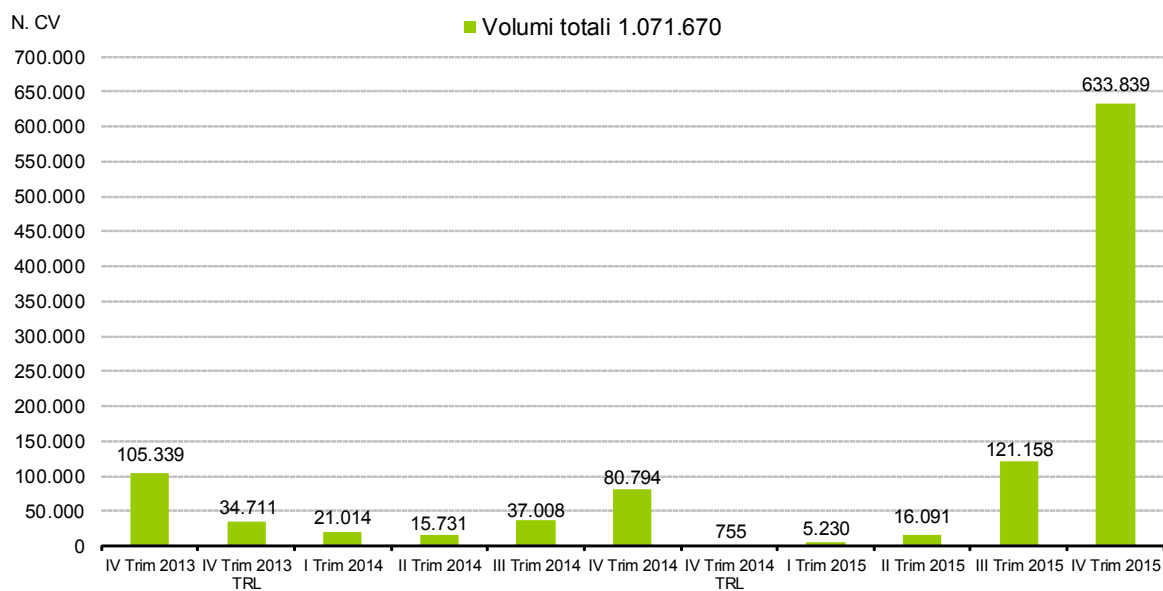
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
IV Trim 2013	56.551	5.135.963,56	89,00	94,25	90,82
IV Trim 2013 TRL	24.876	2.111.100,11	83,50	86,50	84,86
I Trim 2014	11.514	1.117.743,60	97,07	97,40	97,08
II Trim 2014	10.500	1.019.350,00	97,06	97,10	97,08
III Trim 2014	17.000	1.650.505,00	97,07	97,10	97,09
IV Trim 2014	18.543	1.802.046,96	97,00	97,50	97,18
IV Trim 2014 TRL	180	15.120,00	84,00	84,00	84,00
I Trim 2015	1.695	169.003,06	99,70	99,75	99,71
II Trim 2015	3.705	369.466,94	99,50	99,78	99,72
III Trim 2015	53.139	5.299.305,58	99,05	99,99	99,73
IV Trim 2015	219.853	21.885.352,85	99,00	100,00	99,55
TOTALE	417.556	40.574.957,66			

(continua)

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

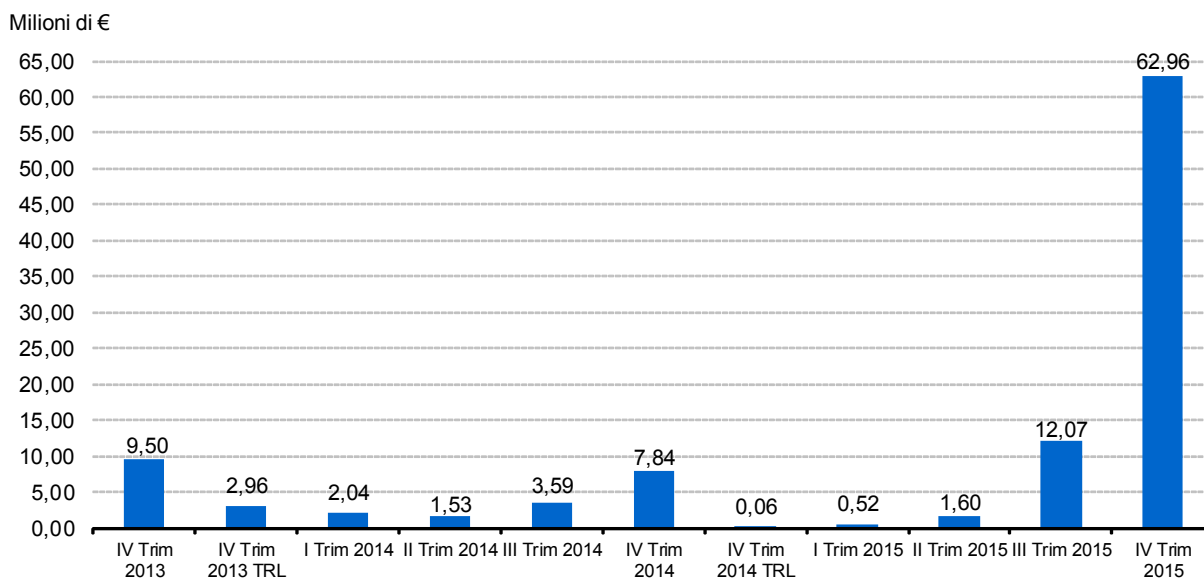
Fonte: GME



Tipologia

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

Fonte: GME

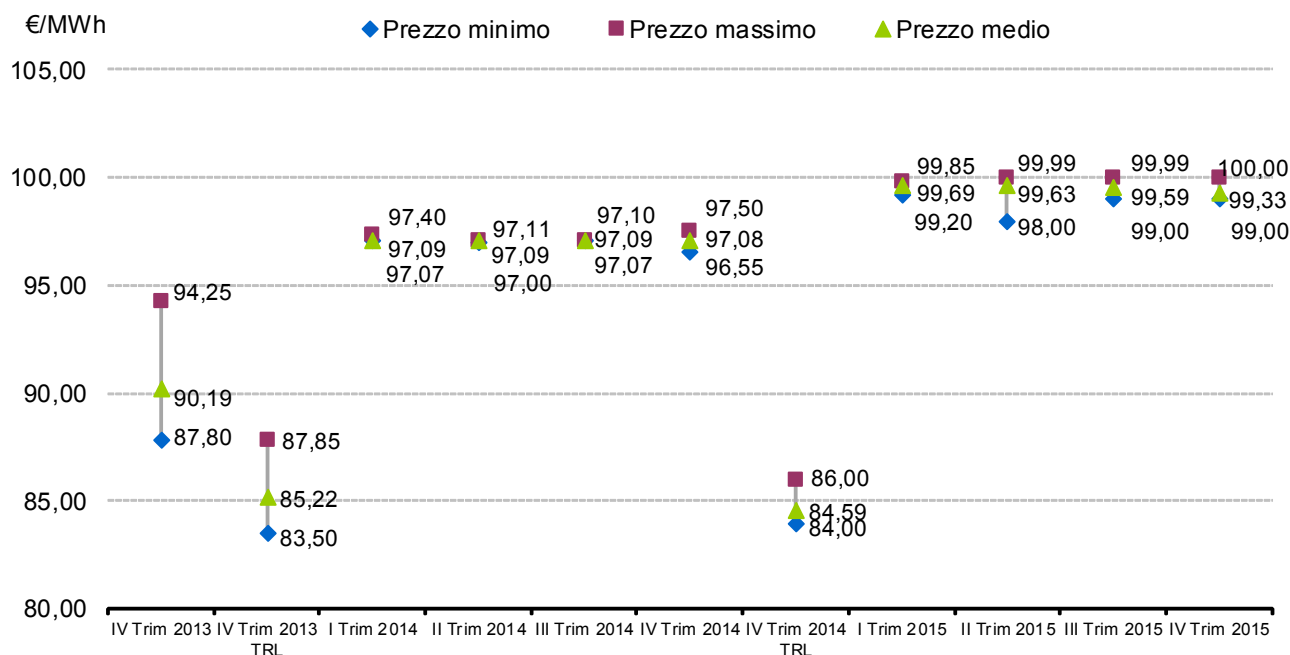


Tipologia

(continua)

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

Fonte: GME



Tipologia

Nel corso del mese di marzo 2016 sono stati scambiati 3.314.729 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (915.438 CV nel mese di febbraio 2016). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso

