



APPROFONDIMENTI

# IL CONTESTO MACROECONOMICO E LA CRISI DEI CONSUMI ENERGETICI

Roberto Bianchini - REF-E, Fedele de Novellis - REF-Ricerche

## Andamento divergente fra Pil e consumi di energia all'interno dell'area Euro

Il 2012 è stato caratterizzato dal perdurare della crisi economica mondiale. La recessione dei paesi della periferia europea si è rivelata particolarmente profonda e ha condizionato l'intero scenario internazionale, sia per l'effetto del crollo della domanda di questi paesi, sia a causa dell'aumento del premio al rischio e il relativo impatto sui prezzi di tutte le maggiori tipologie di attività finanziarie.

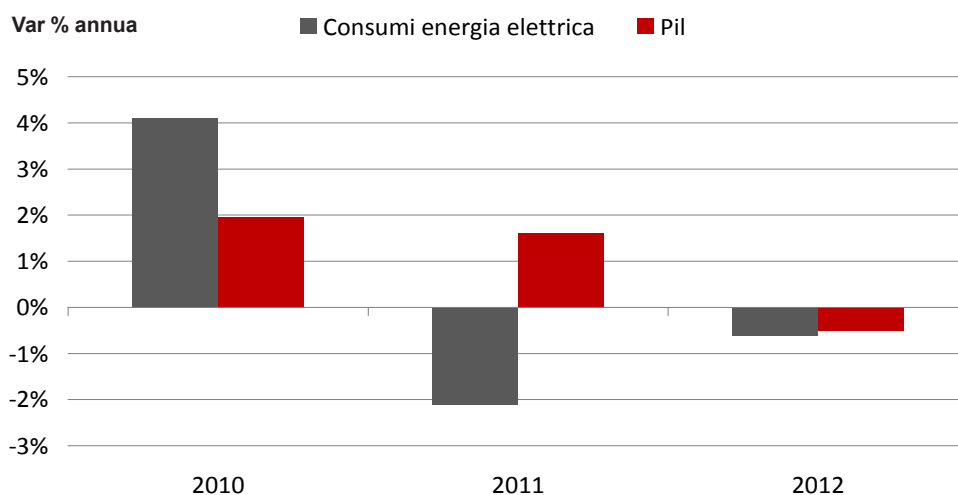
Rispetto a questo scenario, da metà anno, sono emersi cambiamenti significativi nelle politiche, soprattutto monetarie. Particolarmente rilevante appare l'annuncio della Bce dell'intenzione di agire come "prestatore di ultima istanza", che ha innescato un recupero delle valutazioni dei titoli di Stato dei

paesi in crisi. L'economia reale ha mostrato però scarsi segnali di reazione rispetto al recupero dei mercati. Nei paesi emergenti asiatici i segnali di rafforzamento del ciclo hanno avuto un riscontro concreto verso fine anno, mentre nelle maggiori economie avanzate l'inversione ha avuto inizio nei primi mesi del 2013.

Anche l'andamento dei consumi di energia ha scontato la situazione di estrema debolezza dell'economia reale con cadute particolarmente elevate nel corso del 2012. Per quanto riguarda il comparto elettrico i dati ENSTO-E sui consumi nell'area euro mostrano variazioni negative anche più elevate rispetto all'andamento del Pil: a fronte di un decremento del prodotto interno lordo nel 2012 del -0.5% i consumi di energia sono, infatti, caduti del -0.7%.

Andamento consumi energia elettrica e Pil area Euro

Fonte: elaborazioni su dati ENTSO-E e Datastream



▶ continua a pagina 26

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/ MARZO 2013

- Mercato elettrico Italia pag 2
- Mercato gas Italia pag 10
- Mercati energetici Europa pag 14
- Mercati per l'ambiente pag 18

### APPROFONDIMENTI

- Il contesto macroeconomico e la crisi dei consumi energetici Roberto Bianchini REF-E, Fedele de Novellis REF-Ricerche pagina 29

### NOVITA' NORMATIVE

- pagina 33

### APPUNTAMENTI

- pagina 37

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo, l'energia scambiata nel Mercato del Giorno Prima ha registrato una flessione tendenziale (-0,5%) più contenuta rispetto al trend osservato da oltre un anno. Il dato, più che ad un segnale di ripresa, va probabilmente collegato alle basse temperature registrate nel mese ed all'aumento delle esportazioni (più che raddoppiate). Gli acquisti nazionali hanno infatti rallentato la flessione (-2,2% su base annua); mentre le vendite da unità di produzione, favorite dalla contrazione delle importazioni (-5,9%), sono aumentate (+0,8%). Ancora in evidenza gli impianti a fonte rinnovabile, le cui vendite sono

aumentate del 49,1%, trainate a marzo dagli idroelettrici (+62,4%) ma soprattutto dagli eolici (+139,4%). La liquidità del mercato, con una crescita su base annua di oltre 20 punti percentuali, è volata al 77,3% segnando un nuovo record storico. Il prezzo di acquisto dell'energia, in fase di stagnazione da ormai un semestre, si è attestato a 63,98 €/MWh, in calo del 15,1% su base annua. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi dei prodotti negoziabili nel mese hanno ancora evidenziato una generalizzata tendenza ribassista, con l'Anno 2014 *baseload* scambiato sotto i 64 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in aumento di 1,00 €/MWh (+1,6%) su febbraio, ma in calo di 11,34 €/MWh (-15,1%) su marzo 2012, si è portato a 63,98 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 14,91 €/MWh (-17,0%)

nelle ore di picco e di 9,02 €/MWh (-13,2%) nelle ore fuori picco, con il prezzo pari rispettivamente a 73,06 e 59,31 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload è pertanto sceso a 1,14 (-0,03 rispetto ad un anno fa).

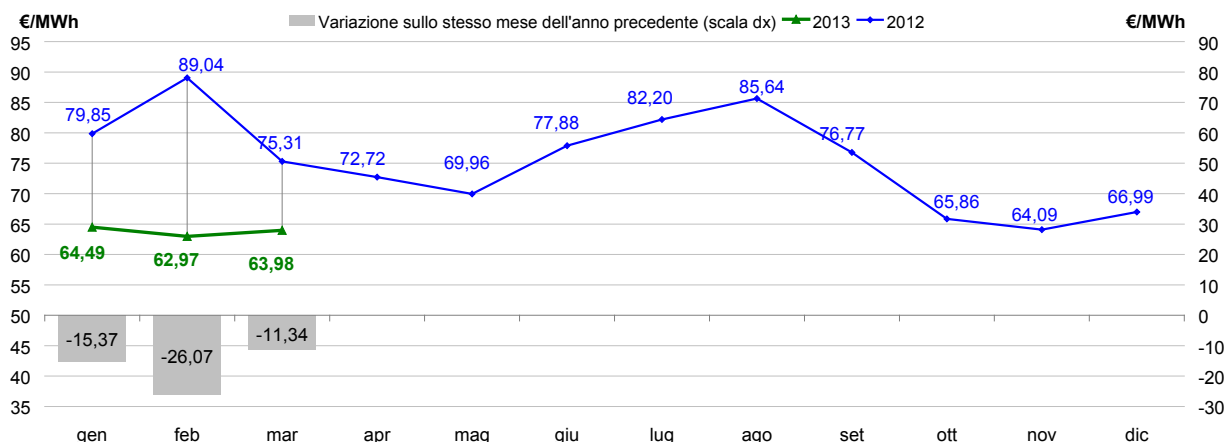
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>63,98</b>	75,31	-11,34	-15,1%	<b>26.363</b>	+36,1%	<b>34.120</b>	-0,5%	<b>77,3%</b>	56,5%
<i>Picco</i>	73,06	87,97	-14,91	-17,0%	32.581	+36,9%	42.146	+2,7%	77,3%	58,0%
<i>Fuori picco</i>	59,31	68,33	-9,02	-13,2%	23.171	+36,8%	30.000	-1,8%	77,2%	55,5%
<i>Minimo orario</i>	30,08	32,41			14.924		20.051		70,6%	46,2%
<i>Massimo orario</i>	140,06	176,37			36.245		45.988		81,9%	66,3%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



