

APPROFONDIMENTI

ITALIA: E' ORA DI ANDARE A TUTTO GAS?

di Claudia Checchi e Roberta d'Alessandro - REF-E

Il mercato del gas è sempre più competitivo, globale e liquido. Questo nuovo scenario, contrapposto a quello in forza fino a pochi mesi fa in cui si erano chiaramente affermate zone di mercato separate e guidate da dinamiche "locali", mostra risvolti significativi per il ruolo dell'Italia nello scenario europeo e mondiale. La strategicità geografica del nostro Paese nel Mediterraneo, nonché le consolidate alleanze commerciali, stanno attraendo i nuovi operatori del mercato globale (quali ad esempio gli esportatori di GNL statunitense che trovano moderni sbocchi) e contribuiscono a rafforzare le vecchie "partnership" energetiche, come quelle con l'Algeria o con il Qatar, alimentate anche dalla possibile evoluzione degli scenari commerciali, fra

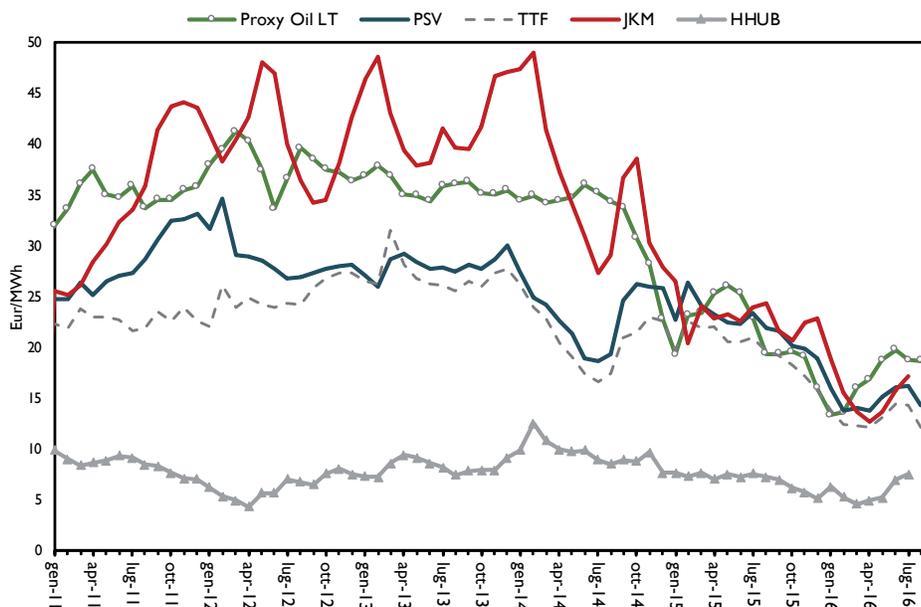
tutti la metanizzazione della Sardegna e la maggiore accessibilità ai terminali di rigassificazione, fino ad oggi poco utilizzati.

MARKET DRIVERS

Dal punto di vista puramente di mercato, il collasso dei prezzi gas internazionali, riscontrato a partire dallo scorso anno, segna l'avvio di un nuovo paradigma energetico. In particolare il premio, storicamente consolidato, tra i prezzi spot asiatici – di cui le quotazioni del mercato del GNL giapponese coreano (JKM) sono il principale riferimento - e i prezzi nord-europei – ben rappresentati dall'hub olandese TTF - si è ridotto sensibilmente (vedasi Fig.1).

Figure 1: Prezzi storici gas

Elaborazioni REF-E su dati Platts e Reuters



continua a pagina 29

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ SETTEMBRE 2016**

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

■ **APPROFONDIMENTI**

ITALIA: E' ora di andare a tutto gas?
Di Claudia Checchi e Roberta
d'Alessandro - REF-E

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 33

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima registrano una flessione su base annua (-0,4%) che colpisce soprattutto i programmi derivati da contrattazioni over the counter (-10,5%). La liquidità del mercato, pari a 69,6%, si conferma pertanto su livelli piuttosto elevati. Alla stagnazione degli acquisti nazionali (-0,2%) si contrappone la crescita delle vendite degli impianti di produzione (+2,0%), tra i quali si pongono in evidenza gli impianti a gas (+33,9%), favoriti dalla frenata delle rinnovabili (-15,2%) e dalla minore energia importata (-12,8%). Il prezzo medio di acquisto

dell'energia elettrica (PUN), in ripresa su agosto, si attesta a 42,89 €/MWh, livello più basso mai registrato nel mese di settembre. Per quanto riguarda i prezzi di vendita zonali, da un lato si allarga (poco più di 3 €/MWh) lo spread tra il Sud (la zona dal prezzo più basso) e le altre zone, dall'altro il ripristino del transito con il continente favorisce, nell'ultima parte del mese, la convergenza del prezzo più alto della Sicilia con quello delle altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il prodotto ottobre 2016 baseload chiude il periodo di trading a 41,74 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) con un aumento di 5,81 €/MWh (+15,7%) su agosto, ma in calo di 6,50 €/MWh (-13,2%) su base annua, si attesta a 42,89 €/MWh, livello più alto degli ultimi otto mesi. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 6,23 €/MWh (-11,4%) nelle ore di picco

e di 6,65 €/MWh (-14,4%) nelle ore fuori picco con prezzi attestatisi rispettivamente a 48,68 €/MWh e 39,54 €/MWh. Il rapporto picco/baseload, in leggero rialzo rispetto ad un anno fa, si attesta a 1,13 (Grafico 1 e Tabella 1).

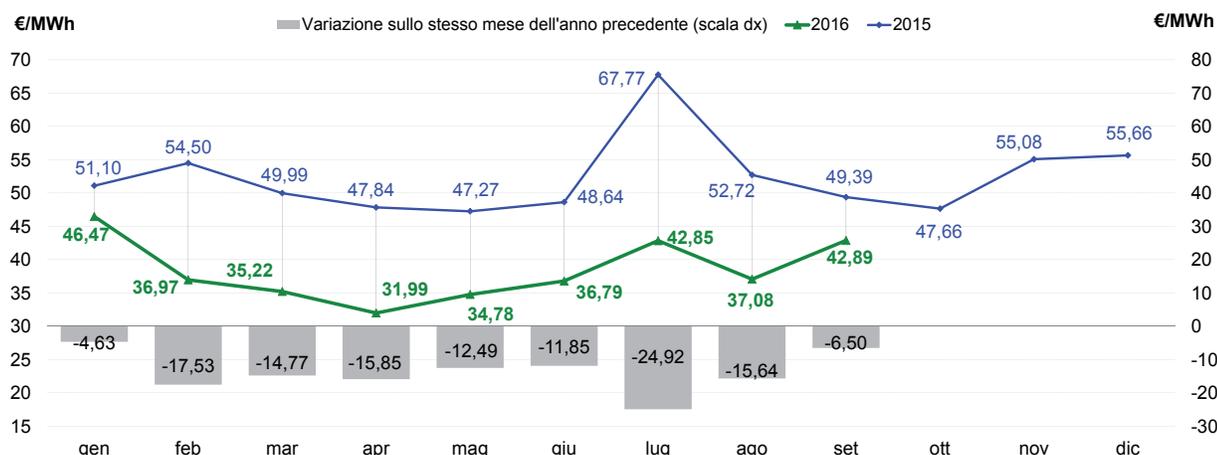
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	42,89	49,39	-6,50	-13,2%	23.352	+4,8%	33.553	-0,4%	69,6%	66,2%
<i>Picco</i>	48,68	54,91	-6,23	-11,4%	28.040	+4,0%	40.142	-0,0%	69,9%	67,1%
<i>Fuori picco</i>	39,54	46,19	-6,65	-14,4%	20.637	+5,5%	29.739	-0,6%	69,4%	65,4%
<i>Minimo orario</i>	25,99	22,34			15.562		22.080		61,3%	59,7%
<i>Massimo orario</i>	92,71	88,29			30.720		42.904		78,9%	72,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

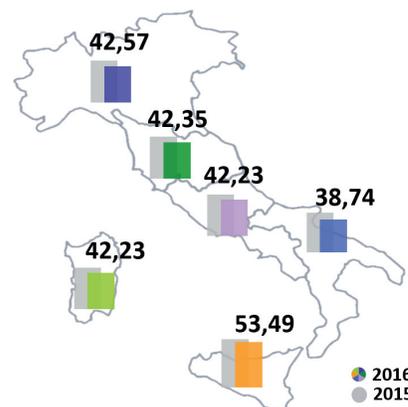
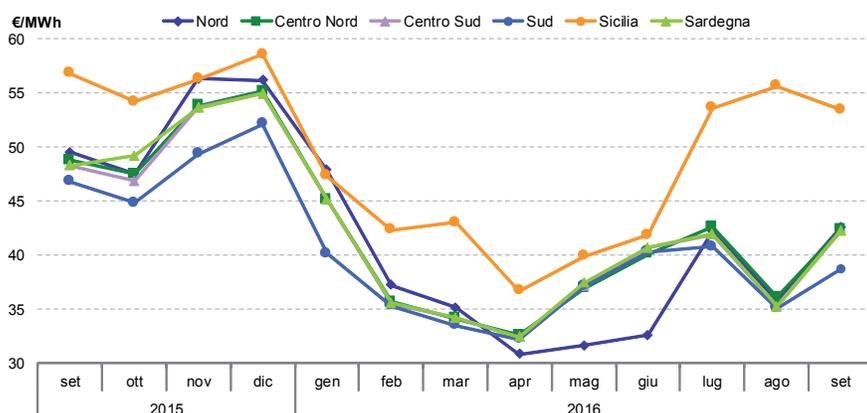


I prezzi di vendita registrano ovunque significativi rialzi congiunturali; in controtendenza la sola Sicilia che, giovandosi del ritorno a pieno regime del transito con il continente nell'ultima decade del mese, flette dal massimo annuo di agosto (-3,9%), ma si conferma la zona dal prezzo più alto con 53,49 €/MWh. Il Sud, invece, con 38,74 €/

MWh, segna ancora il prezzo di vendita più basso e allarga sopra i 3 €/MWh il differenziale con le altre zone, tutte allineate sopra i 42 €/MWh. Il confronto con i prezzi di settembre 2015, vede ancora diffusi ribassi sull'intero territorio nazionale variati tra il -17,3% del Sud ed il -5,9% della Sicilia (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia segnano una leggera flessione tendenziale portandosi a 24,2 milioni di MWh (-0,4%). Nel dettaglio si confermano in espansione gli scambi nella borsa elettrica che salgono a 16,8 milioni di MWh (+4,8%), mentre i volumi scambiati over the

counter, registrati sulla PCE e nominati su MGP, registrano un ulteriore significativo ribasso scendendo a 7,3 milioni di MWh (-10,5%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato guadagna pertanto 3,4 punti percentuali rispetto a settembre 2015 e sale a 69,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.813.230	+4,8%	69,6%
Operatori	10.927.219	+14,2%	45,2%
GSE	2.987.002	-7,4%	12,4%
Zone estere	2.899.009	-10,6%	12,0%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.344.927	-10,5%	30,4%
Zone estere	439.097	-25,2%	1,8%
Zone nazionali	6.905.830	-9,4%	28,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.158.157	-0,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.548.639	-2,6%	
OFFERTA TOTALE	40.706.796	-1,3%	

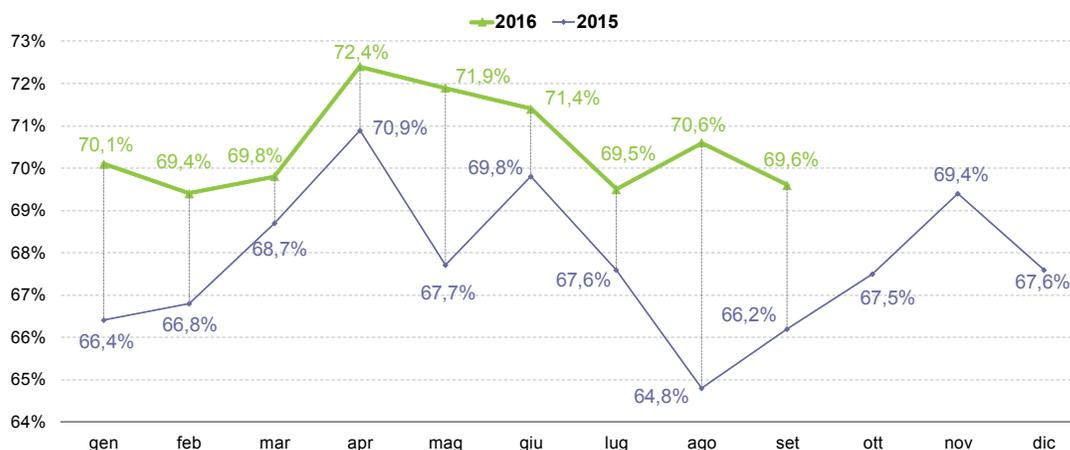
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.813.230	+4,8%	69,6%
Acquirente Unico	2.938.912	+36,4%	12,2%
Altri operatori	9.138.612	-5,5%	37,8%
Pompaggi	2.388	-	0,0%
Zone estere	429.379	-7,1%	1,8%
Saldo programmi PCE	4.303.940	+14,8%	17,8%
PCE (incluso MTE)	7.344.927	-10,5%	30,4%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	1.442.160	-39,7%	6,0%
Zone nazionali altri operatori	10.206.707	+6,8%	42,2%
Saldo programmi PCE	-4.303.940	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.158.157	-0,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	550.286	-54,9%	
DOMANDA TOTALE	24.708.444	-3,0%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali segnano una leggera flessione su base annua attestandosi a 23,7 milioni di MWh (-0,2%). L'analisi per zone evidenzia però acquisti in aumento in tutte le zone eccetto il Sud (dove crollano del 30,0%) e la Sardegna (-1,1%). In calo anche gli acquisti sulle zone estere che scendono a 429 mila MWh (-8,2%) (Tabella 4). In crescita, invece, le vendite di energia elettrica delle

unità di produzione nazionale che si attestano a 20,8 milioni di MWh (+2,0%) trainate dagli impianti delle zone centro-settentrionali, mentre si riducono le vendite al Sud (-19,3%) e nelle isole (Sardegna: -0,5% e Sicilia: -4,4%). In deciso calo anche le importazioni di energia elettrica che scendono a quota 3,3 milioni di MWh (-12,8%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.157.563	27.997	+4,2%	10.645.959	14.786	+10,2%	13.310.711	18.487	+1,7%
Centro Nord	2.328.185	3.234	-5,8%	1.657.758	2.302	+14,0%	2.549.065	3.540	+9,9%
Centro Sud	4.147.864	5.761	-9,0%	2.545.877	3.536	+9,8%	3.872.107	5.378	+3,9%
Sud	6.068.669	8.429	-11,8%	3.958.197	5.497	-19,3%	1.879.057	2.610	-30,0%
Sicilia	3.140.146	4.361	+13,9%	1.188.535	1.651	-4,4%	1.388.344	1.928	+14,0%
Sardegna	1.450.980	2.015	+6,1%	823.725	1.144	-0,5%	729.494	1.013	-1,1%
Totale nazionale	37.293.407	51.796	-0,2%	20.820.051	28.917	+2,0%	23.728.779	32.957	-0,2%
Estero	3.413.390	4.741	-11,6%	3.338.106	4.636	-12,8%	429.379	596	-8,2%
Sistema Italia	40.706.796	56.537	-1,3%	24.158.157	33.553	-0,4%	24.158.157	33.553	-0,4%

A settembre le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano un deciso calo (-15,2%) e si portano sui livelli più bassi degli ultimi otto mesi (6,4 milioni di MWh). La flessione ha interessato in particolare gli impianti a fonte eolica (-43,4%) ed idraulica (-13,4%). In consistente rialzo, per contro, le vendite degli impianti a fonti tradizionali (+12,3%) trainate dagli impianti a gas le cui vendite, ai

massimi da oltre tre anni, raggiungono 10,8 milioni di MWh (+33,9%) (Tabella 5). Di conseguenza la quota delle vendite degli impianti a fonte rinnovabile flette al 30,9% (-6,2 punti percentuali rispetto ad un anno fa), mentre sale al 51,9% la quota degli impianti a gas (+12,4 p.p.) (Grafico 4).

