

APPROFONDIMENTI

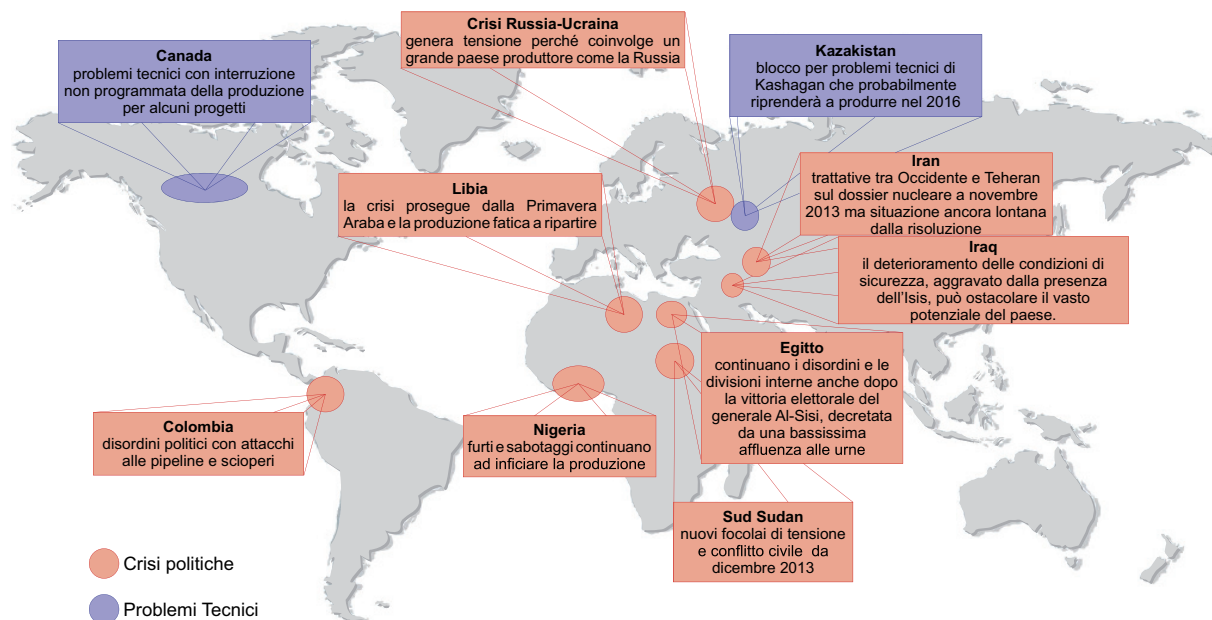
L'INATTESA CADUTA DEI PREZZI DEL PETROLIO

di Alberto Clò (RIE)

Se una caduta dei prezzi del petrolio non poteva escludersi, come isolatamente sostenevano nel 2012 Paul Stevens e Alphavalue¹, non poteva certo immaginarsi che potesse avvenire in concomitanza con un groviglio di tensioni

geopolitiche (Russia-Ucraina, Israele-Hamas, Iran, Irak, Libia, Siria, Sudan, Yemen) prima mai osservato, che aveva ridotto l'offerta sino a 3,5 mil.bb/g.

Criticità lato offerta 2014



Fonte: Rie - Ricerche Industriali ed Energetiche

▶ continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/ OTTOBRE 2014**

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 10
Mercati energetici Europa
pag 15
Mercati per l'ambiente
pag 19

■ **APPROFONDIMENTI**

L'inattesa caduta dei prezzi del petrolio
di Alberto Clò (RIE)
pagina 25

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 28

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 31

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), dopo i sensibili rialzi congiunturali di settembre (+22,9%) ed ottobre (+7,4%), supera per la prima volta nell'anno i 60 €/MWh portandosi a 62,23 €/MWh. Il confronto su base annua registra ancora una flessione del PUN (-2,13 €/MWh; -3,3%) ma è la più modesta da inizio anno. Sempre deboli ed in calo gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, con le vendite degli impianti di produzione ai minimi storici. Le vendite degli

impianti a fonti rinnovabili però, anche senza il sostegno della fonte idraulica, segnano una crescita tendenziale dell'8,4% sostenute dalla fonte eolica (+29,5%) e solare (+16,9%). Ancora in calo congiunturale la liquidità del mercato attestatasi a 63,2%. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti negoziati evidenziano un generale ribasso con il mensile baseload Novembre 2014 che chiude a 58,50 €/MWh (-3,6%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una nuova flessione sull prezzo medio di acquisto (PUN), con un rialzo su settembre di 4,26 €/MWh (+7,4%), ma in flessione di 2,13 €/MWh su base annua (-3,3%), si porta al massimo dell'anno a quota 62,23 €/

MWh. Anche nelle ore di picco e nelle ore fuori picco, i prezzi segnano il massimo annuale, pari rispettivamente a 71,89 e 56,55 €/MWh con il rapporto picco/baseload che sale a 1,16 (Grafico 1 e Tabella 1).

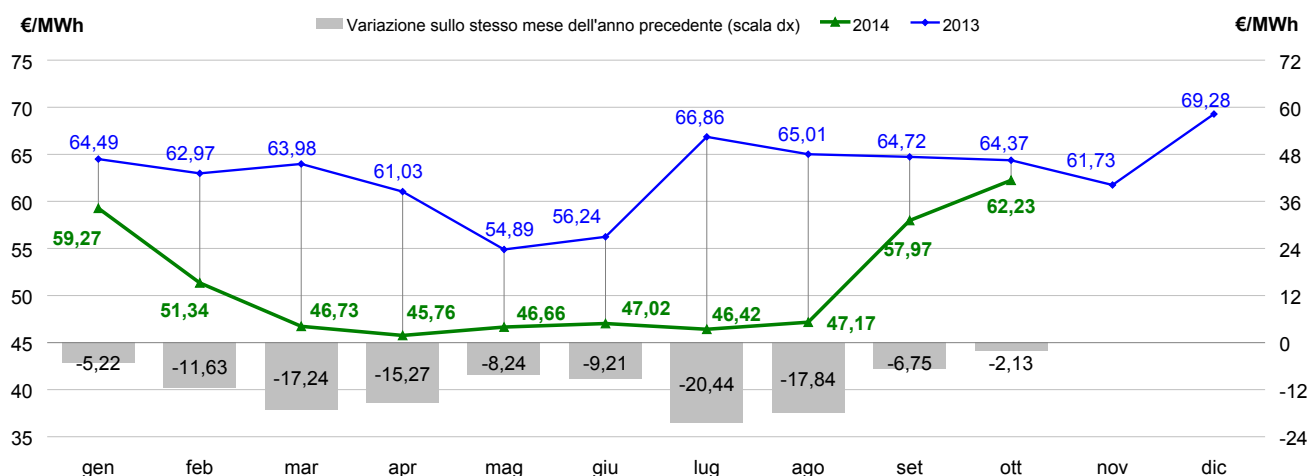
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	62,23	64,37	-2,13	-3,3%	20.318	-0,3%	32.137	-0,7%	63,2%	63,0%
<i>Picco</i>	71,89	72,88	-0,99	-1,4%	24.587	-0,4%	38.485	-1,4%	63,9%	63,2%
<i>Fuori picco</i>	56,55	59,36	-2,81	-4,7%	17.806	-0,2%	28.402	-0,0%	62,7%	62,8%
<i>Minimo orario</i>	30,19	7,51			11.586		21.023		53,7%	48,9%
<i>Massimo orario</i>	130,69	151,88			27.898		42.942		71,8%	73,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



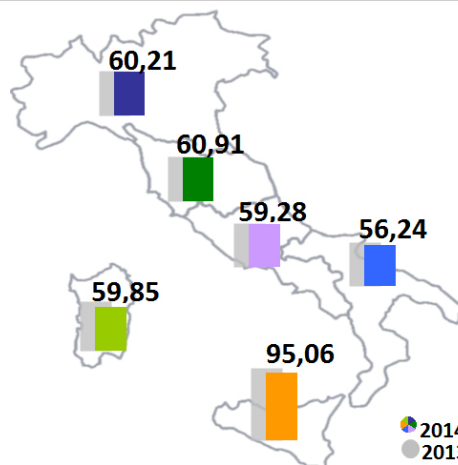
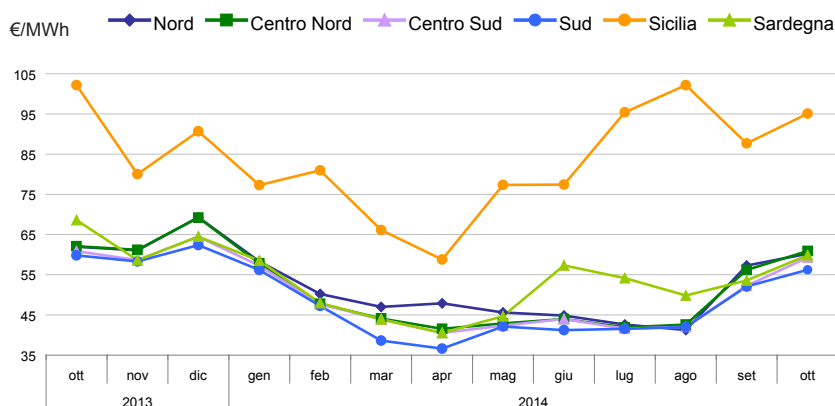
(continua)

Ai massimi dell'anno anche i prezzi medi di vendita di tutte le zone eccetto la Sicilia. Pressoché allineati attorno ai 60 €/MWh i prezzi di Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna. Il Sud, con

56,24 €/MWh, registra ancora il prezzo più basso, la Sicilia, con 95,06 €/MWh, quello più alto (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Ad ottobre, i volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, in calo su base annua dello 0,7%, si attestano a 23,9 milioni di MWh. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,1 milioni di MWh, segnano un modesto -0,3%, mentre gli scambi over the counter registrati sulla PCE e nominati su

MGP, seppur ai massimi da febbraio, calano su base annua dell'1,3% portandosi a 8,8 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, al sesto calo congiunturale consecutivo, si porta a 63,2% appena 0,2 punti percentuali sopra il minimo di ottobre 2013 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.136.921	-0,3%	63,2%
Operatori	8.089.611	-2,0%	33,8%
GSE	3.440.265	-1,3%	14,4%
Zone estere	3.607.045	+4,7%	15,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.805.453	-1,3%	36,8%
Zone estere	1.219.912	+7,2%	5,1%
Zone nazionali	7.585.541	-2,6%	31,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.942.374	-0,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.202.919	-12,3%	
OFFERTA TOTALE	40.145.293	-5,7%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

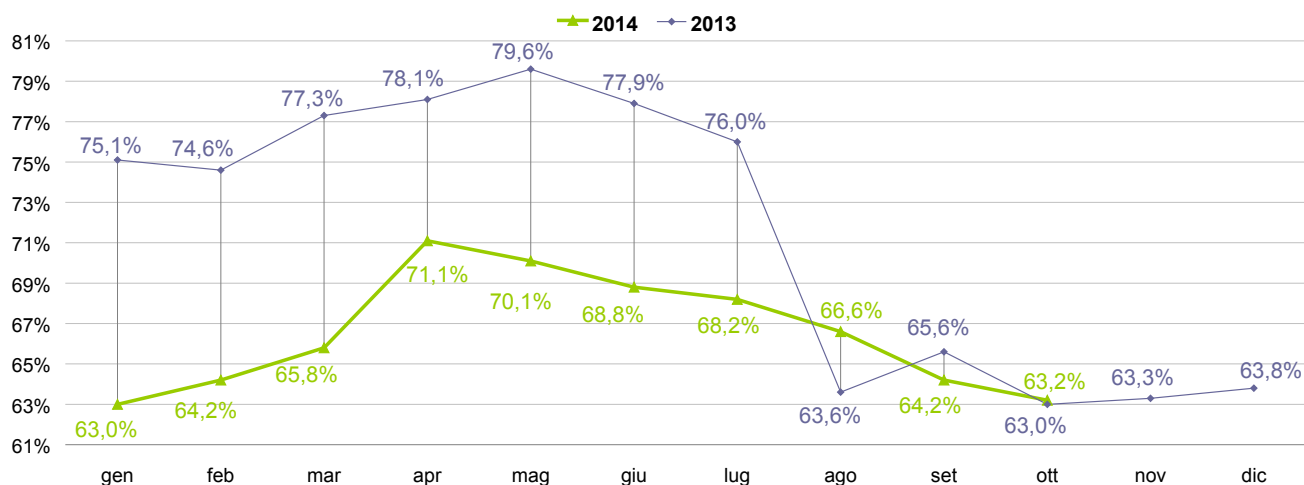
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.136.921	-0,3%	63,2%
Acquirente Unico	1.618.182	+7,8%	6,8%
Altri operatori	8.472.464	-9,3%	35,4%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	303.491	+116,5%	1,3%
Saldo programmi PCE	4.742.784	+13,1%	19,8%
PCE (incluso MTE)	8.805.453	-1,3%	36,8%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	3.238.601	-11,2%	13,5%
Zone nazionali altri operatori	10.309.636	+8,9%	43,1%
Saldo programmi PCE	-4.742.784		
VOLUMI ACQUISTATI	23.942.374	-0,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.773.342	-31,1%	
DOMANDA TOTALE	26.715.716	-5,0%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 23,6 milioni di MWh, sono diminuiti dell'1,3%; a livello zonale, in calo il Centro Nord (-19,0%), il Centro Sud (-13,6%) ed in misura più contenuta il Sud (-1,4%); in crescita gli acquisti nelle altre zone, in evidenza la Sardegna (+18,9%). Più che raddoppiati gli acquisti sulle zone estere, pari a 303 mila MWh (+115,6% su base annua) (Tabella 4).

Ancora in riduzione le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale (-2,1%), scese a 19,1 milioni di MWh, minimo storico in media oraria. A livello zonale, in flessione il Nord (-6,0%) ed il Centro Sud (-13,1%); in aumento le altre zone, in evidenza la Sardegna (+11,5%). Le importazioni, pari a 4,8 milioni di MWh (+5,4%), salgono ai massimi degli ultimi sette mesi (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	18.175.914	24.397	-5,1%	9.107.641	12.225	-6,0%	13.895.795	18.652	+3,0%
Centro Nord	2.508.932	3.368	-7,3%	1.554.976	2.087	+4,9%	1.928.854	2.589	-19,0%
Centro Sud	4.124.206	5.536	-29,6%	2.083.642	2.797	-13,1%	3.122.589	4.191	-13,6%
Sud	6.242.690	8.379	-3,8%	4.095.144	5.497	+7,4%	2.178.329	2.924	-1,4%
Sicilia	2.736.269	3.673	+8,3%	1.425.313	1.913	+3,3%	1.525.770	2.048	+5,9%
Sardegna	1.207.468	1.621	+3,8%	848.702	1.139	+11,5%	987.547	1.326	+18,9%
Totale nazionale	34.995.478	46.974	-7,7%	19.115.418	25.658	-2,1%	23.638.883	31.730	-1,3%
Estero	5.149.815	6.913	+10,3%	4.826.956	6.479	+5,4%	303.491	407	+115,6%
Sistema Italia	40.145.293	53.886	-5,7%	23.942.374	32.137	-0,7%	23.942.374	32.137	-0,7%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, le più basse da inizio anno, segnano, però, ancora un incremento tendenziale (+9,9%), sostenute dalla fonte eolica (+29,5%) e solare (+16,9%). Si confermano in calo, invece, le vendite da impianti a fonte tradizionale (-6,7%), ed in particolare quelle degli impianti a gas (-11,6%) (Tabella 5). La quota

delle fonti rinnovabili sale pertanto al 35,6% (32,1% ad ottobre 2013), con l'eolica al 5,5% (+1,3 punti percentuali) ed il solare all'11,7% (+1,9 p.p.). Ai massimi degli ultimi nove mesi, invece, la quota degli impianti a gas che però scende al 37,6% (41,7% un anno fa); pressoché invariate le quote delle altre fonti (Grafico 4).