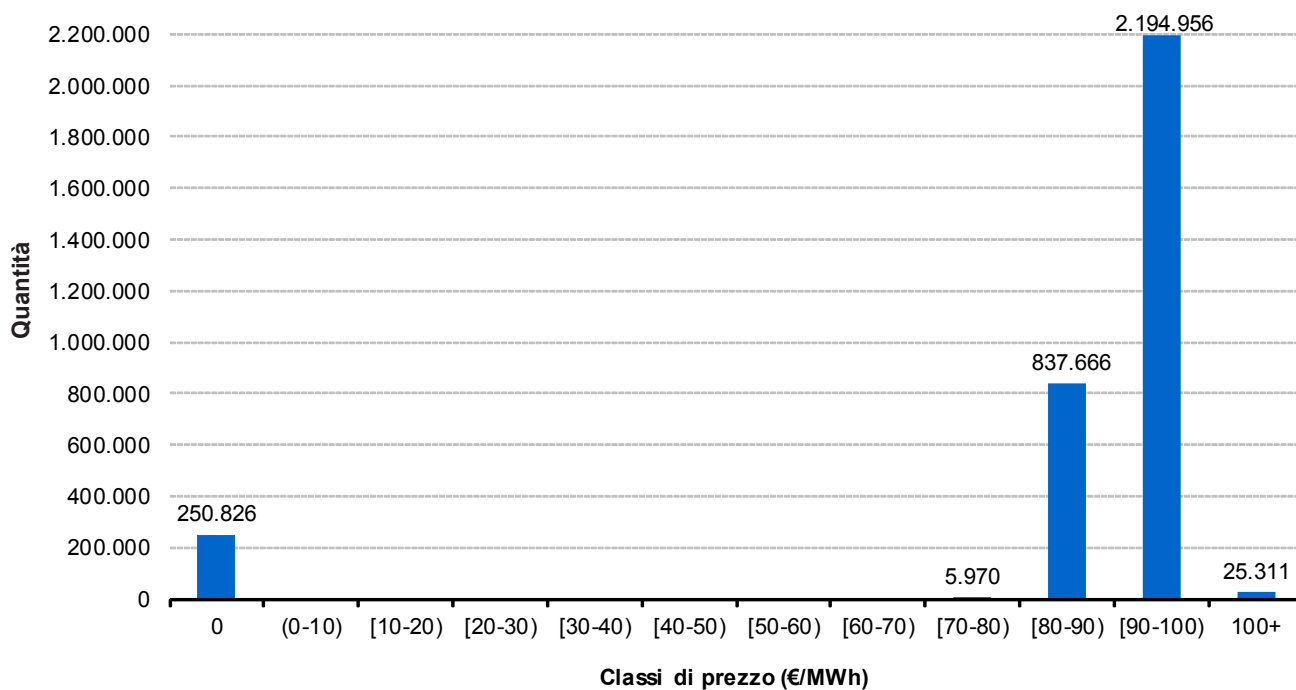
del mese di febbraio, è stata pari a 88,39 €/MWh, minore di 8,78 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (97,17 €/MWh). Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, relativa al mese di marzo 2016.

MARZO 2016				
Tipologia	Prezzo medio ponderato (€/MWh)	minimo	massimo	CV scambiati (N.)
2013_Tipo_CV_Trim_I	7,89	0,00	92,50	21.936
2013_Tipo_CV_Trim_II	89,29	89,29	92,50	18.691
2013_Tipo_CV_Trim_III	89,34	89,28	92,70	133.139
2013_Tipo_CV_Trim_IV	81,42	0,00	99,55	1.255.120
2013_Tipo_CV_TRL_Trim_IV	74,42	0,00	98,57	186.449
2014_Tipo_CV_Trim_I	96,80	96,80	96,80	15
2014_Tipo_CV_Trim_II	98,11	98,11	98,11	905
2014_Tipo_CV_Trim_III	96,98	96,80	97,00	409
2014_Tipo_CV_Trim_IV	97,58	93,00	99,30	89.643
2014_Tipo_CV_TRL_Trim_IV	94,22	0,00	97,70	178.712
2015_Tipo_CV_Trim_I	48,23	0,00	99,60	66.387
2015_Tipo_CV_Trim_II	92,80	0,00	99,55	58.684
2015_Tipo_CV_Trim_III	97,20	0,00	100,00	12.179
2015_Tipo_CV_Trim_IV	98,75	78,15	100,14	1.292.460
Totale				3.314.729

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

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - marzo 2016

Fonte: GME



Classi di prezzo (€/MWh)

Mercato delle GO GME

A cura del GME

■ Nei primi tre mesi del 2016, sono state effettuate tre sessioni di mercato GO e due sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

L'andamento degli scambi ha evidenziato l'assenza delle transazioni di mercato nel primo mese dell'anno, registrando, invece, nel bimestre successivo una tendenza di segno positivo.

A febbraio, infatti, il numero delle garanzie negoziate sulla piattaforma sono state pari a 1.510 GO, quotate ad un prezzo medio di 0,20 €/MWh mentre, nel mese di marzo le GO movimentate sulla piattaforma sono risultate in aumento, in numero pari a 37.339 GO, anche in considerazione della scadenza dell'obbligo del 31 marzo, per consegna delle GO al

GSE, da parte delle imprese di vendita.

Nel mese di marzo si registra, inoltre, un aumento del prezzo medio pari a 0,27 €/MWh, rispetto al mese precedente (0,20 €/MWh).

In totale, sul Mercato delle GO, nei primi tre mesi del 2016, sono state scambiate 38.849 GO (103.003 GO nei prime tre mesi del 2015).

La Garanzia d'Origine maggiormente scambiata è stata la tipologia 2015_Eolico_AltriMesi con un volume pari a 37.266.

Il prezzo medio ponderato delle GO scambiate nelle sessioni di mercato nel 2016, a prescindere dalla tipologia, è stato pari 0,27 €/MWh (0,05 €/MWh nel 2015).

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel primo trimestre 2016:

GO - transazioni mercato primo trimestre 2016

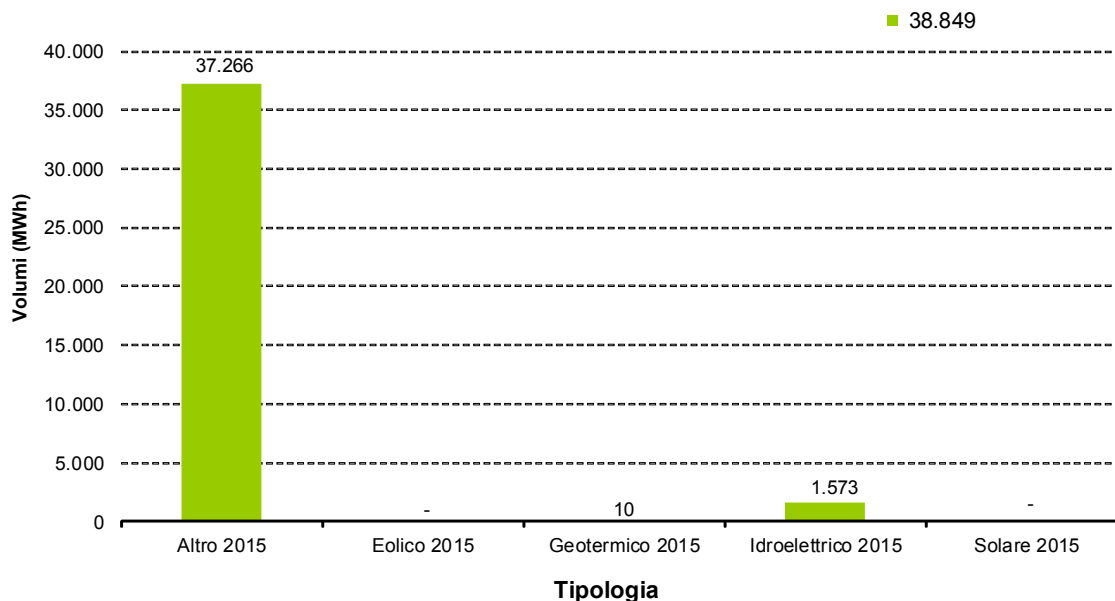
Fonte: GME

	Altro	Eolico	Geotermico	Idroelettrico	Solare	Totale
	Altro 2015	Eolico 2015	Geotermico 2015	Idroelettrico 2015	Solare 2015	
Volumi scambiati (MWh)	37.266	-	10	1.573	-	38.849
Valore Totale (€)	10.100,17	-	1,60	319,97	-	10.421,74
Prezzo minimo (€/MWh)	0,25	-	0,16	0,20	-	-
Prezzo massimo (€/MWh)	0,30	-	0,16	0,50	-	-
Prezzo medio (€/MWh)	0,27	-	0,16	0,20	-	-

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

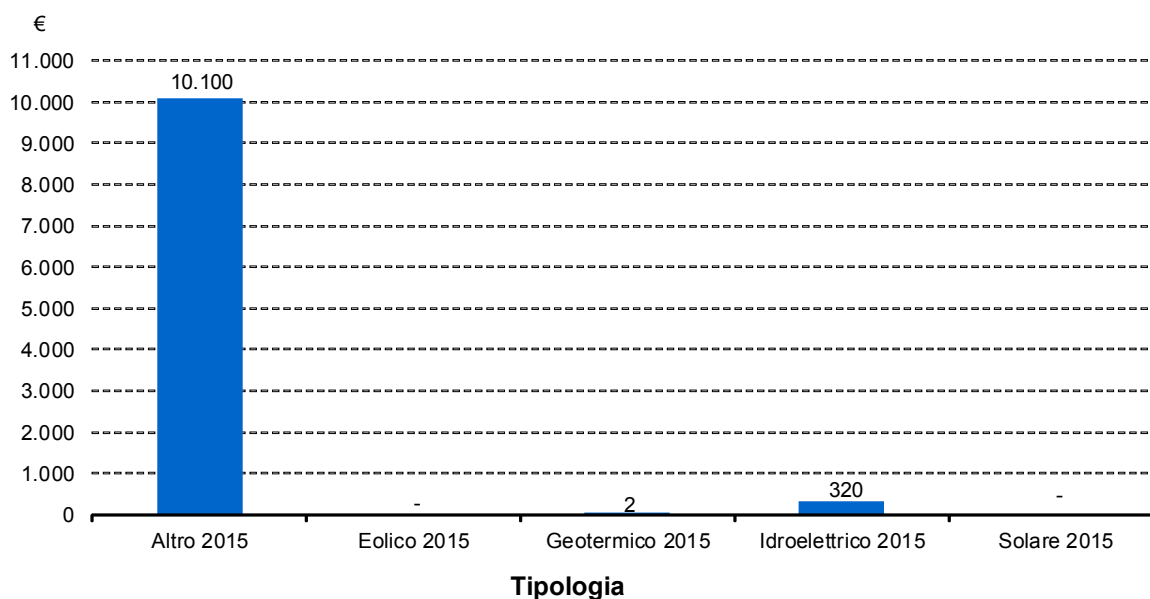
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a marzo 2016)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2015)