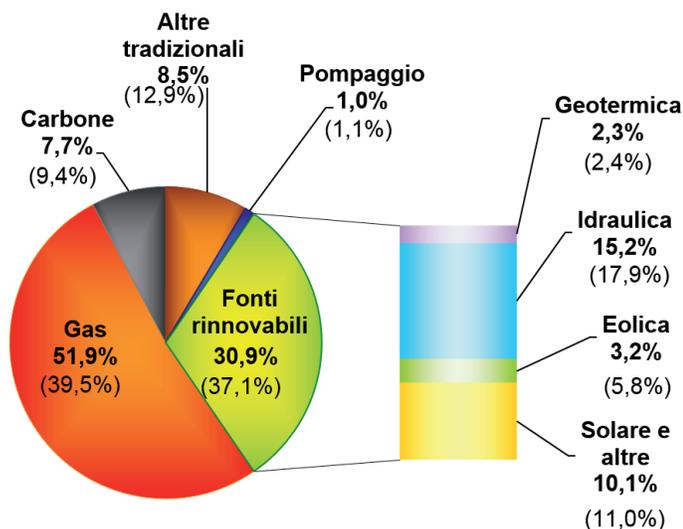
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

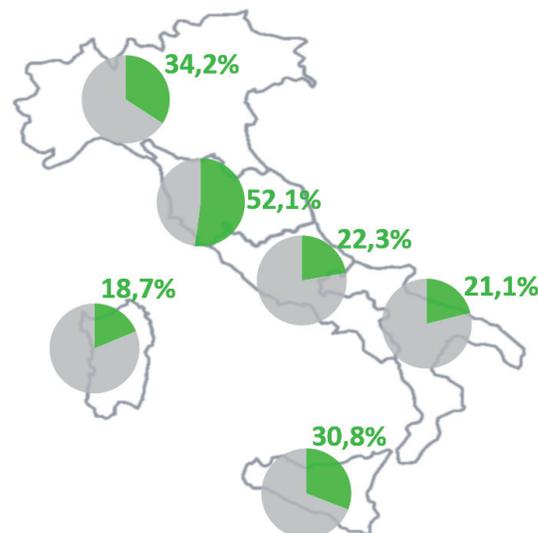
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.465	+27,2%	1.102	+44,8%	2.715	+22,3%	4.337	-17,2%	1.142	+15,2%	930	+6,5%	19.690	+12,3%
Gas	7.704	+44,6%	1.048	+57,3%	1.257	+104,9%	3.321	+6,5%	1.104	+17,5%	562	+5,5%	14.995	+33,9%
Carbone	674	-29,3%	-	-	1.246	-12,3%	-	-	-	-	315	+4,4%	2.235	-16,5%
Altre	1.087	-6,5%	54	-42,7%	212	+15,0%	1.016	-52,1%	38	-26,5%	53	+36,8%	2.460	-32,6%
Fonti rinnovabili	5.052	-11,3%	1.200	-4,6%	788	-19,5%	1.160	-26,3%	509	-30,8%	214	-22,8%	8.924	-15,2%
Idraulica	3.324	-15,0%	254	+0,9%	324	-4,9%	340	-5,3%	123	-33,2%	40	+7,5%	4.406	-13,4%
Geotermica	-	-	662	-2,2%	-	-	-	-	-	-	-	-	662	-2,2%
Eolica	2	-80,9%	9	-58,3%	159	-49,4%	435	-42,5%	248	-36,7%	79	-47,0%	932	-43,4%
Solare e altre	1.725	-2,6%	276	-10,6%	306	-6,0%	386	-15,9%	138	-13,5%	95	+4,5%	2.924	-6,1%
Pompaggio	270	-4,7%	-	-	33	+56,8%	-	-	-	-	-	-	303	-0,4%
Totale	14.786	+10,2%	2.302	+14,0%	3.536	+9,8%	5.497	-19,3%	1.651	-4,4%	1.144	-0,5%	28.917	+2,0%

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 settembre sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.181 MWh, di cui 1.721 MWh sul confine francese (78,9% del totale), 64 MWh su quello austriaco e 395 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) aumenta, rispetto a settembre 2015, dell'1,4% sulla frontiera francese e del

+5,1% su quella slovena, mentre si riduce drasticamente sulla frontiera austriaca (-74,8%). Il market coupling alloca il 71,5% della capacità disponibile sulla frontiera slovena, il 66,6% su quella francese ed il 99,0% su quella austriaca. Dopo le allocazioni con aste esplicite resta inutilizzata una quota di NTC pari al 28,3% sulla frontiera slovena ed al 18,9% su quella francese (Grafico 6, 7 e 8).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia - Francia	2.151 (1.938)	1.816 (1.822)	92,2% (98,6%)	64,6% (84,7%)	1.311 (1.491)	625 (658)	7,5% (1,4%)	1,9% (-)
Italia - Austria	65 (198)	65 (198)	99,0% (99,7%)	98,9% (99,7%)	11 (138)	10 (63)	0,3% (0,3%)	0,3% (0,1%)
Italia - Slovenia	505 (471)	420 (334)	86,1% (81,5%)	48,3% (25,4%)	631 (640)	254 (204)	13,2% (18,2%)	1,0% (0,4%)

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

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

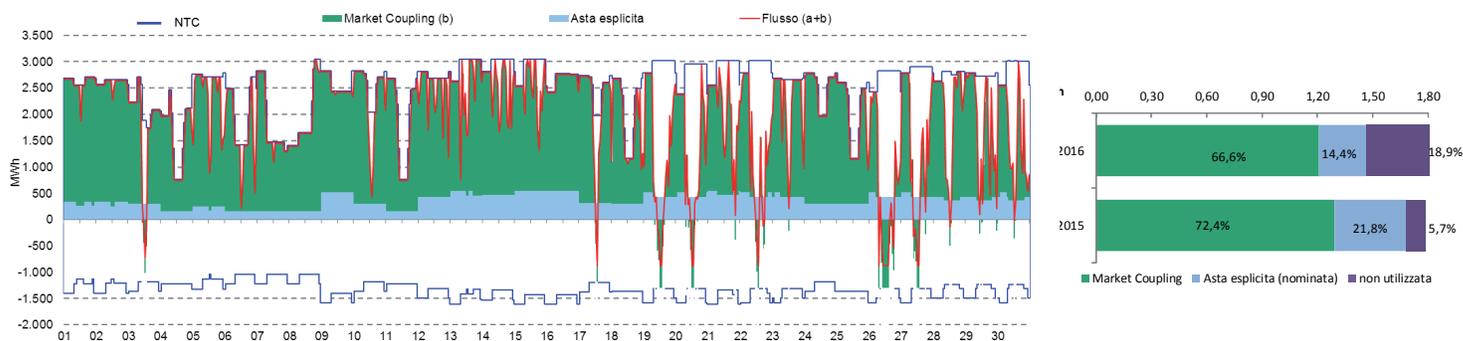


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

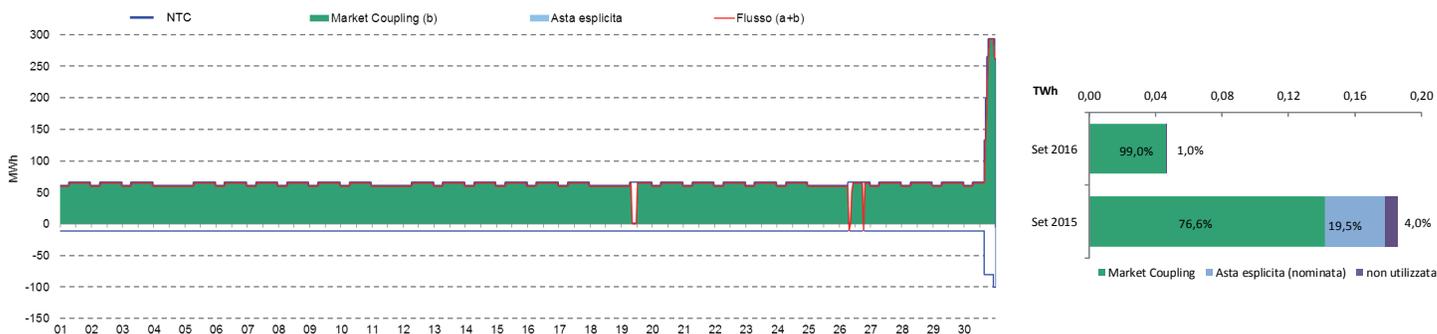
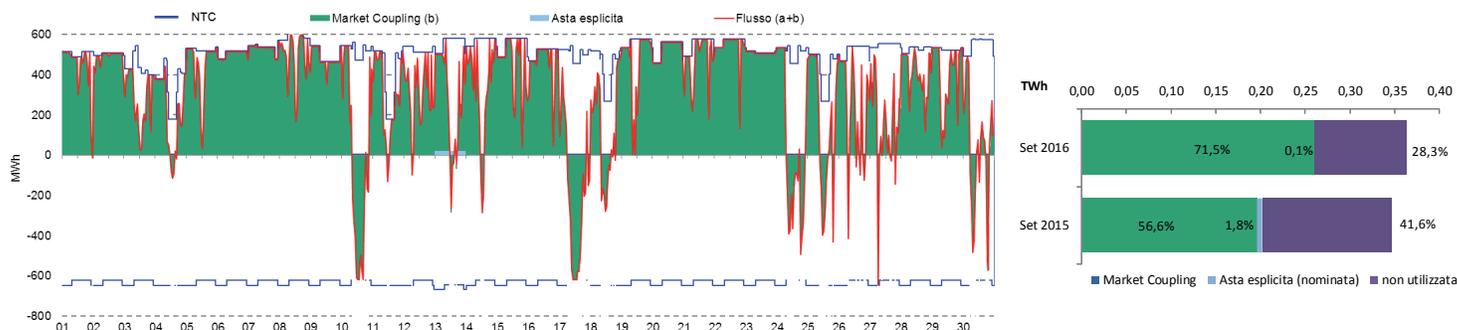


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A settembre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), dopo la flessione congiunturale di agosto, mostrano un rimbalzo in tutte le sessioni attestandosi tra 41,48 €/MWh di MI1 e 46,32 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono alle 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 oltre l'11% in tutte le cinque sessioni di MI portandosi su livelli inferiori a

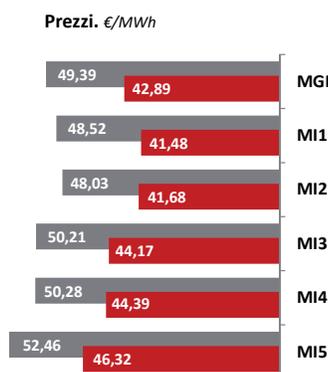
quelli di MGP, a parità di ore, in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero, dopo tre ribassi congiunturali consecutivi, a settembre tornano a crescere attestandosi a 2,1 milioni di MWh (+17,5%) (Tabella 7 e Grafico 9). Il confronto su base annua rivela invece una flessione dei volumi complessivi dell'8,0%.

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

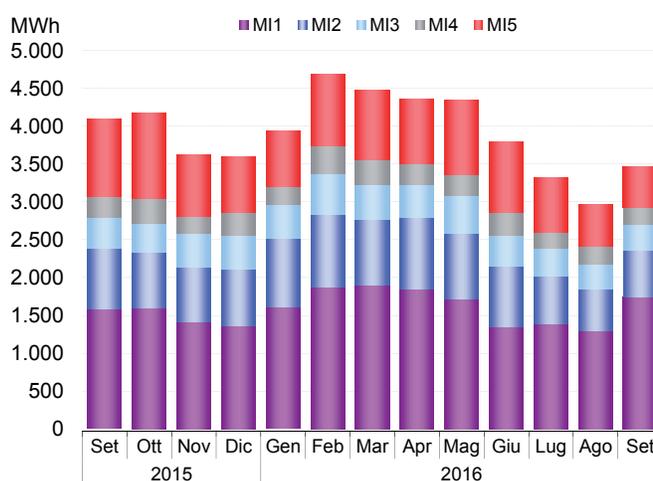
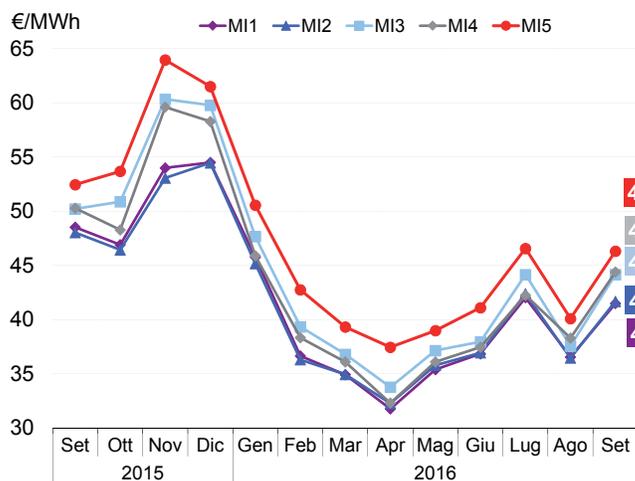
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	42,89	-13,2%	24.158.157	33.553	-0,4%
MI1 (1-24 h)	41,48 (-3,3%)	-14,5%	1.265.094	1.757	+10,9%
MI2 (1-24 h)	41,68 (-2,8%)	-13,2%	437.953	608	-24,7%
MI3 (9-24 h)	44,17 (-3,4%)	-12,0%	168.452	351	-14,7%
MI4 (13-24 h)	44,39 (-2,7%)	-11,7%	84.960	236	-16,4%
MI5 (17-24 h)	46,32 (-2,5%)	-11,7%	130.240	543	-47,0%



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

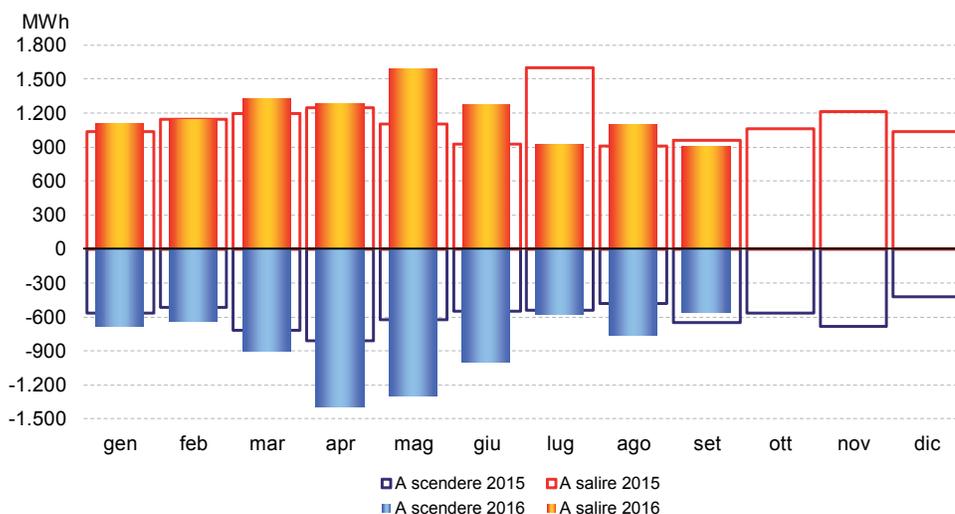


MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A settembre gli acquisti di Tema sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, pari a 648 mila MWh, registrano una flessione del 6,6%. In calo anche le vendite di Tema sul mercato a scendere che scendono a 409 mila MWh (-12,2%) (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 4 negoziazioni per complessivi 58 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 1,3 milioni di MWh, in flessione del 19,8% rispetto al mese precedente. In contenuto aumento o poco mossi i prezzi dei prodotti scambiati nel mese (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto Ottobre 2016 chiude il suo

periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 41,74 €/MWh sul baseload e 46,10 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 502 e 65 MW, per complessivi 390 mila MWh. Il prodotto Anno 2017 baseload è stato scambiato a 41,87 €/MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2016	41,74	+1,9%	1	5	-	5	-	502	373.990
Novembre 2016	49,05	+10,2%	-	-	-	-	-	497	357.840
Dicembre 2016	49,26	+15,8%	-	-	-	-	-	497	369.768
Gennaio 2017	47,80	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	45,10	+5,7%	-	-	-	-	-	497	1.097.873
I Trimestre 2017	47,80	+10,0%	-	-	-	-	-	5	10.795
II Trimestre 2017	36,00	-5,0%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	41,50	+0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	41,87	+2,7%	2	6	-	6	-70,0%	66	578.160
Totale			3	11	-	11			1.316.563

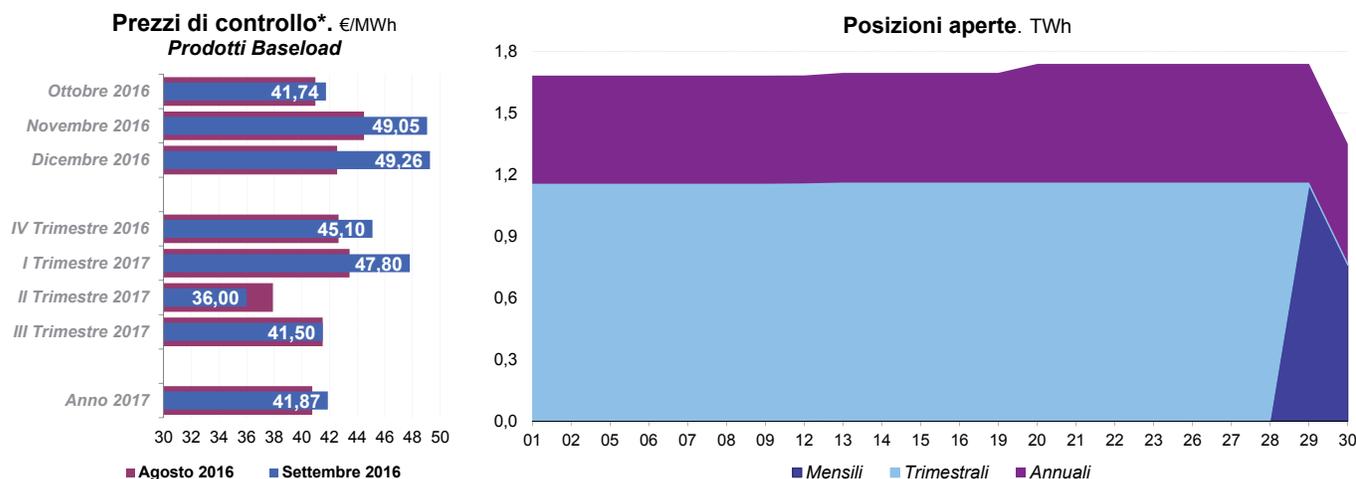
	PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**		
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	variazioni %	MW	MWh
Ottobre 2016	46,10	-0,1%	1	5	-	5	-	65	16.380
Novembre 2016	59,86	+9,0%	-	-	-	-	-	60	15.840
Dicembre 2016	54,14	+15,5%	-	-	-	-	-	60	15.840
Gennaio 2017	54,89	-	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2016	51,33	+4,0%	-	-	-	-	-	60	46.800
I Trimestre 2017	52,02	+8,8%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	36,16	-6,1%	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2017	43,59	+0,6%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	45,03	-1,9%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			1	5	-	5			31.680
TOTALE			4	16	-	16			1.348.243

* 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 settembre 2016, pari a 30,0 milioni di MWh, registrano anche questo mese una flessione tendenziale (-3,5%) determinata ancora dalla pesante contrazione (-85,2%) delle negoziazioni concluse su MTE, sui livelli più bassi da oltre cinque anni a quota 362 mila MWh; in aumento invece le transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 29,6 milioni di MWh (+3,5%) (Tabella 9). Dopo quasi due anni, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE torna in crescita tendenziale e sale a 15,5 milioni

di MWh (+1,8%). In discesa, invece, il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, che si porta a 1,93 (-0,11 rispetto ad un anno fa), ai minimi da gennaio 2015 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,3 milioni di MWh, si riducono del 10,5% su base annua, con i relativi sbilanciamenti a programma che salgono a 8,2 milioni di MWh (+16,0%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,6 milioni di MWh (-2,6%) mentre i relativi sbilanciamenti a programma salgono a quota 3,9 milioni di MWh (-17,4%).