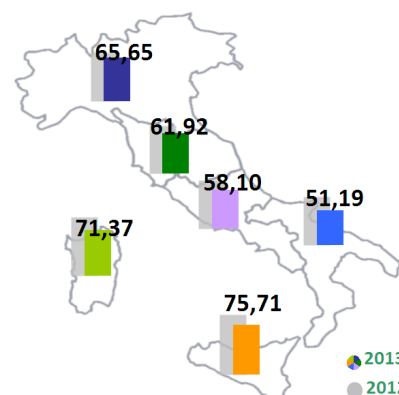
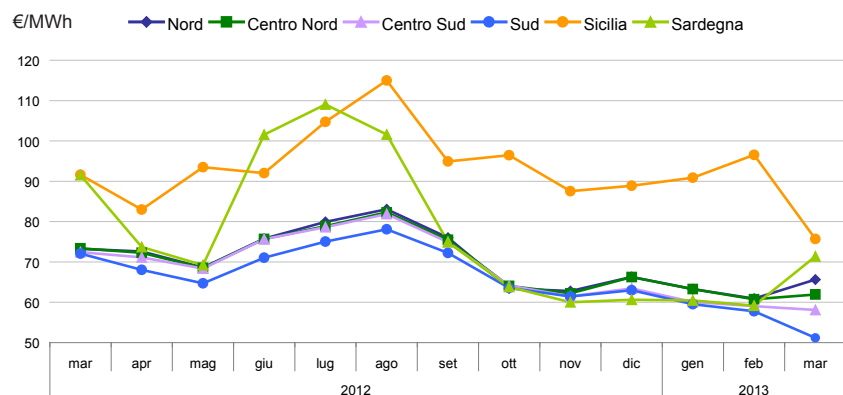
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno registrato un calo tendenziale in doppia cifra in tutte le zone. Su base congiunturale invece i prezzi di vendita hanno mostrato dinamiche molto differenziate tra le zone, che hanno determinato, in particolare tra quelle continentali, una insolita divergenza nei livelli. Tra le zone del

continente infatti il prezzo di vendita è variato da 51,19 €/MWh del Sud (ai minimi da dicembre 2009) a 65,65 €/MWh del Nord. Più alto, ma non è una novità, il prezzo di vendita delle due zone insulari: 71,37 €/MWh la Sardegna e 75,71 €/MWh la Sicilia, con quest'ultima ai minimi da maggio 2011 (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, continuando il trend tendenziale ribassista in atto ormai dal 2011 (con l'eccezione di un paio di mesi), si sono attestati a 25,4 milioni di MWh (-0,5%). Si conferma anche a marzo la forte crescita tendenziale dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 19,6 milioni di MWh (+36,1%), ai massimi da oltre tre anni, trainata ancora dagli sbilanciamenti a programma

dei venditori a termine, mai così elevati. L'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE si è ridotta del 48,0% rispetto ad un anno fa, portandosi a 5,8 milioni di MWh, valore minimo di sempre (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in aumento di 2,7 punti percentuali rispetto al mese precedente e di ben 20,8 p.p. rispetto a marzo 2012, ha segnato un nuovo record assoluto a quota 77,3% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.587.498</b>	<b>+36,1%</b>	<b>77,3%</b>
Operatori	11.911.211	+88,5%	47,0%
GSE	4.217.879	-4,0%	16,6%
Zone estere	3.458.408	-6,1%	13,6%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.763.489</b>	<b>-48,0%</b>	<b>22,7%</b>
Zone estere	1.184.953	-5,2%	4,7%
Zone nazionali	4.578.536	-53,4%	18,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>25.350.987</b>	<b>-0,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>22.219.579</b>	<b>+8,4%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>47.570.566</b>	<b>+3,5%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

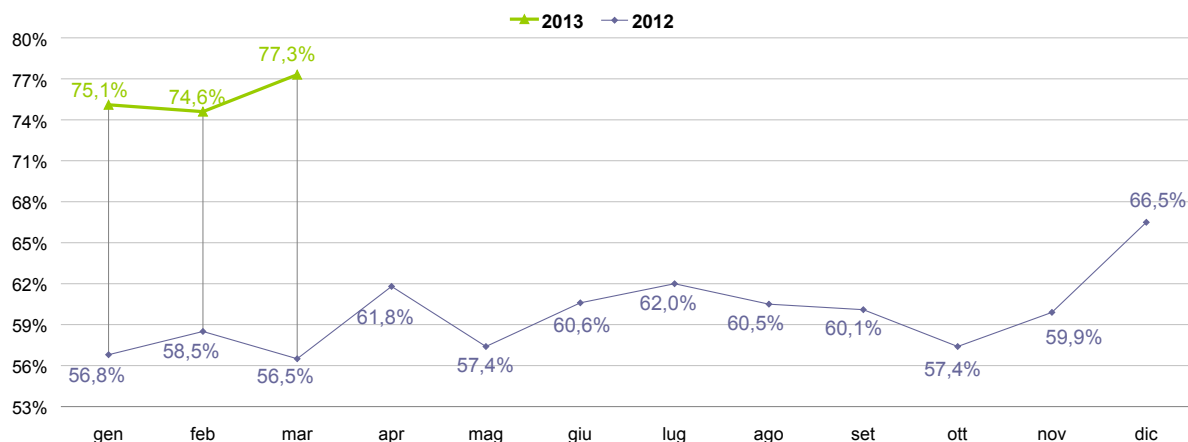
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>19.587.498</b>	<b>+36,1%</b>	<b>77,3%</b>
Acquirente Unico	2.553.827	-31,8%	10,1%
Altri operatori	8.247.927	-2,4%	32,5%
Pompaggi	7.942	-89,1%	0,0%
Zone estere	761.345	+135,6%	3,0%
Saldo programmi PCE	8.016.456	+344,1%	31,6%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>5.763.489</b>	<b>-48,0%</b>	<b>22,7%</b>
Zone estere	22.080	-40,6%	0,1%
Zone nazionali AU	3.843.827	+26,8%	15,2%
Zone nazionali altri operatori	9.914.038	+1,1%	39,1%
Saldo programmi PCE	-8.016.456	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>25.350.987</b>	<b>-0,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>3.088.858</b>	<b>+32,0%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>28.439.845</b>	<b>+2,3%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 24,6 milioni di MWh, sono diminuiti del 2,2% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, in netto calo, anche a marzo, gli acquisti al Centro Nord (-12,5%), Centro Sud (-8,2%) e Sardegna (-20,2%). In netto recupero invece gli acquisti sulle zone estere, pari a 783 mila MWh (+117,4%), valore più alto degli ultimi tredici mesi (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, pari a 20,7 milioni di MWh, sono aumentate, per la prima volta dopo sette mesi, dello 0,8%. A livello zonale, in calo le vendite in Sardegna (-17,0%), in aumento quelle del Centro Sud (+7,6%). Le importazioni, pur confermandosi sui livelli elevati degli ultimi mesi, hanno segnato una flessione del 5,9% su base annua attestandosi a 4,6 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
	MWh								
Nord	19.815.847	26.670	+3,1%	9.520.943	12.814	+0,5%	13.675.500	18.406	+2,3%
Centro Nord	2.767.719	3.725	-21,5%	1.753.552	2.360	-1,5%	2.414.054	3.249	-12,5%
Centro Sud	7.308.782	9.837	+12,8%	2.896.791	3.899	+7,6%	3.717.349	5.003	-8,2%
Sud	7.753.872	10.436	+6,2%	4.113.948	5.537	+2,9%	2.051.607	2.761	+5,2%
Sicilia	3.141.722	4.228	+20,1%	1.571.103	2.115	-0,0%	1.654.242	2.226	-0,1%
Sardegna	1.309.803	1.763	-10,2%	851.288	1.146	-17,0%	1.054.810	1.420	-20,2%
<b>Totale nazionale</b>	<b>42.097.745</b>	<b>56.659</b>	<b>+3,7%</b>	<b>20.707.626</b>	<b>27.870</b>	<b>+0,8%</b>	<b>24.567.562</b>	<b>33.065</b>	<b>-2,2%</b>
Estero	5.472.821	7.366	+1,9%	4.643.361	6.249	-5,9%	783.425	1.054	+117,4%
<b>Sistema Italia</b>	<b>47.570.566</b>	<b>64.025</b>	<b>+3,5%</b>	<b>25.350.987</b>	<b>34.120</b>	<b>-0,5%</b>	<b>25.350.987</b>	<b>34.120</b>	<b>-0,5%</b>

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno ancora messo a segno una forte crescita su base annua (+49,1%), propiziata dalla fonte idraulica (+62,4%) ma soprattutto da quella eolica (+139,4%). Per contro, ancora in flessione le vendite da impianti a fonte tradizionale (-15,0%) (Tabella

5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile è salita al 35,5% (24,0% a marzo 2012), a danno delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas la cui quota è scesa al 40,2% (47,1% un anno fa) (Grafico 4).