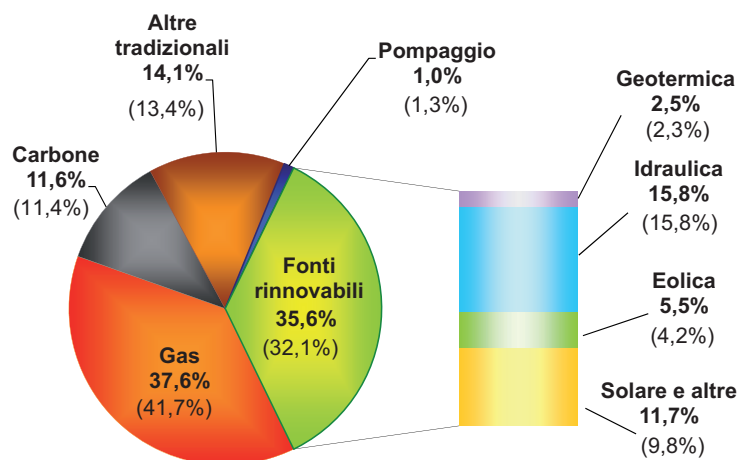
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

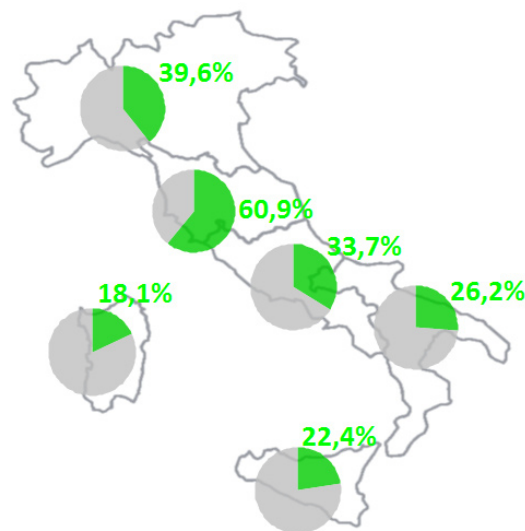
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.154	-11,1%	816	-2,6%	1.822	-22,8%	4.054	+2,9%	1.483	+3,5%	933	+14,6%	16.262	-6,7%
Gas	4.941	-12,0%	659	-11,8%	288	-69,7%	1.896	-3,5%	1.324	+7,1%	549	+32,2%	9.657	-11,6%
Carbone	1.215	-13,8%	91	+127,7%	1.301	+12,3%	-	-	-	-	377	-0,9%	2.984	-0,2%
Altre	999	-2,2%	66	+28,8%	232	-6,7%	2.158	+9,3%	159	-19,1%	7	-66,4%	3.621	+3,0%
Fonti rinnovabili	4.836	+3,2%	1.271	+10,5%	944	+18,6%	1.443	+22,3%	428	+4,1%	206	+4,4%	9.127	+8,4%
Idraulica	3.209	-5,4%	305	+26,9%	304	+3,6%	187	+21,1%	47	+17,1%	14	-31,3%	4.067	-1,8%
Geotermica	-	-	638	+4,6%	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	638	+4,4%
Eolica	3	-70,0%	19	+41,4%	297	+64,1%	739	+35,4%	242	+5,7%	117	+1,6%	1.416	+29,5%
Solare e altre	1.624	+26,8%	309	+7,8%	343	+6,7%	517	+8,1%	139	-2,3%	75	+21,5%	3.007	+16,9%
Pompaggio	235	-13,6%	-	-100,0%	31	-50,1%	-	-	2,22	-71,7%	1	-94,7%	269	-23,9%
Totale	12.225	-6,0%	2.087	+4,9%	2.797	-13,1%	5.497	+7,4%	1.913	+3,3%	1.139	+11,5%	25.658	-2,1%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Ad ottobre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 593 MWh (494 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato in import per il 97,6% delle ore (il 98,8% un anno fa) ed in export per il 2,3%. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP si attesta a 7,44 €/MWh (era 11,42 €/MWh un anno fa); in flessione anche la rendita generata,

pari a 3,70 milioni di € (-5,5%) (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC), in aumento del 30,6% rispetto ad ottobre 2013, è stata allocata per l'82,9% tramite il meccanismo del market coupling (90,3% nel 2013); il rimanente 17,1% non è stato utilizzato. Anche questo mese non ci sono state allocazioni attraverso asta esplicita (0,6% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
60,21	52,78	7,44	3,70	713	606	97,6%	61,6%	638	58	2,3%	-
(61,97)	(50,56)	(11,42)	(3,92)	(542)	(499)	(98,8%)	(74,6%)	(164)	(45)	(1,2%)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

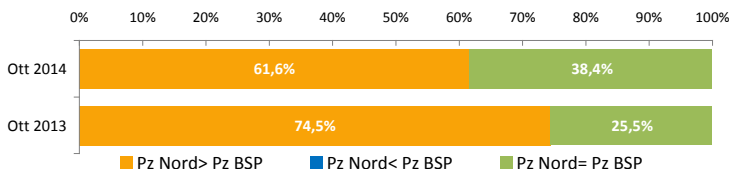
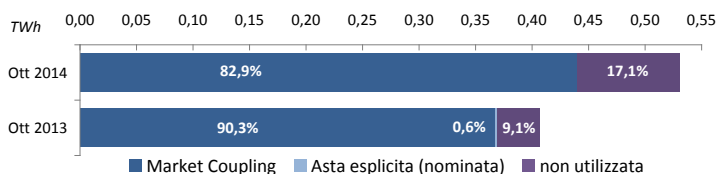


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Per il secondo mese consecutivo, i prezzi di acquisto delle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) aggiornano i massimi annuali variando tra 61,28 €/MWh di MI2 e 72,41 €/MWh di MI4. Va sempre considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più alti su MI1 e più bassi nelle altre sessioni (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, assommano 1,9 milioni di MWh. In crescita tendenziale, anche questo mese, gli scambi su MI1, attestatisi a 1,0 milioni di MWh (+9,9%) e su MI2, con 564 mila MWh (+17,4%). In flessione, invece, i volumi scambiati sulle ultime due sessioni, pari a 148 mila MWh (-15,2%) su MI3 ed a 155 mila MWh (-8,4%) su MI4, quest'ultimo ai minimi da gennaio 2013 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
MGP (1-24 h)	62,23	64,37	-3,3%	32.137	32.352	-0,7%
MI1 (1-24 h)	62,92 (+1,1%)	62,78 (-2,5%)	+0,2%	1.391	1.266	+9,9%
MI2 (1-24 h)	61,28 (-1,5%)	61,66 (-4,2%)	-0,6%	757	645	+17,4%
MI3 (13-24 h)	64,32 (-3,6%)	66,81 (-3,7%)	-3,7%	399	470	-15,2%
MI4 (17-24 h)	72,41 (-0,1%)	72,55 (-4,4%)	-0,2%	625	682	-8,4%

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

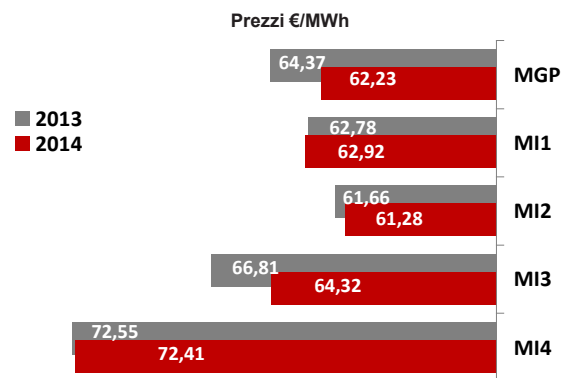
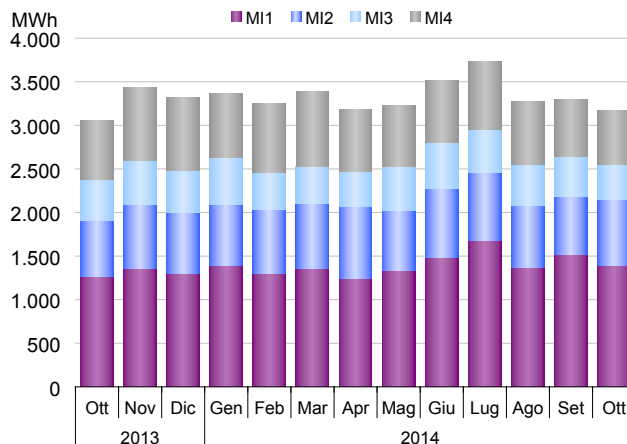
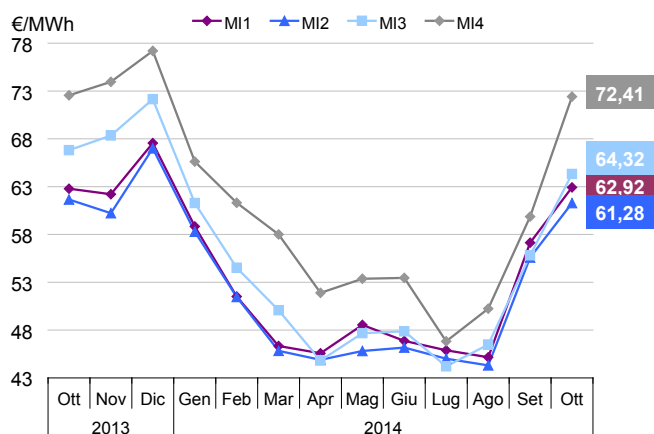


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



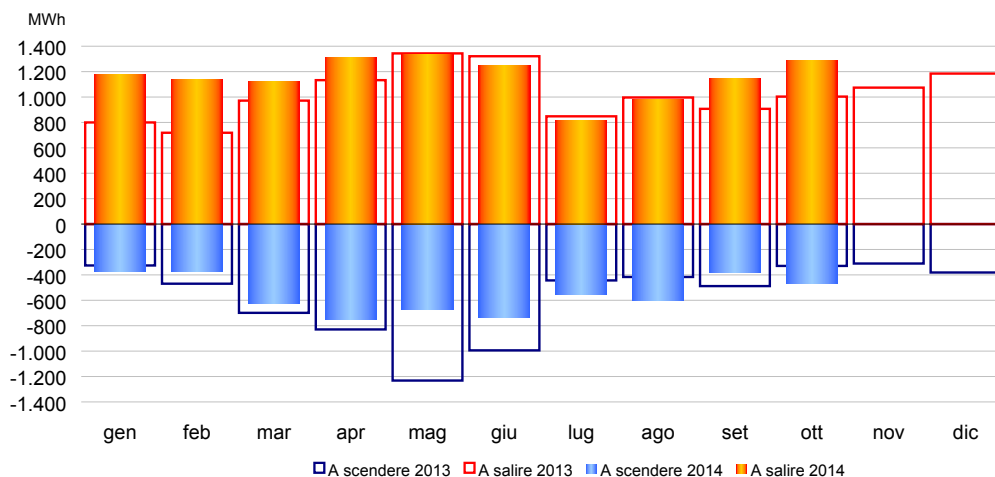
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ad ottobre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, al terzo rialzo congiunturale consecutivo, si attestano a 959 mila MWh, in crescita

tendenziale del 28,4%. Rimbalzo congiunturale per le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 350 mila MWh, in aumento tendenziale del 42,3% (Grafico 9).

Grafico 9: 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 70 negoziazioni in cui sono stati scambiati 476 contratti e, per la prima volta dopo sei mesi, 25 contratti O.T.C. tutti per il prodotto I Trimestre 2015 Peakload, per complessivi 3,2 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 28,4 milioni di MWh, in calo del 2,2% rispetto al mese precedente. In calo i

prezzi dei prodotti negoziati nel mese (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Novembre 2014* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 58,50 €/MWh sul *baseload* e 69,25 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.010 e 1.351 MW, per complessivi 3,2 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2014	58,50	-3,6%	12	81	-	81	4.010	2.887.200
Dicembre 2014	59,96	+0,0%	-	-	-	-	3.995	2.972.280
Gennaio 2015	62,01	+5,0%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2015	56,50	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2015	58,40	-1,1%	4	25	-	25	30	64.770
II Trimestre 2015	47,60	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	52,79	+0,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	56,59	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	53,84	-0,3%	50	345	-	345	2.851	24.974.760
Totale			66	451	-	451		28.011.810

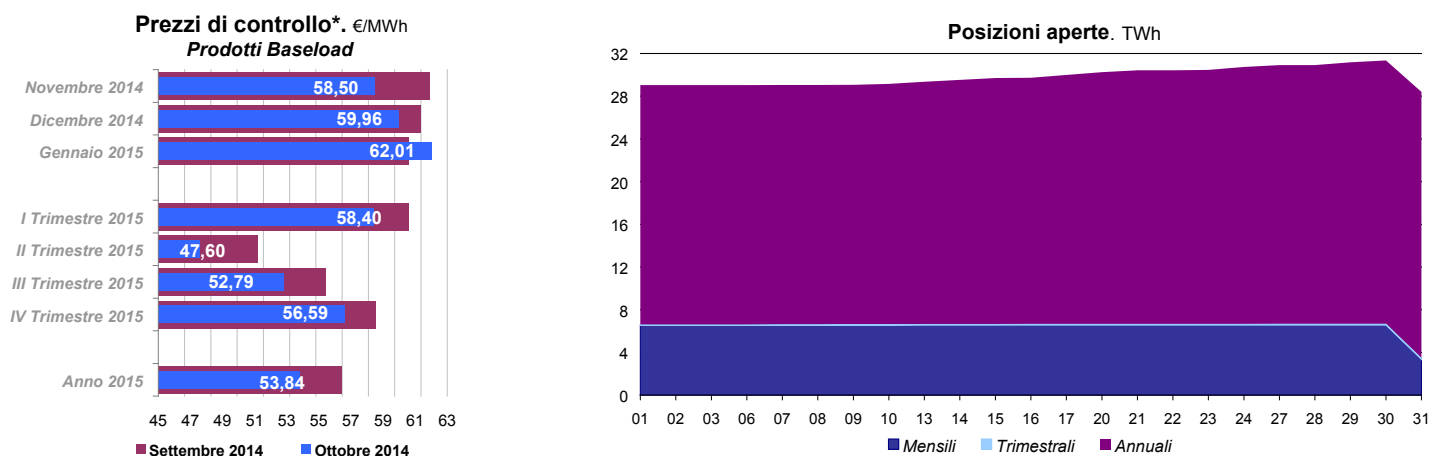
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2014	69,25	-1,0%	4	25	-	25	1.351	324.240
Dicembre 2014	65,77	-0,3%	-	-	-	-	1.346	371.496
Gennaio 2015	69,13	+4,7%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2015	66,25	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2015	67,29	-1,4%	-	-	25	25	25	19.200
II Trimestre 2015	49,10	-0,3%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	53,90	+1,6%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	63,24	-11,2%	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	58,35	-3,4%	-	-	-	-	-	-
Totale			4	25	25	50		390.696
TOTALE			70	476	25	501		28.402.506

* 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 10: 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 ad ottobre 2014, ammontano a 32,3 milioni di MWh, in crescita tendenziale del 2,4%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,9 milioni di MWh, aumentano del 4,6%; in controtendenza solo il profilo *baseload* (-4,5%). Si confermano in calo tendenziale, invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,4 milioni di MWh (-12,8%) (Tabella 9).