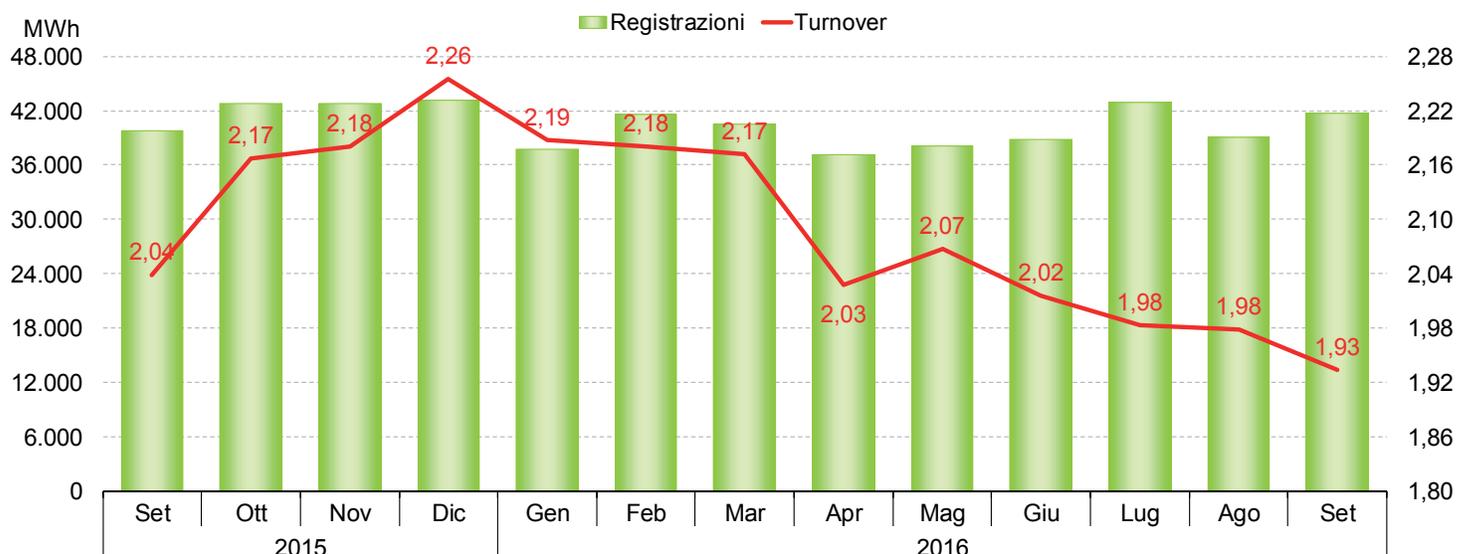
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	10.917.780	+36,3%	36,4%	Richiesti	9.749.808	+4,8%	100,0%	11.665.231	-2,4%	100,0%
Off Peak	316.494	- 52,9%	1,1%	di cui con indicazione di prezzo	5.289.063	+64,0%	54,2%	-	-	-
Peak	440.187	- 12,9%	1,5%	Rifiutati	2.404.882	+118,4%	24,7%	16.364	-	0,1%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.397.442	+118,0%	24,6%	-	-	-
Totale Standard	11.674.461	+27,1%	38,9%	Registrati	7.344.927	-10,5%	75,3%	11.648.867	-2,6%	99,9%
Totale Non standard	17.971.290	- 7,7%	59,9%	di cui con indicazione di prezzo	2.891.622	+36,0%	29,7%	-	-	-
PCE bilaterali	29.645.751	+3,5%	98,8%	Sbilanciamenti a programma	8.172.975	+16,0%	-	3.869.035	+17,4%	-
MTE	361.800	- 85,2%	1,2%	Saldo programmi	-	-	-	4.303.940	+14,8%	-
TOTALE PCE	30.007.551	- 3,5%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.517.902	+1,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia segnano un significativo aumento su base annua (+13,0%) trainati principalmente dal settore termoelettrico che, giovandosi della flessione delle rinnovabili e delle importazioni di energia elettrica dall'estero, registra una crescita dei consumi di oltre il 20% su base annua. In ripresa anche i consumi del settore industriale (+3,7%) e quelli civili (+6,1%). Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-5,3%), mentre segnano un balzo in

avanti le importazioni di gas naturale (+10,0%). Calano, inoltre, le iniezioni nei sistemi di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese in crescita dell'8,5% rispetto ad un anno fa. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 5,0 milioni di MWh, pari al 10,0% della domanda complessiva di gas naturale, quasi tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi mediamente allineati alla quotazione al PSV (14,12 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di settembre i consumi di gas naturale in Italia segnano una decisa ripresa portandosi a 4.604 milioni di mc (+13,0%). Il principale impulso alla crescita dei consumi è dato dal settore termoelettrico che, con un balzo del 21,1%, sale ai massimi da oltre un anno con 2.180 milioni di mc. In aumento anche i consumi del settore civile che si attestano a 1.146 milioni di mc (+6,1%) e di quelli del settore industriale che salgono a quota 1.087 milioni di mc (+3,7%). In sensibile aumento, infine, anche le esportazioni che salgono a 192 milioni di mc (+32,5%).

Dal lato offerta rallenta la flessione, in atto da ormai quasi quattro anni, della produzione nazionale scesa a 490 milioni di mc (-5,3%), mentre tornano a crescere le importazioni di gas naturale attestatesi a 5.361 milioni di mc (+10,0%). Tra i punti di entrata, prosegue la decisa ripresa, in atto dallo scorso aprile,

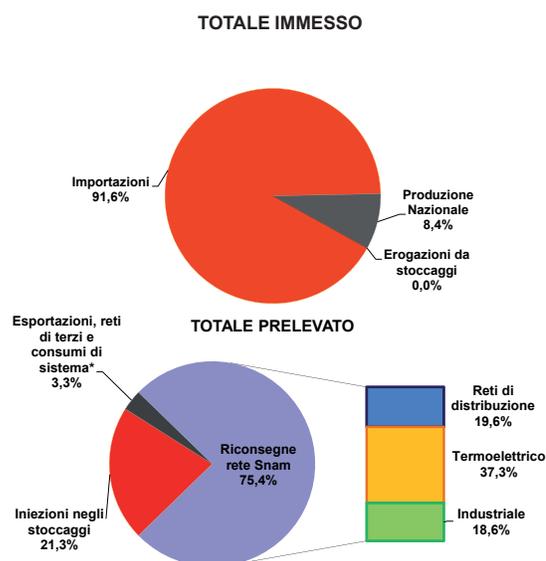
delle importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi risultano più che duplicati rispetto ad un anno fa (1.030 mln mc, +111,3%); in deciso aumento anche le importazioni dal Nord Europa a Passo Gries (1.030 mln mc, +43,9%). Ancora in significativa flessione, invece, le importazioni del gas libico a Gela attestatesi a 368 mln mc (-39,6%), così come quelle dalla Russia a Tarvisio (2.284 mln mc, -12,9%) che si conferma però la prima fonte. Tra i terminali GNL in crescita il gas qatariño di Cavarzere con 599 milioni di mc immessi in rete (+47,1%) e Livorno (22 milioni di mc), mentre permane a regime ridotto Panigaglia.

Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.247 milioni di mc, in calo del 5,5% rispetto a settembre 2015; nulle le erogazioni così come un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.361	56,7	+10,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.030	10,9	+111,3%
Tarvisio	2.284	24,2	-12,9%
Passo Gries	1.056	11,2	+43,9%
Gela	368	3,9	-39,6%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-57,5%
Cavarzere (GNL)	599	6,3	+47,1%
Livorno (GNL)	22	0,2	-
Produzione Nazionale	490	5,2	-5,3%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.851	61,9	+8,5%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.087	11,5	+3,7%
Termoelettrico	2.180	23,1	+21,1%
Reti di distribuzione	1.146	12,1	+6,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	192	2,0	+32,5%
TOTALE CONSUMATO	4.604	48,7	+13,0%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	1.247	13	-5,5%
TOTALE PRELEVATO	5.851	61,9	+8,5%



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

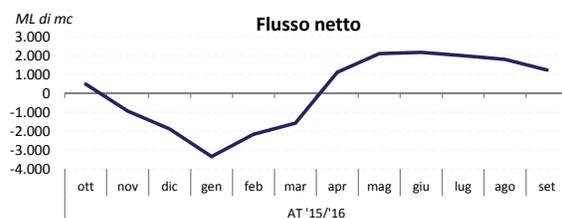
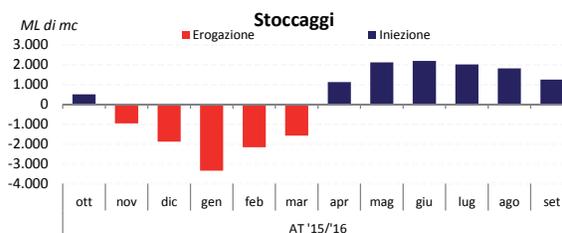
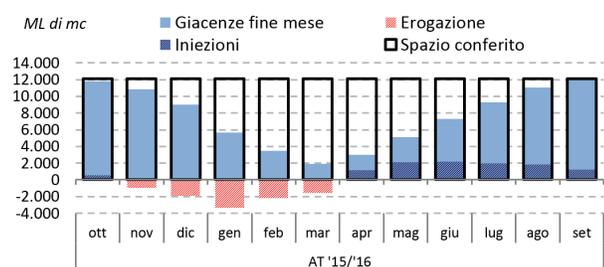
Nell'ultimo giorno del mese di settembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 12.258 milioni di mc, in aumento dell'8,5% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 101,5%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+6,9 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), stabile rispetto al mese precedente (-0,02 €/MWh, -0,1%) ma ancora in decisa flessione rispetto ad un anno fa (-7,41 €/MWh, -34,4%), si attesta a 14,12 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2016)	12.258	+8,5%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.247	-5,5%
Flusso netto	1.247	-5,5%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	101,5%	+6,9 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A settembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 5,0 milioni di MWh, pari al 10,0% della domanda complessiva di gas naturale (8,7% a settembre

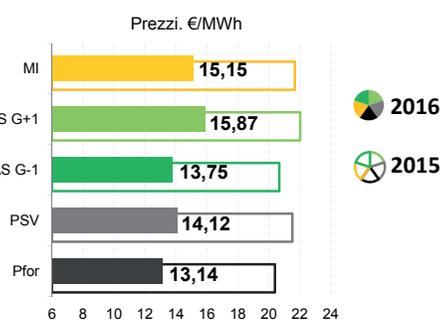
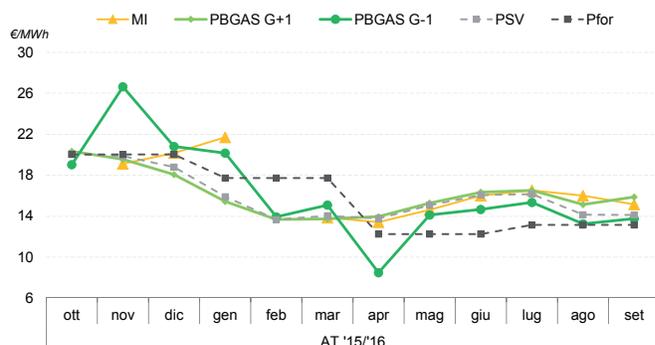
2015), la maggior parte dei quali (99,1%) nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	15,15	(21,68)	13,95	44.130	(27.100)
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	13,75	(20,68)	11,60	2.195.908	(468.272)
Comparto G+1	15,87	(22,02)	14,60	2.652.330	(3.253.817)
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

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) prosegue la flessione tendenziale dei volumi scambiati che scendono a 2,7 milioni di MWh (-18,5%). Ancora in consistente ribasso anche il prezzo medio attestatosi a 15,87 €/MWh (-27,9%), più alta però di 1,75 €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

Nei 15 giorni, sui 30 di settembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,3 milioni MWh, di cui il 77,1%, pari a

967 mila MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 15,71 €/MWh (-28,0% su base annua). Negli altri 15 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,4 milioni di MWh, di cui il 65,7%, pari a 919 mila MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 16,03 €/MWh (-28,1%).

Complessivamente il 71,1% dei volumi scambiati (1,9 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 28,9% da scambi tra operatori, pari 767 mila MWh.

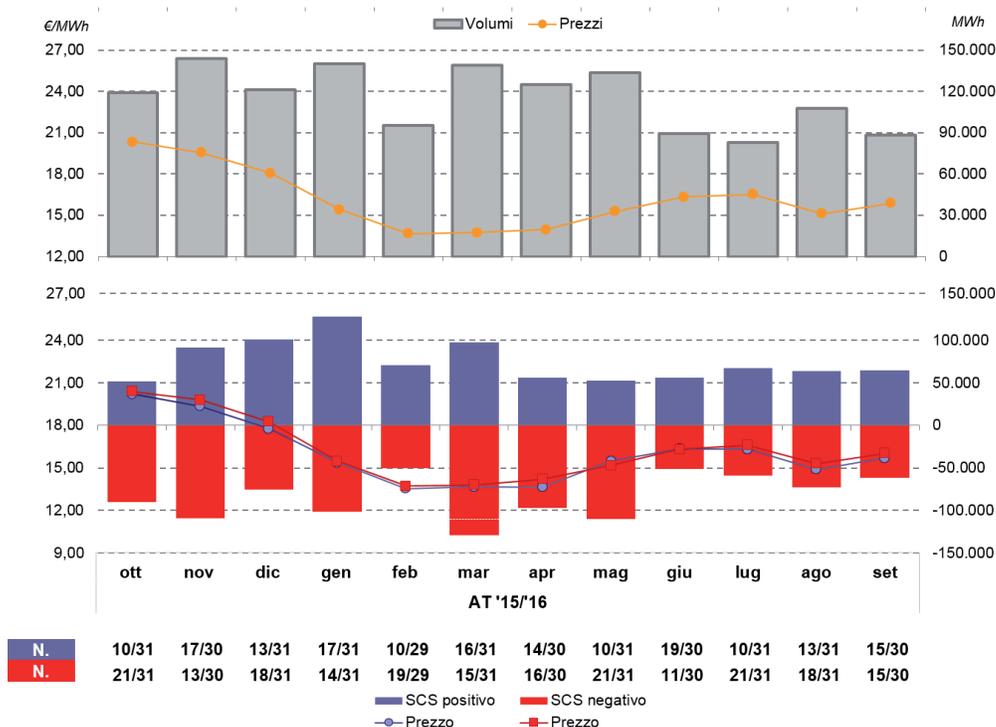
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo	negativo
	Prezzo medio. €/MWh		n.giorni 15/30	n.giorni 15/30
Prezzo medio. €/MWh	15,87	(-27,9%)	15,71	16,03
Acquisti. MWh	2.652.330	(-18,5%)	1.253.195	1.399.135
RdB	918.694	(-8,3%)		918.694
Operatori	1.733.636	(-23,0%)	1.253.195	480.441
Vendite. MWh	2.652.330	(-18,5%)	1.253.195	1.399.135
RdB	966.837	(+12,5%)	966.837	
Operatori	1.685.493	(-29,6%)	286.358	1.399.135

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

Operatori attivi. N°	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
	45	35	32



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a settembre sono stati scambiati 2,2 milioni di MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 13,75 €/MWh. Il Responsabile del Bilanciamento ha

sempre presentato, nelle diverse zone, offerte di vendita, con prezzi variati tra i 13,26 €/MWh della zona LNG e i 15,52 €/MWh della zona Stogit.

Tabella 1: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	13,61	13,59	13,26	15,52	-	-	13,75
Volumi. MWh	708.285	453.637	531.700	502.285	-	-	2.195.908
Operatori. N.	12	4	1	17	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di settembre si caratterizza per un generale apprezzamento delle quotazioni osservate in Europa sui mercati energetici a pronti su livelli che rimangono comunque

inferiori ai valori di un anno fa. Unica eccezione si rileva sui principali hub del gas, dove i prezzi tornano sui livelli registrati prima della modesta ripresa avvertita tra maggio e luglio.

In leggera ripresa dopo la lieve flessione di luglio, la quotazione del greggio si attesta a 47 \$/bbl (+3% mensile), risultando tuttavia in calo rispetto al livello toccato a settembre dello scorso anno, il più basso degli ultimi 10 anni (-2% annuo). Una dinamica simile si osserva anche per i combustibili derivati, quali il gasolio (408 \$/MT) e l'olio combustibile (240 \$/MT), anche questi in lieve aumento rispetto ai 2 mesi passati.

Anche le aspettative per il medio periodo mostrano un leggero apprezzamento per questi tre prodotti, con quotazioni a termine per i mesi di ottobre e novembre che segnano aumenti da 1 a 5 punti percentuali, confermandosi su livelli solo di poco superiori ai rispettivi valori a pronti anche se progressivamente in crescita per scadenze più lontane. Si arresta la moderata

ripresa del carbone registrata negli scorsi mesi, in virtù di un prezzo che si attesta a 61 \$/MT sui mercati europei (+14% su agosto), valore che si conferma più basso di quelli sudafricano e cinese, quest'ultimo in netta crescita. In un rialzo compreso tra il 2-5% anche i prezzi a termine, che continuano ad indicare un premio di almeno di 3 \$/MT per le scadenze di breve e medio termine.

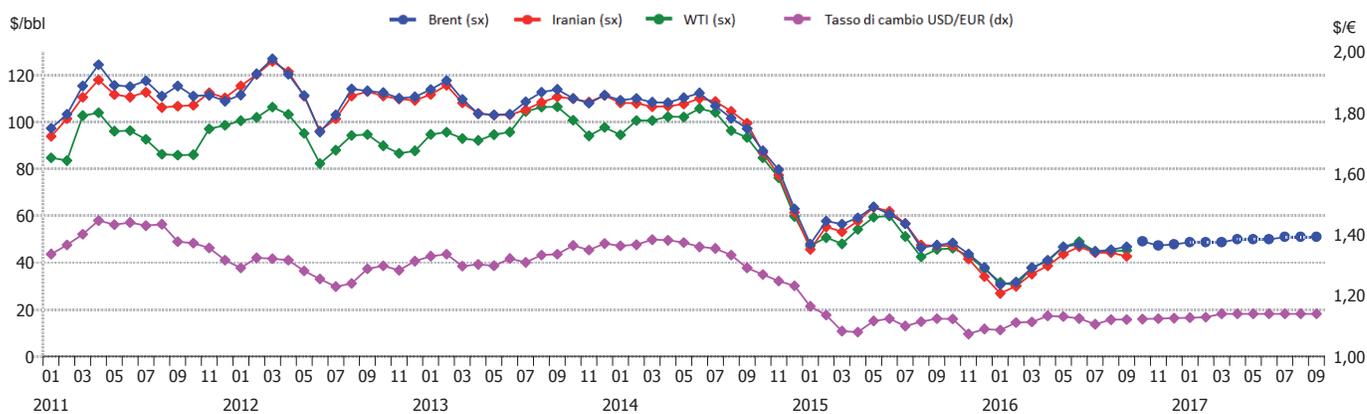
Si mantiene invece stabile il tasso di cambio USD/EUR, valutato 1,12 \$/€ sia sui mercati a pronti, sia su quelli a termine per i successivi due mesi: in conseguenza di tale dinamica si mantengono sostanzialmente invariate anche le variazioni osservate sulle quotazioni dei combustibili convertiti in moneta europea.