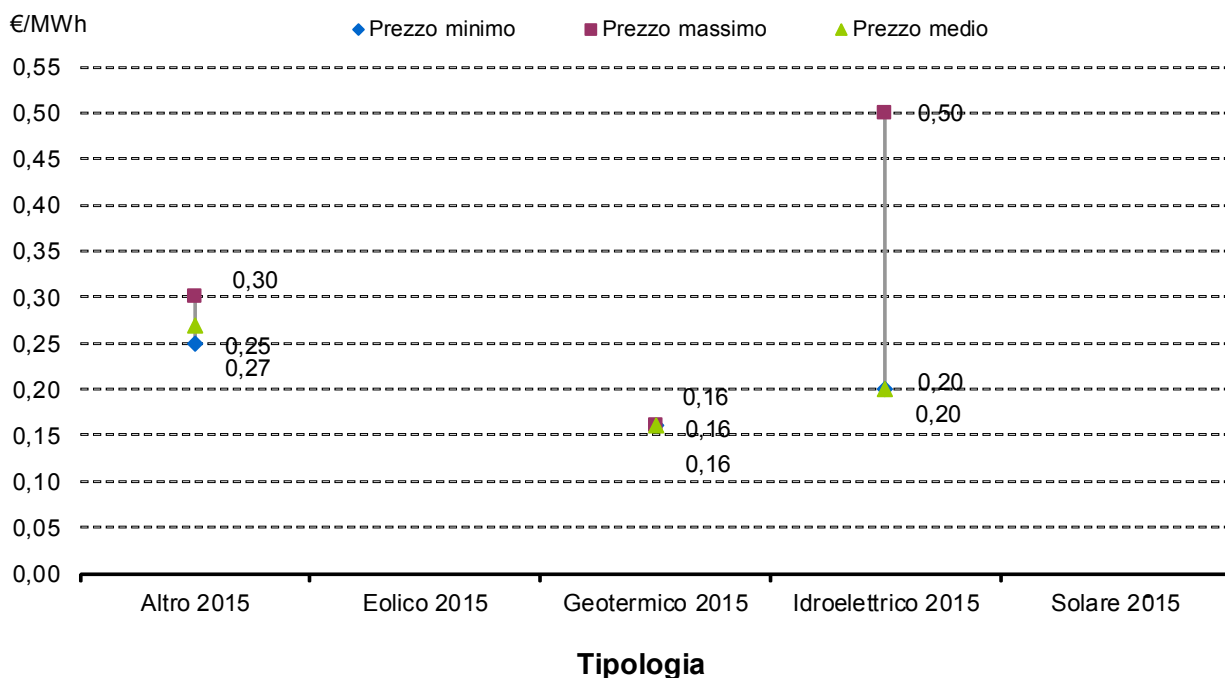
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2015)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

L'andamento trimestrale degli scambi bilaterali sulla piattaforma delle GO, non lineare nei tre mesi, ha tuttavia evidenziato dei volumi importanti rispetto ai volumi di mercato. Nel mese di gennaio sono state scambiate, infatti, 7.054.157 GO, nel mese di febbraio, nel quale si sono concentrati i maggiori volumi, sono state scambiate 25.112.973 GO, mentre, nel mese di marzo sono stati registrati scambi bilaterali per 12.865.034 GO. In totale, nel primo trimestre 2016 sono state scambiate,

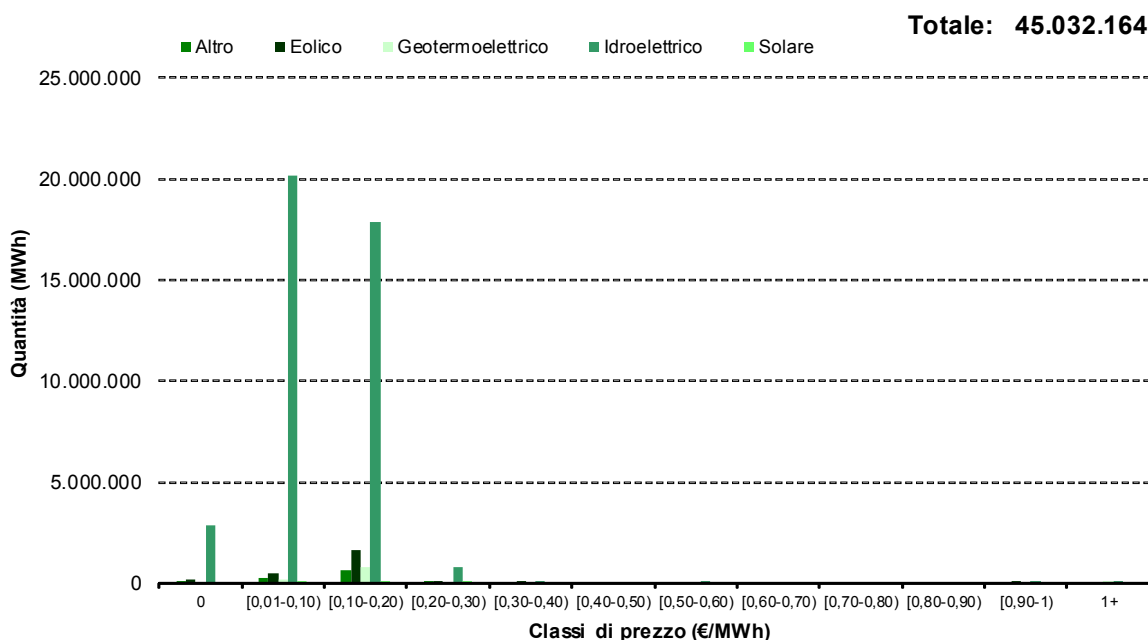
attraverso contratti bilaterali, 45.032.164 GO (40.250.124 GO delle varie tipologie nel primo trimestre 2015).

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,13 €/MWh, minore di 0,14 €/MWh rispetto a quello registrato sul mercato (0,27 €/MWh).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi dei GO scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-marzo 2016)

Fonte: GME



Aste GSE

Le due sessioni d'asta svolte dal GSE nel primo trimestre 2016 hanno consentito l'assegnazione di 5.072.000 GO sul mercato su un totale di 54.934.918 GO offerte (1.418.000 GO

sul mercato su un totale di 39.780.368 GO offerte nel primo trimestre 2015). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO 2016:

data	tipologia	periodo di produzione	prezzo medio ponderato (€/MWh)	prezzo minimo	prezzo massimo	quantità assegnata (MWh)	offerta dal GSE
20/01/2016	Altro_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	10.000	12.505.072
20/01/2016	Eolico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,16	539.000	998.811
20/01/2016	Eolico_Febbraio	2015	0,15	0,15	0,16	125.000	211.366
20/01/2016	Idroelettrico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,16	1.453.000	2.827.973
20/01/2016	Idroelettrico_Febbraio	2015	0,15	0,15	0,16	156.000	272.491
20/01/2016	Solare_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,16	290.000	10.753.376
20/01/2016	Solare_Febbraio	2015	0,16	0,16	0,16	20.000	425.371
21/03/2016	Altro_AltriMesi	2015	0,29	0,27	0,3	126.000	13.945.188
21/03/2016	Eolico_AltriMesi	2015	0,27	0,27	0,29	480.000	537.676
21/03/2016	Idroelettrico_AltriMesi	2015	0,27	0,27	0,29	228.000	1.546.724
21/03/2016	Solare_AltriMesi	2015	0,27	0,27	0,3	1.645.000	10.910.870
						5.072.000	54.934.918

OVERSUPPLY E BASSI PREZZI: L'OUTLOOK 2016 PER IL MERCATO DEL GNL

di Agata Gugliotta - RIE

(continua)

Gli impianti di liquefazione appena entrati in esercizio

Il 24 febbraio è partito il primo carico di GNL dagli Stati Uniti: la metaniera Asia Vision è salpata dall'impianto di Sabine Pass in Louisiana, alla volta del rigassificatore di Bahia in Brasile. Sabine Pass era originariamente un terminale di importazione, riconvertito, così come altri impianti in costruzione o in progetto, a seguito della cosiddetta "shale revolution" e della decisione di monetizzare parte del gas non convenzionale prodotto, esportandolo all'estero. Operata da Cheniere, l'infrastruttura dovrebbe contare su sei treni¹ di liquefazione, di cui i primi 4, ognuno con una capacità di 5,7 mld di mc, sono già in costruzione, mentre per gli altri due deve essere completato l'iter autorizzativo. Il Train 1 è già operativo e per il terzo trimestre di quest'anno, si attende la partenza del Train 2. Nel corso del 2017, invece, dovrebbe essere la volta dei Train 3 e 4. Data la vicinanza geografica, il gas che alimenterà l'impianto proverrà dai principali shale plays del paese, quali Barnett, Haynesville, Woodford, Fayetteville/Arkoma e Eagle Ford e da tre dei più importanti tight-sands plays, quali the East Texas, Anadarko e Gulf Coast plays. Per 20 dei 22,8 mld di mc di capacità, Cheniere è riuscita a concludere dei contratti di fornitura ventennali - che includono clausole take or pay - con diversi buyers quali BG Group, Gas Natural Fenosa, KOGAS e GAIL².