In crescita la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE che, inferiore solo al massimo storico registrato lo scorso luglio, è salita a 18,2 milioni di MWh, con un aumento su base annua del 5,5%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e

posizione netta, ai minimi da settembre 2012, si attesta a 1,77, in flessione di 0,06 sia sul mese precedente che su base annua (Grafico 11).

Ai massimi da febbraio i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,8 milioni di MWh, che segnano una flessione dell'1,3% su base annua; non si arresta, invece, la crescita dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 9,4 milioni di MWh (+12,8%). Si confermano in aumento, da quasi un anno ormai, i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 13,5 milioni di MWh (+3,3%), con lo sbilanciamento a programma che, in aumento del 12,4%, raggiunge il valore record di 4,7 milioni di MWh.

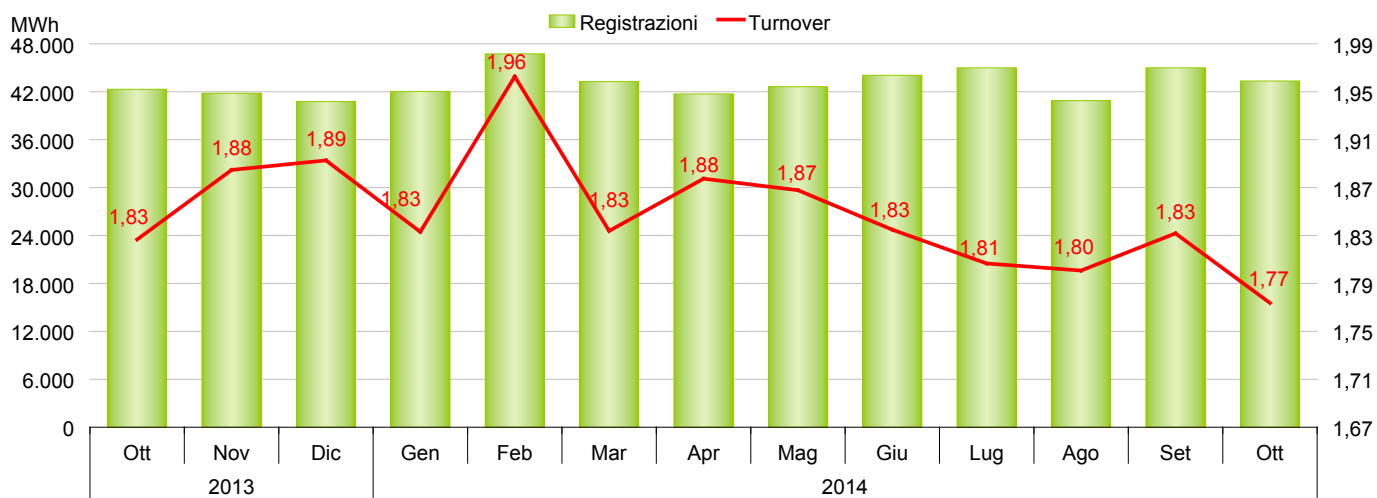
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.776.140	- 4,5%	24,1%	Richiesti	9.825.667	-14,8%	100,0%	13.548.237	+3,3%	100,0%
<i>Off Peak</i>	882.872	+77,8%	2,7%	di cui con indicazione di prezzo	3.578.898	-23,0%	36,4%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.198.754	+72,7%	3,7%	Rifiutati	1.020.214	-60,9%	10,4%	-	-	-
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	1.019.545	-60,8%	10,4%	-	-	-
Totale Standard	9.857.766	+5,6%	30,5%	Registrati	8.805.453	-1,3%	89,6%	13.548.237	+3,3%	100,0%
Totale Non standard	19.066.217	+4,0%	59,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.559.353	+25,0%	26,0%	-	-	-
PCE bilaterali	28.923.983	+4,6%	89,6%	Sbilanciamenti a programma	9.400.040	+12,8%		4.657.255	+12,4%	
MTE	3.366.396	- 12,8%	10,4%	Saldo programmi	-	-		4.742.784	+13,1%	
TOTALE PCE	32.290.379	+2,4%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	18.205.493	+5,5%	56,4%							

Grafico 11: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad ottobre, i consumi di gas naturale registrano una nuova flessione su base annua (-5,2%), determinata dal perdurare di una pesante contrazione dei consumi del settore termoelettrico (-10,3%), ma anche da quella più contenuta dei consumi del settore civile ed industriale che tornano al segno meno dopo la breve pausa dei mesi estivi. Sul lato offerta, diminuisce sia la produzione nazionale (-10,6%) che le importazioni di gas naturale (-16,6%) in particolare da Russia (*Tarvisio* -33,2%) ed Algeria. Ai massimi storici le giacenze a fine mese negli

stoccaggi salite a 11.749 milioni di mc. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 4,3 milioni di MWh (pari al 8,9% della domanda complessiva di gas naturale), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi non si sono significativamente scostati dalle quotazioni al PSV (26,13 €/MWh) in rialzo da settembre, ma in calo su base annua.

IL CONTESTO

Ad ottobre, i consumi di gas naturale in Italia, pari a 4.556 milioni di mc, seppur al massimo degli ultimi sette mesi, segnano ancora una flessione su base annua (-5,2%). Il calo più consistente ha interessato ancora i consumi del settore termoelettrico che, sebbene ai massimi da febbraio, confermano le riduzioni tendenziali in doppia cifra degli ultimi mesi, attestandosi a 1.628 milioni di mc (-10,3%). Nel primo mese del nuovo anno termico si riducono anche i consumi del settore civile che, dopo tre rialzi, segnano ad ottobre una flessione dell'1,8% scendendo a 1.639 milioni di mc; la battuta di arresto non ha risparmiato neanche i prelievi del settore industriale che, in controtendenza con gli aumenti dei mesi estivi, scendono a 1.092 milioni di mc (-5,3%). In consistente crescita tendenziale, invece, le esportazioni, pari a 197 milioni di mc (+17,9%).

Dal lato offerta, la produzione nazionale, pari a 579 milioni di mc, segna un -10,6% su base annua prolungando la serie negativa

in atto da due anni. Ancora in calo anche le importazioni di gas naturale, pari a 4.160 milioni di mc (-16,6%). Tra i punti di entrata, si conferma la flessione delle importazioni di gas naturale russo da *Tarvisio* (-33,2%) che comunque, con 1.527 milioni di mc, torna ad essere la prima fonte, e di quello algerino che scende ai minimi storici con 151 milioni di mc (-87,0%). In flessione anche le importazioni dal rigassificatore di *Cavarzere* (-12,2%). Aumentano invece le importazioni di gas del nord Europa da *Passo Gries* (1.461 milioni di mc; +126,0%) e di quello libico da *Gela* (588 milioni di mc; +107,5%). Ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di *Panigaglia*.

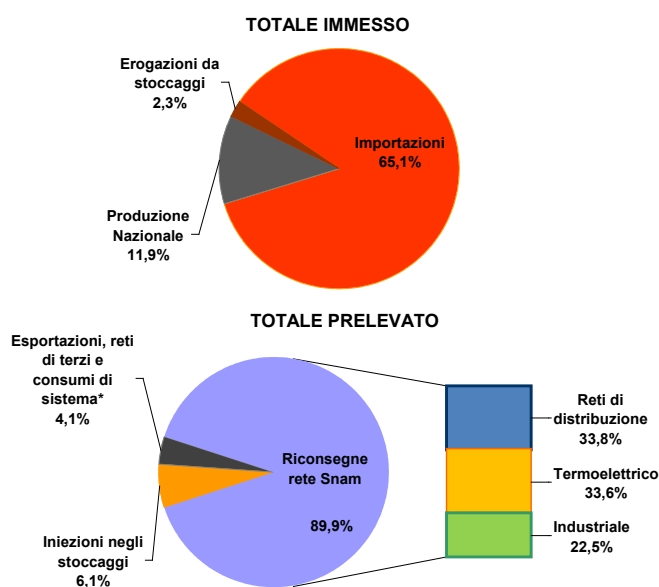
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 294 milioni di mc di gas naturale, in calo del 64,7% rispetto ad un anno fa; riprendono invece le erogazioni che, nulle un anno fa, sono salite a 110 milioni di mc.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.160	44,0	-16,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
<i>Mazara</i>	151	1,6	-87,0%
<i>Tarvisio</i>	1.527	16,2	-33,2%
<i>Passo Gries</i>	1.461	15,5	+126,0%
<i>Gela</i>	588	6,2	+107,5%
<i>Gorizia</i>	-	-	-
<i>Panigaglia (GNL)</i>	1	0,0	+7,1%
<i>Cavarzere (GNL)</i>	432	4,6	-12,2%
<i>Livorno (GNL)</i>	-	-	-100,0%
Produzione Nazionale	579	6,1	-10,6%
Erogazioni da stoccaggi	110	1,2	-
TOTALE IMMESSO	4.850	51,3	-14,0%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	4.358	46,1	-6,0%
<i>Industriale</i>	1.092	11,6	-5,3%
<i>Termoelettrico</i>	1.628	17,2	-10,3%
<i>Reti di distribuzione</i>	1.639	17,3	-1,8%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	197	2,1	+17,9%
TOTALE CONSUMATO	4.556	48,2	-5,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	294	3	-64,7%
TOTALE PRELEVATO	4.850	51,3	-14,0%

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



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad ottobre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 4,3 milioni di MWh, pari all'8,9% della domanda complessiva di gas naturale (7,2% ad ottobre 2013), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

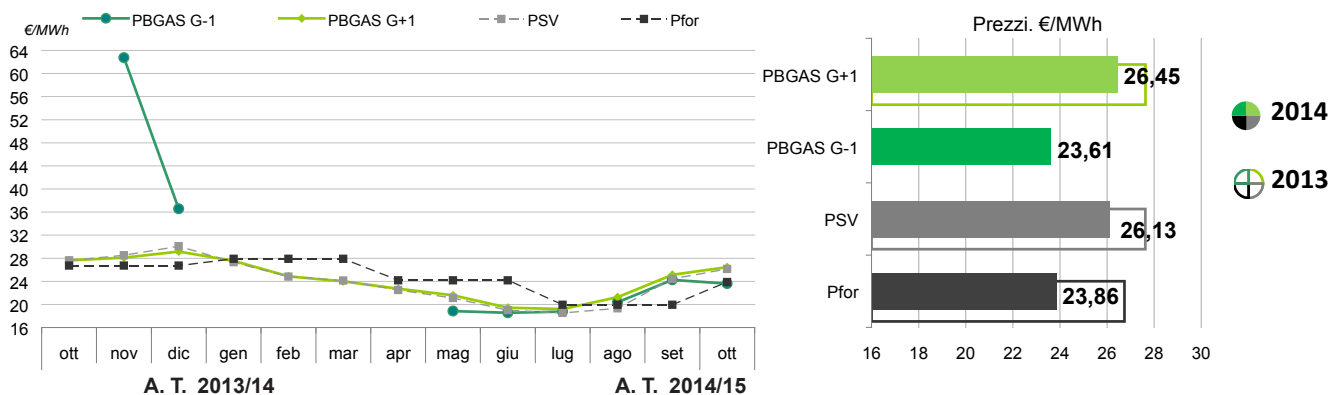
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Royalties, Import ed 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	23,61	-	20,99	139.733	-
Comparto G+1	26,45	(27,63)	25,34	4.130.026	(3.668.269)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** Fino a settembre 2013 indice QE

(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		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2014-10	-	-	25,879	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-11	-	-	32,747	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-11	-	-	32,513	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-12	-	-	32,512	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-01	-	-	27,691	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-02	-	-	27,135	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	65,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,747	2,4%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	27,500	10,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,517	34,7%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,250	5,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 4,1 milioni di MWh in aumento del 12,6% rispetto ad un anno fa. Il prezzo medio, alla nona flessione tendenziale consecutiva, si attesta a 26,45 €/MWh (-4,3%), in linea con l'andamento delle quotazioni registrate al PSV (+0,32 €/MWh).

Nei 9 giorni, sui 31 di ottobre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 653 mila MWh, di cui solo il 41,5%, pari a 271 mila di MWh (minimo storico)

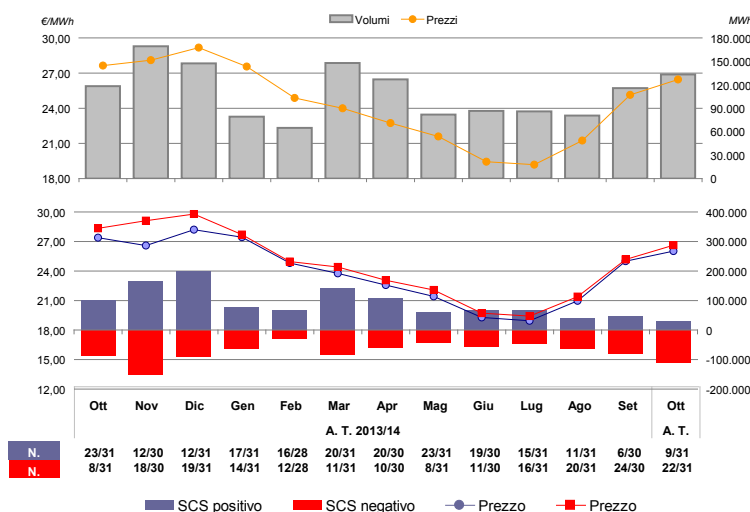
venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 26,02 €/MWh (-5,0% su base annua). Nei restanti 22 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh, di cui il 70,3% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 26,63 €/MWh (-6,0%).