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

FUEL	UdM	Quotazioni a pronti				Quotazioni a termine							
		Set 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Set 16	Var M-1 (%)	Ott 16	Var M-1 (%)	Nov 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	46,71	+ 3 %	- 2 %	-	-	-	48,15	+ 1 %	47,75	-	50,29	+ 0 %
	€/bbl	41,67	+ 3 %	- 1 %	-	-	-	42,84	-	42,43	-	44,11	-
OLIO COMB.	\$/MT	239,96	+ 6 %	+ 6 %	247,26	248,69	+ 5 %	246,36	+ 4 %	244,45	-	250,70	+ 0 %
	€/MT	214,07	+ 6 %	+ 6 %	-	221,53	-	219,19	-	217,23	-	219,92	-
GASOLIO	\$/MT	407,59	+ 1 %	- 10 %	446,50	424,35	+ 2 %	425,18	+ 1 %	424,61	-	447,09	- 0 %
	€/MT	363,61	+ 1 %	- 10 %	-	378,00	-	378,28	-	377,32	-	392,20	-
CARBONE	\$/MT	61,34	+ 2 %	+ 14 %	61,40	65,09	+ 6 %	63,98	+ 4 %	63,43	-	59,37	+ 2 %
	€/MT	54,72	+ 2 %	+ 15 %	-	57,98	-	56,93	-	56,37	-	52,08	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,12	+ 0 %	- 0 %	-	1,12	- 0 %	1,12	- 0 %	1,13	-	1,14	+ 0 %

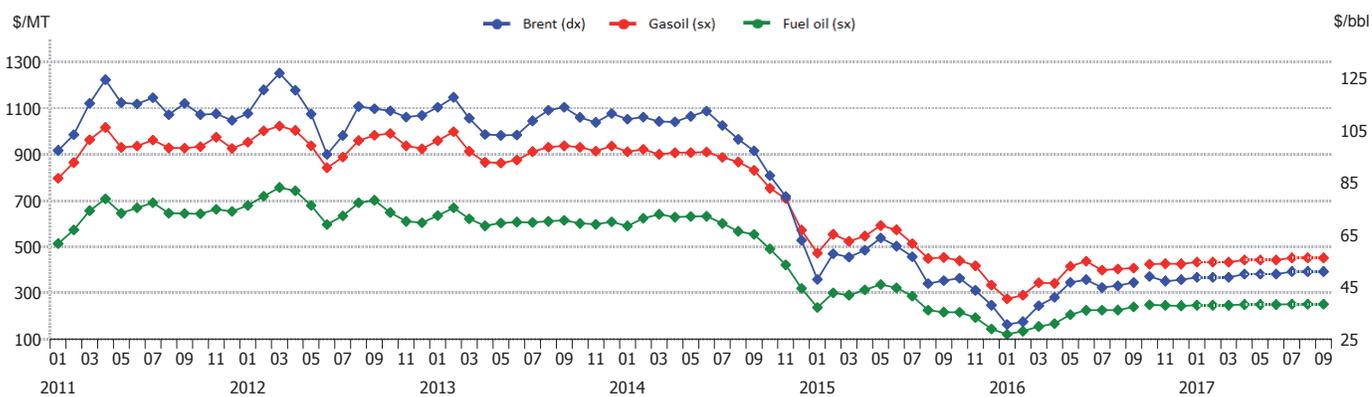
Fonte: Thomson-Reuters

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



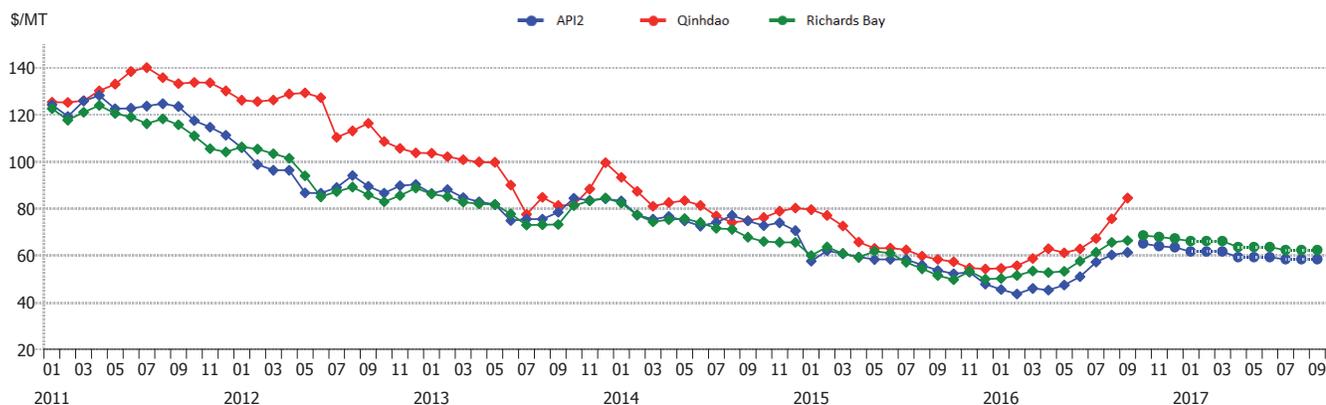
Fonte: Thomson-Reuters

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

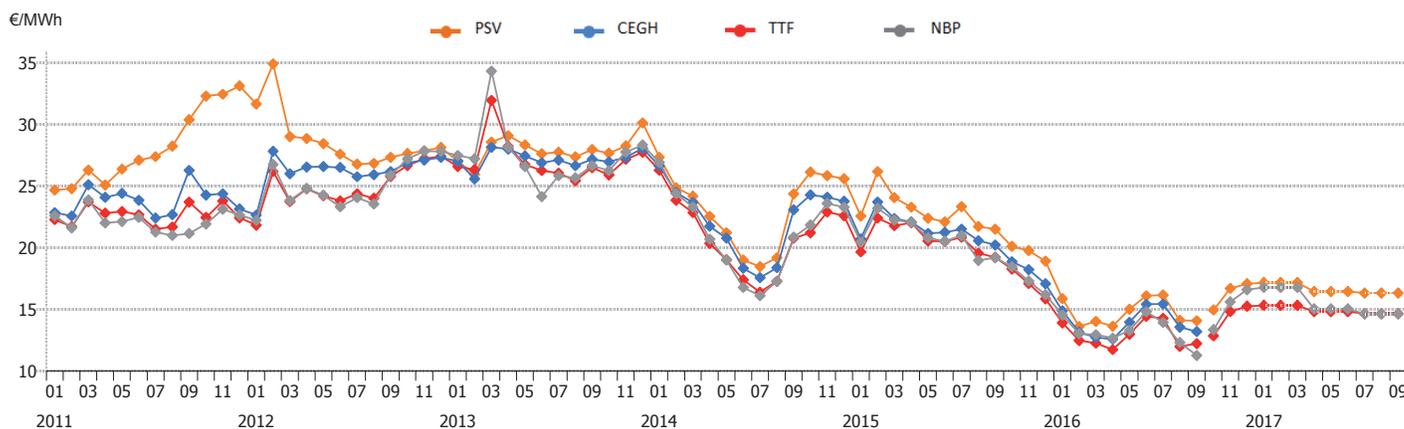
Le quotazioni del gas rimangono stabili per consegne in Italia (PSV 14,0 €/MWh), in lieve apprezzamento per consegne in Olanda (TTF 12,2 €/MWh, +2%) ed in calo per Austria (CEGH 13,2 €/MWh, -3%) e Gran Bretagna (NBP 11,2 €/MWh, -8%). Questi prezzi confermano un livello che, seppur in oscillazione negli ultimi mesi, si continua ad attestare ai minimi storici degli

ultimi 10 anni. Anche le aspettative di medio e lungo periodo, che risultano in ribasso congiunturale su tutti i punti di consegna, confermano un livello medio inferiore a quello dello scorso anno, seppur indichino un apprezzamento strutturale di 2-4 €/MWh per i prossimi mesi invernali.

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	Set 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 16	Var M-1 (%)	Nov 16	Var M-1 (%)	Dic 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PSV	IT	14,09	- 0 %	- 35 %	13,93	14,97	- 4 %	16,71	- 2 %	17,08	-	16,88	- 0 %
TTF	NL	12,23	+ 2 %	- 36 %	11,45	12,86	- 6 %	14,83	- 4 %	15,26	-	15,02	- 3 %
CEGH	AT	13,22	- 3 %	- 35 %	13,68	13,95	- 5 %	15,49	- 5 %	15,63	-	-	-
NBP	UK	11,27	- 8 %	- 41 %	10,89	13,36	- 3 %	15,61	- 5 %	16,60	-	16,67	+ 2 %



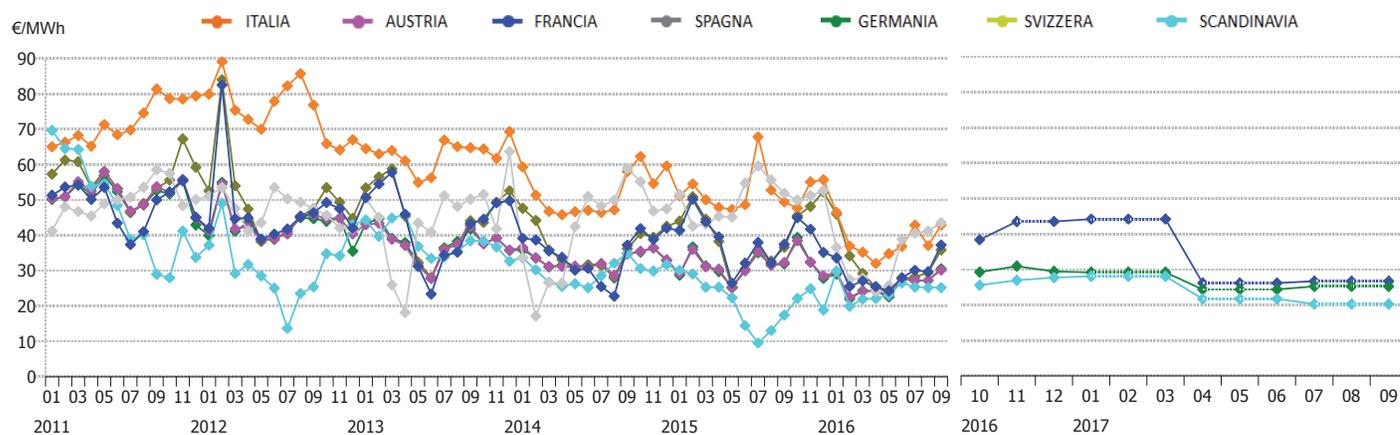
Quanto ai mercati elettrici, si nota una stagionale significativa ripresa delle quotazioni a pronti in tutti paesi europei, ad eccezione della regione scandinava; in particolare si osserva un particolare apprezzamento in Francia (36 €/MWh, +24%), seguita dalle confinanti Svizzera (35 €/MWh, +20%) e Italia (43 €/MWh, +15%). Ne consegue un calo dello spread Italia-

Francia, che si attesta a +7 €/MWh, valore mensile più basso da inizio anno e di circa 4 €/MWh inferiore alla media del primo semestre dell'anno. Sull'onda rialzista anche le quotazioni per ottobre e novembre della Francia (+3/+7%), mentre rimangono sostanzialmente stabili le curve a termine degli altri paesi.

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	Set 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Set 16	Var M-1 (%)	Ott 16	Var M-1 (%)	Nov 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	42,89	+ 16 %	- 13 %	40,97	40,93	- 3 %	45,09	+ 2 %	43,74	-	40,71	- 0 %
FRANCIA	37,19	+ 25 %	- 1 %	34,61	38,40	+ 3 %	43,50	+ 8 %	43,54	-	33,53	-
GERMANIA	30,49	+ 12 %	- 4 %	28,60	29,26	- 1 %	30,94	- 2 %	29,47	-	26,68	-
SPAGNA	43,59	+ 6 %	- 16 %	42,70	-	-	-	-	-	-	-	-
AREA SCANDINAVA	25,19	+ 0 %	+ 44 %	24,55	25,54	- 1 %	26,94	+ 0 %	27,71	-	23,44	-
AUSTRIA	30,14	+ 11 %	- 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	35,84	+ 22 %	- 2 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



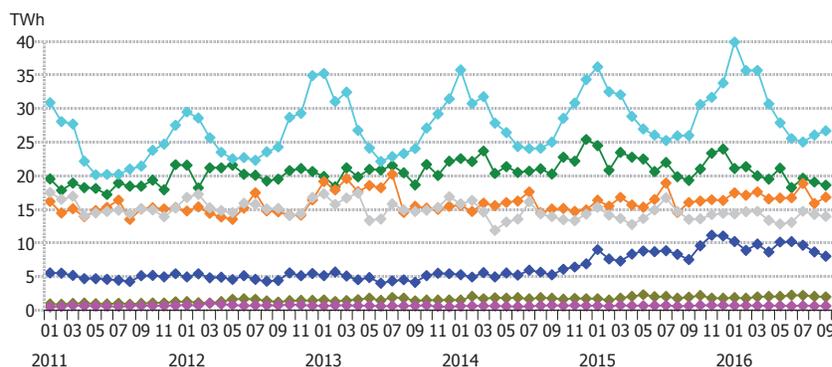
In merito, infine, ai volumi di energia elettrica movimentati sui mercati a pronti, la borsa più capiente si conferma EPEX (28,6 TWh), riferimento per Francia, Germania e Svizzera, dove si segnala in particolare l'aumento su base annua delle quantità scambiate in Francia (8 TWh, +7%), in linea con le

dinamiche osservate da inizio anno. In crescita rispetto al 2015 anche l'energia scambiata nei paesi dell'area scandinava e, soprattutto, in Italia, dove i volumi arrivano a sfiorare rispettivamente 27 TWh (+3%) e 17 TWh (+5%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Set 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,8	+ 6 %	+ 5 %
FRANCIA	8,0	- 7 %	+ 7 %
GERMANIA	18,6	- 2 %	- 4 %
SPAGNA	14,0	- 2 %	+ 3 %
AREA SCANDINAVA	26,7	+ 2 %	+ 3 %
AUSTRIA	0,6	+ 2 %	- 0 %
SVIZZERA	2,0	- 3 %	+ 2 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di settembre 2016 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 414.972 TEE, in aumento rispetto ai 232.368 TEE scambiati ad agosto.

Dei 414.972 TEE sono stati scambiati 142.990 TEE di Tipo I, 156.623 TEE di Tipo II, 90.721 TEE di Tipo II CAR, 24.638 TEE di Tipo III.

In totale, nel 2016, sono stati scambiati sul mercato 3.892.885 TEE, ad un prezzo medio pari a 128,91 €/TEE.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 143,56 € (137,03 € ad agosto), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 143,80 € (136,99 € ad agosto) e i Tipo II-CAR a € 142,44 € (137,15 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono

stati quotati ad una media di € 142,57 € (rispetto a 136,99 € di agosto). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi, rispetto al mese precedente è stato del 4,76 % per i TEE di Tipo I, del 4,97 % per i TEE di Tipo II, del 3,86% % per i TEE di Tipo II-CAR e infine del 4,08 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.381.868 TEE (1.418.416 di Tipo I, 2.124.620 di Tipo II, 621.144 di Tipo II CAR, 217.688 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 42.115.141 TEE.

Di seguito le tabelle e i grafici mensili e annuali, riassuntivi dei volumi e dei prezzi del mercato dei TEE, e l'istogramma relativo ai TEE emessi.