È il mese di marzo che vede, invece, il debutto dell'impianto di liquefazione Gorgon in Australia, uno dei più grandi al mondo e il primo australiano ad essere alimentato da un'unica fonte. La prima nave è partita il giorno 21 verso il Giappone e

consegna alla Chubu Electric Power, che già dal dicembre del 2009 aveva firmato con gli operatori dell'impianto un contratto di fornitura venticinquennale. Gestita da una JV guidata da Chevron che possiede 47,3%, da ExxonMobil (25%), Shell (25%), Osaka Gas (1,25%), Tokyo Gas (1%) e la stessa Chubu Electric Power (0,417%), l'infrastruttura è ubicata sull'isola di Barrow e prevede tre unità di liquefazione, di cui una appena entrata in funzione mentre le altre due sono attese rispettivamente sul finire del 2016 e nel corso del 2017, per una capacità complessiva di 20,7 mld di mc. Così come per Sabine Pass, la maggior parte dei volumi pianificati è già stata venduta sulle base di contratti di lungo termine.

A Sabine Pass e Gorgon, va aggiunto anche il primo treno dell'Australian Pacific LNG, la cui produzione è stata avviata ufficialmente l'11 dicembre 2015, ma la prima nave è partita il 9 gennaio 2016. Una JV tra ConocoPhillips (37,5%), Origin Energy (37,5%) e Sinopec (25%) possiede l'impianto, composto da due treni di liquefazione per una capacità complessiva di 11,4 mld di mc.

...e quelli attesi per quest'anno

Le previsioni indicano l'avvio, nel corso dell'anno, di 5 nuovi treni produttivi di impianti già operanti negli USA, Australia, Malesia, della prima struttura flottante ubicata nelle coste malesiane e il riavvio dell'Angola LNG, la cui produzione, avviata a metà 2013, era stata sospesa nel 2014 a causa di una fuga di gas.

Impianti di liquefazione entrati o previsti entrare in funzione nel 2016

Fonte: Gas Strategies

Paese	Progetto	Data prevista di avvio	Capacità in mld mc
Australia	Australia-Pacific LNG Train 1	I trim 2016	5,7
Usa	Sabine Pass Train 1	I trim 2016	5,7
Australia	Gorgon Train 1	I trim 2016	6,6
Australia	Gladstone LNG Train 2	II trim 2016	4,9
Australia	Australian Pacific LNG Train 2	II trim 2016	5,7
Angola	Angola LNG (restart)	II trim 2016	6,6
Malesia	Malaysia LNG Train 6	II trim 2016	4,5
Malesia	Floating Liquefaction 1	III trim 2016	1,5
USA	Sabine Pass Train 2	III trim 2016	5,7
Australia	Gorgon Train 2	IV trim 2016	6,6
Totale			53,4

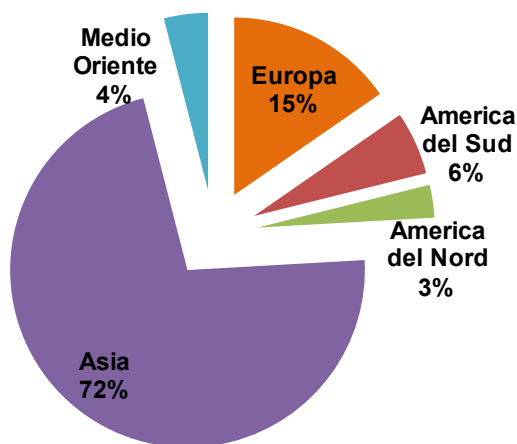
OVERSUPPLY E BASSI PREZZI: L'OUTLOOK 2016 PER IL MERCATO DEL GNL (continua)

Così come si evince dalla tabella, qualora le previsioni venissero confermate, la capacità di liquefazione a fine 2016 aumenterebbe di circa 53 mld di mc.

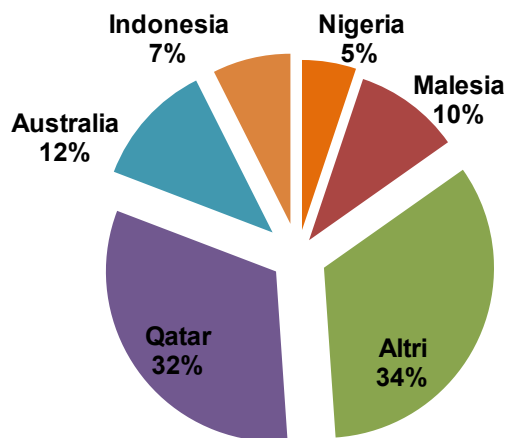
Tuttavia, in uno scenario più cautelativo e considerando che a) non tutti gli impianti opereranno fin da subito a piena capacità, b) che alcuni impianti potrebbero subire dei ritardi e slittare all'anno successivo, c) che si possa inoltre verificare una riduzione di produzione dei liquefattori già attivi (con molta probabilità l'impianto indonesiano di Bontang diminuirà

mercato), la ripresa del nucleare, unitamente ad un atteso maggior consumo di carbone e ad un contesto di rallentamento economico, contribuirà ad una contrazione della domanda. 3) Anche Taiwan, che a differenza di altri paesi asiatici, nel 2015 ha aumentato del 7,4% le importazioni per un ammontare di 18 mld di mc, potrebbe vedere consumi depressi. 4) La Cina (nel 2015 ha assorbito l'8% del GNL mondiale), infine, che per la prima volta dopo incrementi annui superiori al 20% del periodo 2010-2014, nel 2015 ha ridotto l'import di GNL dello

Graf. 1 Importazioni di GNL 2015 per aree



Graf. 2 Esportazioni di GNL 2015 per paesi



Fonte: Elaborazioni su dati GIIGNL

l'output), la stima più verosimile è di un aumento di capacità disponibile intorno ai 25 mld di mc³ a fine 2016.

Chi assorbirà questi nuovi volumi?

Rispetto al 2015, durante il quale, secondo dati GIIGNL⁴ si sono registrati uno scambi per quasi 310 mld di mc gassosi, rispetto ad un utilizzo della capacità aggiuntiva indicata, il mercato dovrebbe assorbire circa il 8% di volumi in più (335 mld di mc). Anche se quota di essi è legata a contratti di fornitura a lungo termine, volumi uncommitted ed incognite sui ritiri effettivi rendono incerte destinazione e quantità esportate.

Tuttavia, lo scenario che si prospetta, lato domanda, non è ottimistico. In Asia, che assorbe il 70% circa degli scambi mondiali e dove lo scorso anno, per la prima volta dal 2009, si è registrata una contrazione delle importazioni, la previsione è di consumi in calo anche nel 2016, almeno per i principali Paesi importatori dell'area. Questo per diverse ragioni: 1) il Giappone, tra i principali consumatori al mondo di GNL soprattutto per la generazione elettrica (nel 2015 ha importato 106,9 mld di mc per una quota di mercato del 34,5%), ridurrà l'import di gas liquefatto vista la riattivazione di alcune delle centrali nucleari, chiuse subito dopo l'incidente di Fukushima. 2) In Corea del Sud (nel 2015: 42 mld mc e 13,6 % come quota

0,9%⁵, potrebbe conoscere un'ulteriore contrazione della domanda di GNL a causa del rallentamento dell'economia, della concorrenza del gas piped e di un aumento della produzione interna. A conferma di ciò, vi sono il sottoutilizzo delle infrastrutture di importazione esistenti e la decisione delle principali compagnie del paese di ritardare la costruzione di nuovi impianti. L'attesa riduzione della domanda va in senso opposto rispetto all'aumento dell'offerta proveniente dagli impianti da poco entrati in funzione e ai volumi già venduti sulla base di contratti a lungo termine firmati gli anni scorsi quando le previsioni della domanda erano nettamente diverse. Volumi in eccesso che vedono i buyers cinesi costretti a rivendere sul mercato⁶ ad un prezzo competitivo l'eccesso di gas contrattualizzato rispetto alle loro attuali esigenze, esercitando un ulteriore effetto ribassista sui prezzi.

Fanno eccezione in questo trend di calo, i paesi del Sud Est Asiatico e l'India. Nei primi, consumi di gas in crescita soprattutto per la generazione elettrica, produzione interna in declino e la necessità di limitare il consumo di petrolio per ragioni ambientali, stanno spingendo i governi a puntare sul GNL, sia prodotto nella regione che di importazione⁷. In India, prospettive di crescita economica, politiche di sussidi per incoraggiare l'utilizzo del gas nella generazione elettrica e

OVERSUPPLY E BASSI PREZZI: L'OUTLOOK 2016 PER IL MERCATO DEL GNL

nella produzione di fertilizzanti⁸ e prezzi concorrenziali con il carbone, potrebbero incoraggiare la domanda di GNL, con la riserva che si riesca ad accrescere la capacità di rigassificazione interna⁹.