(continua)

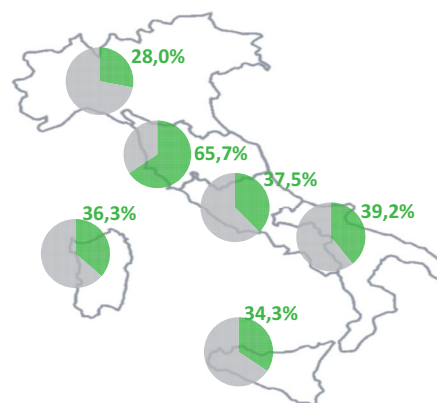
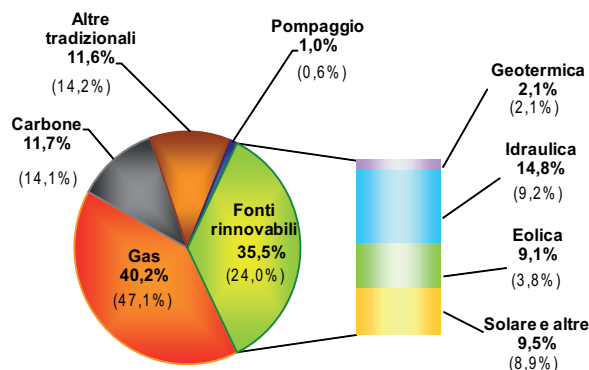
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>9.057</b>	<b>-5,6%</b>	<b>810</b>	<b>-39,5%</b>	<b>2.357</b>	<b>-17,1%</b>	<b>3.368</b>	<b>-20,3%</b>	<b>1.389</b>	<b>-17,6%</b>	<b>714</b>	<b>-37,2%</b>	<b>17.695</b>	<b>-15,0%</b>
Gas	6.502	-6,5%	692	-46,2%	725	-14,1%	1.787	-6,9%	1.245	-14,2%	256	-53,9%	11.207	-13,8%
Carbone	1.359	-12,2%	44	+464,5%	1.415	-20,4%	-	-100,0%	-	-	433	-20,1%	3.251	-16,3%
Altre	1.196	+9,6%	74	+66,2%	217	-2,1%	1.581	-31,0%	144	-38,9%	25	-38,3%	3.237	-17,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>3.585</b>	<b>+16,7%</b>	<b>1.550</b>	<b>+49,2%</b>	<b>1.461</b>	<b>+91,0%</b>	<b>2.169</b>	<b>+87,9%</b>	<b>726</b>	<b>+80,3%</b>	<b>416</b>	<b>+94,5%</b>	<b>9.908</b>	<b>+49,1%</b>
Idrraulica	2.318	+32,7%	590	+247,6%	621	+94,6%	424	+74,1%	59	+77,3%	118	+278,4%	4.132	+62,4%
Geotermica	-	-	598	+1,4%	-	-	1	-59,7%	-	-	-	-	598	+1,2%
Eolica	10	-22,2%	15	+258,4%	503	+168,6%	1.249	+160,6%	514	+116,1%	236	+75,4%	2.526	+139,4%
Solare e altre	1.257	-4,2%	347	+26,2%	338	+30,4%	495	+15,1%	152	+16,0%	62	+28,9%	2.651	+8,0%
<b>Pompaggio</b>	<b>172</b>	<b>+107,4%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>80</b>	<b>+480,5%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>0</b>	<b>-100,0%</b>	<b>16</b>	<b>-45,9%</b>	<b>268</b>	<b>+55,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>12.814</b>	<b>+0,5%</b>	<b>2.360</b>	<b>-1,5%</b>	<b>3.899</b>	<b>+7,6%</b>	<b>5.537</b>	<b>+2,9%</b>	<b>2.115</b>	<b>-0,0%</b>	<b>1.146</b>	<b>-17,0%</b>	<b>27.870</b>	<b>+0,8%</b>

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A marzo il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, 531 MWh (526 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato, come lo scorso anno, per tutto il mese in import verso l'Italia. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è stato pari a 27,13 €/MWh, in aumento rispetto ai 22,03 €/MWh dell'anno precedente; pertanto la rendita generata, pari a 9,80 milioni di

€, è aumentata del 17,5% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è stata allocata per il 96,6% dal market coupling (95,0% a marzo 2012) e solo l'1,7% con asta esplicita e nominata (2,5% di NTC l'anno precedente). Pertanto solo l'1,6% dell'NTC non è stata utilizzata (contro il 2,5% del marzo 2012) (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
65,65	38,52	27,13	9,80	531	531	100,0%	99,9%	169	-	-	-
(73,25)	(51,22)	(22,03)	(8,34)	(540)	(526)	(100,0%)	(83,3%)	(180)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

\*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

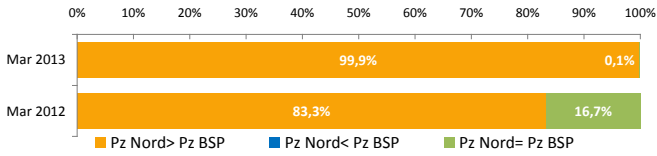
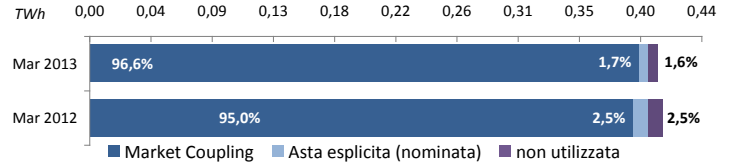


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi hanno registrato una contenuta crescita congiunturale (sopra il 3%, ad eccezione della sessione MI1: -0,7%). Su base annua, invece, in tutte le sessioni si sono registrati sensibili ribassi. Il prezzo medio d'acquisto è variato tra 62,40 €/MWh di MI1 e 73,26 €/MWh di MI4 (va tuttavia 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 generalmente più bassi nel Mercato Infragiornaliero

(Tabella 7 e Grafico 8).