TEE risultati del mercato del GME - settembre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	142.990	20.527.266,37	131,00	149,00	143,56
<i>Tipo II</i>	156.623	22.522.393,08	137,00	148,90	143,80
<i>Tipo II-CAR</i>	90.721	12.922.491,70	137,80	148,75	142,44
<i>Tipo III</i>	24.638	3.512.622,57	135,50	148,75	142,57
Totale	414.972	59.484.773,72			143,35

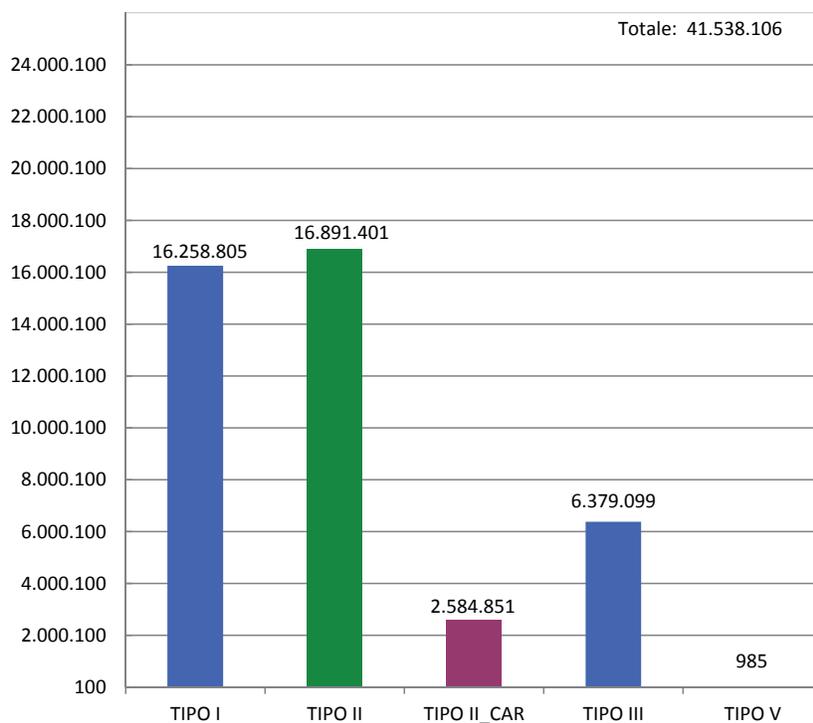
TEE risultati del mercato del GME - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	1.343.887	172.871.117,32	105,00	154,90	128,64
<i>Tipo II</i>	1.871.407	240.888.844,90	105,00	155,00	128,72
<i>Tipo II-CAR</i>	407.240	53.199.435,69	106,00	151,95	130,63
<i>Tipo III</i>	270.351	34.854.049,62	105,80	151,95	128,92
Totale	3.892.885	501.813.447,53			128,91

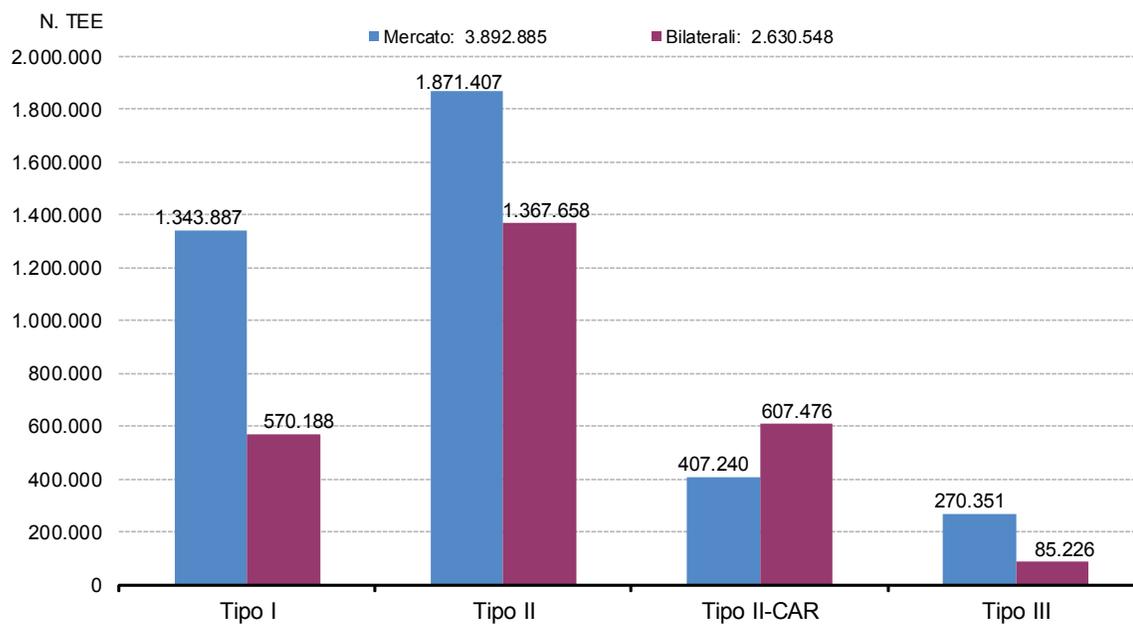
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine settembre 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



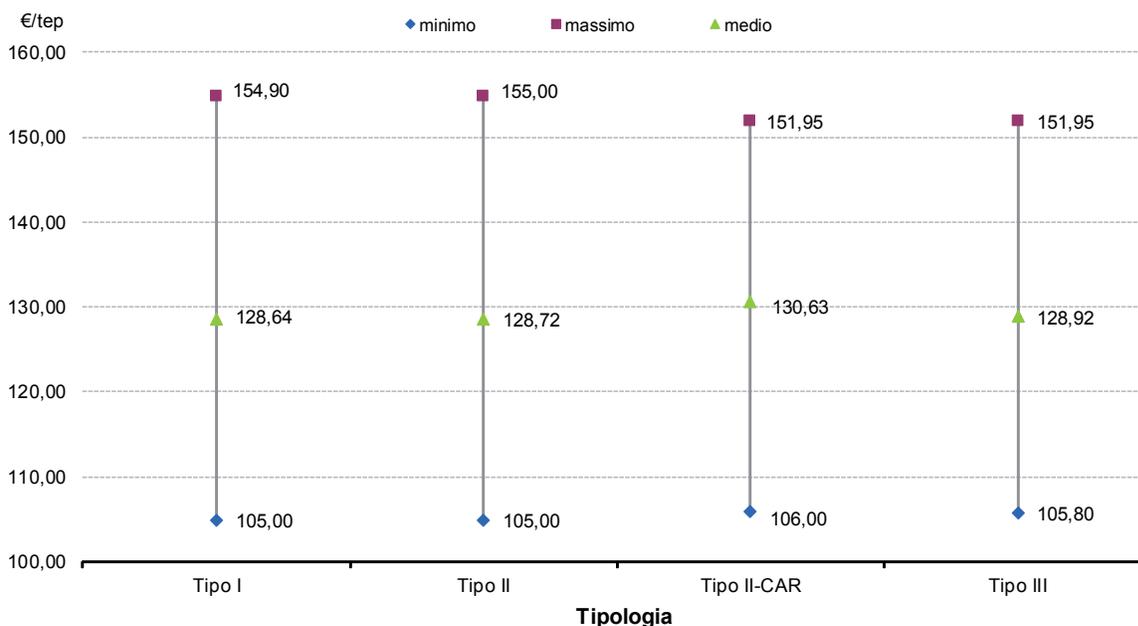
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



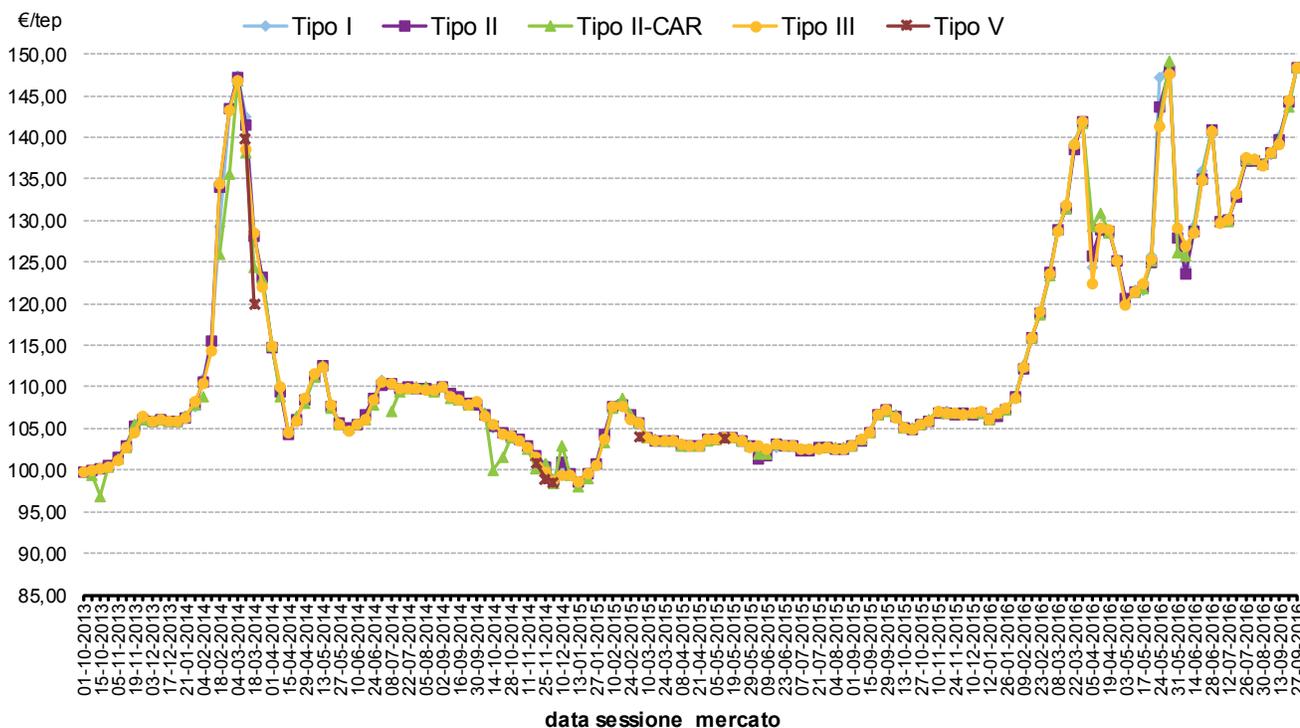
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Nel corso del mese di settembre 2016 sono stati scambiati 215.129 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (288.272 TEE nel mese di agosto 2016). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 130,15 €/tep (128,60 €/tep lo scorso mese), minore di 13,19 €/tep

rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (137,04 €/tep ad agosto). In totale, nel 2016, sono stati scambiati sulla piattaforma dei bilaterali, 2.630.548 TEE, ad un prezzo medio pari a 107,73 €/TEE. Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - settembre 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	13.738	1.852.488,40	0,00	146,00	134,84
<i>Tipo II</i>	29.408	4.031.163,99	0,00	146,50	137,08
<i>Tipo II-CAR</i>	171.895	22.109.273,02	0,00	146,30	128,62
<i>Tipo III</i>	88	6.686,50	0,00	133,73	75,98
Totale	215.129	27.999.611,91			130,15

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

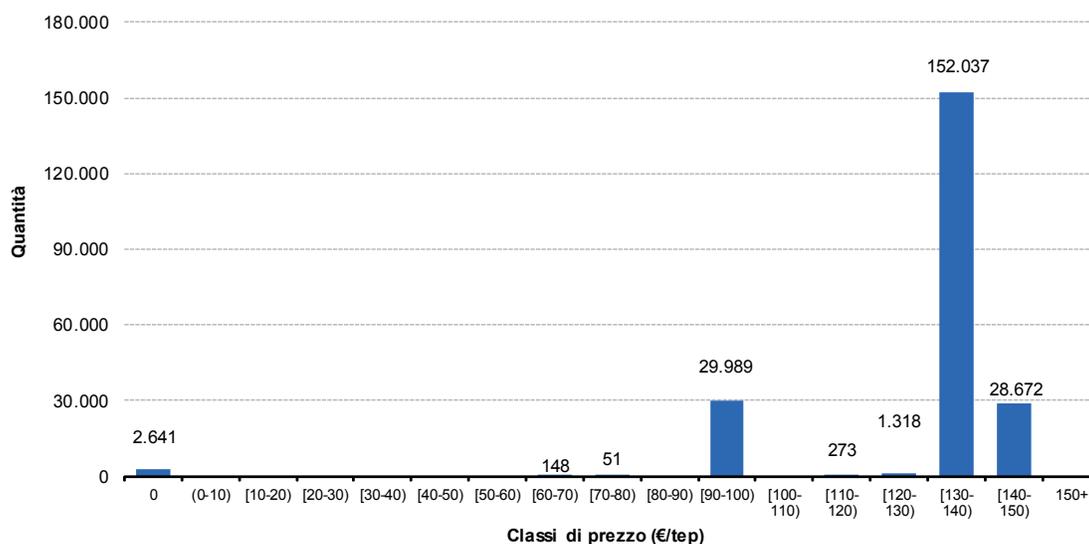
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
<i>Tipo I</i>	570.188	62.039.285,45	0,00	155,00	108,80
<i>Tipo II</i>	1.367.658	141.321.525,92	0,00	155,00	103,33
<i>Tipo II-CAR</i>	607.476	70.123.859,96	0,00	146,30	115,43
<i>Tipo III</i>	85.226	9.901.147,34	0,00	155,00	116,18
Totale	2.630.548	283.385.818,67			107,73

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

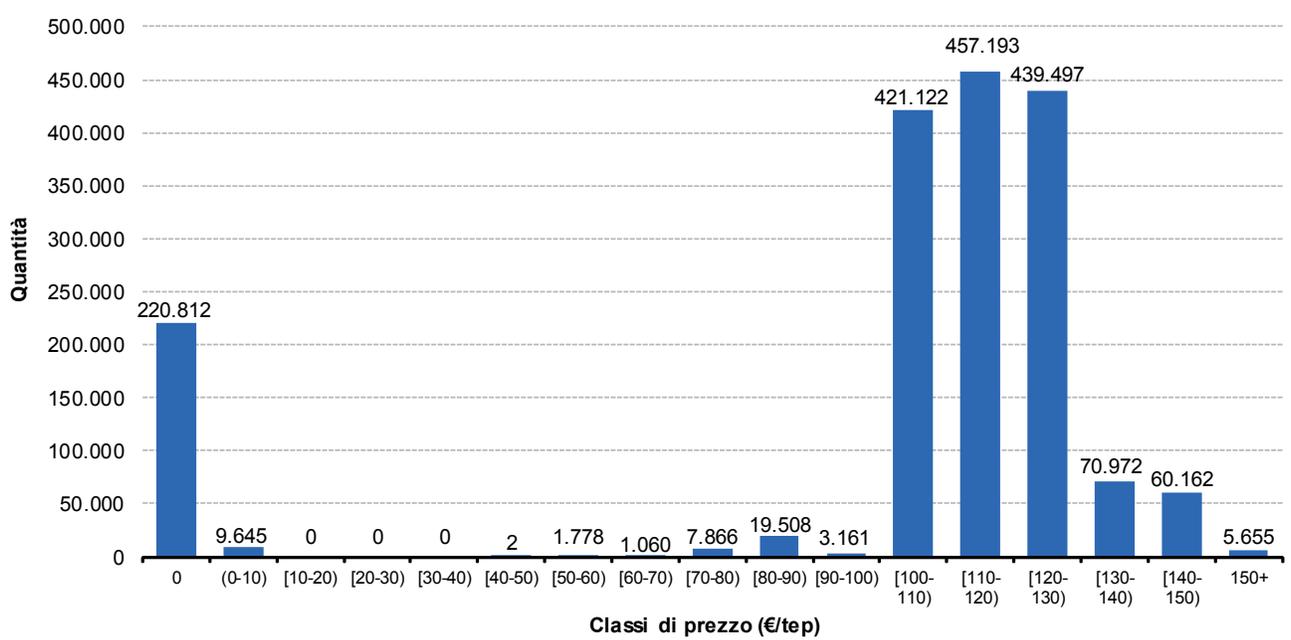
TEE scambiati per classi di prezzo - settembre 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



Mercato delle GO GME

MERCATO ORGANIZZATO GME

Nel mese di settembre sono state scambiate 10.000 GO, in aumento rispetto alle 5.000 GO quotate a agosto (nel mese di luglio non sono state registrate transazioni sul mercato), ad un

prezzo medio pari a 0,20 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni mensili.

GO risultati del mercato GME del mese di settembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Eolico</i>	2016	5.000	1.000,00	0,20	0,20	0,20
<i>Geotermico</i>	2016	5.000	950,00	0,19	0,19	0,19
Totale		10.000	1.950,00			0,20

Nel 2016, sono state effettuate nove sessioni di mercato GO e quattro sessioni d'asta da parte del GSE. Il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 59.293 GO, mentre il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,24 €/MWh. Le GO 2015_Altro risultano essere le garanzie maggiormente scambiate con una quota presente

sul mercato pari a 37.266 GO. Da gennaio a settembre 2016 il prezzo minimo rilevato è stato pari a circa 0,15 €/MWh per le GO 2016_Eolico, mentre il prezzo massimo sulla piattaforma è stato pari a 0,50 €/MWh per le GO 2015_Idroelettrico. Di seguito tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel 2016, cumulate per anno di produzione.