La crescita della domanda di questi Paesi, tuttavia, compenserà solo in parte il calo dei principali importatori asiatici e soprattutto non sarà in grado di assorbire l'overcapacity. Complessivamente, infatti, l'Asia non potrà richiedere più di 6,3 mld di mc quest'anno; quindi almeno altri 19 rimarrebbero potenzialmente disponibili per altri mercati.

A livello teorico, una quota potrebbe essere richiesta da alcuni paesi del Medio Oriente o dal Pakistan, caratterizzati da una significativa crescita della domanda di GNL. Quest'ultimo paese, insieme a Egitto e Giordania - nel 2015 cumulativamente hanno importato circa 8,8 mld di mc tramite rigassificatori flottanti - potrebbero raddoppiare la loro richiesta, così come potrebbero conoscere una crescita il Kuwait e Dubai, che già l'anno scorso hanno consumato GNL tutto l'anno e non solo nei mesi estivi.

Due nuovi potenziali importatori, potrebbero essere il Ghana e la Colombia, dove quest'anno dovrebbero entrare in funzione i primi impianti di rigassificazione. Tuttavia è verosimile che i consumi di GNL in questi Paesi crescano lentamente, e pertanto il loro impatto sulla domanda globale potrebbe essere marginale.

Più incertezza, invece, regna relativamente ai paesi latino americani: il Messico potrebbe trovare più conveniente importare via tubo dagli Stati Uniti, mentre i consumi del Brasile sono condizionati dal livello delle piogge e da quanto ciò incide sulla produzione idroelettrica.

L'Europa potrebbe rimanere l'ultima destinazione del GNL non richiesto da altri bacini, soprattutto del GNL americano e di quello del Qatar, che già lo scorso anno ha preferito dirottare i propri carichi presso le coste europee rispetto a quelle asiatiche, queste ultime diventate meno remunerative rispetto agli anni precedenti, quando i prezzi superavano anche i 15 doll./Mbtu. Rimane però da capire se effettivamente ci siano le condizioni per assorbire lato domanda tra gli 8 e i 12 mld di mc. Da un lato, infatti, ci sono alcuni fattori che farebbero propendere per uno scenario di crescita potenziale della domanda: con l'avvio del rigassificatore Swinoujscie, la Polonia può iniziare ad importare; con la partenza del rigassificatore di Dunkerque, la Francia potrebbe aumentare la sua capacità ricettiva; infine visti i bassi prezzi, il gas potrebbe erodere quote al carbone. Dall'altro, però, a generare incertezza vi sono le previsioni di persistente debolezza della domanda e la non ancora chiaramente prevedibile strategia commerciale della Russia in risposta ai nuovi flussi di GNL.

Quale effetto sui prezzi?

Volumi di GNL in eccesso, un contestuale scenario di scarsa domanda e le quotazioni del petrolio che potrebbero continuare a rimanere basse, rischiano di comprimere sempre più i prezzi internazionali del gas naturale, che, alla fine del 2015, erano ai minimi dal 2009-10 in Asia ed Europa, e al livello più basso dell'ultimo decennio negli Stati Uniti. Un trend negativo che trova conferma nelle quotazioni dei prodotti a termine, che non lascerebbero attendere una ripresa dei prezzi, almeno nel breve-medio termine.

Pur con le dovute differenze, le principali previsioni concordano sul fatto che in Europa i prezzi spot nei principali hubs NBP e TTF, termini di riferimento per i prezzi del GNL, si manterranno ben al di sotto dei 5 doll./Mbtu mentre i prezzi spot asiatici difficilmente supereranno la soglia dei 6 doll./Mbtu, risentendo, tra l'altro, della debolezza del mercato europeo.

Un tale livello dei prezzi mette pressione ai nuovi produttori, in primis gli Stati Uniti, che difficilmente vedranno le loro esportazioni ripagate in modo adeguato, soprattutto quelle non legate da vincoli contrattuali di lungo periodo. Goldman Sachs stimava alcuni mesi fa un utilizzo del 50%, sotto determinate condizioni, dei terminali di liquefazione già in costruzione¹⁰. I produttori americani si scontrano, infatti, con una situazione di mercato notevolmente mutata rispetto a qualche anno fa, in cui sono stati progettati gli impianti: i prezzi del petrolio viaggiano sotto la soglia dei 40 doll./bbl. rispetto agli oltre 100 doll./bbl., la domanda, soprattutto quella dell'Asia - principale destinatario dei carichi americani - si è indebolita così come i prezzi, sia spot che indicizzati al petrolio, su cui il gas americano aveva un vantaggio competitivo. Rischia così di venir meno la convenienza per gli acquirenti stranieri ad acquistare GNL americano su base spot.

Tenendo conto dei costi di liquefazione (3 doll./Mbtu), trasporto (3 doll./Mbtu, escluso il passaggio dal Canale di Panama), ad un prezzo dell'Henry Hub di 2,5 doll./Mbtu (sovrastimato rispetto agli attuali 1,8) e del Brent di 45 doll./bbl, il prezzo di fornitura all'Asia Orientale del GNL americano dovrebbe aggirarsi intorno a 8,9 doll./Mbtu, quindi più alto rispetto ai 6,8 doll./Mbtu di un contratto a lungo termine o ai circa 6 delle quotazioni spot¹¹.

Da qui muove la consapevolezza che molti dei progetti americani, per i quali è stata chiesta autorizzazione - solo nel 2015 un ammontare di circa 25 mld di mc¹² di capacità di liquefazione -, non vedranno la luce, almeno nel medio periodo, con il rischio che vengano chiusi ancora prima di entrare in funzione, o di lavorare ad un tasso di utilizzo molto basso.

OVERSUPPLY E BASSI PREZZI: L'OUTLOOK 2016 PER IL MERCATO DEL GNL

Quale lo scenario di medio termine?

Se si guarda ad uno scenario di medio termine per il mercato del GNL, sono diverse le incertezze che pesano su una possibile ripresa dei prezzi.

Le prospettive di un cambiamento del mood attuale, infatti, sono legate in primo luogo all'incerta ripresa delle quotazioni del petrolio, che esercitano un'influenza significativa sui prezzi del gas, sia direttamente, dal momento che quota dei contratti a lungo termine sono ancora valorizzati con formule di prezzo legate parzialmente o in tutto ai prodotti petroliferi, sia più indirettamente, come indicatore di natura macroeconomica. In secondo luogo, al nuovo equilibrio domanda/offerta che si verrà a creare. Ammesso che vi possa essere una ripresa dei consumi asiatici, questa sarà comunque graduale, così come

l'aumento del fabbisogno delle importazioni europee per il calo della produzione interna. Pertanto, il rischio concreto è che permanga di una situazione di oversupply, almeno fino al 2022¹³, quando la potenziale nuova capacità di liquefazione, ad oggi in costruzione e di cui non possono essere fermati i lavori, verrà completata. Si aggiunge inoltre l'incognita Iran e i tempi e i modi del suo ritorno sul mercato.

Tutto ciò induce a pensare che, ancora per qualche anno almeno, persistano condizioni poco favorevoli per ulteriori investimenti GNL, e questo spiega la decisione delle compagnie di ritardare o "congelare" alcuni progetti¹⁴, in attesa di tempi migliori, o addirittura di abbandonarli, per venir meno della convenienza economica inizialmente prevista.

¹ Treno di liquefazione: gli impianti di liquefazione funzionano come grandi impianti di refrigerazione e sono organizzati come unità di lavorazione in parallelo, chiamate treni, ognuna delle quali tratta una porzione di gas per liquefarlo. Nei treni di liquefazione, il gas allo stato puro viene prima trattato per rimuovere acqua, propano, idrocarburi più pesanti, azoto e altre impurità che potrebbero creare malfunzionamenti all'impianto di liquefazione o solidificare alle basse temperature, quindi viene portato alla temperatura di liquefazione e a questo punto il GNL può essere immesso nei serbatoi di stoccaggio prima di essere caricato su apposite navi metaniere per il suo trasporto.

² Sito della compagnia Cheniere, disponibile al link <http://www.cheniere.com/terminals/sabine-pass/trains-1-4/>

³ Gas Strategies, The outlook for LNG in 2016 – Supply growth but where is the demand?, 2016

⁴ GIIGNL, The LNG Industry, GIIGNL Annual Report 2016 Edition, 2016

⁵ Cedigaz, An Overview of the LNG Market in 2015, 2015 e World Gas Intelligence, China delivers LNG Import shock, Vol. 27, n. 4, 27 Gennaio 2016.

⁶ Ad es. la compagnia Sinopec ha ricevuto l'autorizzazione da ConocoPhillips a rivendere i carichi provenienti dall'impianto Australia Pacific LNG all'estero. Secondo le stime di Woodmac la Cina potrebbe rivendere fino a 6 mld mc quest'anno. World Gas Intelligence, LNG Industry set to get worse amid onslaught of new supply, Vol. 27, n.1, 6 Gennaio 2016

⁷ IEA, World Energy Outlook Special Report, Southeast Asia Energy Outlook 2015, 2015

⁸ World Gas Intelligence, India lights up Asian LNG market gloom, Vol. 26, n. 44, 4 Novembre 2015

⁹ IEA, World Energy Outlook Special Report, India Energy Outlook 2015, 2015

¹⁰ Goldman Sachs, Towards a New LNG Equilibrium, 2015

¹¹ World Gas Intelligence, LNG Industry set to get worse amid onslaught of new supply, cit.