A marzo i volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, più bassi, in media oraria, solo del massimo storico registrato il mese precedente, hanno raggiunto i 2,2 milioni di MWh. Di questi oltre la metà, ovvero 1,2 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 (unica sessione in flessione tendenziale: -21,0%). Nelle altre sessioni si sono scambiati: 627 mila MWh su MI2 (+35,1%); 191 mila MWh (+113,0%) su MI3; 237 mila MWh (+271,8%) su MI4 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>63,98</b>	<b>75,31</b>	-15,1%	<b>34.120</b>	<b>34.280</b>	-0,5%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>62,40</b> (-2,5%)	<b>71,45</b> (-5,1%)	-12,7%	<b>1.563</b>	<b>1.978</b>	-21,0%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>63,49</b> (-0,8%)	<b>73,27</b> (-2,7%)	-13,3%	<b>844</b>	<b>625</b>	+35,1%
<b>MI3</b> (13-24 h)	<b>67,16</b> (-4,7%)	<b>85,79</b> (-0,5%)	-21,7%	<b>515</b>	<b>242</b>	+113,0%
<b>MI4</b> (17-24 h)	<b>73,26</b> (-5,7%)	<b>93,44</b> (-3,8%)	-21,6%	<b>959</b>	<b>258</b>	+271,8%

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

Prezzi €/MWh

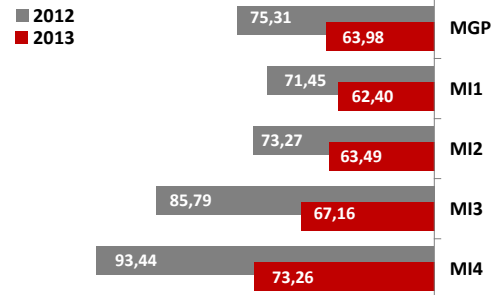
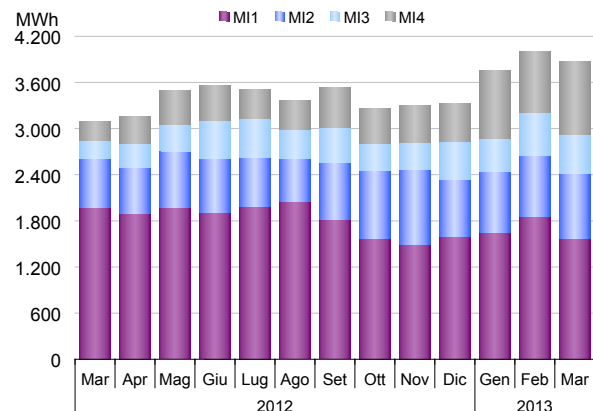
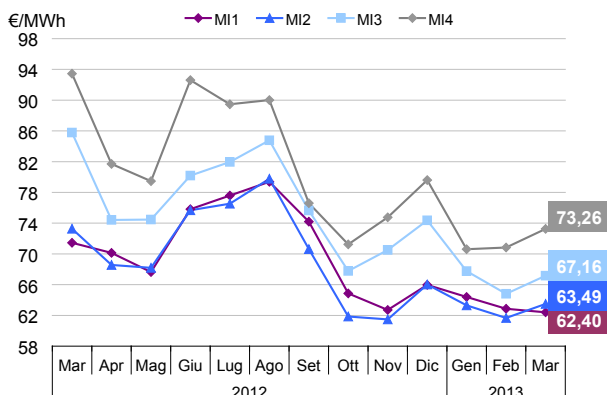


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME





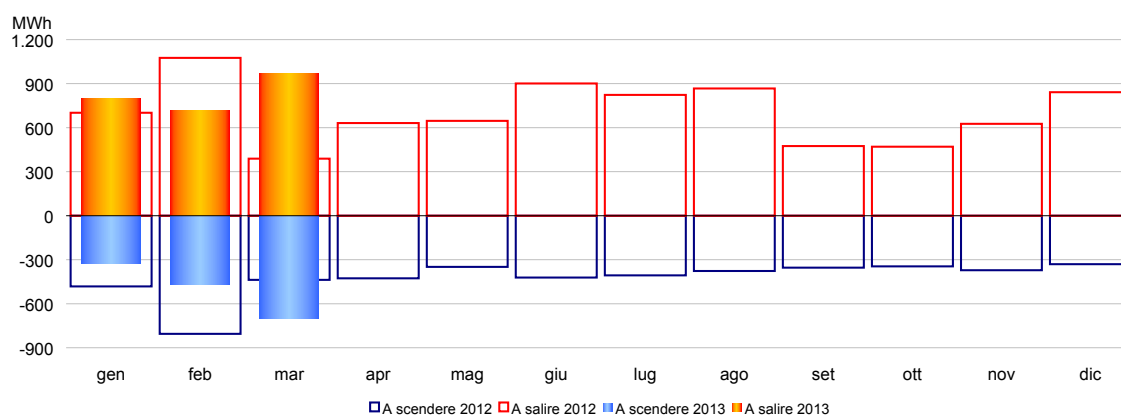
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a marzo, gli acquisti di Terna sono stati pari a 722 mila MWh, più che raddoppiati rispetto all'anno precedente (+149,9%). Anche le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 519

mila MWh, hanno segnato una sensibile crescita (+59,9%). Ambedue i risultati segnano il massimo degli ultimi tredici mesi (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



## MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a marzo, si sono registrate 67 negoziazioni in cui si sono scambiati 159 contratti, pari a 653 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 1.210 contratti O.T.C., pari a 10,6 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 59,6 milioni di MWh.

I prezzi dei prodotti negoziabili hanno confermato una generalizzata tendenza ribassista, più marcata per i prodotti

lontani dalla consegna (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Aprile 2013*, mai scambiato nel suo periodo di trading, ha chiuso con un prezzo di controllo pari a 60,00 €/MWh (-1,6%) sul baseload e 64,50 €/MWh (+0,0%) sul peakload e con una posizione aperta pari rispettivamente a 4.716 e 794 MW, per complessivi 3,6 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2013</i>	60,00	-1,6%	-	-	-	-	4.716	3.395.520
<i>Maggio 2013</i>	61,00	+0,0%	-	-	-	-	4.716	3.508.704
<i>Giugno 2013</i>	63,00	-1,6%	-	-	-	-	4.716	3.395.520
<i>Luglio 2013</i>	67,15	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2013</i>	60,99	-1,6%	2	10	-	10	4.716	10.299.744
<i>III Trimestre 2013</i>	67,15	-0,4%	3	11	-	11	5.017	11.077.536
<i>IV Trimestre 2013</i>	65,20	-2,8%	2	10	-	10	4.866	10.748.994
<i>I Trimestre 2014</i>	66,00	-2,2%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2014</i>	62,00	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2014</i>	63,90	-2,4%	41	41	1.210	1.251	3.312	29.013.120
<b>Totale</b>			<b>48</b>	<b>72</b>	<b>1.210</b>	<b>1.282</b>		<b>57.743.874</b>

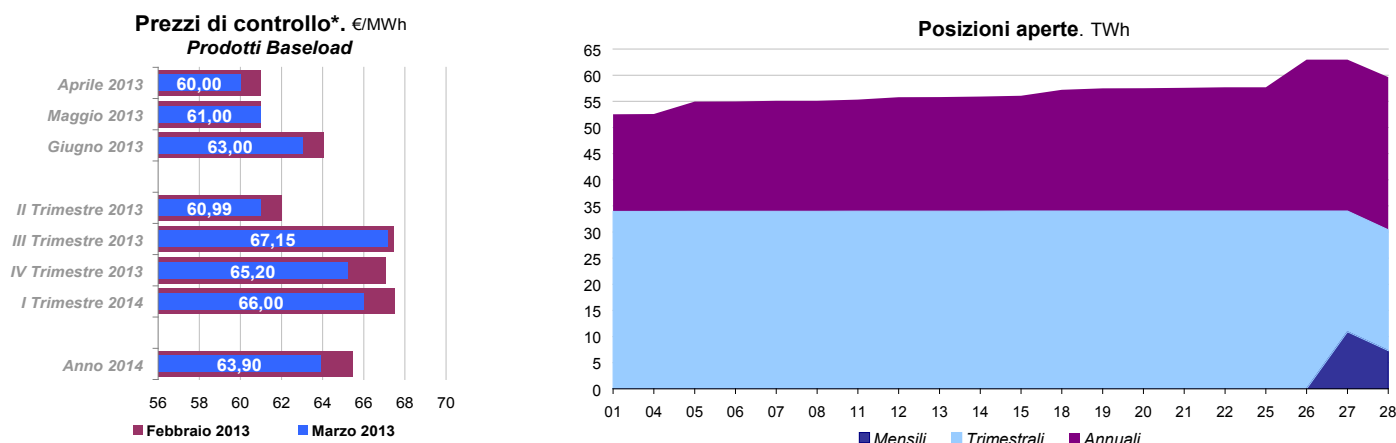
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2013</i>	64,50	+0,0%	-	-	-	-	794	209.616
<i>Maggio 2013</i>	65,00	+0,0%	-	-	-	-	794	219.144
<i>Giugno 2013</i>	73,20	+6,4%	-	-	-	-	794	190.560
<i>Luglio 2013</i>	75,71	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2013</i>	66,06	+0,1%	-	-	-	-	794	619.320
<i>III Trimestre 2013</i>	73,00	-1,4%	1	5	-	5	804	636.768
<i>IV Trimestre 2013</i>	75,70	-2,3%	3	15	-	15	809	640.728
<i>I Trimestre 2014</i>	77,00	-5,1%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2014</i>	70,11	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2014</i>	70,00	-6,3%	15	67	-	67	66	206.712
<b>Totale</b>			<b>19</b>	<b>87</b>	<b>-</b>	<b>87</b>		<b>1.893.912</b>

\* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

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

Grafico 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 a marzo 2013 sono state pari a 31,6 milioni di MWh, in aumento dell'11,7% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 27,6 milioni di MWh, sono cresciute del 7,7% trainate esclusivamente dai contratti non standard (+18,1%). Ancora in netto aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+49,5%), pari a 4,0 milioni di MWh, appena inferiori al livello record di gennaio. Quelle di MTE rappresentano pertanto il 12,7% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 9,5% di un anno fa) (Tabella 9). Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato

una posizione netta di 17,2 milioni di MWh (+0,6%). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,8 milioni di MWh (-48,0%), hanno aggiornato il loro minimo storico, spingendo lo sbilanciamento a programma su livelli mai raggiunti in passato (11,5 milioni di MWh; +89,4%). Per contro, i programmi registrati nei conti in prelievo, inferiori solo al massimo storico dello scorso febbraio, sono stati pari a 13,8 milioni di MWh (+7,0%), con lo sbilanciamento a programma in calo del 18,9%. Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è portato a 1,84, in lieve aumento rispetto al mese precedente, ma nettamente superiore rispetto ad un anno fa (+0,19) (Grafico 11).

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

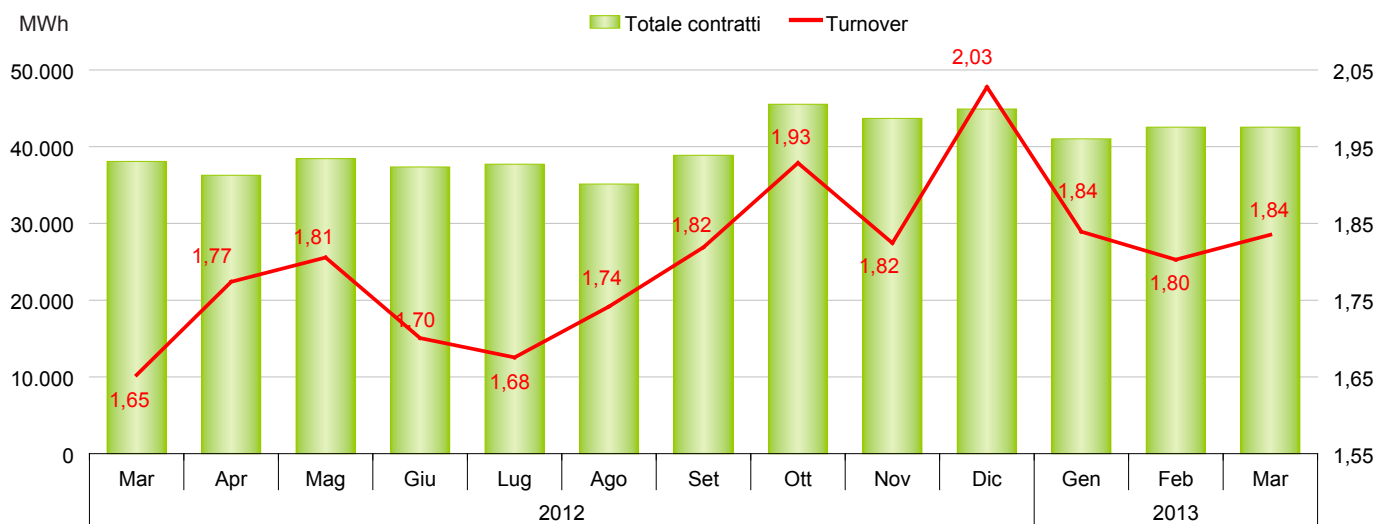
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.398.613	- 3,8%	26,6%	Richiesti	10.830.691	-8,9%	100,0%	13.779.949	+7,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	580.966	- 17,9%	1,8%	di cui con indicazione di prezzo	5.515.442	+24,0%	50,9%	-	-	-
<i>Peak</i>	554.436	- 37,5%	1,8%	Rifiutati	5.067.202	+521,5%	46,8%	4	-77,8%	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	5.059.641	+526,6%	46,7%	-	-	-
Totale Standard	9.534.015	- 7,7%	30,2%							
Totale Non standard	18.051.407	+18,1%	57,1%	<b>Registrati</b>	<b>5.763.489</b>	<b>-48,0%</b>	<b>53,2%</b>	<b>13.779.945</b>	<b>+7,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>27.585.422</b>	<b>+7,7%</b>	<b>87,3%</b>	di cui con indicazione di prezzo	455.801	-87,5%	4,2%	-	-	-
<b>MTE</b>	<b>4.021.059</b>	<b>+49,5%</b>	<b>12,7%</b>	Sbilanciamenti a programma	11.459.097	89,4%		3.442.641	-18,9%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>31.606.481</b>	<b>+11,7%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		<b>8.016.456</b>	<b>+344,1%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>17.222.587</b>	<b>+0,6%</b>	<b>54,5%</b>							



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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A marzo la domanda di gas naturale, sostenuta dai consumi del settore civile più sensibili alle basse temperature registrate nel mese, è tornata a crescere dopo le consistenti flessioni di gennaio e febbraio. Permane tuttavia il segno negativo per i consumi del settore industriale e termoelettrico. Sul lato offerta, al calo delle importazioni e della produzione nazionale

si contrappone un più deciso ricorso alle erogazioni di gas naturale dagli stoccaggi.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 5,1 milioni di MWh (+32,0%), quasi tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, dove il prezzo medio, in calo tendenziale del 3,6%, si è portato a 27,88 €/MWh, livello lievemente inferiore alle quotazioni registrate sul PSV.

## IL CONTESTO

A marzo, i consumi di gas naturale in Italia, dopo un bimestre di forte contrazione, sono stati pari a 7.826 milioni di mc (82,8 TWh), in aumento del 19,6% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. A trainare la crescita i consumi del settore civile saliti a 4.587 milioni di mc (+49,4%); in calo, invece, sia i consumi del settore industriale, con 1.216 milioni di mc (-3,6%), che del termoelettrico, con 1.815 milioni di mc (-8,9%). In flessione anche le esportazioni attestatesi a 207 milioni di mc (-6,6%).

Dal lato offerta, in netta diminuzione sia la produzione nazionale, pari a 581 milioni di mc (-15,9%), che le importazioni di gas naturale, pari a 5.367 milioni di mc (-9,0%). Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto Tarvisio (+50,6%); non operativi Gorizia ed il rigassificatore di Panigaglia.