GO risultati del mercato GME anno 2016

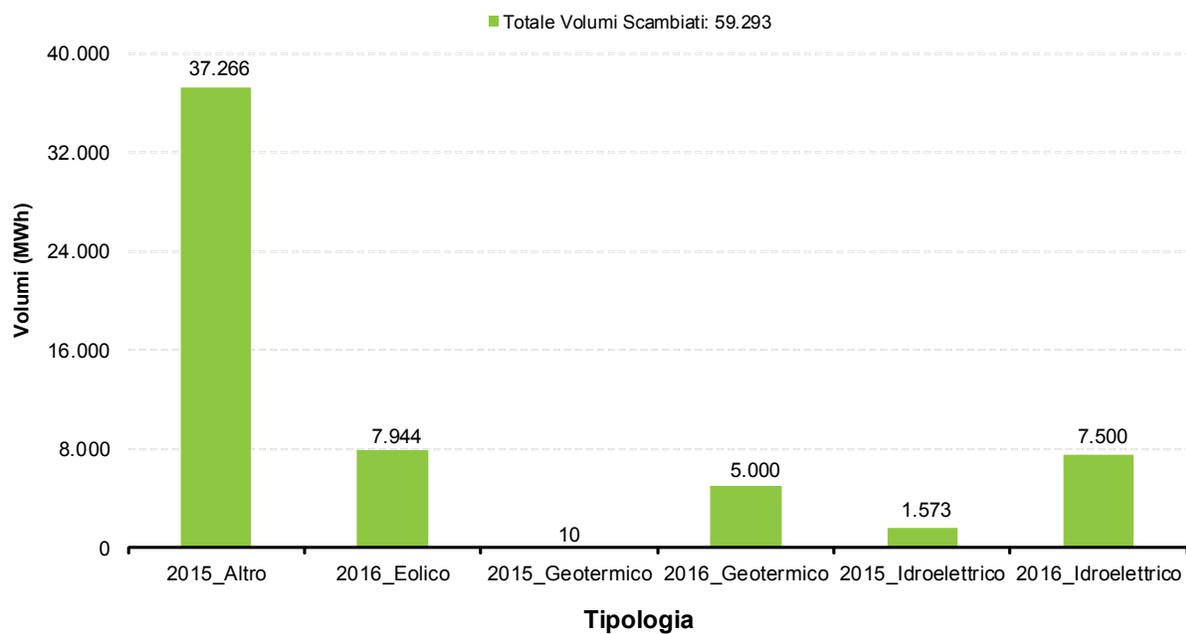
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Altro</i>	2015	37.266	10.100,17	0,25	0,30	0,27
<i>Eolico</i>	2016	7.944	1.516,72	0,15	0,23	0,19
<i>Geotermico</i>	2015	10	1,60	0,16	0,16	0,16
	2016	5.000	950,00	0,19	0,19	0,19
<i>Idroelettrico</i>	2015	1.573	319,97	0,20	0,50	0,20
	2016	7.500	1.480,00	0,18	0,24	0,20
Totale		59.293	14.368,46			0,24

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

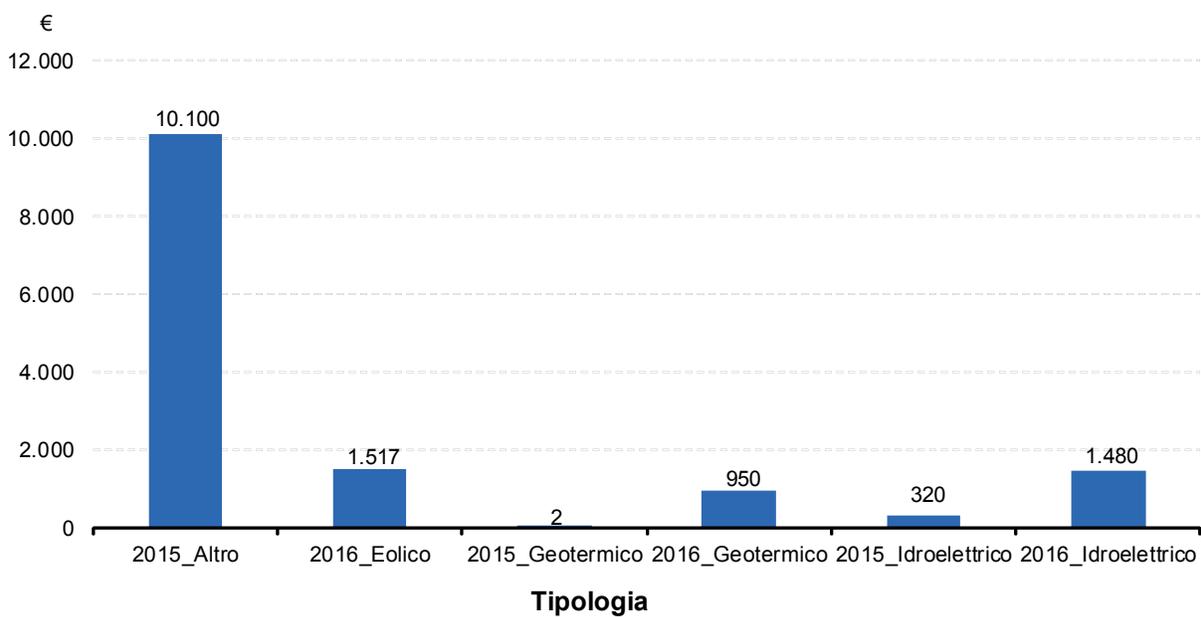
GO, volumi per tipologia (sessioni 2016)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (sessioni 2016)

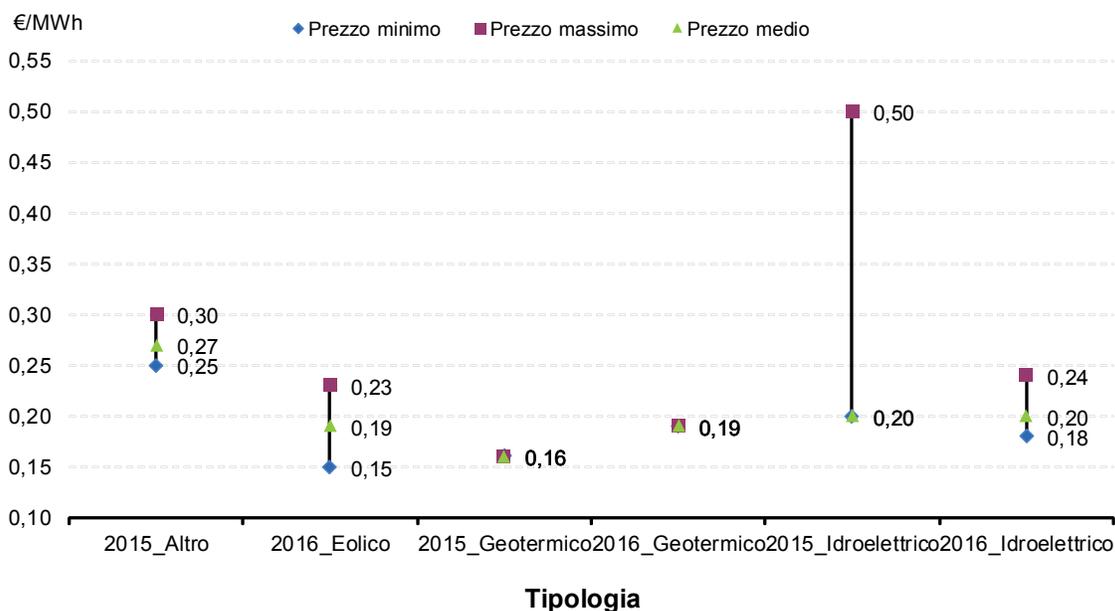
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2015-2016)

Fonte: GME



TRANSAZIONI BILATERALI

Nel mese di settembre 2016, sono state scambiate bilateralmente 685.208 GO ad un prezzo medio pari a 0,12€/MWh inferiore di 0,07€/MWh rispetto al prezzo medio di mercato (0,20 €/MWh). In totale, nel 2016 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali 47.561.072 GO.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,13 €/MWh, minore di 0,11 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente, nel mese di settembre e nel 2016, per ciascuna classe di prezzo.

GO, risultati bilaterali mese di settembre

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Eolico</i>	2016	122.839	24.296,19	0,18	0,21	0,20
<i>Geotermico</i>	2016	70.000	16.800,00	0,24	0,24	0,24
<i>Idroelettrico</i>	2016	454.388	30.547,96	0,00	0,30	0,07
<i>Solare</i>	2016	37.981	11.355,82	0,22	0,52	0,30
Totale		685.208	82.999,97			0,12

GO, risultati bilaterali anno 2016

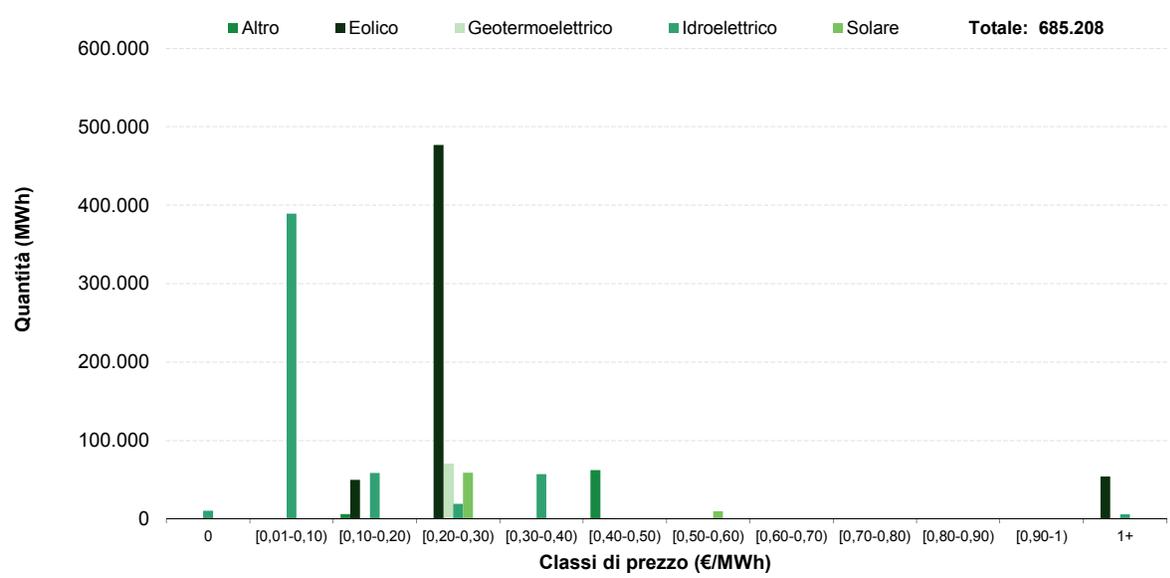
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	1.245.428	162.586,87	0,00	0,45	0,13
	2016	222.658	79.141,73	0,10	0,40	0,36
Eolico	2015	1.183.709	153.925,07	0,00	1,40	0,13
	2016	887.790	313.684,46	0,18	1,50	0,35
Geotermico	2015	1.156.497	128.161,96	0,00	0,37	0,11
	2016	70.000	16.800,00	0,24	0,24	0,24
Idroelettrico	2015	40.322.180	4.975.411,10	0,00	1,00	0,12
	2016	1.219.405	173.523,74	0,00	1,00	0,14
Solare	2015	1.124.350	315.178,52	0,00	1,00	0,28
	2016	129.055	32.324,32	0,22	0,52	0,25
Totale		47.561.072	6.350.737,77			0,13

Di seguito gli istogrammi delle GO scambiate bilateralmente, nel mese di settembre e nel 2016, per ciascuna classe di prezzo.

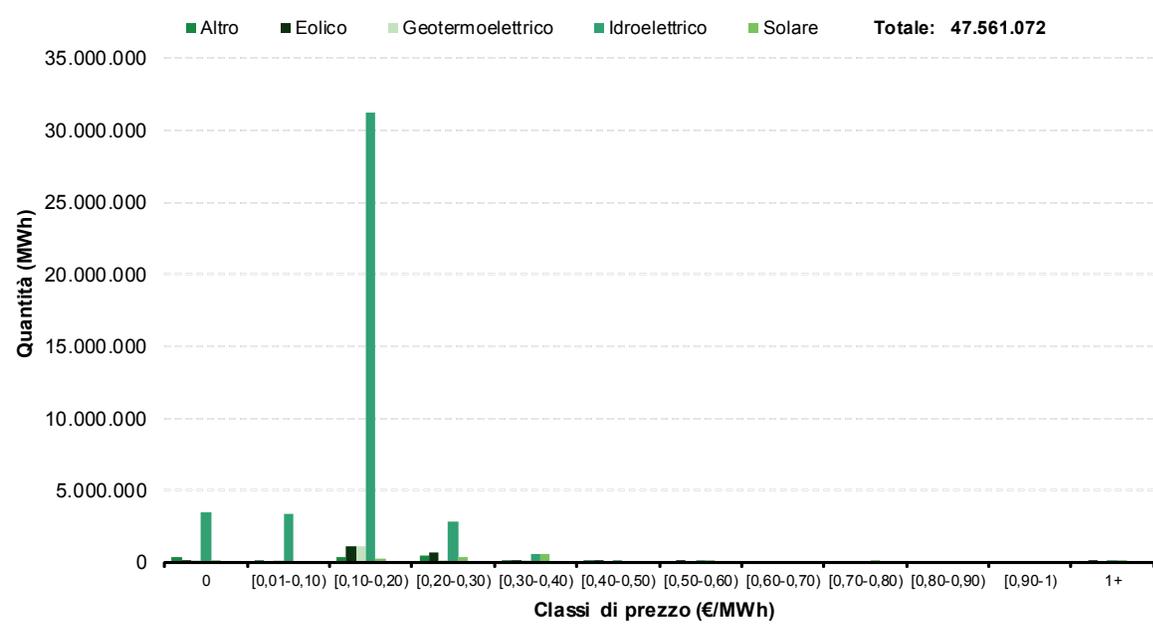
GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2016

Fonte: GME



GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



ASTE GSE

Le quattro sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel 2016, hanno consentito l'assegnazione di 12.863.688 GO ad un prezzo medio pari a 0,21 €/MWh (4.485.243 le GO assegnate nell'asta di settembre ad un

prezzo medio pari a 0,22 €/MWh), su un totale di 77.636.218 GO offerte.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO nel 2016:

GO risultati Aste anno 2016

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	136.000	37.870,00	0,15	0,30	0,28
	2016	435.000	81.950,00	0,17	0,20	0,19
Eolico	2015	1.144.000	231.370,00	0,15	0,29	0,20
	2016	1.192.923	222.528,75	0,17	0,21	0,19
Idroelettrico	2015	1.837.000	303.570,00	0,15	0,29	0,17
	2016	902.000	169.170,00	0,17	0,28	0,19
Solare	2015	1.955.000	492.330,00	0,15	0,30	0,25
	2016	5.261.765	1.174.623,00	0,17	0,40	0,22
Totale		12.863.688	2.713.411,75			0,21

ITALIA: E' ORA DI ANDARE A TUTTO GAS?

di Claudia Checchi e Roberta d'Alessandro - REF-E

(continua dalla prima)

Questo è stato il primo significativo effetto della messa in esercizio, dopo anni di attese, della nuova capacità di liquefazione australiana, che rifornisce attualmente una rilevante quota della domanda asiatica. Conseguenza di ciò è stato anche la riduzione del differenziale di prezzo tra il mercato italiano, PSV, e lo spot asiatico (Fig. 1), già a partire dallo scorso anno.

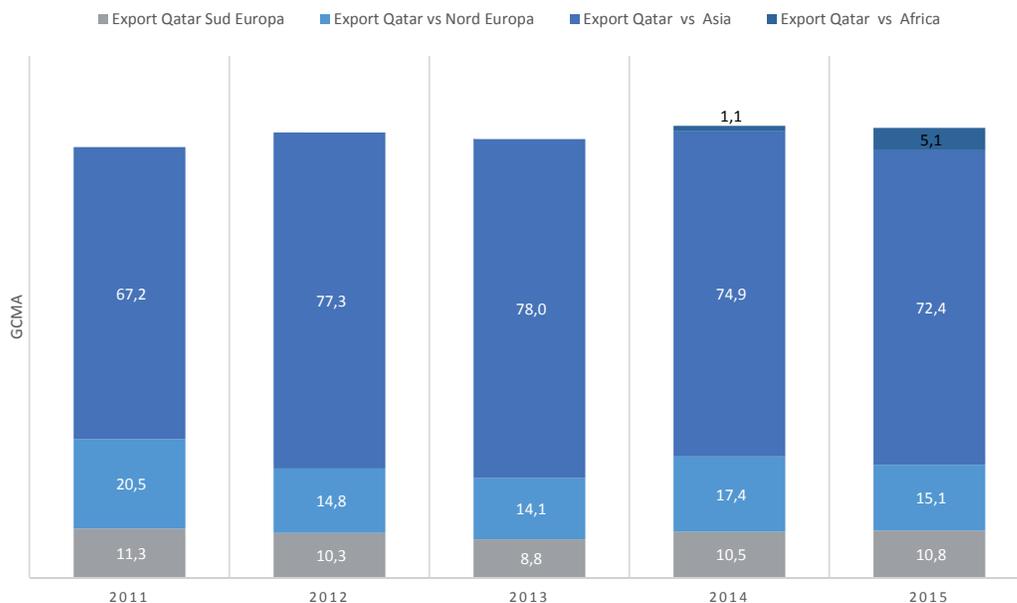
L'azzeramento, o quasi, del premio dei mercati asiatici rispetto a quelli dei paesi del Mediterraneo spinge l'interesse dei produttori di GNL storici – come il Qatar – e i nuovi esportatori – come quelli statunitensi – verso l'attestazione

o il rafforzamento delle proprie quote di mercato nell'area Mediterranea.

Il Qatar, primo produttore mondiale di gas liquefatto, mostra già una rinnovata attenzione per l'area Mediterranea, dedicando la maggior parte della propria produzione flessibile (ossia non legata a clausole di destinazione fissa con contratti di lungo periodo) all'area nord-africana (principalmente Egitto) e al Sud Europa, a scapito di una riduzione dell'export verso il Nord Europa (riduzione di circa il 10% tra l'anno termico 2014 e 2015) ed Asia Orientale (riduzione di circa 3%) (Fig.2).

Figura 2: Evoluzione storica Export Rasgas per anno termico

Elaborazioni REF-E su dati LNG Market



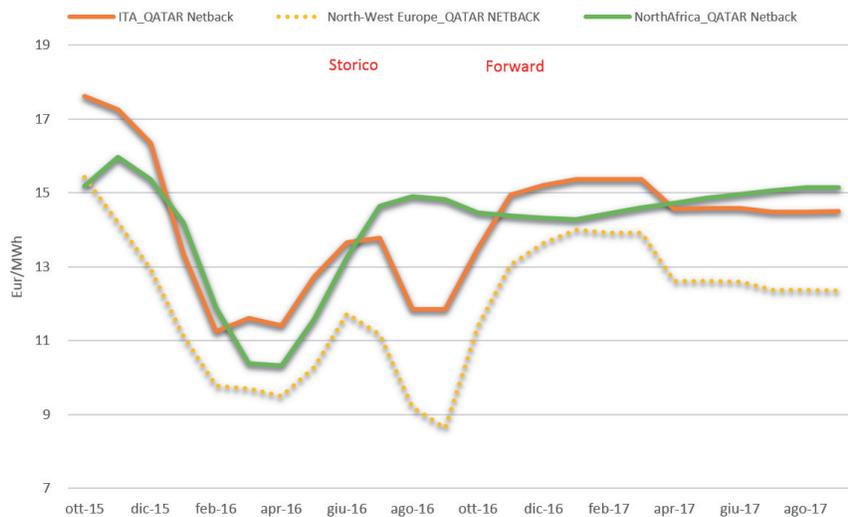
Questo cambio di strategia è supportato anche dai fondamentali economici: nella figura 3 si è confrontato il prezzo di diversi mercati di destinazione retrocessi al terminale di Ras Laffan¹ (impianto di liquefazione qatarino). Ne risulta una maggiore

convenienza per le destinazioni dell'area Mediterranea rispetto al resto d'Europa, con prezzi italiani più alti anche dei prezzi nord-africani di contratti di medio – termine in alcuni mesi.

ITALIA: E' ORA DI ANDARE A TUTTO GAS?