¹² World Gas Intelligence, LNG Industry set to get worse amid onslaught of new supply, cit.

¹³ Fact Global Energy, A New World Oil Order Emerging in 2016 and Beyond?, 2016

¹⁴ Woodmac e Rystad Energy hanno individuato almeno 8 progetti che nel corso dell'ultimo anno e mezzo sono stati "congelati". Tra questi almeno 3 sono in Australia, 1 in Indonesia e 1 in Papua Nuova Guinea. Anche i due progetti del Mozambico sono ritenuti poco realizzabili, almeno sul breve periodo. World Gas Intelligence, LNG projects fall victim to price rout, Vol. 27, n. 4, 27 Gennaio 2016.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 17 marzo 2016 118/2016/R/efr** | "Modifiche alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt 104/11, in materia di trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili" | pubblicata il 18 marzo 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/118-16.htm>

Nell'ambito della regolazione relativa ai contratti di vendita di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, con la deliberazione ARG/elt 104/11, il Regolatore indicava, tra l'altro, i requisiti minimi ed obbligatori che tali contratti devono presentare al fine di garantire la tutela del consumatore, nel rispetto dei principi di concorrenza e trasparenza, nonché al fine di realizzare un'affidabile tracciatura dell'energia elettrica effettivamente prodotta mediante fonti rinnovabili, per evitare che la medesima venga inclusa in più contratti di vendita e, pertanto, contabilizzata più volte.

Segnatamente, con la sopra richiamata deliberazione, l'AEEG-SI ha previsto che:

- ogni contratto di vendita di energia rinnovabile deve essere comprovato da una quantità di garanzie di origine (nel seguito: GO) di cui alla direttiva 2009/28/CE pari alla quantità di energia elettrica venduta come rinnovabile nell'ambito del medesimo contratto;

- ciascuna società di vendita, entro il 31 marzo dell'anno successivo a quello in cui è stata fornita energia elettrica ai clienti finali nell'ambito di contratti di vendita di energia rinnovabile, è tenuta ad approvvigionarsi di una quantità di GO pari all'energia elettrica venduta come rinnovabile e riferite al medesimo anno, dandone evidenza al Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.

Ciò premesso, all'esito delle verifiche ispettive condotte dall'Autorità nel biennio 2014-2015 su alcune società di vendita, è emersa la necessità di apportare alcune integrazioni alla regolazione di riferimento.

In particolare, con il provvedimento de quo, l'Autorità ha apportato modifiche ed integrazioni alla citata deliberazione ARG/elt n.104/11 e al Codice di condotta commerciale, disponendo che:

- nei contratti di vendita di energia elettrica ai clienti finali con utenze in bassa tensione (per i quali trova applicazione il Codice di condotta commerciale), oltre a dare generica e separata evidenza della componente tariffaria A3, venga anche indicata con chiarezza la finalità della medesima componente, utilizzando, per semplicità e uniformità, una formulazione appositamente predefinita;

- ai fini della definizione del numero di GO che ciascuna società di vendita deve annullare annualmente, possono essere utilizzati i dati di misura dell'energia elettrica venduta come rinnovabile da ciascuna società di vendita come aggiornati alla data del 31 gennaio dell'anno successivo a quello di effettuazione della vendita, senza tenere conto di eventuali successive rettifiche

sui dati di misura.

Nel prevedere da subito come efficaci le modifiche sopra elencate, il Regolatore ha inoltre comunicato che non procederà a specifico passaggio consultivo, in quanto gli interventi di regolazione dettagliati risultano allo stato meramente attuativi di provvedimenti precedenti, i quali sono stati già sottoposti ai relativi passaggi consultivi (Art. 1, comma 3, della deliberazione 649/2014/A del 23 dicembre 2014).

■ **Documento di Consultazione del GME** | "DCO 02/2016 Principi di funzionamento del corpo normativo unico (TIGSI) del sistema di garanzia, di fatturazione e pagamenti del GME" | pubblicato il 10 marzo 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=252>

Con la pubblicazione del presente documento di consultazione il GME ha invitato la compagine dei soggetti interessati a presentare le proprie osservazioni e spunti di riflessione in merito ai principi ed ai criteri gestionali e di funzionamento relativi alla disciplina del nuovo meccanismo di gestione integrata delle garanzie (nel seguito: "Gestione integrata delle garanzie") da attivarsi nell'ambito dei mercati energetici (ME e MGAS) e della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE).

La finalità sottesa all'introduzione del sistema di "Gestione integrata delle garanzie" è, tra l'altro, quella di favorire il contenimento dei costi sostenuti dagli operatori per la prestazione di garanzie finanziarie a copertura dell'operatività sui mercati, nonché di agevolare la flessibilità gestionale ed operativa nell'utilizzo di tali strumenti, anche attraverso un processo di semplificazione e snellimento delle relative procedure.

Il soggetti interessati sono pertanto invitati a far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME - Relazioni Istituzionali e Comunicazione, entro e non oltre il 4 aprile 2016 termine di chiusura della presente consultazione con una delle seguenti modalità:

- e-mail: info@mercatoelettrico.org
- fax: 06.8012-4524
- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.a Viale Maresciallo Pilsudski 122/124 00197 - Roma

■ **Documento di Consultazione del GME** | "Documento di consultazione 03/2016 - Intraday Market coupling Italia-Slovenia" | pubblicato il 14 marzo 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=253>

Il Regolamento (UE) n.2015/1222 della Commissione Europea del 24 luglio 2015 che stabilisce orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione della congestione (nel seguito: CACM) disciplina, tra l'altro, i Target Model di riferimento per la gestione dei processi di integrazione dei mercati elettrici europei, tanto sull'orizzonte Day Ahead quanto con riferimento

Novità normative di settore

(continua)

ai mercati infra giornalieri.

In tale ambito, al fine di procedere al corretto recepimento ed applicazione dei principi indicati nei richiamati Target Models, le Borse elettriche ed i Gestori di Rete di Italia e Slovenia hanno avviato un percorso di evoluzione degli attuali modelli utilizzati per l'allocazione infragiornaliera della capacità di interconnessione disponibile sul confine IT-SI (nel seguito: progetto ID Ita-Slo), da realizzarsi mediante la sostituzione delle attuali modalità di allocazione, basate su modelli di asta esplicita, con un meccanismo di market coupling, basato su un modello di asta implicita, coerente pertanto con quello già utilizzato per l'orizzonte Day Ahead.

Nell'ottica di portare a conoscenza degli operatori interessati i caratteri attuativi del progetto, nonché di raccogliere presso gli stessi eventuali osservazioni, con il documento di consultazione in oggetto, il GME ha illustrato il dettaglio degli interventi regolatori che si rende necessario apportare al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico per rendere operativo il progetto ID Ita-Slo, unitamente all'indicazione delle previste tempistiche di attuazione.

I soggetti interessati a formulare osservazioni sul documento in oggetto sono invitati a farle pervenire, per iscritto, al GME – Relazioni Istituzionali e Comunicazione, entro e non oltre il 15 aprile 2016 termine di chiusura della presente consultazione, con una delle seguenti modalità:

- e-mail: info@mercatoelettrico.org
- fax: 06.8012-4524
- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.a Viale Maresciallo Pilsudski 122/124 00197 - Roma

GAS

■ **Parere AEEGSI del 4 marzo 2016 83/2016/I/GAS | “Parere al Ministro dello sviluppo economico sulle proposte di modifica della Disciplina del mercato del gas naturale, predisposta dal gestore dei mercati energetici” | pubblicato il 7 marzo 2016 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/083-16.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha espresso al Ministero dello sviluppo economico, ai fini della successiva approvazione, parere favorevole in ordine alle proposte di modifica - inerenti l'adozione di una nuova tempistica di settlement apportate dal GME alla Disciplina del mercato del gas naturale (MGAS), secondo il procedimento di modifica ordinaria di cui all'articolo 3.5 della Disciplina medesima, considerato il beneficio derivante per gli operatori in termini di riduzione del periodo di esposizione nei confronti del GME e conseguentemente contenimento delle garanzie richieste a copertura della predetta esposizione.

In particolare gli interventi modificativi proposti - oggetto peraltro di due appositi procedimenti consultivi effettuati dal GME con la

pubblicazione rispettivamente del DCO 1/2015 e DCO 4/2015 – riguardano:

- l'adozione di una tempistica di regolazione dei pagamenti sul MGAS, relativamente alle posizioni nette a debito e credito detenute dagli operatori nei confronti del GME, con cadenza settimanale in luogo dell'attuale cadenza mensile, ferma restando l'attuale periodicità di fatturazione su base mensile;
- l'adozione dello strumento del SEPA Direct Debit Business to Business, ai fini della regolazione dei pagamenti relativi alle posizioni nette a debito nei confronti del GME e del SEPA Credit transfer Urgente per il settlement delle posizioni nette a credito degli operatori.

Il nuovo modello di settlement ipotizzato dal GME non comporterà alcuna modifica né delle tempistiche di pagamento ad oggi previste per la gestione dei flussi finanziari connessi agli sbilanciamenti imputati al GME a seguito della mancata registrazione al PSV dei saldi netti degli operatori (procedura d'inadempimento), né di quelle applicate alla gestione dei corrispettivi, contributi ed eventuali penali applicabili agli operatori inadempienti, per le quali continuerà ad essere applicata l'attuale tempistica di fatturazione e pagamento su base settimanale.