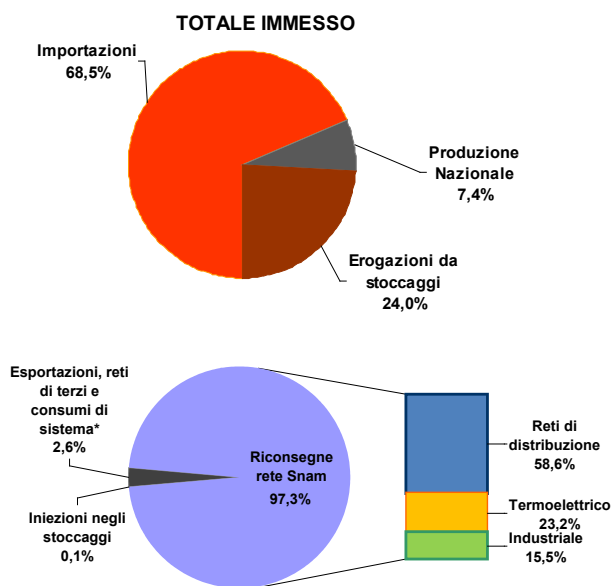
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.883 milioni di mc, più di sei volte il valore registrato un anno fa (+537,7%), a fronte di soli 6 milioni di mc iniettati (-98,3%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>5.367</b>	<b>56,8</b>	<b>-9,0%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.642	17,4	-20,1%
Tarvisio	2.594	27,4	+50,6%
Passo Gries	190	2,0	-77,0%
Gela	442	4,7	-12,0%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	-	-	-100,0%
Cavarzere (GNL)	500	5,3	-23,5%
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>581</b>	<b>6,2</b>	<b>-15,9%</b>
<b>Erogazioni da stoccaggi</b>	<b>1.883</b>	<b>19,9</b>	<b>+537,7%</b>
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>7.831</b>	<b>82,9</b>	<b>+13,7%</b>
<b>Riconsegne rete Snam Rete Gas</b>	<b>7.618</b>	<b>80,6</b>	<b>+20,5%</b>
Industriale	1.216	12,9	-3,6%
Termoelettrico	1.815	19,2	-8,9%
Reti di distribuzione	4.587	48,5	+49,4%
<b>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</b>	<b>207</b>	<b>2,2</b>	<b>-6,6%</b>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>7.826</b>	<b>82,8</b>	<b>+19,6%</b>
<b>Iniezioni negli stoccaggi</b>	<b>6</b>	<b>0</b>	<b>-98,3%</b>
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>7.831</b>	<b>82,9</b>	<b>+13,7%</b>

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



## (continua)

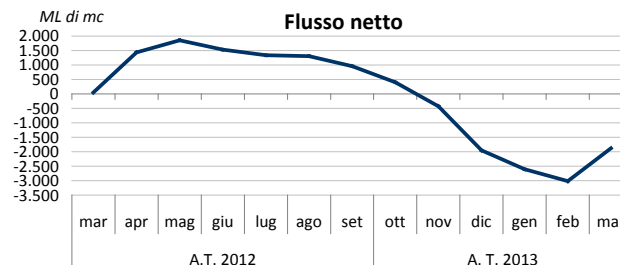
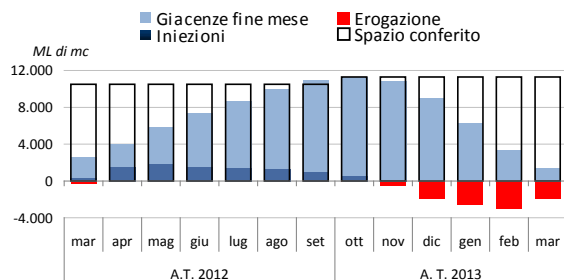
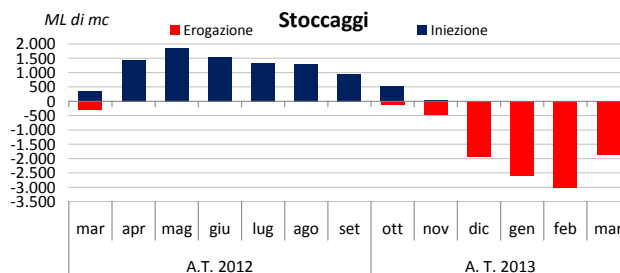
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 1.430 milioni di mc, in calo di 45,9% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito sceso al 12,7% (-12,5 punti percentuali su base annua).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una flessione di 0,44 €/MWh rispetto a marzo 2012, si è portata a 28,58 €/MWh (-1,5%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 31/03/2013)</b>	<b>1.430</b>	<b>-45,9%</b>
Erogazione (flusso out)	1.883	+537,7%
Iniezione (flusso in)	6	-98,3%
<b>Flusso netto</b>	<b>1.877</b>	<b>+3965,2%</b>
Spazio conferito	11.291	+7,5%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>12,7%</b>	<b>-12,5 p.p.</b>



(continua)

## I MERCATI GESTITI DAL GME

Anche a marzo la quasi totalità dei volumi scambiati nei mercati del gas gestiti dal GME, pari a 5,1 milioni di MWh (+32,0% su base annua), ha interessato la Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas). Con riferimento ai volumi di gas naturale consegnati nel mese (inclusendo cioè il prodotto mensile Marzo 2013 contrattato sulla P-Gas comparto Royalties), gli scambi sono saliti a 5,7 milioni di MWh, pari al 6,9% della domanda complessiva di gas naturale (era il 6,3% a marzo 2012).

Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) fase continua è stato registrato un solo scambio per 2.760 MWh (-48,9%) ad un prezzo di 26,70 €/MWh (-5,8%); nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) i volumi scambiati sono stati pari a 3.120 MWh (-27,8%) ad un prezzo medio di 26,69 €/MWh (-6,2%).

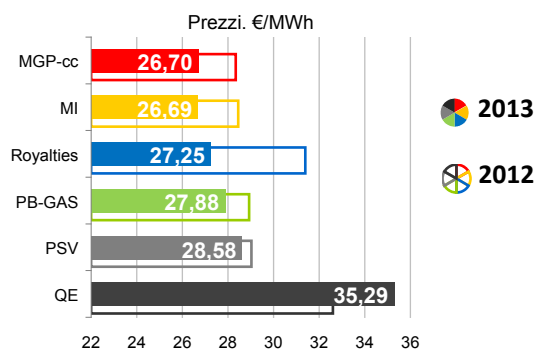
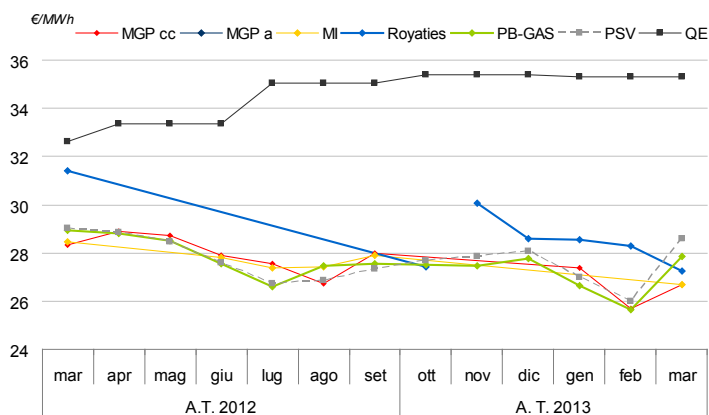
Nessuno scambio è stato invece registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) fase ad asta.

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>M-GAS</b>					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	26,70	(28,34)	26,70	2.760	(5.400)
MI	26,69	(28,45)	26,40	3.120	(4.320)
<b>PB-GAS</b>					
	27,88	(28,92)	25,49	5.089.668	(3.851.277)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	27,25	(31,39)	-	620.310	(527.496)
Import	-	-	-	-	-
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 QE un indice

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), a marzo, sono stati scambiati complessivamente 5,1 milioni di MWh, valore più alto degli ultimi tredici mesi, in aumento del 32,2% rispetto allo stesso mese del 2012, ad un prezzo medio, pari a 27,88 €/MWh, in calo del 3,6%.

Nei 9 giorni, sui 31 di marzo, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 0,8 milioni di MWh, di cui il 91,6% venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un

prezzo medio di 26,59 €/MWh. Nei restanti 22 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 4,2 milioni di MWh, di cui il 93,5% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 28,40 €/MWh.