Complessivamente il 65,7% dei volumi scambiati (2,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 34,3% da scambi tra operatori, pari a 1,4 milioni MWh (massimo storico).

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo, €/MWh		positivo n.giorni 9/31	negativo n.giorni 22/31
Prezzo, €/MWh	26,45	(-4,3%)	26,02	26,63
Acquisti, MWh	4.130.026	(+12,6%)	652.591	3.477.435
RdB	2.444.506	(+256,9%)		2.444.506
Operatori	1.685.520	(-43,5%)	652.591	1.032.929
Vendite, MWh	4.130.026	(+12,6%)	652.591	3.477.435
RdB	270.835	(-88,3%)	270.835	
Operatori	3.859.191	(+186,6%)	381.756	3.477.435
Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente				
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi, N°	49		38	36



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, ad ottobre sono stati scambiati 140 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 23,61 €/MWh. Nelle sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in vendita soddisfatta dagli acquisti degli operatori nelle zone *Import, Stogit ed LNG*.

Nella prima zona, ai punti di Tarvisio e Passo Gries, sono stati acquistati 58 mila MWh ad un prezzo medio di 20,99 €/MWh, nella seconda 42 mila MWh ad un prezzo medio di 26,22 €/MWh (unica in linea con il PSV) e nell'ultima 40 mila MWh ad un prezzo medio di 21,69 €/MWh

(continua)

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento comparto G-1

Fonte: dati GME

	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	Reintegro Stogit	Linepack	Totale
Prezzo. €/MWh	20,99	-	21,69	26,22	-	-	23,61*
Volumi. MWh	57.784	-	39.616	42.333	-	-	139.733
Operatori*. N.	4	-	1	2	-	-	7

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Prosegue il trend al ribasso che interessa il Brent e i suoi derivati dall'inizio di luglio e che ad ottobre accompagna i valori delle relative quotazioni sui livelli minimi dalla fine del 2010. Al contrario, i prezzi rilevati nei principali hub del gas registrano congiuntamente rialzi mensili più o meno consistenti, favoriti in parte dal naturale trend stagionale

dei consumi, in parte dalla potenziale percezione di scarsità legata alle tensioni in Europa orientale. Infine, i prezzi dei mercati elettrici, in linea con il tipico andamento del periodo in Francia e Germania e con l'andamento del gas in Italia segnano diffusi incrementi congiunturali, attestandosi più o meno sui livelli osservati a inizio anno.

In calo da luglio, il prezzo del Brent scende a 88 \$/bbl, registrando ampi decrementi rispetto a entrambi i riferimenti temporali (-10/-20%) in ragione dei quali si attesta sul livello minimo da novembre 2010. Tale andamento, riscontrato anche sulle quotazioni statunitensi e mediorientali sostanzialmente allineate al greggio europeo, asseconda peraltro una dinamica mensile che, anche se quest'anno in misura meno significativa, sembra verificarsi in modo ciclico. Coerentemente inseriti in tale contesto, il gasolio e l'olio combustibile seguono la commodity di riferimento e descrivono intense flessioni congiunturali e tendenziali (rispettivamente 753 \$/MT, -9/-19%, 491 \$/MT, -11/-18%), attestandosi anch'essi sui valori più bassi osservati negli ultimi quattro anni. Le quotazioni dei prodotti future rispondono ai segnali di deprezzamento provenienti dai

mercati spot, mostrando diffuse rivalutazioni al ribasso (-9/-13%), con Brent e gasolio che si mantengono comunque al di sopra dei corrispondenti valori a pronti.

Nessun segnale di ripresa neanche dal prezzo europeo del carbone, sceso a 73 \$/MT (-4%) e posto ancora tra gli altri due principali riferimenti (Richards Bay: 66 \$/MT, Qinhdao: 85 \$/MT). In maggiore calo (-4/-5%), le quotazioni a termine sembrano manifestare aspettative di stabilità del prezzo del combustibile anche a lungo termine (prodotti mensili 72 \$/MT, -4%; prodotto annuale 73 \$/MT, -5%).

Perde ulteriore potere d'acquisto sul dollaro la moneta europea, con un cambio pari a 1,27 \$/€ che registra la settima riduzione mensile consecutiva (-2%) e cala del 7% rispetto all'analogo valore dello scorso anno.

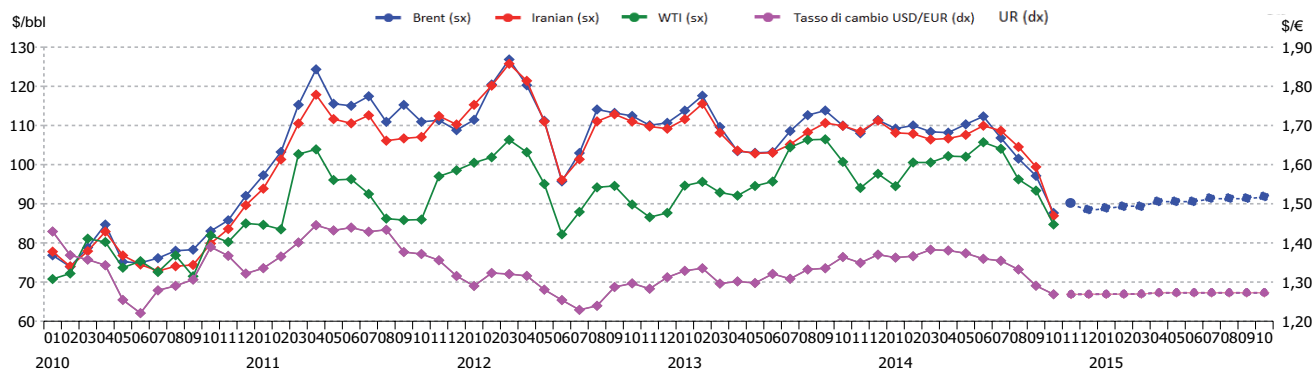
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Ott 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 14	Var M-1 (%)	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	87,65	- 10 %	- 20 %	96,65	89,88	- 9 %	88,31	- 11 %	88,78	-	90,73	- 10 %
Brent FOB	€/bbl	69,08	- 8 %	- 14 %	-	70,85	-	69,60	-	69,96	-	71,29	-
OLIO COMB.	\$/MT	491,07	- 11 %	- 18 %	539,95	476,01	- 13 %	475,35	- 13 %	478,69	-	490,93	- 12 %
0.1 FOB Barge	€/MT	387,03	- 10 %	- 12 %	-	375,23	-	374,64	-	377,20	-	385,73	-
GASOLIO	\$/MT	753,23	- 9 %	- 19 %	825,50	773,98	- 9 %	772,23	- 9 %	773,66	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	593,65	- 8 %	- 13 %	-	610,12	-	608,63	-	609,63	-	-	-
CARBONE	\$/MT	72,76	- 3 %	- 14 %	72,20	72,33	- 4 %	71,94	- 4 %	72,04	-	72,70	- 5 %
ARA Strm 6000K	€/MT	57,34	- 1 %	- 7 %	-	57,02	-	56,70	-	56,76	-	57,12	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,27	- 2 %	- 7 %	-	1,27	- 2 %	1,27	- 2 %	1,27	-	1,27	- 2 %

Fonte: Thomson-Reuters

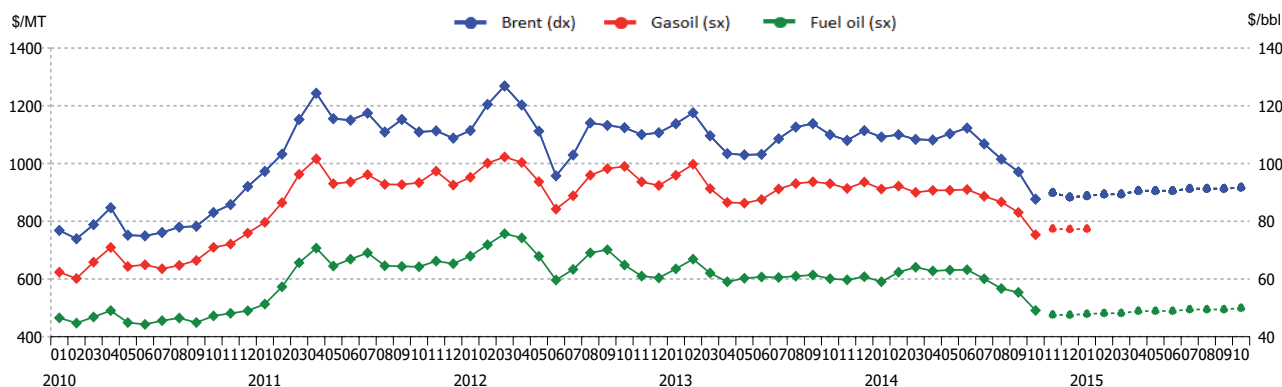
(continua)

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



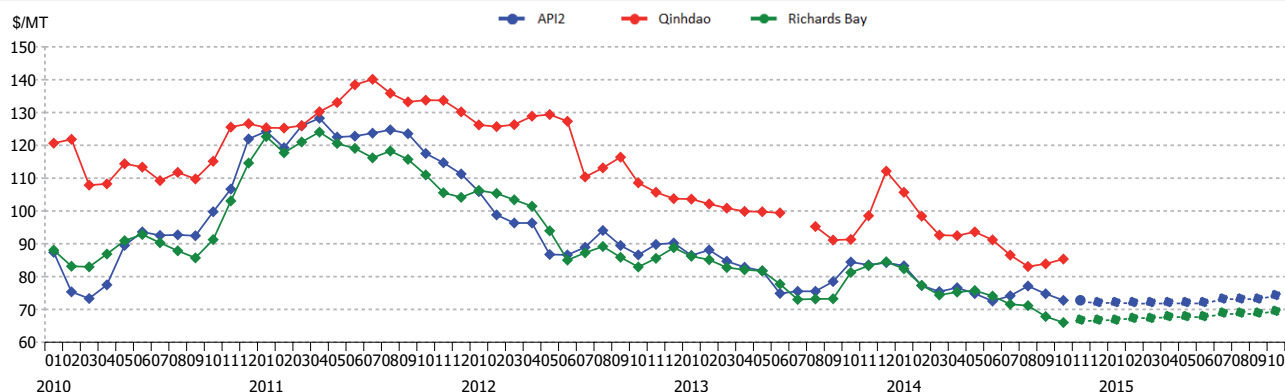
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

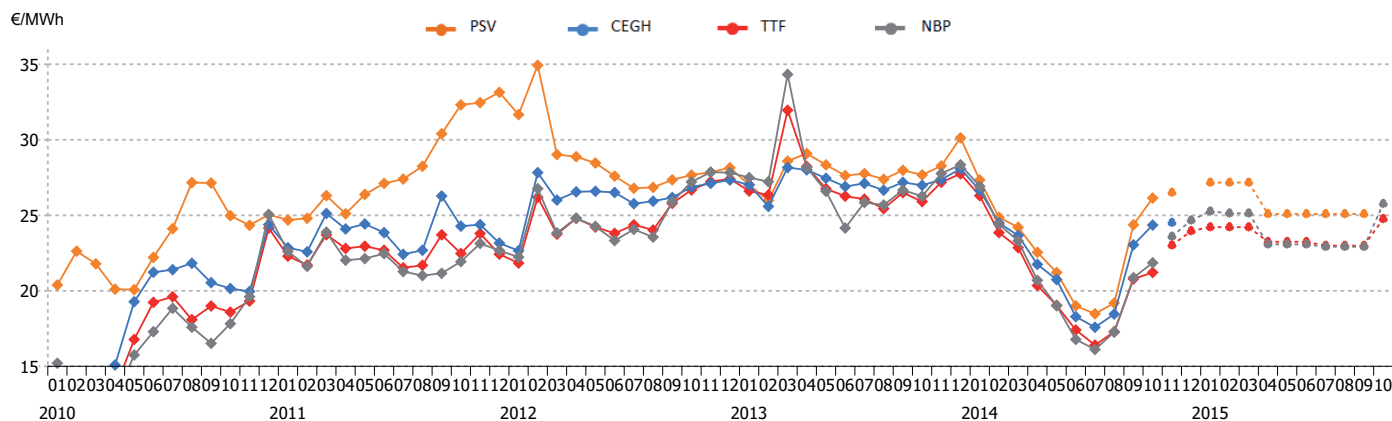
(continua)

In linea con le dinamiche stagionali e in diffusa riduzione tendenziale (-6/-17%), le quotazioni europee del gas confermano l'andamento al rialzo intrapreso ad agosto, con il PSV, sempre al di sopra degli altri hub (26 €/MWh, +7%), e il più competitivo TTF, in crescita più contenuta (21 €/MWh, +2%),

che si discostano solo lievemente dalle previsioni manifestate dagli operatori lo scorso mese. In controtendenza, i valori dei prodotti a termine di prossima consegna segnano ribassi consistenti, convergendo in questo modo sui valori espressi dai mercati spot (-6/-7%).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Ott 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 14	Var M-1 (%)	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	GY 2015/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	26,15	+ 7 %	- 6 %	25,80	26,50	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	21,21	+ 2 %	- 18 %	22,05	23,02	- 6 %	23,96	-	-	-	24,39	- 0 %
CEGH	AT	24,35	+ 6 %	- 10 %	24,45	24,51	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	21,85	+ 5 %	- 17 %	22,38	23,60	- 6 %	24,67	- 7 %	25,26	-	25,10	+ 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

In accordo con gli sviluppi solitamente osservati in questo periodo dell'anno, il prezzo francese segna un consistente rialzo mensile (42 €/MWh, +12%), in ragione del quale amplia lo spread dal riferimento tedesco (+5 €/MWh), quest'ultimo in più lieve aumento (35 €/MWh, +1%). Anche gli altri prezzi centro-europei risultano in ripresa (Svizzera: 40 €/MWh, +12%; Austria: 35,5 €/MWh, +2%) e con essi il prezzo italiano (62 €/MWh, +7%, massimo da dicembre 2013), il cui andamento sembra incorporare lo stagionale trend della domanda e il