■ **Documento di consultazione AEEGSI 103/2016/R/GAS | “Bilanciamento del gas naturale aspetti attuativi del Regolamento (UE) n. 312/2014 del 26 marzo 2014” | pubblicato il 10 marzo 2016 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/103-16.jsp>

In attuazione di quanto previsto dalla deliberazione 470/2015/R/GAS del 7 ottobre 2015, e facendo seguito a quanto già illustrato in precedenti processi consultivi in materia, l'AEEGSI, con il DCO in oggetto, ha formulato ulteriori proposte in merito agli aspetti funzionali al completamento del disegno implementativo del regime di bilanciamento di cui al Regolamento europeo 312/2014.

In particolare, ai fini della completa definizione del quadro regolatorio del predetto meccanismo, l'AEEGSI ha sottoposto a consultazione i seguenti aspetti:

- i criteri d'intervento di SRG nel mercato, valutando anche il corretto dimensionamento della capacità di stoccaggio nella disponibilità di SRG stessa in relazione alle esigenze di bilanciamento operativo della rete di trasporto;
- l'integrazione delle regole di funzionamento del mercato infragiornaliero del gas naturale, organizzato e gestito dal GME, con la negoziazione dei prodotti locational;
- la quantificazione degli small adjustment funzionali alla definizione del prezzo di sbilanciamento;
- eventuali modifiche alla disciplina del settlement al fine di risolvere le criticità segnalate dagli utenti nel precedente procedimento consultivo e che dovrebbero consentire agli utenti di effettuare delle stime più accurate delle proprie allocazioni nella sessione di bilanciamento.

Novità normative di settore

In particolare con riferimento alle azioni di bilanciamento poste in essere da SRG, l'AEEGSI ha formulato valutazioni in ordine a come la risorsa stoccaggio conferita al trasportatore possa influire sugli acquisti dallo stesso effettuati sul mercato nonché sulla necessità che tale risorsa, qualora utilizzata da SRG per bilanciare gli utenti, debba essere oggetto di reintegro nei giorni successivi, prevedendo altresì:

- l'introduzione di servizi di bilanciamento i quali, secondo quanto previsto dal Regolamento 312/2014, dovrebbero essere utilizzati dal TSO nei casi in cui i prodotti standardizzati di breve termine acquistabili sul mercato non siano sufficienti a garantire il mantenimento della rete nei suoi limiti operativi. A tal proposito data la conformazione della rete di trasporto e le risorse a disposizione del TSO, l'AEEGSI propone di rinviare la previsione ad una fase successiva;
- l'accesso da parte di SRG, nella fase finale del giorno gas, allo stoccaggio degli utenti, consentendo in pratica a SRG stessa di richiedere all'impresa di stoccaggio la modifica dei quantitativi da movimentare da stoccaggio indipendentemente dalle rinomine degli utenti. La differenza tra quanto nominato e quanto effettivamente movimentato da ciascun utente potrebbe essere allocata commercialmente in una specifica sessione ad asta del MGAS;
- l'accesso da parte di SRG, in continuità con quanto oggi avviene, alle prestazioni di stoccaggio ulteriori rispetto a quelli resi disponibili agli utenti.

Per quanto concerne infine le modalità di svolgimento e funzionamento della sessione di mercato in cui siano negoziabili prodotti locational, l'AEEGSI propone che tale sessione ad asta abbia luogo su richiesta di SRG interrompendo la sessione in negoziazione continua per il tempo necessario alla raccolta delle offerte e alla determinazione degli esiti della sessione e avvisando con congruo anticipo gli operatori. Ai fini della determinazione del prezzo di sbilanciamento, gli esiti della sessione locational in termini di prezzo e quantità, sempre secondo quanto proposto dall'AEEGSI, dovrebbero concorrere alla determinazione dello stesso solo qualora l'approvvigionamento da parte di SRG sia stato funzionale a compensare i disequilibri degli utenti (nel caso in cui siano stati utilizzati per gestire criticità del servizio di trasporto non dovrebbero essere considerati).

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 25 febbraio 2016** | “ **Approvazione delle modifiche alla disciplina del mercato del gas naturale, allegata al decreto 6 marzo 2013**” | pubblicato sulla G. U. Serie Generale n.69 del 23-3-2016 <http://www.sviluppoeconomico.gov.it/index.php/it/normativa/decreti-ministeriali/2034199-decreto-ministeriale-25-febbraio-2016-modifiche-alla-disciplina-del-mercato-del-gas-naturale>

Con il decreto in oggetto, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche apportate dal GME alla Disciplina

MGAS, secondo il l'istituto della modifica urgente di cui all'articolo 3, comma 3.6 della Disciplina medesima, in vigore dalla data di pubblicazione sul sito internet del GME (dal 30 settembre 2015).

In particolare, si ricorda che gli interventi modificativi contenuti nella Disciplina e nelle relative DTF sono stati adottati al fine di recepire in MGAS gli adeguamenti apportati da SRG nell'ambito dei propri sistemi di nomina della capacità di trasporto in attuazione di quanto disposto dal Regolamento n. 312/2014 secondo cui i quantitativi di gas da specificare nei predetti processi devono essere espressi in kWh/g.

■ **Comunicato del GME** | “ **Nuova piattaforma di fatturazione e sessione di test con operatori**” | pubblicato il 4 aprile 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=256>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori del Mercato Elettrico e del Mercato del Gas che nel corso del mese di aprile verranno effettuate tutte le attività necessarie per la prevista sostituzione dell'attuale piattaforma di fatturazione MeSettlement (disponibile all'indirizzo <https://settlement.ipex.it>) con la nuova piattaforma SetService.

Nello specifico, la sostituzione della piattaforma MeSettlement avverrà secondo le modalità e tempistiche di seguito indicate:

- 6 aprile: Avvio fase di test con gli operatori del mercato elettrico e del mercato del gas sulla nuova piattaforma di collaudo: <https://provesettlement.ipex.it>:

- o L'accesso alla piattaforma, per gli utenti che risultano già registrati alla data del 15 marzo u.s. sull'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it>, potrà avvenire con le medesime credenziali del predetto sistema. Gli utenti ancora non abilitati potranno invece richiedere l'accesso utilizzando la relativa funzionalità descritta nel manuale utente;

- o La piattaforma esporrà fac simili di comunicazioni proforma (attive e passive) e fatture attive GME per il mese di gennaio 2016. Gli operatori potranno provvedere, per le competenze riferite al mese di gennaio 2016, al caricamento di fatture passive per il GME sulla base delle comunicazioni di esempio rese disponibili;

- o Entro il 20 aprile il GME provvederà alla registrazione delle fatture passive caricate ed alla generazione dei fac simile di saldi a regolare;

- o Il web service dell'ambiente di collaudo è disponibile al link: https://provesettlement.ipex.it/MeSTView_WS/MestView_Service.aspx

- 28 aprile: GME renderà disponibile agli operatori la nuova piattaforma di fatturazione di esercizio con le seguenti modalità:

- o Link di accesso al portale: <https://setservice.ipex.it>

- o Link di accesso al Web Service: https://setservice.ipex.it/MeSTView_WS/MestView_Service.aspx

- o Credenziali: l'accesso alla piattaforma, per gli utenti che

Novità normative di settore

risulteranno già registrati sull'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> alla data 26 aprile p.v., potrà avvenire con le medesime credenziali del predetto sistema. Gli utenti ancora non abilitati potranno invece richiedere l'accesso utilizzando la relativa funzionalità descritta nel manuale utente;

- 1 maggio: a partire da tale data e nel rispetto delle tempistiche dettate dalle relative DTF, il GME utilizzerà la nuova piattaforma <https://setservice.ipex.it> per i cicli di fatturazione:

- o del mercato elettrico, del corrispettivo fisso annuo del mercato elettrico e della PDR, con riferimento alle liquidazioni dal mese di Aprile;

- o del mercato del GAS, con riferimento alle liquidazioni dal mese di maggio.

- 1 luglio: a partire da tale data il GME utilizzerà la nuova piattaforma <https://setservice.ipex.it> per i cicli di fatturazione dei mercati ambientali, con riferimento alle liquidazioni del mese di Luglio e dei mesi successivi, secondo le tempistiche dettate dalle relative DTF.

Di seguito il dettaglio delle partite che verranno fatturate sull'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> fino al mese di luglio:

- Mercato Elettrico e GAS:

- o Fatturazione attiva e passiva del mercato elettrico di competenza del mese di marzo;

- o Fatturazione attiva e passiva del mercato del GAS di competenza del mese di aprile;

- o Saldo a regolare riferito al mese di marzo per il mercato elettrico e al mese di aprile per il mercato del gas;

- Mercato Ambientali:

- o Fatturazione attiva e passiva e per corrispettivi con riferimento alle competenze fino a giugno.

L'attuale piattaforma <https://settlement.ipex.it> sarà disponibile in consultazione fino al 31 dicembre 2017.

REMIT

■ **Comunicato del GME | “ Modifica del Modello di Contratto Standard della Piattaforma di data Reporting (PDR)” | pubblicato il 21 marzo 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/lt/homepage/popup.aspx?id=254>**

Con il presente comunicato il GME ha reso noto che- a decorrere dal 7 aprile 2016 – diverranno efficaci le modifiche apportate al modello di contratto standard PDR, predisposte al fine di disciplinare le ulteriori prestazioni rese disponibili dal GME stesso in relazione all'attività di gestione dei flussi informativi con ACER, volte ad agevolare gli operatori della PDR che si avvalgono del servizio di upload.