Complessivamente il 93,2% dei volumi scambiati (4,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 6,8% (0,3 milioni MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

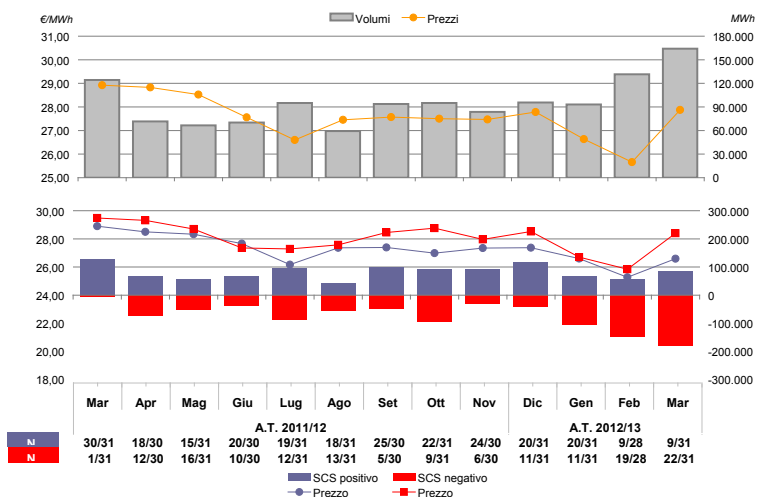
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 9/31	negativo n.giorni 22/31
<b>Prezzo. €/MWh</b>	<b>27,88</b>	(-3,6%)	<b>26,59</b>	<b>28,40</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>5.089.668</b>	(+32,2%)	<b>841.229</b>	<b>4.248.439</b>
<i>RdB</i>	3.972.896	(+60180,4%)		3.972.896
<i>Operatori</i>			841.229	275.543
<b>Vendite. MWh</b>	<b>5.089.668</b>	(+32,2%)	<b>841.230</b>	<b>4.248.439</b>
<i>RdB</i>	770.222	(-80,0%)	770.222	
<i>Operatori</i>			71.008	4.248.439

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>48</b>	29	42

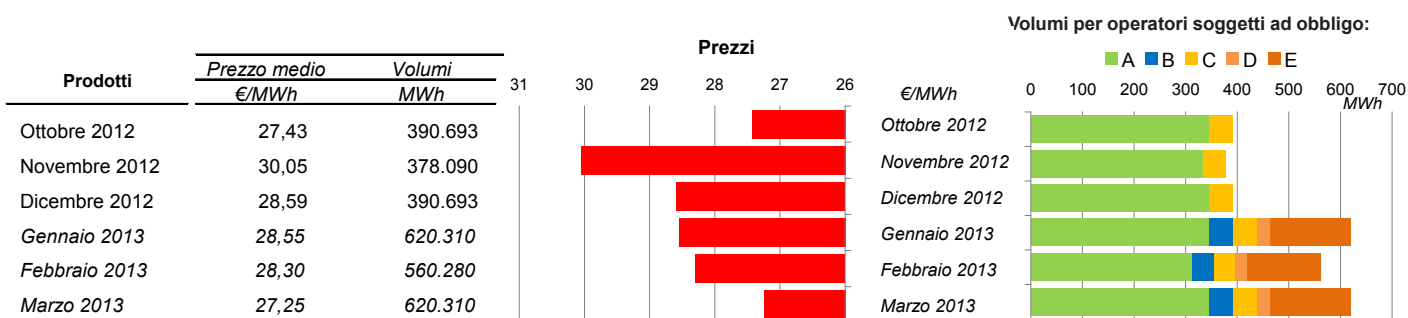


Sulla Piattaforma Gas (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas – a marzo non sono stati registrati scambi.

Si riportano, tuttavia, i risultati delle negoziazioni avvenute nel comparto Royalties riferiti ai prodotti dell'anno termico che va da ottobre 2012 a marzo 2013.

Figura 5: P-GAS (Royalties), prezzi e volumi

Fonte: dati GME



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ I forti ribassi registrati a marzo sulle quotazioni del greggio e dei suoi derivati interrompono il trend rialzista dell'ultimo quadrimestre, con il Brent che torna ad attestarsi sui livelli di luglio 2012, favorendo peraltro la formazione di aspettative ribassiste espresse dal calo delle quotazioni a termine sia per il breve che per il medio - lungo periodo. In flessione anche il prezzo del carbone, con l'API2 che si porta al minimo dal 2011, confermandosi su livelli analoghi a quelli del riferimento sudafricano, anch'esso in discesa rispetto al mese di febbraio. Dinamiche divergenti emergono invece guardando all'andamento nel breve periodo dei mercati a termine, con i prezzi futures dell'API2 relativi ai mesi di aprile, maggio e giugno che segnano una diminuzione, a cui si contrappone la dinamica rialzista delle quotazioni a termine del Richards

Bay Coal. Andamenti opposti rispetto a quelli del greggio e del carbone interessano le quotazioni del gas naturale, in eccezionale aumento su tutti gli hub centro-europei e su livelli che non si osservavano da settembre 2008. In forte ripresa anche la quotazione al PSV, la cui variazione appare tuttavia meno marcata rispetto a quella dei listini dell'Europa continentale, e il cui livello risulta, per la prima volta, di circa 3/5 €/MWh inferiore ai prezzi di TTF, Zeebrugge e del NBP. Relativamente alla quotazioni elettriche, il mese di marzo si caratterizza per il netto disaccoppiamento tra prezzo spot tedesco e prezzo spot francese, con il primo in significativa flessione su base mensile ed il secondo che segna un deciso rialzo, avvicinandosi ulteriormente al livello del prezzo italiano, in moderata ripresa mensile.

Interrompendo una tendenza rialzista in atto da fine 2012, le quotazioni del Brent registrano un sensibile calo, portandosi sui livelli minimi da luglio 2012 (108,4 \$/bbl, -6,8% sul mese precedente, -13,5% su base tendenziale) ed eludendo così parzialmente le aspettative degli operatori, i quali, nel mese scorso, sembrano aver sottostimato l'entità dei ribassi del greggio. La discesa delle quotazioni, comune anche ai listini extra-europei, appare di minore intensità sul WTI statunitense, favorendo così un riavvicinamento tra il prezzo del greggio europeo e quello del riferimento americano. In ottica prospettica, le dinamiche rilevate sui mercati a pronti hanno contribuito a rafforzare le aspettative ribassiste degli operatori, tese verso una progressiva diminuzione del valore del Brent. I movimenti del greggio continentale, come solitamente osservato, hanno trascinato verso il basso anche i suoi prodotti di raffinazione, portando l'olio combustibile a ridosso dei 621 \$/MT (-6,9% su febbraio, -18% tendenziale) ed il gasolio a 913 \$/MT (-8,1% su febbraio, -11% tendenziale), valori questi tra i più bassi dalla scorsa estate.

Ribassi consistenti interessano anche i listini europei del

carbone, le cui quotazioni scendono a 84,7 \$/MT, aggiornando il minimo degli ultimi due anni (-4% sul mese precedente, -12,3% su base tendenziale) e rinvigorendo una tendenza ribassista iniziata dalla metà del 2011. In diminuzione anche il riferimento sudafricano, il cui prezzo risulta allineato all'API2. A fronte di analoghe variazioni sui mercati a pronti, disallineamenti emergono relativamente all'andamento delle quotazioni a termine europee e sudafricane, con queste ultime che sembrano parzialmente replicare il profilo stagionale dei prezzi spot osservato nel corso del 2012; i prezzi del Richards Bay Coal sono infatti attesi su livelli lievemente superiori all'API2 sino ad inizio estate, salvo riallinearsi al listino europeo nel periodo estivo per poi portarsi su valori più bassi nei mesi conclusivi dell'anno. Il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (quotazione certo per incerto a 1,30; -2,8% su base mensile; -1,9% tendenziale) contribuisce ad attenuare in parte i ribassi delle quotazioni dei combustibili espresse in valuta europea, senza alterare tuttavia in nessun caso il segno delle variazioni.