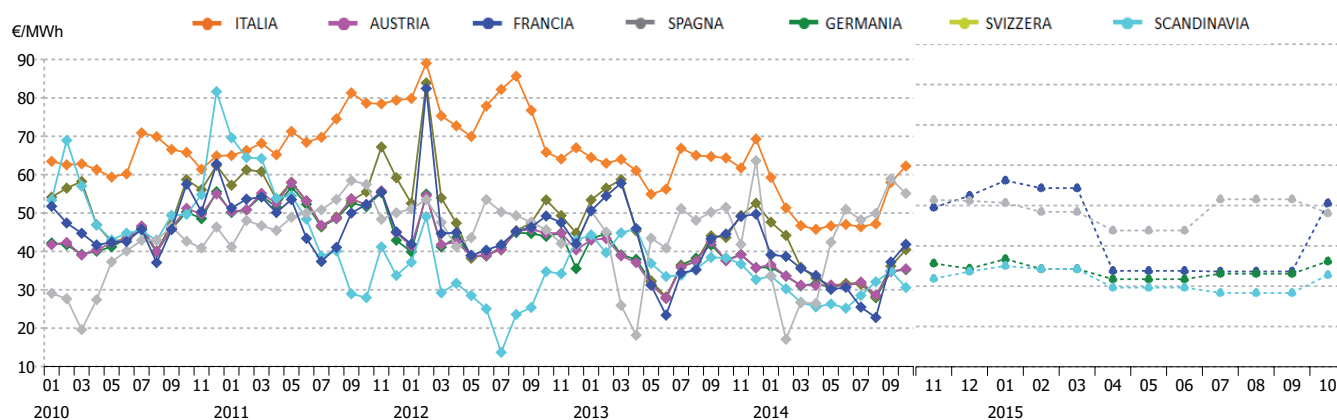
contestuale apprezzamento del gas. In controtendenza, il prezzo rappresentativo dell'area scandinava si attesta a 31 €/MWh (-12%), interrompendo il trend ascendente avviato lo scorso luglio. Infine, per quanto riviste al ribasso, le quotazioni future esprimono comunque aspettative di crescita dei prezzi dei prodotti mensili di prossima consegna, più significative in Francia (49/56 €/MWh, -2/-8%); fa eccezione il riferimento italiano per il quale si prevedono valori leggermente più bassi dell'attuale (60 €/MWh).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Ott 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Nov 14	Var M-1 (%)	Dic 14	Var M-1 (%)	Gen 15	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	62,23	+ 7 %	- 3 %	60,70	59,78	- 1 %	60,14	+ 0 %	61,59	-	54,07	- 2 %
FRANCIA	41,83	+ 12 %	- 6 %	46,50	49,50	- 8 %	52,42	- 2 %	56,19	-	43,04	-
GERMANIA	35,23	+ 1 %	- 7 %	34,65	35,65	- 5 %	34,33	- 4 %	36,73	-	34,27	-
SPAGNA	55,11	- 6 %	+ 7 %	52,00	51,40	+ 6 %	51,16	+ 4 %	50,65	-	47,98	-
AREA SCANDINAVA	30,60	- 12 %	- 20 %	33,20	31,85	- 10 %	33,62	- 8 %	35,02	-	31,23	-
AUSTRIA	35,46	+ 2 %	- 6 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	40,46	+ 12 %	- 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



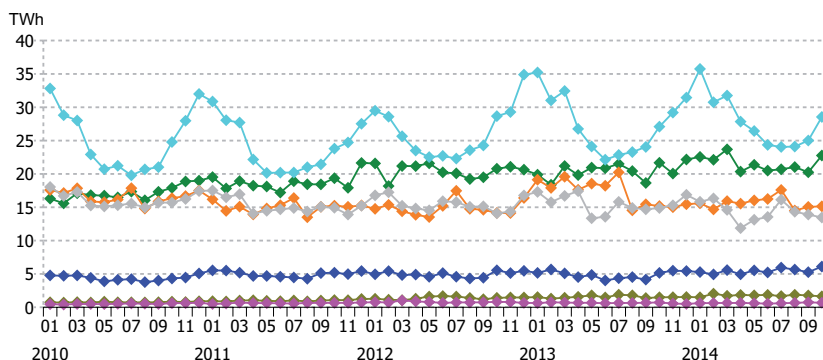
Come solitamente osservato, la maggior parte dei volumi di energia elettrica risultano gestiti da Nord Pool (28,5 TWh) e dalla borsa franco-tedesca (30 TWh circa), entrambe in aumento su base tendenziale (rispettivamente +5%, +13%).

Resta invece stabile rispetto a settembre la taglia degli scambi italiani, in linea peraltro con il livello registrato nello stesso mese dello scorso anno (15 TWh circa).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Ott 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,1	+ 1 %	- 0 %
FRANCIA	6,1	+ 16 %	+ 18 %
GERMANIA	22,8	+ 12 %	+ 5 %
SPAGNA	13,5	- 3 %	- 10 %
AREA SCANDINAVA	28,5	+ 14 %	+ 5 %
AUSTRIA	0,7	- 8 %	- 6 %
SVIZZERA	1,6	- 8 %	+ 9 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre 2014 sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 296.883 TEE, in lieve diminuzione rispetto ai 299.651 TEE scambiati ad settembre.

Dei 296.883 TEE sono stati scambiati 71.767 TEE di Tipo I, 176.741 TEE di Tipo II, 3.601 TEE di Tipo II CAR, e 44.774 TEE di Tipo III.

Nel mese di ottobre si registra una diminuzione dei prezzi medi rispetto al mese di settembre, pari a 3,48 % per la Tipologia I, 3,04 % per la Tipologia II, 5,00% per la Tipologia II CAR e del 3,80 % per la Tipologia III.

In particolare, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari

a 105,14 € (108,93 € a settembre), i titoli di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 105,35 € (108,65 € il mese scorso), il prezzo medio dei titoli di Tipo II-CAR è stato pari a 103,11 € (108,54 € a settembre), ed infine i titoli di Tipo III sono stati quotati in media a 104,53 € (108,66 € a settembre).

I titoli emessi, dall'inizio dell'anno sono pari a 7.686.004 (1.812.245 di Tipo I, 3.926.062 di Tipo II, 703.831 di Tipo II CAR, 1.243.177 di Tipo III e 689 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 31.677.830. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di ottobre 2014.

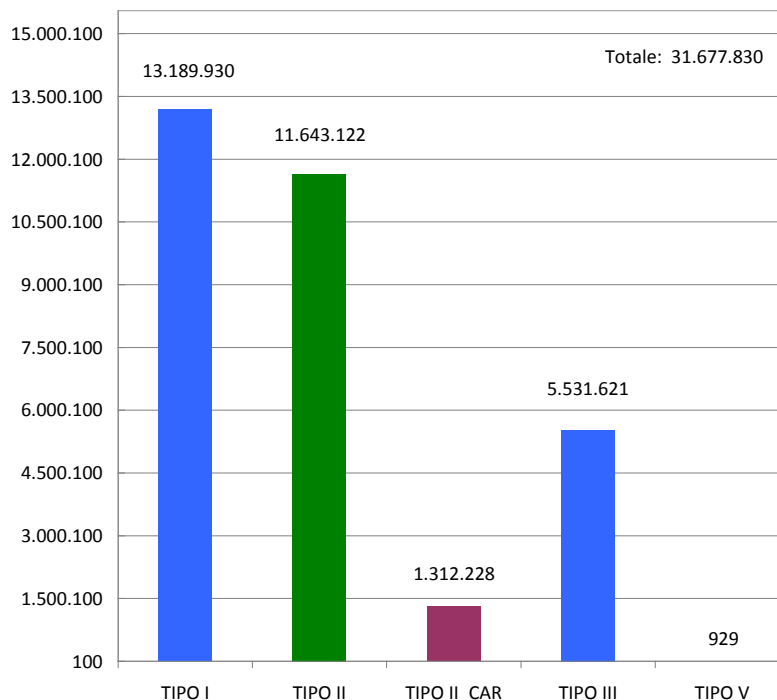
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	71.767	176.741	3.601	44.774
Valore Totale (€)	7.545.576,38	18.619.549,53	371.310,00	4.680.168,00
Prezzo minimo (€/TEE)	103,80	103,90	100,00	100,01
Prezzo massimo (€/TEE)	107,20	107,50	106,85	107,00
Prezzo medio (€/TEE)	105,14	105,35	103,11	104,53

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2014 (dato cumulato)

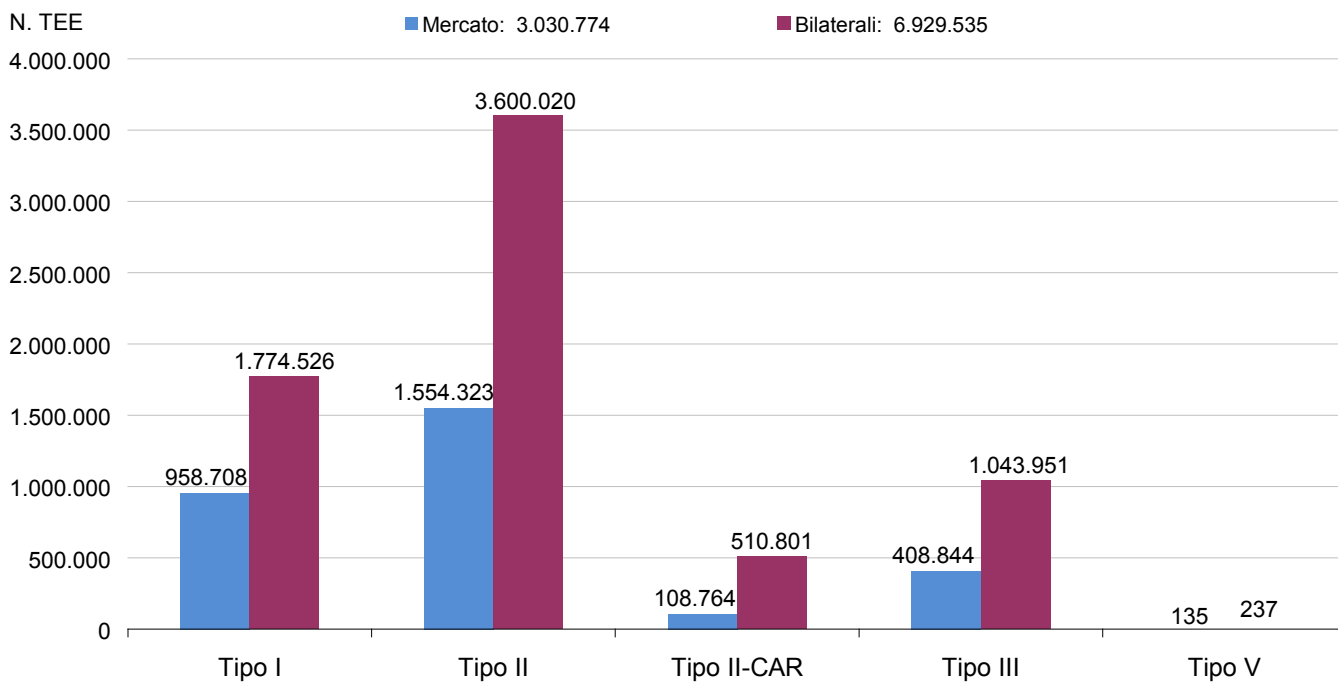
Fonte: GME



(continua)

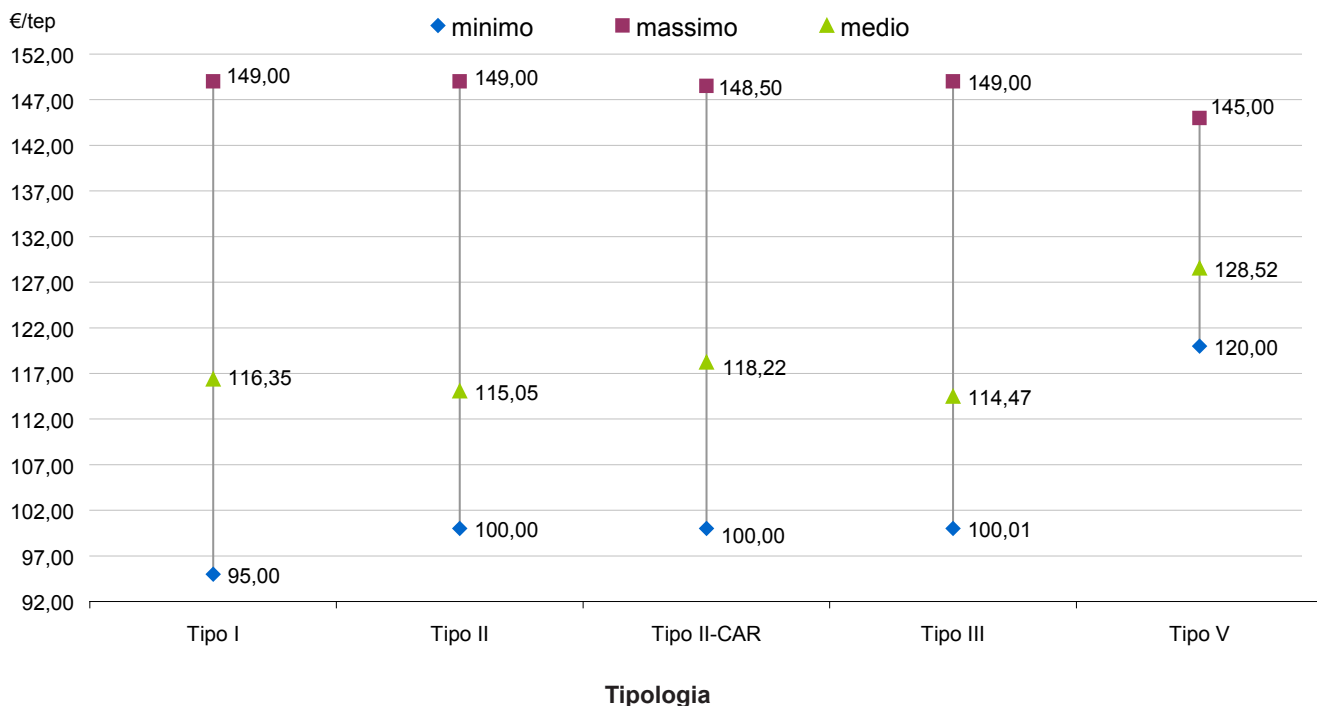
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2014)