Figura 3: Prezzi Gas Internazionali retrocessi a Ras Laffan

Elaborazioni REF-E su analisi proprietarie e dati Platts

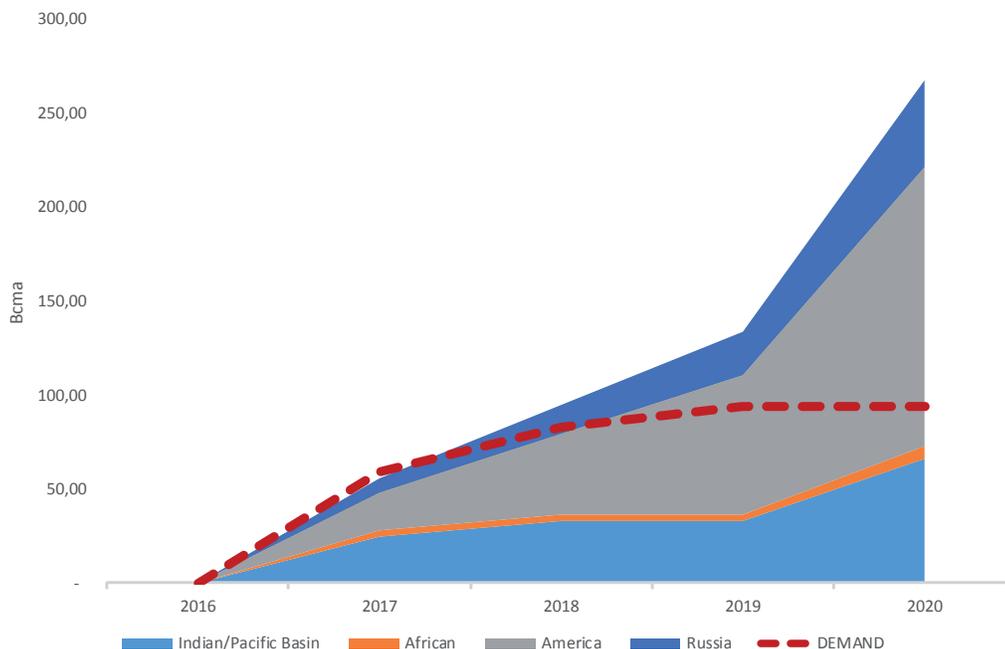


Se a questo scenario si aggiunge la crescente offerta globale di GNL e, in particolare, l'aumento di capacità di liquefazione statunitense - prevista entro il 2020 (Fig.4) e potenzialmente

dirottabile verso il Vecchio Continente, un ruolo cruciale potrebbe delinearci per il mercato Sud-Europeo.

Figura 4: Evoluzione di nuova capacità di liquefazione

Elaborazioni REF-E su dati IGU ed analisi proprietarie



ITALIA: E' ORA DI ANDARE A TUTTO GAS?

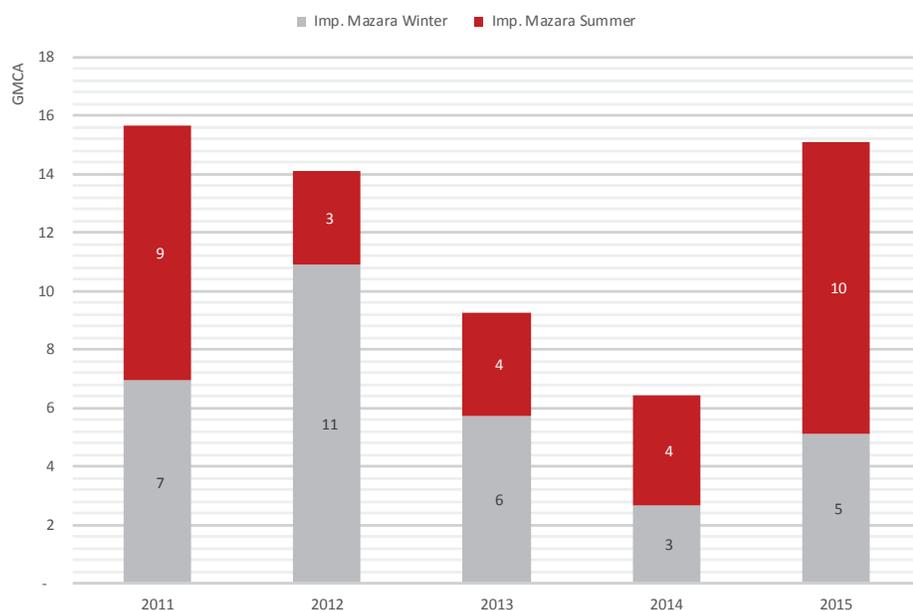
Sia i nuovi produttori (statunitensi) che gli storici fornitori del mercato europeo (Qatar ed Algeria) guardano con maggiore interesse al mercato italiano anche in concomitanza di segnali di maggiore "liberalizzazione" della capacità di rigassificazione. Il conferimento del servizio integrato di rigassificazione ² delle ultime aste di stoccaggio è stato sicuramente il primo segnale in questa direzione, con un importante effetto di diversificazione delle fonti di approvvigionamento. Il fatto che questa capacità sia stata delineata e poi conferita per servire direttamente clienti industriali dimostra anche un'evoluzione

all'orizzonte della vendita di gas in Italia: i consumatori finali si evolveranno anche in termini di competenze energetiche, potendosi spingere direttamente in negoziazioni e partnership con produttori e/o in attività di trading.

In questo contesto di mercato si aggiunge un'ulteriore tassello connesso all'evoluzione della produzione algerina e il relativo cambio di strategia manifestato negli ultimi mesi³. La ripresa dell'export algerino via pipeline, in primis verso l'Italia, è un'ulteriore elemento di attenzione sul mercato italiano dopo il calo delle esportazioni degli scorsi due anni (Fig. 5)

Figura 5: Flussi Storici a Mazara

Elaborazione Ref-E su dati Snam



Proprio grazie al contributo delle grandi compagnie, e in particolare alla Joint Venture di Sonatrach con BP, Statoil, Edison, Enel, Engie, DEA ed altri partner minori, l'avvio di nuova produzione algerina è prevista nei prossimi anni. Nel complesso questi progetti potrebbero potenzialmente fornire entro il 2020 un aumento della produzione di circa 40 Gmc/anno. Sembra, quindi, che ci sia ulteriore spazio per un consolidamento delle esportazioni algerine, già manifestato negli ultimi mesi, potendo raggiungere i livelli del 2000 (circa 60 Gmc/anno) già nel 2019/20, con possibilità di confermarsi stabile anche negli anni successivi in caso di stabilità o crescita della domanda algerina inferiore al 5% annuo e investimenti in capacità produttiva. Sul tema Algeria, l'Europa rimane un partner privilegiato grazie alle consolidate relazioni con Sonatrach, per cui è possibile che gli accordi, inclusi quelli con l'Italia, vengano portati avanti, anche alla luce dell'avvio dei recenti impegni d'investimento di compagnie italiane in Algeria, non solo nel settore del gas. Per chiudere l'intero quadro, per il mercato italiano sono da considerare anche il progetto della Trans Adriatic Pipeline (TAP), gasdotto che dovrebbe consegnare gas azero di Shah Deniz in Italia, e del Corridoio Sud. Ciò aggiunge un ulteriore

spunto di attenzione sulle opportunità del mercato italiano che da paese tipicamente importatore potrebbe diventare per la prima volta esportatore e paese di transito verso mercati Nord Europei. Il gasdotto, con capacità di 16 Gmca, prevede la consegna di circa 10 Gmca in Salento a partire dal 2020, che potrebbero servire il mercato italiano, riducendo la dipendenza dai flussi nord-europei, o addirittura transitare per l'Italia per raggiungere i mercati del nord, storicamente esportatori. In questo scenario si inserisce anche il Corridoio Nord-Sud del gas che potrebbe rovesciare vecchi assi logistici (est-ovest) ed assetti energetici ormai datati. I principali operatori del mercato italiano riconoscono che la realizzazione di questi progetti, in congiuntura alle recenti evoluzioni del mercato globale, consentirebbe all'Italia di sviluppare l'enorme potenziale, in termini di infrastrutture, di Italia e Spagna, ma permetterebbe anche all'Africa e nuovi esportatori di sviluppare energia sia per rifornire la crescente domanda interna sia per l'esportazione. Inoltre promuoverebbe l'Italia come ponte tra nuovi esportatori o competitor storici di Gazprom e i mercati nord-europei (Germania in primis) ed Europa orientale (area balcanica e triangolo Austria – Slovacchia-Repubblica Ceca).

ITALIA: E' ORA DI ANDARE A TUTTO GAS?

QUALI OPPORTUNITA' PER L'ITALIA

Le prospettive in questo nuovo contesto sono pertanto molteplici:

I. Definizione di nuove partnership energetiche o consolidamento di vecchie alleanze commerciali che consentirebbero una maggiore liquidità e competitività del virtual point italiano, anche nei confronti dei mercati nord-europei.

II. Diversificazione di approvvigionamento con rafforzamento del tema di sicurezza energetica nazionale ed europea.

III. Evoluzione dell'Italia come punto di scambio core europeo, delineandosi come esportatore secondo due direttive: sud-nord e ovest – est.

IV. Paese "guida" per progetti di Small and Medium Scale LNG di tutta l'area mediterranea.

V. Maggiore accessibilità e facilità di approvvigionamento di gas naturale per clienti industriali e termoelettrici dovuta alla possibilità di approvvigionamenti diretti o più immediati con i produttori e /o superamento di barriere di mercato.

Tuttavia tali opportunità potrebbero essere sfruttate anche da altri Paesi del Mediterraneo, che hanno già avviato la ricerca di nuovi sbocchi per la crescente offerta globale di gas.

La Spagna si muove come paese guida per l'avvio di nuovi progetti europei di Small Scale LNG, la Francia pianifica un progetto di FSRU in Corsica a supporto di nuovi impianti CCGT, la Grecia cerca di affermarsi come punto nevralgico per il trasporto marittimo alimentato a GNL (cfr. progetto POSEIDON MED).

Nondimeno è l'Italia, che non restando indifferente, affronta il tema del sottoutilizzo della capacità di rigassificazione esentata dal TPA, inaugura progetti di SSLNG e consolida il progetto di metanizzazione della Sardegna con accordi governativi e regionali. Riguardo questo ultimo punto, focus attuale di molti operatori della filiera del gas (da Edison, a Eni ed altri operatori minori), recentemente si è delineato l'indirizzo sugli sviluppi energetici e socio-economici della Sardegna. Il PEARS (Piano Energetico Ambientale Regione Sardegna) recentemente approvato (agosto 2016) fissa come obiettivo la metanizzazione della regione tramite l'utilizzo del GN come "vettore energetico fossile di transizione". Il mix energetico in Sardegna attualmente è costituito da petrolio, carbone e fonti rinnovabili mentre risulta quasi assente il metano, considerato elemento chiave per il risollevarimento della condizione socio-economica dell'isola. I vantaggi per la regione sarebbero infatti una maggiore sicurezza energetica

ed l'abbattimento dei costi energetici per le famiglie ed imprese⁴, nonché ricadute occupazionali ed ambientali positive. Questo progetto, che si accompagnerebbe anche alla realizzazione di un sistema dorsale per la distribuzione di gas in tutta la regione, è una valida alternativa alla mancata realizzazione del progetto GALSI (gasdotto avviato nel 2003 che avrebbe dovuto collegare produzione algerina con l'Italia, attraverso la Sardegna). L'interruzione del progetto non ha quindi annullato le speranze della metanizzazione della regione e di una diversificazione dell'approvvigionamento. Tuttavia lo scenario di domanda di GN nell'area mediterranea non è strettamente circoscritto al perimetro sardo: il potenziale dei progetti SSLNG è molto più esteso sia su scala geografica, potendo puntare ad una penetrazione maggiore del gas nella regione balcanica ad esempio, che su economia di scala crescenti (penetrazione in diversi settori di consumo tipicamente caratterizzati da interfuel competition, come nel trasporto marittimo).

La direttiva balcanica potrebbe essere un ulteriore elemento di svolta e di sviluppo per il nostro Paese, tuttavia risulta anche quella più minacciosa: la regione balcanica è attualmente fortemente limitata dalla posizione dominante di Gazprom e da ingenti limiti infrastrutturali onshore. L'affermazione italiana come nuovo hub europeo potrebbe consentire ai paesi balcanici una riduzione della dipendenza russa e attraverso servizi di SSLNG si promuoverebbe la penetrazione del gas naturale anche in aree geografiche limitate.

L'incertezza e le difficoltà economiche del contesto e delle società italiane, nonché di un mancato coordinamento tra enti regolatori ed imprese potrebbe servire su un piatto d'argento queste chance a paesi confinanti. ENAGAS e DEPA hanno già avviato progetti che potrebbero configurarle in una posizione di leadership: DEPA, trasportatore greco, ha deciso di investire nel progetto cofinanziato dall'UE Poseidon Med II il quale, pur essendo nato nel 2011 con lo scopo di incentivare e facilitare l'uso del GNL come bunkering fuel nel Mediterraneo, ambirebbe alla leadership nel trasporto marittimo senza affrettarsi; ENAGAS si affermerebbe in servizi di reloading ma soffrirebbe ancora di limiti geografici e infrastrutturali per il posizionamento di hub europeo.

Tempestività e chiare linee di politica e strategia energetica, sia a livello nazionale che europeo, sono gli elementi trainanti che definiranno o meno l'avanzamento del mercato italiano nel contesto energetico globale.

¹ Prezzi LNG NETBACK, al lordo dei costi di rigassificazione. Essi sono calcolati come prezzi del mercato finale meno i costi di shipping e freight, funzione del porto di destinazione.

² <http://www.ref-e.com/it/downloads/previsivo-osservatorio-energia/energy-outlook-n2-anno-i>

³ <http://www.ref-e.com/en/downloads/others-publications/algeria-any-call-for-gas>

⁴ Costo dell'insularità è stimato di circa 430 Milioni di Euro all'anno, secondo quanto riportato dall'analisi a supporto del PEARS

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Deliberazione 15 settembre 2016 499/2016//EEL | “Rendite di congestione alle frontiere: relazione ai sensi dell’articolo 6, comma 6.5, dell’allegato I al Regolamento (CE) 714/2009” | pubblicata il 16 settembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/docs/16/499-16.htm>**

Con la Delibera 499/2016//EEL, l’Autorità per l’energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha pubblicato i dati relativi alle c.d. “rendite di congestione” spettanti al sistema italiano per l’allocazione della capacità transfrontaliera e del relativo utilizzo ai sensi dell’articolo 6, comma 6.5, dell’Allegato I del Regolamento comunitario n. 714/2009.

In materia, il Regolamento comunitario n. 714/2009 prevede che, con riferimento ai proventi derivanti dall’assegnazione delle capacità di interconnessione transfrontaliere, le Autorità nazionali di regolamentazione pubblichino, su base annua, entro il 31 luglio di ciascun anno, una relazione che indica l’importo delle entrate raccolte da TERNA nel corso dei 12 mesi precedenti e la destinazione assegnata a tali risorse che deve essere conforme a quanto disposto dal sopracitato Regolamento europeo.

A tal proposito, l’articolo 16, comma 16.6, del predetto Regolamento prevede che i proventi derivanti dall’assegnazione delle capacità di interconnessione possano essere destinati a: i) garantire l’effettiva disponibilità della capacità assegnata; ii) mantenere o aumentare le capacità di interconnessione attraverso investimenti nella rete; iii) in alternativa, qualora non fosse possibile utilizzare i proventi per i predetti fini, le Autorità nazionali di regolamentazione devono tener conto dell’ammontare delle risorse derivanti dalla “rendita di congestione” in sede di determinazione delle tariffe di rete.

Pertanto, al fine di dare attuazione alle suddette disposizioni, l’AEEGSI con la deliberazione in oggetto ha provveduto a pubblicare i dati relativi al saldo mensile dei proventi ed oneri derivanti dalle procedure di assegnazione della capacità di trasporto sulla rete di interconnessione con l’estero per il periodo luglio 2015 - giugno 2016, confermando che tali proventi sono stati utilizzati da Terna in linea con quanto disposto dal Regolamento comunitario n. 714/2009.

■ **Comunicato del GME | “Approvazione del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico e del Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine: Nuove regole di gestione dei pagamenti su base settimanale” | 23 settembre 2016 Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=291>**

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, con il Decreto Ministeriale del 21 settembre 2016

e con la Delibera dell’Autorità per l’energia elettrica, il gas e il sistema idrico 501/2016/R/EEL, il Ministero dello Sviluppo Economico e l’AEEGSI hanno approvato, rispettivamente, le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: Disciplina ME) e al Regolamento della Piattaforma dei Conti Energia a termine (nel seguito: Regolamento PCE), riguardanti:

- le nuove regole inerenti la gestione dei pagamenti su base settimanale sui mercati dell’energia MGP, MI e sulla PCE ;
- l’adozione del SEPA Direct Debit Business To Business quale strumento di settlement del mercato elettrico (ad esclusione del MSD) e della PCE;

In particolare, al fine di garantire agli operatori del mercato elettrico un congruo periodo di tempo per effettuare tutti gli adempimenti funzionali all’avvio del nuovo sistema di fatturazione e di settlement, i summenzionati provvedimenti hanno previsto che la data di entrata in vigore sia della Disciplina ME che del Regolamento PCE venga differita rispetto alla data di approvazione, affidando al GME, previa comunicazione, per il mercato elettrico, al Ministero dello sviluppo economico e, per la PCE, all’AEEGSI, il compito di rendere nota tale data alla platea dei soggetti interessati mediante pubblicazione di un apposito comunicato sul proprio sito internet.

Successivamente, il GME, con comunicato del 27 settembre 2016, ha reso noto che la data di avvio del settlement settimanale sui mercati dell’energia MGP, MI e sulla PCE sarà il 1 dicembre p.v..

Pertanto, le transazioni su MGP, su MI e su PCE relative ai giorni di flusso antecedenti al 1° dicembre e non ancora regolate alla data di avvio del settlement settimanale, riferite ai due mesi antecedenti il go live del nuovo ciclo di regolazione, manterranno invariate le attuali tempistiche e le modalità di fatturazione e continueranno ad essere regolate attraverso lo strumento del SEPA Credit Transfer con Priority (ex BIR) o procedure equivalenti.