In particolare, è stato previsto agli artt. 1 e 3 del Contratto PDR che, qualora le notifiche inviate da ACER, inerenti i dati alla stessa trasmessi dal GME, dovessero contenere messaggi di errore, il GME si impegna a svolgere, nei limiti indicati nel contratto e secondo le modalità ed i termini indicati nel Manuale Utente PDR, le seguenti attività:

- re-invio in automatico ad ACER del file predisposto dall'operatore rispetto al quale ACER stessa abbia segnalato nel predetto messaggio di notifica la presenza di una problematica di natura prettamente tecnico-informatica. Resta inteso che qualora la problematica indicata da ACER nel messaggio di errore sia riconducibile a difformità del formato/contenuto del file caricato dall'operatore rispetto agli standard definiti da ACER, l'operatore stesso dovrà procedere ai relativi correttivi ed al successivo caricamento del file corretto sulla PDR, a valle del quale il GME effettuerà nuovamente la trasmissione del report ad ACER;

- apertura, per conto dell'operatore interessato e su richiesta dello stesso, di un ticket presso il centro di assistenza di ACER, qualora le azioni di cui al punto precedente non siano valse alla risoluzione del problema. In tale ultimo caso, la richiesta di apertura ticket dovrà essere inviata dall'operatore secondo le modalità indicate nel Manuale operativo PDR.

A completamento, si evidenzia che per mere esigenze operative connesse ai propri database interni, il GME ha ritenuto altresì utile integrare il set dei dati richiesti con riferimento alla persona fisica, indicata dall'operatore PDR, deputata ad accedere alla piattaforma (User).

Per effetto di quanto previsto all'articolo 9 del contratto PDR, resta inteso che, qualora l'operatore PDR non intenda accettare le modifiche sopra illustrate lo stesso avrà facoltà di recedere dal contratto PDR, inviando apposita comunicazione al GME secondo le modalità indicate nel contratto medesimo entro 15 giorni successivi alla data di effettiva pubblicazione delle modifiche contrattuali sul sito internet del GME (che avrà luogo il 7 aprile 2016) e che sarà resa nota mediante apposita comunicazione.

■ **Comunicato del GME | “ REMIT data reporting: test con gli operatori a partire dal 14/03/2016” | pubblicato l'8 marzo 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/lt/homepage/popup.aspx?id=251>**

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 14/03/2016, gli operatori interessati potranno effettuare, attraverso la piattaforma di test PDR, prove di caricamento e invio dei Report, in formato ACER, relativi ai contratti non standard (Tabella 2 degli Implementing Acts) e ai contratti di capacità di trasporto di energia elettrica e/o di gas naturale conclusi sui mercati secondari (rispettivamente, Tabelle 3 e 4 degli Implementing Acts).

La partecipazione ai test sarà consentita previa richiesta delle credenziali di accesso alla piattaforma di test PDR effettuata secondo le modalità indicate alla pagina <http://www.mercatoelettrico.org/lt/Monitoraggio/ComeOperare.aspx>. Gli operatori che già dispongano delle predette credenziali di accesso alla piattaforma di test potranno utilizzarle anche per i test sopra indicati.

Gli appuntamenti

14 aprile

Teleriscaldamento: una risorsa per l'ambiente

Roma, Italia

Organizzatore: UTILITALIA

www.utilitalia.it

14 Aprile

Traded Risk Europe

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Risk.net

<http://events.risk.net>

14 aprile

Contrasto alle irregolarità nel settore della distribuzione dei carburanti

Torino, Italia

Organizzatore: Regione Piemonte

www.regione.piemonte.it

14 aprile

Liberiamo in Italia l'autoproduzione da energie pulite

Roma, Italia

Organizzatore: Legambiente

www.legambiente.it

14 aprile

Fonti rinnovabili ed efficienza energetica: il ruolo della Politica nei confronti delle eccellenze italiane all'indomani di COP 21

Roma, Italia

Organizzatore: Esapro

www.esapro.it

14 aprile

Agroenergia Med 2016

Catania, Italia

Organizzatore: Agroenergia in collaborazione con il prof.

Lanzafame dell'Università di Catania

www.agroenergia.eu

15 aprile

Verso un'industrializzazione del settore dei rifiuti

Genova, Italia

Organizzatore: Confservizi Cispel Liguria - Confservizi Piemonte/

Valle d'Aosta

<http://www.palazzoducale.genova.it/>

15 aprile

L'integrazione delle tecnologie per la sostenibilità del sistema edificio

Catania, Italia

Organizzatore: ANIE Energia, ANIE Rinnovabili e ANIE CSI

<http://anierinnovabili.anie.it>

15 aprile

Decreti Madia: novità e prospettive per le imprese dei servizi pubblici locali

Roma, Italia

Organizzatore: CONF SERVIZI ASSTRA UTILITALIA

www.confservizi.net

14-15 aprile

EWEA Technology Workshop - Analysis of Operating Wind Farms

Bilbao, Spagna

Organizzatore: Ewea

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

18-19 aprile

Trading e gestione del rischio nei mercati dell'energia

Milano, Italia

Organizzatore: London Stock Exchange - Academy

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

18-19 aprile

European Electricity Ancillary Services and Balancing Forum

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Marcus Evans

<http://bit.ly/1PxVKU4>

19-21 aprile

Infocast's 2nd EVs and the Grid Summit

Long Beach, CA, Usa

Organizzatore: Infocast

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

20 aprile

Le biomasse come vettore energetico: quali prospettive

Milano, Italia

Organizzatore: ATI - Associazione Termotecnica Italiana - in collaborazione con l'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Milano

www.ati2000.it/

20-21 aprile

International Istanbul Smart Grids and Cities Congress and Fair

Istanbul, Turchia

Organizzatore: leee-Pes

<http://www.icsgistanbul.com/en/>

21 aprile

L'energia cambia - mercato elettrico, rinnovabili e tecnologie

Roma, Italia

Organizzatore: Althesys

www.althesys.com

20-22 aprile

Bioenergy Italy

Cremona, Italia

Organizzatore: Fiera di Cremona

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

24-25 aprile

Ei Compendex, Scopus - 2016 6th International Conference on Environment Science and Engineering (ICESE 2016)

Antalya, Turchia

Organizzatore: CBEES

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

27 aprile

Meeting di primavera - la svolta dopo l'accordo di Parigi. Verso gli Stati Generali della Green Economy 2016

Roma, Italia

Organizzatore: Fondazione per lo sviluppo sostenibile in collaborazione con DiPSE e Ordine degli Architetti di Roma e Provincia

<https://fondazioneperlosvilupposostenibile.wufoo.eu>

28 aprile

Energy Storage Summit

Twickenham, Regno Unito

Organizzatore: Solar Media

<http://atnd.it/45607-0>

2-6 maggio

Terza edizione "Scuola Consulente e Responsabile ambientale"

Mestre (VE), Italia

Organizzatore: Tuttoambiente

<http://www.tuttoambiente.it>

4 maggio

La nuova era dei RAEE II edizione

Milano, Italia

Organizzatore: TCG

<http://www.retailnow.it>

4-5 maggio

VII Conferenza diritto energia. Il regime dell'acqua e la regolazione dei servizi idrici

Roma, Italia

Organizzatore: GSE, Roma Tre, con il patrocinio del MISE e con la collaborazione di Utilitalia

www.gse.it

11-12 maggio

M2M Forum

Milano, Italia

Organizzatore: Innovability

<http://www.m2mforum.com/>

11-13 maggio

8th International Ege Energy Symposium & Exhibition

Afyonkarahisar, Turchia

Organizzatore: IEESE

Website: <http://www.afyonegeenergy.com/>

12 - 14 maggio

IX Edizione del Festival dell'Energia

Milano, Italia

Organizzatore: Aris

www.festivaldellenergia.it

13 maggio

Italia hub del gas naturale, opportunità GNL per i trasporti marittimi nel Mediterraneo

Augusta, Italia

Organizzatore: Mirumir srl

www.conferenzagnl.com

17 - 20 maggio

PM2016 VII Convegno Nazionale sul Particolato Atmosferico

Roma, Italia

Organizzatore: Società Italiana di Aerosol, IAS in collaborazione con: l'Istituto sull'Inquinamento Atmosferico del Consiglio Nazionale delle Ricerche il Dipartimento di Chimica della Sapienza

Università di Roma

www.pm2016.org

18-20 maggio

Science and Engineering for reliable ENERGY - The 6th International Conference & Workshop REMOO 2016

Budva, Montenegro

Organizzatore: Renecon

<http://www.remoo.eu>

18-20 maggio

Fare i conti con l'ambiente

Ravenna, Italia

Organizzatore: Labelab

<http://www.labelab.it/ravenna2016/>

25-27 maggio

Mediterranean Oil & Gas Summit

Roma, Italia

Organizzatore: IRN

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

25-27 maggio

ICERE 2016 International Conference on Environment and Renewable Energy

Monaco, Germania

Organizzatore: ISJ

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

30-31 maggio

11th International Energy Conference 2016

Tehran, Iran

Organizzatore: WEC

<http://www.irannec.com>

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 Roma
www.mercatoelettrico.org
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.