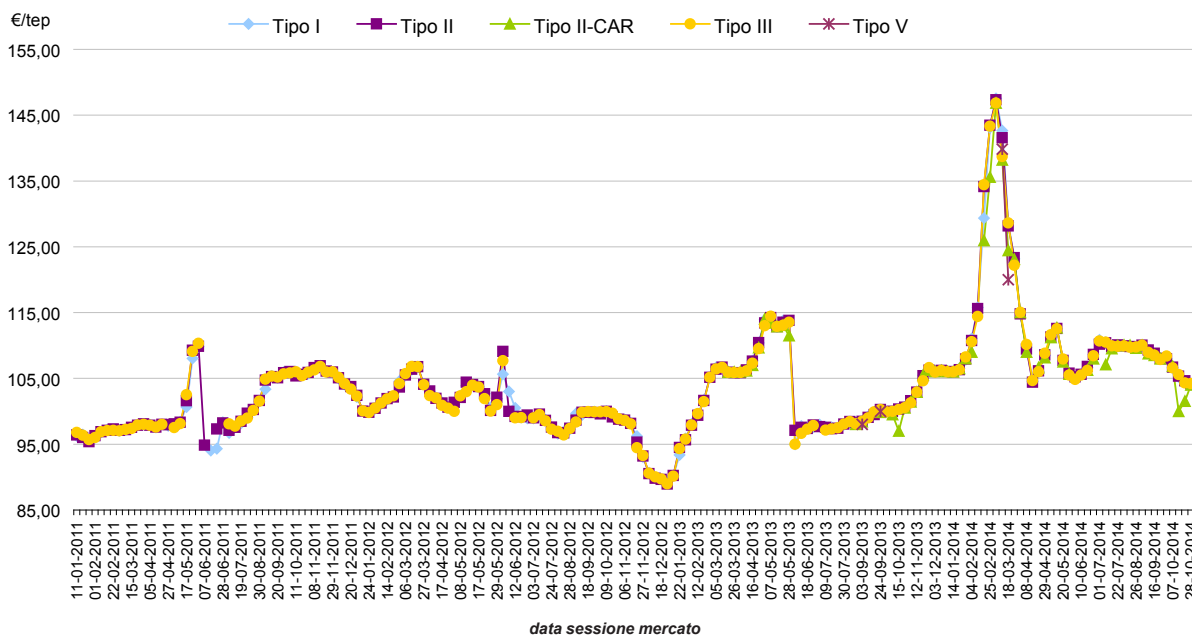
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011)

Fonte: GME

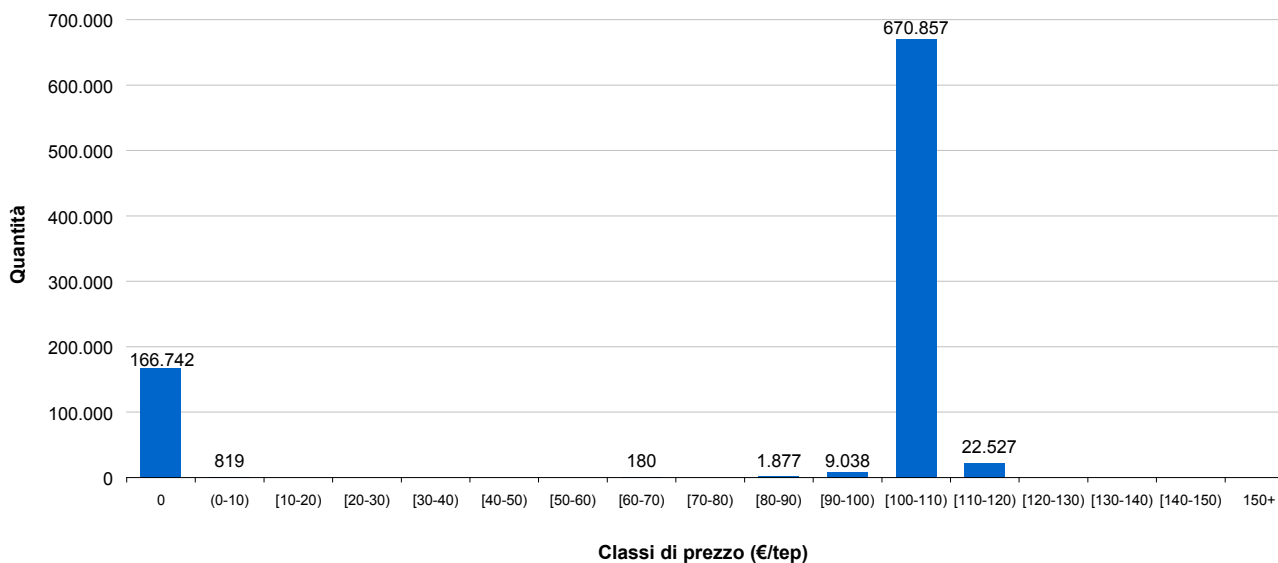


Nel corso del mese di ottobre 2014 sono stati scambiati 872.040 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (1.130.131 TEE lo scorso settembre). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 84,73 €/tep (99,96 €/tep nel mese di settembre)

inferiore di 20,42 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 105,15 €/tep (108,72 €/tep a settembre). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - ottobre 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di ottobre 2014, sono stati scambiati 650.540 CV, in aumento, rispetto ai 620.369 CV scambiati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi sul mercato ha visto il prevalere dei CV 2014 III Trim, con 338.516 certificati, assenti sulla piattaforma lo scorso mese, seguono i CV 2014 II Trim con un volume pari a 178.929 CV (contro i 374.949 CV 2014 II Trim scambiati a settembre) e i CV 2013 IV Trim, con 45.990 titoli sulla piattaforma (58.549 i CV 2013 IV Trim presenti nel mese a confronto).

I CV 2014 I Trim hanno raggiunto sul mercato un volume pari a 45.618 quote (157.197 i CV 2014 I Trim a settembre), mentre i CV 2012 hanno registrato una quantità di titoli pari a 18.902 CV (616 CV 2012 il numero dei certificati relativi allo scorso mese). Seguono nell'ordine i CV 2013 TRL, con una quantità pari a 11.072 CV (19.954 i CV 2013 TRL scambiati nel mese di settembre), i CV 2013 III Trim con 9.027 certificati (3.638 i CV 2013 III Trim presenti a settembre sulla piattaforma) e i 1.668 CV 2013 I Trim (3.750 CV 2013 I Trim lo scorso mese). Infine, chiudono l'elenco con quota 818 i CV 2013 II Trim (1.716 i CV 2013 II Trim scambiati nel mese di settembre).

In relazione all'andamento dei prezzi medi in base all'anno di

produzione è stato osservato per i CV 2012, un prezzo medio pari a 89,06 €/MWh, in aumento di 1,02 €/MWh rispetto al mese di settembre.

Riguardo invece alla produzione 2013, si rileva un incremento, rispetto al mese scorso, di 0,38 €/MWh, relativo, ai CV 2013 III Trim (89,32 €/MWh) e di 0,02 €/MWh per i CV 2013 I Trim (89,26 €/MWh), mentre il prezzo medio dei CV 2013 IV Trim è stato pari a 89,17 €/MWh in diminuzione di 0,05 €/MWh rispetto al mese di settembre, e i CV 2013 II Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 89,08 €/MWh, in diminuzione di 0,22 €/MWh.

Segue la quotazione dei CV 2013 TRL (84,42 €/MWh) in diminuzione di 1,18 €/MWh rispetto al mese di settembre.

In calo, i prezzi medi dei CV 2014, con i CV I Trim 2014 che indicano una diminuzione del prezzo medio pari a 0,91 €/MWh (96,20 €/MWh) e dei CV 2014 II Trim che registrano un calo di 0,54 €/MWh (95,73 €/MWh) rispetto al mese di settembre.

Il prezzo medio dei CV 2014 III Trim è stato pari a 94,98 €/MWh.

La sottostante Tabella è riassuntiva delle transazioni relative al mese di ottobre 2014.

1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

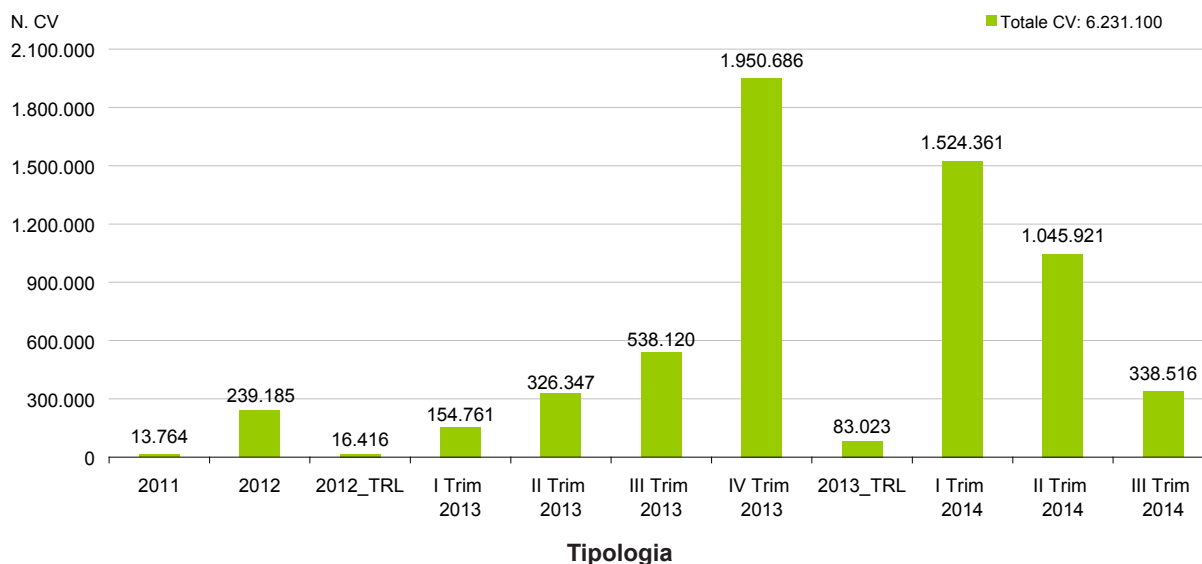
CV, risultato del mercato GME - ottobre 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento								
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	18.902	1.668	818	9.027	45.990	11.072	45.618	178.929	338.516
Valore Totale (€)	1.683.427,61	148.892,15	72.865,50	806.313,90	4.101.049,59	934.723,38	4.388.571,97	17.128.216,36	32.153.094,70
Prezzo minimo (€/CV)	86,82	88,90	88,00	89,20	88,40	84,26	95,83	95,10	94,31
Prezzo massimo (€/CV)	89,25	89,30	89,30	89,45	89,50	84,90	97,00	96,10	96,40
Prezzo medio (€/CV)	89,06	89,26	89,08	89,32	89,17	84,42	96,20	95,73	94,98

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

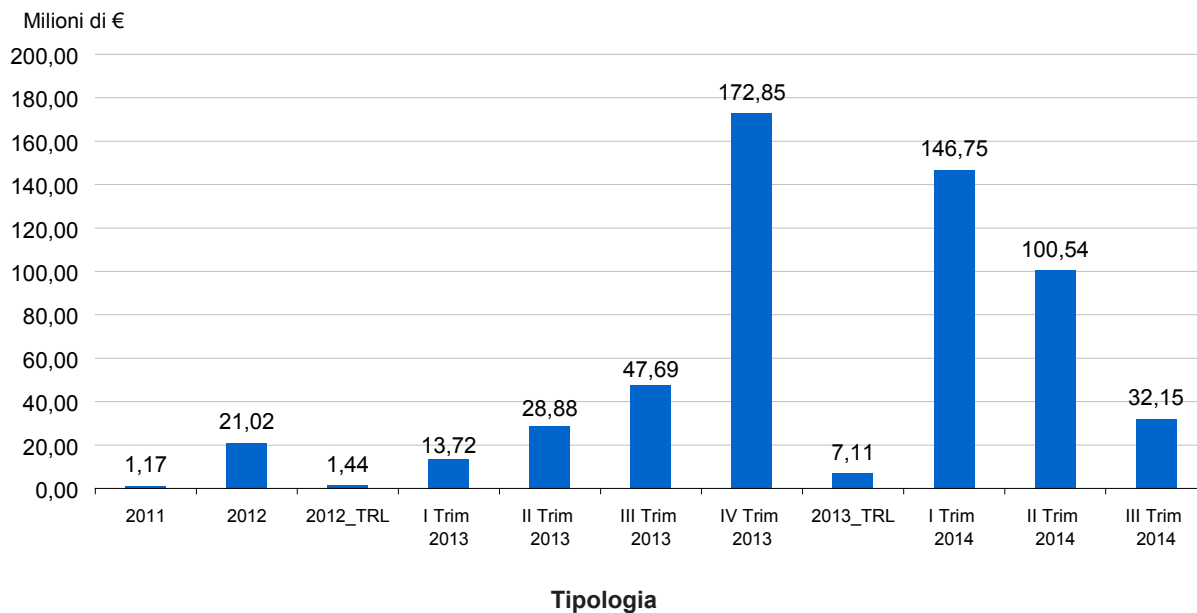
Fonte: GME



(continua)

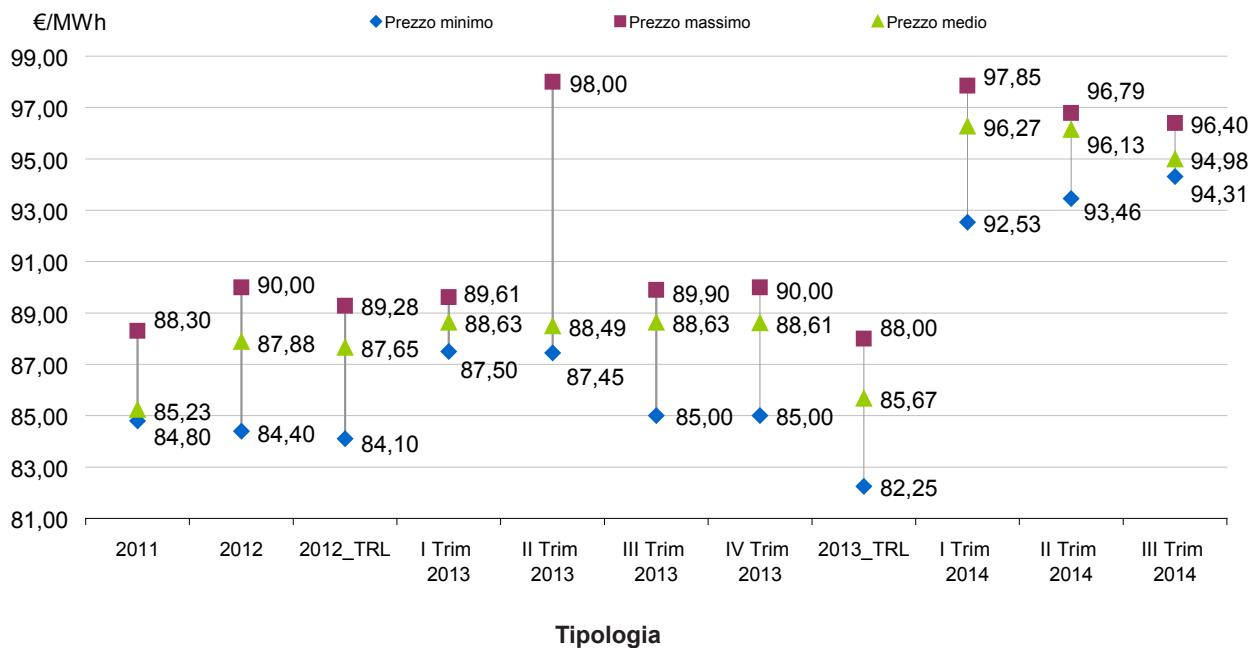
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