Tuttavia, rispetto a tali transazioni antecedenti al 1° dicembre p.v., il settlement delle posizioni nette determinate a seguito delle operazioni di fatturazione avverrà eccezionalmente attraverso la suddivisione in 4 rate di pari importo che saranno regolate mensilmente a partire dal mese di avvio del MGP, MI e PCE in W+1 (dicembre), fino al quarto mese successivo al predetto mese di avvio (marzo). Il CCT sulla PCE relativo ai giorni di flusso antecedenti al 1° dicembre verrà, invece, regolato per intero secondo le scadenze e le modalità in vigore nel periodo a cui le partite si riferiscono.

In vista della transizione al regime W+1 ed al fine di garantire la corretta gestione del sistema di settlement settimanale tramite lo strumento di pagamento del SEPA B2B, il GME ha avviato le procedure per richiedere a tutti gli operatori del ME e della PCE gli appositi mandati, da inviarsi unicamente secondo il formato messo a disposizione dal GME stesso e nel rispetto

delle modalità all'uopo indicate. A completamento, si evidenzia infine, che con il medesimo Decreto Ministeriale 21 settembre 2016 sono state approvate le modifiche urgenti al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico effettuate dal GME, nel mese di luglio scorso - comportanti l'abrogazione delle norme disciplinanti il mercato dei certificati verdi - in attuazione di quanto disposto dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 6 luglio 2012 (c.d. "Decreto FER elettriche").

Comunicato del GME | "Al via il Mercato dei prodotti giornalieri (MPEG)" | 29 settembre 2016 [Download http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=294](http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=294)

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto che, a decorrere dal 29 settembre 2016, è stata avviata l'operatività del nuovo mercato dei prodotti giornalieri (MPEG).

Si ricorda che le modalità di organizzazione e funzionamento del MPEG sono disciplinate nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Disciplina ME), nonché nelle relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento, pubblicate sul sito del GME.

A tal proposito, si evidenzia che ai fini della presentazione delle offerte sul MPEG, oltre ad avere la qualifica di operatore del mercato elettrico, è necessario che l'operatore sia anche operatore della PCE abilitato a registrare transazioni sui conti energia nella propria disponibilità.

Pertanto, tutti i soggetti attualmente ammessi al mercato elettrico - e quindi automaticamente anche al MPEG - che siano altresì abilitati a registrare transazioni sulla PCE, possono effettuare negoziazioni sul MPEG.

GAS

Comunicato del GME | "Avvio della tempistica di settlement settimanale sul MGAS: in vigore dalla data odierna la nuova Disciplina del mercato del gas naturale" | 1 settembre 2016 [Download http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=285](http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=285)

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto il GME ha reso noto che, a decorrere dal 1° settembre 2016, è entrata in vigore la nuova Disciplina del mercato del gas naturale (di seguito: Disciplina MGAS), così come approvata dal Ministero dello Sviluppo Economico con il Decreto Ministeriale dell'11 maggio 2016, modificata al fine di disciplinare le nuove regole inerenti la gestione dei pagamenti su base settimanale sul mercato del gas. La nuova Disciplina MGAS prevede la riduzione della tempistica di regolazione dei pagamenti nell'ambito del mercato del giorno prima (MGP-GAS), del mercato infragiornaliero (MI-GAS) e del mercato a termine del gas (MT-GAS), che passerà dall'attuale cadenza mensile (M+1) ad un settlement con cadenza settimanale. La modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento farà sì che le risorse finanziarie prestate dagli operatori, a garanzia delle transazioni dagli stessi effettuate sul mercato, verranno immobilizzate per un arco

temporale minore rispetto alla tempistica attualmente prevista. Ciò comporterà di conseguenza una riduzione delle garanzie richieste per operare e renderà quindi meno onerosa per gli operatori la partecipazione al mercato.

■ **Deliberazione 15 settembre 2016 502/2016/R/GAS | "Disposizioni in materia di disciplina del mercato del gas, funzionali all'avvio del regime di bilanciamento" | pubblicata il 16 settembre 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/502-16.htm>**

Con la Delibera 502/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico ha approvato la "disciplina del fondo a copertura dell'eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori di mercato del gas per importi eccedenti le garanzie escusse" (di seguito: Fondo MGAS).

Il suddetto provvedimento, ha abrogato le precedenti previsioni regolatorie disciplinanti il Fondo MGAS (contenute al punto 2, lettere da a ad e, del Parere 4/2013/I/GAS e al punto 4, lettere da a ad f, della Delibera 365/2013/R/GAS) e recepito, in un unico testo normativo, le disposizioni per la gestione di eventuali casi di inadempienza, nei confronti del GME, degli operatori di mercato e del Responsabile del bilanciamento nel pagamento delle partite insorte presso il MGAS.

In particolare, l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, proprio in considerazione dell'imminente avvio del nuovo regime di bilanciamento di cui alla Delibera 312/2016/R/GAS, il quale prevede che Snam Rete Gas effettui le proprie azioni di bilanciamento principalmente presso il MGAS, ha previsto che il Fondo MGAS (istituito presso CSEA e dalla stessa gestito in qualità di ente titolare) svolgerà anche una funzione di garanzia dell'adempimento delle obbligazioni assunte da SRG sul predetto mercato.

La nuova disciplina del Fondo MGAS prevede, inter alia, che lo stesso, precedentemente costituito esclusivamente da un ammontare accumulato tramite i contributi non restituibili di cui all'articolo 8 della Disciplina MGAS e le penali per mancata consegna di cui all'articolo 63, comma 63.5, lettera c), della medesima Disciplina, venga altresì alimentato dagli interessi e penali per ritardato pagamento delle obbligazioni assunte dagli operatori, nonché da possibili eccedenze finanziarie derivanti dalla chiusura delle posizioni nette degli operatori nei casi previsti dalla Disciplina e da ogni altro importo destinato di volta in volta al fondo stesso da parte dell'AEEGSI a garanzia dell'adempimento delle obbligazioni assunte sul mercato del gas.

A tal proposito, l'Autorità ha precisato che, nelle more del raggiungimento di un adeguato livello di disponibilità presso il predetto fondo, al fine a garantire il mercato del gas e la stabilità dei rapporti regolati dal GME, è opportuno dotare inizialmente lo stesso di un importo quantificato sulla base dell'esposizione derivante dall'operatività storica di Snam Rete Gas nell'ambito del bilanciamento (pari a 26 milioni di euro).

Infine, il provvedimento modifica anche le tempistiche di registrazione presso il PSV delle transazioni concluse nel mercato a pronti di MGAS, permettendone la registrazione

Novità normative di settore

anche nel corso della sessione di negoziazione e non soltanto al momento della chiusura della sessione, superando pertanto l'assetto definito al punto 1, lettera d) della Delibera 525/2012/R/GAS.

■ **Comunicato del GME | “Nuovo bilanciamento gas di cui alla Deliberazione 312/2016/R/GAS: pubblicazione a fini meramente conoscitivi del Regolamento PB-Gas e della Disciplina MGAS” | 19 settembre 2016 Download <http://www.mercatoelettrico.org/lt/homepage/popup.aspx?id=288>**

Facendo seguito al precedente comunicato del 3 agosto 2016 con il quale, ai sensi di quanto previsto dall'articolo 2, comma 2.2, della Delibera 312/2016/R/GAS, era stata resa disponibile sul sito internet del GME, a fini meramente conoscitivi, la versione del Regolamento della Piattaforma per il Bilanciamento del Gas (di seguito: Regolamento PB-GAS), completa delle modifiche funzionali all'avvio della fase transitoria del nuovo sistema di bilanciamento gas, il GME, con il comunicato in oggetto, ha pubblicato la versione aggiornata del predetto regolamento, nonché le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento aggiornate, adeguata al fine di consentire al Responsabile del bilanciamento - in attuazione di quanto previsto dall'articolo 7, comma 7.1, della Delibera 312/2016/R/GAS - di gestire eventuali esigenze di cessione o approvvigionamento di volumi di gas, mediante ricorso al “mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio” (c.d. MGS).

Inoltre, a completamento del quadro regolatorio di cui alla predetta Delibera, il GME, su richiesta del Ministero dello Sviluppo Economico, ha reso altresì disponibile, a fini meramente conoscitivi, la versione della Disciplina del mercato del gas (di seguito: Disciplina MGAS), nonché le relative Disposizioni Tecniche di Funzionamento aggiornate, integrata con le modifiche funzionali all'avvio della fase transitoria del nuovo sistema di bilanciamento gas. A tal proposito, si ricorda infatti che l'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico, ai sensi dell'articolo 2, comma 2.3, della Delibera 312/2016/R/GAS, ha previsto che il GME predisponga, in concomitanza con l'aggiornamento del Regolamento PB-GAS, anche le modifiche alla Disciplina MGAS strettamente funzionali all'avvio del sistema di bilanciamento, secondo il predetto assetto transitorio.

Deliberazione 29 settembre 2016 539/2016/R/GAS | “Approvazione delle proposte di modifica alle Convenzioni tra Snam Rete Gas S.p.A. e Gestore dei Mercati Energetici, funzionali alla gestione dei mercati dove sono approvvigionate le risorse per il bilanciamento del sistema” | pubblicata il 30 settembre 2016 Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/539-16.htm>

Con la Delibera 539/2016/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico, ha approvato le proposte di modifica della Convenzione di cui all'articolo 3, comma 3.3, della Delibera ARG/gas 45/11 (di seguito: Convenzione PB-GAS) e della Convenzione di cui al punto 2 della Delibera 525/2012/R/GAS (di seguito: Convenzione MGAS), stipulate entrambe tra il GME e Snam Rete Gas. Le succitate modifiche sono funzionali all'avvio del sistema di bilanciamento del gas naturale secondo l'assetto transitorio di cui all'articolo 2, comma 2.1, della predetta Delibera 312/2016/R/GAS.

In particolare, la Convenzione PB-GAS disciplina le modalità e i termini di scambio dei flussi informativi tra il GME e Snam Rete Gas funzionali alla partecipazione di quest'ultima, ai fini del bilanciamento del sistema, al mercato dei prodotti locational (MPL) e al mercato organizzato per la negoziazione di gas in stoccaggio (MGS). La Convenzione MGAS disciplina, invece, le modalità e i termini di scambio dei flussi informativi tra il GME e Snam Rete Gas funzionali alla partecipazione di quest'ultima, per le stesse finalità di cui sopra, al mercato del gas (MGAS). Le modifiche ad entrambe le Convenzioni hanno acquisito efficacia a partire dal 1° ottobre 2016.

REMIT

Comunicato del GME | “Aggiornamento del Contratto PDR - modifiche al Regolamento PB-Gas in attuazione della delibera AEEGSI 312/2016/R/gas” | 27 settembre 2016 Download <http://www.mercatoelettrico.org/lt/HomePage/popup.aspx?id=293>

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto, il GME ha reso disponibile, sul proprio sito internet, il testo aggiornato del Contratto PDR che sostituisce, a decorrere dal 2 ottobre 2016, la versione precedentemente pubblicata. In particolare, per effetto delle modifiche apportate al Regolamento PB-GAS, funzionali all'attuazione delle disposizioni contenute nella Delibera 312/2016/R/GAS, a decorrere dal 2 ottobre p.v. il GME aggiornerà il testo del Contratto PDR con i riferimenti relativi alla sede di negoziazione del gas in stoccaggio (MGS). A decorrere dalla predetta data, devono ritenersi aggiornati anche nei contratti in essere i riferimenti ai servizi di “data reporting” prestati dal GME in relazione alla PB-GAS che continueranno a essere svolti regolarmente nei confronti dei contraenti, senza ulteriori adempimenti da parte dell'operatore. A tal proposito, si ricorda che è fatta in ogni caso salva la facoltà di recesso degli operatori dal Contratto PDR secondo le modalità indicate nel Contratto medesimo qualora gli stessi non intendessero più fruire del servizio in questione.

Gli appuntamenti

17-18 ottobre

Efficiency in Green Energy Production

Merano (BZ), Italia

Organizzato da Ponti

<http://ponti.idm-suedtirol.com>

18 ottobre

Innovazione, efficienza, sostenibilita' dalla White Evolution alla città intelligente

Roma, Italia

Organizzato da Enea

eventi@enea.it

18-20 ottobre

IEC 61850 Europe 2016

Amsterdam, Olanda

Organizzato da Phoenix Forums

<http://www.iec61850-europe.com>

19 ottobre

Efficienza energetica- opportunità, normative e tecnologiche: esperienze a confronto

Arese (MI), Italia

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

19 ottobre

Le utility per la crescita sostenibile: responsabilità sociale di impresa e nuovi obiettivi di sostenibilità

Roma, Italia

Organizzato da Utilitalia

<http://www.utilitalia.it>

19-20 ottobre

mcTER Cogenerazione e Contabilizzazione Calore

Verona, Italia

Organizzato Eiomfiere

<http://www.mcter.com>

19-20 ottobre

Verso un piano nazionale di monitoraggio della biodiversità

Roma, Italia

Organizzato da Mattm, ISPRA, Regioni e Province autonome

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

19-20 ottobre

Home & Building – Mostra convegno domotica e Building technologies

Verona, Italia

Organizzato da Home & Building

<http://www.expohb.eu>

19-21 ottobre

Accadueo 2016

Bologna, Italia

Organizzato da BolognaFiere

<http://www.accadueo.com>

19-21 ottobre

Essere in regola per essere un passo avanti

Bologna, Italia

Organizzato da Eso

<http://news.eso.it>

20 ottobre

20 ottobre

La riforma delle tariffe della distribuzione elettrica: nuove opportunità (con qualche rischio)

Verona, Italia

Organizzato da AEEGSI, ENEA e Assorinnovabili

<http://www.assorinnovabili.it>

20 ottobre

Energie senza bugie. Inquinamento e cambio climatico: la verità

Torino, Italia

Organizzato da Assorinnovabili

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

20 ottobre

Efficienza energetica per una Smart Land. Tra evoluzione delle imprese e qualità del territorio

Mogliano Veneto, Italia

Organizzato da IE industriaenergia

<http://www.industriaenergia.it>

20 ottobre

Bioprodotti e Bioenergia da Biomassa. Efficienza energetica e sostenibilità

Ambientale (master)

Milano, Italia

Organizzato da Istituto di Biologia e Biotecnologia Agraria (IBBA) del CNR

<http://www.master-bioenergia.org/>

21-23 ottobre

2016 International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE 2016)

Shanghai, Cina

Organizzato da IACSIT

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

25 ottobre

Ecoincentriamoci

Roma, Italia

Organizzato da Econews

<http://www.econewsweb.it/ecoincentriamoci/#>

25 ottobre

Terza Conferenza Nazionale Cyber Security Energia Roma, Italia

Organizzato da Energia Media

<http://www.industriaenergia.it/3a-conferenza-cyber-security-energia-roma-25-ottobre-2016>

26 ottobre

L'Energia per la ripresa

Roma, Italia

Ore 14.30 - 17.00

Sala Capranichetta, Piazza di Monte Citorio n. 131

Organizzato da Area Popolare

26 ottobre

SolarPower & Storage Europe

Monaco, Germania

Organizzato da Ibesa e Solar Power Europe

<http://www.solarpowereurope.org>

Dal 26 ottobre

Efficienza energetica, green management e sostenibilità ambientale (master)

Roma, Italia

Organizzato da 24Ore Business School

<http://www.bs.ilssole24ore.com>

26-28 ottobre

Local Renewables Conference 2016

Friburgo & Basilea, Germania & Svizzera

Organizzato da ICLEI

<http://www.local-renewables-conference.org/>

27 ottobre

Energy Break 4.0. La nuova energia si prende la scena

San Giovanni in Persiceto(Bo) Italia

Organizzato da Energy intelligence

<http://www.assorinnovabili.it>

27-28 ottobre

16^ Conferenza nazionale sul Mobility Management e la Mobilità Sostenibile

Prato (Fi), Italia

Organizzato da Euromobility

<http://www.mobydixit.it>

3-4 novembre

7th Annual Battery Safety 2016

Bethesda, MD, Usa

Organizzato da Cambridge Innovation Institute

<http://www.knowledgefoundation.com>

3-6 novembre

Agricoltura, Cibo e Clima Accelerare la conversione ecologica

Città di Castello (PG), Italia

Organizzato da Fiera delle utopie concrete

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

4 novembre

Smarter solutions for tomorrow

Milano, Italia

Organizzato da Ternienergia

<http://www.assorinnovabili.it>

4-6 novembre

International Conference on Sustainable Energy Engineering (ICSEE 2016)

Perth, Australia

Organizzato da ICSEE Committees

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

8-11 novembre

Ecomondo 2016

Rimini, Italia

Organizzato da RiminiFiera

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

8-9 novembre

Stati Generali della Green economy

Rimini, Italia

Organizzato da Assorinnovabili

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

8-11 novembre

Key Wind 2016

Rimini, Italia

Organizzato da RiminiFiera

<http://www.keyenergy.it>

8-11 novembre

Key Energy 2016

Rimini, Italia

Organizzato da RiminiFiera

www.keyenergy.it

10 novembre

The Energy Summit 2016

Londra, Regno Unito

Organizzato da The Economist Events.

<http://www.economist.com/events-conferences/emea>

10 novembre

La via italiana alla smart city

Rimini Fiera, Italia

Organizzato da MIT

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

10 novembre

Il gas naturale per un futuro sostenibile. Un'opportunità per i trasporti italiani

Roma, Italia

Organizzato da ANIGAS e I-Com

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

14-17 novembre

6th International Symposium on Energy from Biomass and Waste

Venezia, Italia

Organizzato da Iwwg

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

15 novembre

Efficienza energetica, rinnovabili e mobilità elettrica: una agenda per il 2017

Roma, Italia

Organizzato da GdL Finanza di Kyoto Club

www.kyotoclub.org/

15-18 novembre

6th International Conference on Power and Energy Systems

Parigi, Francia

Organizzato da ICPES

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

21-22 novembre

VIII Conferenza Nazionale sull'Efficienza Energetica

Roma, Italia

<http://www.amicedellaterra.it>

22-23 novembre

The 10th Annual International Tidal Energy Summit

Londra, Regno Unito

Organizzato da Soskin

<http://go.evvnt.com>

30 novembre – 2 dicembre

Energy Symposium on Current and Future Challenges to Energy Security

Milano, Italia

Organizzato da AIEE

<http://www.aieeconference2016milano.eu>

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.