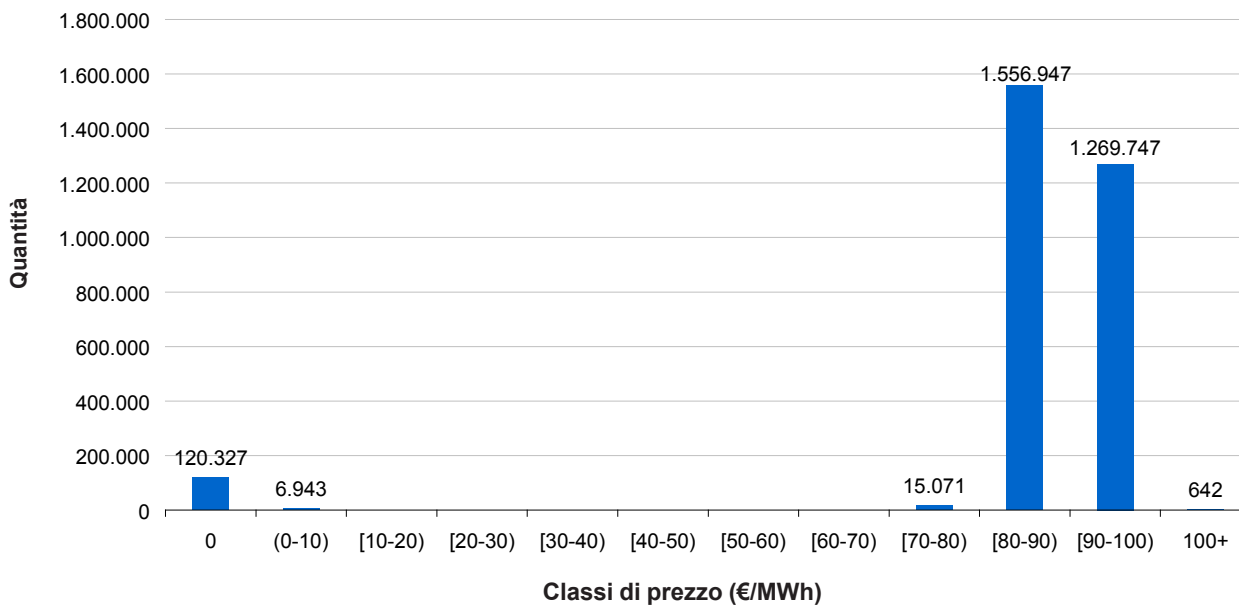
(continua)

Nel corso del mese di ottobre 2014 sono stati scambiati 2.969.677 CV attraverso contratti bilaterali (2.769.223 il mese di settembre) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 86,20 €/MWh, inferiore di 8,21 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (94,41 €/MWh). Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - ottobre 2014

Fonte: GME



L'INATTESA CADUTA DEI PREZZI DEL PETROLIO

di Alberto Clò (RIE)

(continua dalla prima)

A dimostrazione della fondatezza di quelle motivazioni (vedi nota 1) e della loro sottovalutazione da parte dei maggiori centri previsivi, quali l'Agenzia di Parigi o il pool periodicamente riportato dal "Petroleum Intelligence Weekly", che prevedeva una sostanziale tenuta dei prezzi sino a fine anno e solo una leggera flessione nel 2015 a 101,5 doll/bbl rispetto ai 106,4 del 2014². Muovere critiche col senno di poi è comunque privo di senso. Lo ha, semmai, evidenziare il groviglio di variabili, l'incertezza, che condiziona l'effettivo andare delle cose e la conferma di quanto sia fuorviante nel disegnare il futuro estrapolare le dinamiche attuali, trascurando i processi evolutivi che sempre portano ad un loro superamento. Questo spiega perché nessuno dei cicli energetici che hanno attraversato il trascorso mezzo secolo – di una durata temporale grosso modo quindicennale (1970-1985; 1985-2000; 2000-2015?) – non sia mai stato colto, conseguendone ogni volta situazioni

di deficit o eccesso di capacità produttiva³. Da qui, tuttavia, a dire che si è avviato un nuovo ciclo depressivo dei prezzi ne corre, date le numerose, e spesso interdipendenti, variabili che condizioneranno il futuro prossimo e remoto. Tornando all'oggi rileva il fatto – diametralmente opposto a quanto sperimentammo nelle crisi degli anni Settanta – che all'acuirsi delle tensioni politiche i mercati abbiano manifestato dapprima una buona stabilità, con prezzi (Brent Dated) che dai 108 doll/bbl di inizio anno salivano leggermente ad una punta di 115 il 19 giugno, per poi perdere progressivamente terreno sfiorando il 18 agosto la soglia dei 100 dollari, il 9 ottobre quella dei 90 dollari, planando da allora su livelli oscillanti intorno agli 85 dollari. Una caduta nel periodo del 27%. Al massimo delle tensioni geopolitiche ha corrisposto, in conclusione, il minimo di volatilità del mercato.

Andamento giornaliero del prezzo del Brent Dated da gennaio 2014



Fonte: elaborazioni Rie su dati Platts

L'INATTESA CADUTA DEI PREZZI DEL PETROLIO

(continua)

“Il surplus di rischi geopolitici – ha scritto Daniel Yergin – è stato sovrastato da un surplus ancor più grande di petrolio”⁴. La caduta dei prezzi è riconducibile, in buona sostanza, a due grandi ordini di variabili. *Primo*, lato offerta, il ciclo degli investimenti che si è avviato dalla metà del decennio scorso, con una spesa totale tra 2003 e 2013 di 4.000 mil. doll. nel solo upstream, che ha generato un sensibile aumento dell’offerta corrente e della capacità produttiva di petrolio (oltre i 100 mil. bbl/g). *Secondo*, lato domanda, la sua distruzione strutturale nei paesi industrializzati (2005-2013: -5,0 mil. bbl/g) – quale effetto combinato dell’elasticità ai più elevati prezzi, dei miglioramenti d’efficienza, della recessione – ed il rallentamento congiunturale della crescita della domanda nei paesi emergenti (specie nell’area asiatica). Per un verso o per l’altro è sempre la Cina a fare il mercato. Il combinato disposto di queste dinamiche ha generato due effetti: (a) un forte *oversupply* di greggio, specie di qualità leggera nel Bacino Atlantico, rispetto ad una domanda mondiale comunque in crescita che ha raggiunto un nuovo record di 92-93 mil.bbl/g; (b) un aumento della *spare capacity* a 7-8 mil.bbl/g – e quindi della resilienza a eventi traumatici – come non si osservava dalla metà degli anni 1980. Determinante, in entrambi i casi, sono stati gli Stati Uniti, da cui dal 2005 è provenuta tutta la produzione incrementale di petrolio a livello mondiale. Se le loro importazioni nette di petrolio – la loro domanda estera – non fossero crollate da allora di 7 mil. bbl/g (da 12,5 a 5,5), spiazzando una produzione pari a quella congiunta di Iran e Irak, oggi pagheremmo il petrolio ben oltre gli 85 dollari. L’effetto depressivo dell’oversupply è esploso dall’inizio di ottobre quando è divenuta palese – ed è una terza ragione del calo dei prezzi – l’indisponibilità dell’Arabia Saudita (seguita da altri paesi, come Iran, Irak, Emirati) di contrastare la flessione dei prezzi con una restrizione della sua produzione, parzialmente tentata nei due mesi precedenti, così passando da una loro difesa ad una difesa delle quote di mercato, lasciando che i prezzi trovassero liberamente – date le condizioni domanda/offerta – il loro punto di equilibrio. Anche a livelli inferiori ai 90 doll/bbl, nel convincimento che questa sia la “soglia di tenuta”: perché renderebbe antieconomica l’estrazione nel Nord America e spingerebbe gli altri paesi Opec ad una maggior collaborazione. Siamo in uno di quei periodi della vita di un oligopolio, ha scritto il Financial Times, in cui minori prezzi dovrebbero insegnare ai suoi membri che tutti starebbero meglio se ciascuno rispettasse una maggior disciplina. L’Arabia Saudita, in sostanza, parrebbe disposta a pagare un costo oggi – per arrestare l’erosione della domanda occidentale; rallentare la crescita delle produzioni concorrenti, ridar fiato all’economia mondiale – per guadagnare domani, con una visione orientata, come le è tipico, al lungo periodo. Quanto questo sia o meno un rischio calcolato lo diranno i fatti. Tre le domande che incombono: (i) qual è il punto di possibile

caduta dei prezzi?; (ii) qual è l’impatto su attuali e futuri investimenti? (iii) quali altri effetti collaterali? Il rischio è che non vi siano livelli di tenuta al ribasso dei prezzi. Frenarne un aumento è relativamente facile, arrestarne una caduta libera è molto più complesso. Per più ragioni. *Primo*: il surplus di offerta corrente permarrà nell’ultimo trimestre 2014 (1,9 mil.bbl/g) mentre è previsto aumentare nel 2015 (a 2,1 mil.bbl/g)⁵. Se le crisi politiche dovessero attenuarsi evidentemente aumenterà. *Secondo*: impatti sulla produzione si hanno solo quando la caduta dei prezzi si prolunga per un certo periodo, così da essere ritenuta non momentanea, mentre la convenienza ad interrompere la produzione si ha solo se essi scendono al di sotto dei costi marginali, sensibilmente inferiori a quelli correnti. Dibattere su quali siano le soglie di *breakeven* delle produzioni americane – per individuare eventuali soglie di tenuta dei prezzi – ha quindi un significato molto relativo e comunque spostato in là nel tempo, anche in ragione dell’ampio range di stime che se ne danno (75-90 doll/bbl)⁶. *Terzo*: un calo della produzione Opec non porterebbe poi necessariamente ad un rialzo dei prezzi per l’asimmetria tra la qualità dei greggi che registrano il più consistente surplus (*light-sweet*) e quella Opec più sbilanciata sulle qualità *sour*. Più che dal *breakeven* delle produzioni concorrenti, tenuta e intensità del calo dei prezzi potrebbero dipendere dalla capacità di resistenza dei paesi produttori rispetto alle loro esigenze finanziarie di bilancio. Agli attuali livelli dei prezzi l’insieme Opec vedrà ridursi su base annua gli introiti di duecento miliardi dollari rispetto ai mille altrimenti stimati. Secondo l’*Arabian Petroleum Investments Corporation* il *breakeven* fiscale della media Opec si colloca poco sopra i 100 doll/bbl – nettamente superiore ai 77 del 2010 – con 7 paesi con livelli nettamente superiori (Iran, Iraq, Algeria, Nigeria), 3 paesi di poco inferiori (Arabia Saudita, Emirati, Angola) e solo 2 paesi di molto inferiori (Qatar e Kuwait)⁷. Che i paesi Opec, al di là dell’Arabia Saudita forte delle sue enormi riserve valutarie (circa 800 miliardi dollari), possano resistere a lungo con prezzi inidonei a coprire le loro esigenze finanziarie, appare poco probabile, anche se non lo è da meno che possano accordarsi su un’azione congiunta per ridurre in modo consistente la produzione. Discorso non dissimile vale per la Russia, già colpita dagli esiti delle sanzioni americane ed europee, che finanzia le sue entrate pubbliche per il 40% con le esportazioni di petrolio. Il budget 2015-2017 assumeva un prezzo di 100 doll/bbl ed una crescita annua dell’economia del 2,6%. Una caduta a 80-85 doll/bbl rischia di comprimerla allo 0,5%-1,0%. *Quale impatto sugli investimenti?* Va da sé che non verranno ridotti i capex in corso di realizzazione, magari non lontani dall’entrata in esercizio dei nuovi giacimenti, specie per quanto riguarda i due-terzi del *megaprojects* già afflitti da forte aumento dei costi e forti ritardi sui tempi programmati.

L'INATTESA CADUTA DEI PREZZI DEL PETROLIO

(continua)

Altro è il discorso sugli investimenti che si programmavano sui quali la contrazione dei *cash-flow* delle imprese avrà un inevitabile impatto, anche in ragione della più rigorosa disciplina finanziaria che guidava la politica di spesa delle grandi imprese, che aveva già portato ad una loro revisione al ribasso. Ad attirare l'attenzione è il fatto che le imprese valutano gli investimenti non già sui prezzi correnti ma su quelli 'endogeni', di molto inferiori, su cui ne valutano la redditività⁸. Un loro calo non si traduce quindi su un'immediata contrazione degli investimenti. La capacità di fronteggiare nel breve-medio periodo le tensioni geopolitiche non può, in sostanza, estendersi al futuro, qualora le crisi politiche non trovassero una duratura composizione e se non si arrestasse la pressione al ribasso dei prezzi che va già mordendo gli investimenti e, quindi, la futura offerta. Non potendo, evidentemente, farsi affidamento solo sulla *shale revolution* nord-americana, ma abbisognando il mondo anche della produzione incrementale dell'Irak, del Brasile, della Russia. Alle ragioni di ottimismo guardando al presente non corrispondono, in conclusione, eguali sentimenti sul futuro. Più forte è oggi la contrazione dei prezzi, più forti saranno domani i contraccolpi. Da ultimo, appena un cenno a due dei molti

effetti collaterali che avrebbe una duratura flessione dei prezzi del petrolio. Il primo è lo spiazzamento che inevitabilmente ne deriverebbe per lo sviluppo delle risorse rinnovabili, ricacciando indietro quella 'grid parity' che si sosteneva essere stata ormai raggiunta. In tale scenario, per poter conseguire una loro maggiore penetrazione, come nelle intenzioni di Bruxelles e del recente Consiglio Europeo, va da sé che bisognerebbe riporre massicciamente mano ad una politica di sussidi per renderle economicamente sostenibili. Per i produttori, ma non certo per i consumatori. Il secondo effetto collaterale lo si ha sul versante dei prezzi del metano che, nei valori spot di mercato, hanno mostrato una dinamica di segno opposto a quella del petrolio, che si è invece riflessa nelle quotazioni implicite nei contratti a lungo termine (oil-linked), così riducendosi il relativo divario dei prezzi. A dimostrazione, ve ne fosse stato bisogno, della duplice erronea idea che i valori spot del metano dovessero essere strutturalmente inferiori a quelli a lungo termine e che vi fosse convenienza ad abbandonare questi, anche a prescindere da ogni pur incombente considerazione sulla maggior sicurezza delle forniture che sono in grado di assicurare.

¹ Cfr. Stevens P., Hulbert M. (2012), Oil Prices: Energy Investment, Political Stability in the Exporting Countries and OPEC's Dilemma, Chatham House, paper n.3; AlphaValue (2012), Oil at 50 \$BBL in 2015, settembre.

² Cfr. PIW 29 settembre 2014, pag.6.

³ A metà degli anni 1980 si prevedeva, ad esempio, che i consumi di petrolio, dopo una leggera flessione, avrebbero ripreso la loro crescita impattando sui limiti delle risorse disponibili, così causando ulteriori incrementi dei prezzi a 90-100 dollari nominali rispetto ai 30 del 1980 e ai 20 che effettivamente si registreranno.

⁴ Cfr. Yergin D., Oil gush keeps prices low as fear is high, "Financial Times", 17 ottobre 2014.

⁵ La valutazione è del Petroleum Intelligence Weekly (PIW) del 20 ottobre nell'ipotesi di una produzione Opec di 30 mil.bbl/g nell'ultimo trimestre 2014 e di 29,5 mil.bbl/g nel 2015.

⁶ Wood Mackenzie stima che della futura produzione americana di 3 mil.bbl/g, 0,5 sarebbero a rischio sotto i 90 doll./bbl; 1 tra 80 e 90 doll./bbl, così che a 80 doll./bbl vi sarebbe ancora una crescita della produzione di 1,5 mil.bbl/g. Cfr. Platts, Oilgram Price Report, 14 ottobre 2014.

⁷ Cfr. APICORP (2014), Opec in the Future: Will it Continue to Play a Pivotal Role?, Economic Commentary, vol. 9, ottobre e PIW 13 ottobre 2014.

⁸ La BP, ad esempio, valutava gli investimenti su un prezzo di lungo termine di 80 doll./bbl, rispetto ai 110 allora correnti.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 29 ottobre 2014 525/2014/R/eel** | “**Modifiche e integrazioni alla disciplina degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica**” | pubblicata il 29 ottobre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/525-14.htm>

Con riferimento alla regolazione disciplinante il calcolo degli sbilanciamenti effettivi di energia elettrica, l'Art. 23, comma 3-bis, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91 - come convertito dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 - (di seguito: decreto-legge 91/14) ha previsto, tra l'altro, che: “In attesa di una riforma organica della disciplina degli sbilanciamenti nell'ambito del mercato dei servizi di dispacciamento, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico procede entro sessanta giorni a rimuovere le macrozone Sicilia e Sardegna”.

Nel dare attuazione a tale disposizione, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore ha disposto, a decorrere dal 1 novembre 2014 - prima data utile compatibile con l'ordinato svolgimento del processo di calcolo dei corrispettivi di sbilanciamento effettivo – la modifica della deliberazione AEEG n.111/06, con la quale sono state rimosse le due macrozone Sicilia e Sardegna mediante la fusione delle stesse con la macrozona a queste fisicamente interconnessa, ossia la macrozona Sud.

Tale nuovo assetto definito dal legislatore con il decreto-legge 91/14 è volto a contenere gli oneri per il sistema elettrico connessi all'applicazione di prezzi di sbilanciamento calcolati sulla base della configurazione macro zonale precedentemente esistente.

Stanti le stringenti tempistiche indicate, il Regolatore non ha sottoposto a consultazione la modifica della configurazione macro zonale sopra indicata, in quanto il completamento del processo consultivo risultava incompatibile con il rispetto del termine temporale previsto dal decreto-legge 91/14.

Ciononostante, in attuazione di quanto previsto dalla deliberazione AEEGSI 447/2014/R/eel, con il provvedimento de quo, l'AEEGSI ha previsto che i soggetti interessati possano comunque formulare al Regolatore le proprie osservazioni e proposte in merito alle disposizioni regolatorie in oggetto, facendo pervenire le stesse all'Autorità, per iscritto e preferibilmente in formato elettronico, entro e non oltre il giorno 17 novembre 2014, tramite uno solo dei seguenti mezzi:

- e-mail, con allegato il file contenente le osservazioni, indirizzata a mercati@autorita.energia.it;
- fax, inviato al numero 02.65565.265;
- posta, indicando come destinatario “Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, Direzione Mercati, Unità mercati elettrici all'ingrosso, Piazza Cavour 5 – 20121 Milano”.

■ **Delibera 30 ottobre 2014 535/2014/R/eel** | “**Mercati e prodotti di riferimento ai fini del riconoscimento degli oneri derivanti, ai produttori Cip 6/92, dall'applicazione dell'emission trading system, per l'anno 2015**” | pubblicata il 31 ottobre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/535-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'Autorità ha pubblicato l'elenco dei mercati e dei contratti di riferimento, per il 2015, ai fini del riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del Titolo II del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della Direttiva 2003/87/CE - come successivamente modificata ed integrata dalla Direttiva 2009/29/CE. In materia si evidenzia che, in applicazione di quanto stabilito dal provvedimento Cip n.6/92, è prevista a favore dei produttori titolari di tali Convenzioni, l'erogazione a titolo di indennizzo di un contributo economico su base annuale per gli oneri aggiuntivi derivanti dalla normativa europea relativa all'Emission Trading System. Tale contributo è determinato, e periodicamente aggiornato, sulla base di criteri e provvedimenti adottati dall'AEEGSI. L'elenco dei mercati e dei contratti indicati nella deliberazione de qua conferma anche per il 2015, ai fini dell'applicazione della deliberazione 11 luglio 2013 - 307/2013/R/eel, quanto già disposto per il 2014 con la Delibera 31 ottobre 2013 482/2013/R/eel recante “*Definizione dei mercati e contratti di riferimento ai fini del riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6/92 dall'applicazione dell'emission trading system. Mercati e contratti di riferimento per l'anno 2014*”; ciò in quanto nel corso dell'anno 2014, non sono stati riscontrati dal Regolatore elementi sufficienti che giustificano una modifica dei mercati e dei contratti presi a riferimento per la determinazione del contributo in oggetto. Segnatamente, con riferimento all'anno 2015:

• i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo del valore unitario PFLEX sono:

- EEX – European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2015;
- ICE – ICE Futures Europe, contratto CER Future dicembre 2015;

• i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo del valore unitario PEUA sono:

- EEX – European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma comune europea (mercato primario);
- EEX – European Energy Exchange, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma tedesca (mercato primario);
- ICE – ICE Futures Europe, contratto EUA spot (daily future);
- ICE – ICE Futures Europe, contratto spot in esito alle sessioni d'asta relative alla piattaforma britannica (mercato primario).

Novità normative di settore (continua)

GAS

■ **Deliberazione 9 ottobre 2014 485/2014/R/GAS** | “Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale” | pubblicata il 13 ottobre 2014 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/485-14.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/485-14.htm>

Facendo seguito a quanto proposto con il DCO 373/2014/R/GAS in materia di bilanciamento di merito economico, con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha adottato, inter alia, talune disposizioni da attuarsi nell'ambito della sessione locational della PB-GAS volte ad incrementare l'efficienza del sistema di bilanciamento nel breve periodo, nelle more che venga implementato un modello di bilanciamento pienamente rispondente ai principi contenuti nel network code europeo. In dettaglio, con riferimento al comparto G-1 della PB-GAS, l'AEEGSI, nel modificare le disposizioni di cui alla Deliberazione ARG/gas 45/11 come ss.mm.ii. relative alla determinazione del prezzo di remunerazione, ha previsto che il GME proceda - mediante modifica urgente del Regolamento della PB-GAS in vigore dal 3 febbraio 2014 ed approvato con il medesimo provvedimento - a dare attuazione al nuovo meccanismo di gestione e valorizzazione delle risorse flessibili linepack e capacità di stoccaggio da reintegrarsi nei giorni successivi a G (reintegro Stogit) conformemente ai seguenti criteri:

- nella determinazione dei prezzi di remunerazione, il GME tenga conto delle funzioni di costo - associate, ove previsto, a ciascuna risorsa flessibile - senza che le stesse concorrano a modificare l'ordine di merito economico delle offerte;
- le offerte presentate dagli operatori siano distinte solo in base al giorno di consegna, al prezzo e alla quantità;
- le offerte accettate, nel rispetto dei limiti di utilizzo definiti da Snam Rete Gas per ciascuna risorsa, afferenti ad un medesimo giorno di consegna, siano remunerate allo stesso prezzo. In aggiunta l'AEEGSI ha altresì disposto che:
- con riferimento alla relazione elaborata da Snam Rete Gas recante “Modalità di attuazione del Regolamento UE n. 312/2014”, allegata alla presente deliberazione, il GME e gli stakeholder facciano pervenire le proprie osservazioni entro il termine del 15 novembre 2014;
- al fine d'introdurre un sistema di rinomine nell'ambito del sistema di bilanciamento, SRG predisponga, entro 30 giorni successivi dalla data di pubblicazione della deliberazione 485/2014/R/GAS, una relazione che illustri lo stato di coordinamento con gli altri gestori dei sistemi di trasporto interconnessi nonché, in coordinamento con il GME, una proposta nella quale sia valutata la fattibilità di un possibile posticipo degli orari di svolgimento delle sessioni di mercato del comparto G-1 della PB-GAS (entro il medesimo termine dei 30 giorni);
- il GME trasmetta all'AEEGSI una proposta per l'istituzione delle attività di monitoraggio del mercato gas contenente i criteri di svolgimento da parte del gestore della predetta attività.

■ **Comunicato del GME** | “PB-GAS: nuove modalità di gestione delle risorse di flessibilità linepack e reintegro Stogit nell'ambito del comparto G-1” | pubblicato il 4 novembre 2014 | [Download](http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=186)
<http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=186>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso note le modifiche apportate al Regolamento della PB-GAS (in vigore dal 14 novembre 2014), volte ad implementare le nuove modalità di gestione delle risorse di flessibilità linepack e capacità di stoccaggio da reintegrarsi nei giorni gas successivi al giorno di flusso (reintegro Stogit) nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS in recepimento delle disposizioni dell'AEEGSI di cui alla deliberazione 485/2014/R/GAS. Con riferimento alle modalità di funzionamento e di svolgimento delle sessioni del comparto G-1 della PB-GAS, l'attuazione di quanto disposto dall'AEEGSI con la predetta deliberazione ha reso necessaria la modifica da parte del GME dell'algoritmo zonale di risoluzione del mercato del comparto G-1 della PB-GAS al fine di:

- prevedere che i collegamenti (transiti) tra le zone di mercato siano rappresentativi delle risorse flessibili (capacità associate a ciascuna risorsa di gas) ammesse da Snam Rete Gas ai fini delle negoziazioni del comparto G-1 della PB-GAS. Conseguentemente le funzioni di costo associate alle risorse flessibili, ove indicate da SRG, non saranno più applicate alle offerte presentate dagli operatori, bensì ai predetti collegamenti. Tale modifica garantisce che il costo associato all'utilizzo delle risorse flessibili sia sempre coperto dal differenziale tra il prezzo di remunerazione della zona Snam Rete Gas (dove viene collocata l'offerta di acquisto/vendita di Snam stessa) e il prezzo di remunerazione della zona a cui afferiscono le offerte accettate, anche qualora il collegamento non risulti pienamente utilizzato. Ne consegue che tutte le offerte di gas accettate in esito alle sessioni del comparto G-1 saranno sempre valorizzate ad un prezzo di remunerazione corrispondente al prezzo della zona cui le offerte sono riferite;
- individuare 2 zone distinte in base al giorno di consegna delle offerte gas che utilizzano le risorse linepack e reintegro Stogit, ovvero:

- G+1 (alla quale ricondurre le offerte degli operatori in consegna nel giorno G+1) la quale sarà connessa alla zona Snam Rete Gas da due distinti collegamenti rappresentativi, rispettivamente, della risorsa linepack e della risorsa reintegro Stogit, a ciascuno dei quali sono associate le relative funzioni di costo nonché le capacità di transito corrispondenti ai relativi limiti di utilizzo. Ne deriva che le offerte presentate su questa zona potranno utilizzare sia la risorsa di flessibilità linepack che la risorsa di flessibilità reintegro Stogit;

Novità normative di settore (continua)

- G+N (alla quale afferiscono le offerte riferite ai giorni successivi a G+1) la quale risulterà collegata alla zona G+1 da un collegamento rappresentativo della risorsa reintegro Stogit a cui sarà associata una capacità di transito corrispondente al relativo limite di utilizzo;
- prevedere che, in sede di presentazione delle offerte, l'operatore indichi solo la quantità, il prezzo ed il giorno di consegna associato alla propria offerta, senza fornire alcuna indicazione circa l'attribuzione dell'offerta medesima alla risorsa linepack o al reintegro Stogit;
- valorizzare allo stesso prezzo le offerte in consegna in G+1, indipendentemente dal fatto che il gas oggetto delle stesse utilizzi la capacità della risorsa linepack oppure la capacità della risorsa reintegro Stogit.

L'avvio operativo delle nuove funzionalità del comparto G-1 della PB-GAS è stato anticipato da un periodo di prove in bianco alle quali hanno potuto partecipare gli operatori interessati, previa apposita registrazione, nonché gli users delle altre piattaforme gas gestite dal GME (P-GAS, M-GAS) i quali sono stati automaticamente abilitati alle piattaforme di test.

Agenda GME

■ 26 novembre

Il sistema elettrico nazionale, fra il mercato e gli obiettivi di decarbonizzazione

Roma, Italia

Organizzatore: AEIT

www.rse-web.it

Gli appuntamenti

17 novembre

GNL: OPPORTUNITÀ E NUOVI UTILIZZI

Milano, Italia

Organizzatore: AIEE

www.aiee.it

17 novembre

5° Simposio Venice - Il recupero di energia da rifiuti e biomasse

Venezia, Italia

Organizzatore: Build energia

www.infobuildenergia.it

17 Novembre

EU Energy Policy: How to shape Energy policy so as to boost European competitiveness?

Brussels (Belgium)

Organizzatore: European Commission

<http://www.energy-community.org/>

18 -19 novembre

SAHYOG (Strengthening Networking on Biomass Research and Biowaste Conversion – Biotechnology for Europe India Integration). Final Project Meeting

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: ENEA

www.enea.com

20 novembre

Workshop Consumatore Virtuoso, Cliente Intelligente, Cittadino Consapevole

Milano, Italia

Organizzatori: Fondazione Consumo Sostenibile, RSE e

Lega Consumatori

www.rse-web.it/

24 novembre

Industria e mercato del gas: scenari, obiettivi e criticità

Milano, Italia

Organizzatore: Gas intensive

www.gasintensive.org

26 novembre

Il Sistema Elettrico Nazionale, fra mercato e gli obiettivi di decarbonizzazione

Milano, Italia

Organizzatore AEIT

www.aeit.org

26 novembre

Regulation & Investments: Solutions for the Mediterranean Region

Barcelona, Spagna

Organizzatore: MEDREG

<http://www.medreg-regulators.org/>

26 - 27 Novembre

Forum nazionale sulle società partecipate

Torino, Italia

Organizzatore: Anci, Confservizi e Federutility

www.iusconference.eu

28 novembre

Energia e bioprodotto da biomassa: filiere e processi produttivi

Milano, Italia

Organizzatore: CNR

www.cnr.it

4 dicembre

Conferenza FIRE

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE

www.enermanagement.it

5 dicembre

Implementing the REMIT Implementing Acts

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School

www.fsr.eui.eu

10 dicembre

XIII giornata della Ricerca

Milano, Italia

Organizzatore: ANIE

www.infobuildenergia.it

10 – 11 dicembre

VII CONFERENZA EUROPEA SULL'ENERGIA

Roma, Italia

Organizzatore: SETIS-Unione Europea

<http://conferenzaenergia.wordpress.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.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 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.