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

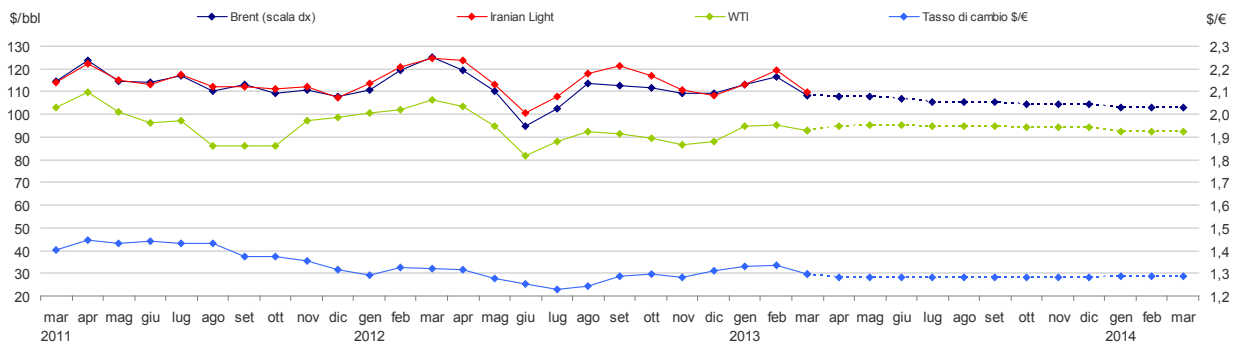
FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mar 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 13	Mag 13	Giu 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,30	-2,8%	-1,9%	1,31	1,28 ▼	1,28 ▼	1,28 -	1,29 ▼
Brent	\$/bbl	108,4	-6,8%	-13,5%	113,9	108,0 ▼	107,6 ▼	107,1 -	101,5 ▼
FOB	€/bbl	83,6	-4,1%	-11,9%	87,2	84,2 ▼	83,9 ▼	83,5 -	78,7 ▼
Fuel Oil	\$/MT	620,7	-6,9%	-18,0%	648,5	614,5 ▼	618,5 ▼	620,5 -	618,3 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	478,9	-4,2%	-16,4%	496,6	479,3 ▼	482,3 ▼	483,8 -	479,9 ▼
Gasoil	\$/MT	913,1	-8,1%	-10,7%	976,6	902,6 ▼	902,6 ▼	906,5 -	886,4 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	704,4	-5,5%	-8,9%	747,9	704,0 ▼	703,9 ▼	706,7 -	687,9 ▼
Coal	\$/MT	84,7	-4,0%	-12,3%	89,3	81,0 ▼	81,0 ▼	82,5 -	93,5 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	65,3	-1,2%	-10,6%	68,3	63,2 ▼	63,2 ▼	64,3 -	72,6 ▼

Fonte: Thomson-Reuters



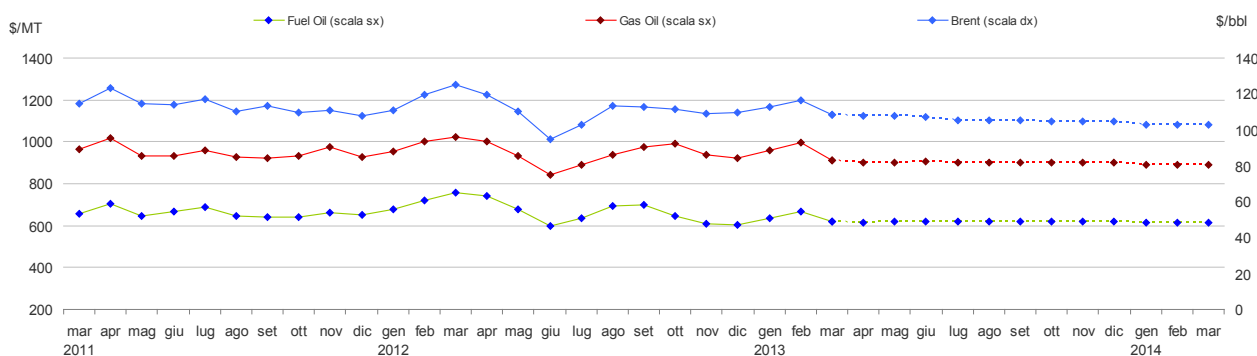
(continua)

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



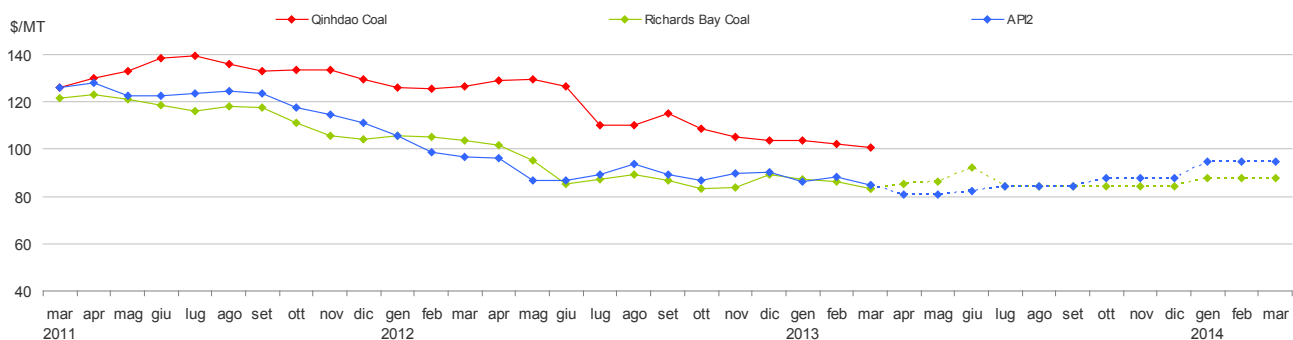
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

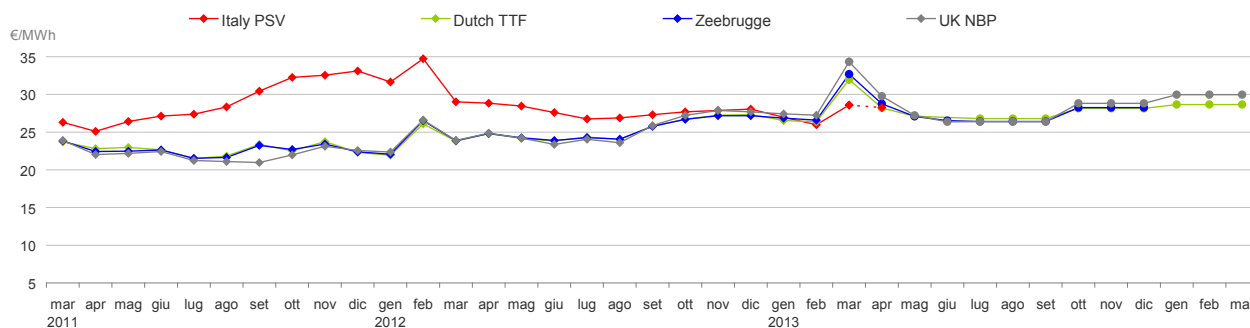
In decisa controtendenza rispetto all'andamento del greggio e del carbone appaiono le quotazioni del gas naturale, che segnano una ripresa di eccezionale intensità portandosi sui massimi dal 2008. Sugli hub centro-nord europei i prezzi hanno raggiunto i 32/34 €/MWh, sperimentando aumenti compresi tra il 21/26% rispetto al mese di febbraio, e addirittura tra il 34/44% su base tendenziale. In un contesto in cui la quantità di gas stoccato, coerentemente con il consueto profilo stagionale del flusso in uscita dagli stoccaggi, risulta nel mese di marzo relativamente meno abbondante rispetto al periodo pre-invernale, tale rialzo delle quotazioni sembra riflettere, almeno in parte, l'impennata dei consumi civili indotta da un livello delle temperature particolarmente rigido. Di rilievo anche l'aumento

su base mensile del prezzo al PSV, la cui variazione risulta comunque meno intensa rispetto a quella degli altri riferimenti europei e il cui livello, per la prima volta, risulta di circa 3/5 €/MWh inferiore ai prezzi di TTF, Zeebrugge e del NBP (PSV a 28,58 €/MWh, +10%). Relativamente alla quotazione del PSV merita inoltre rilevare come, nonostante la forte ripresa rilevata su base mensile, si confermi la dinamica emersa a partire dalla metà del 2012 che ha visto il prezzo del gas all'hub italiano in continua flessione tendenziale (-1,5% rispetto a marzo 2012). In ottica futura, le tensioni registrate sui mercati a pronti hanno favorito un incremento dei prezzi futures, il cui livello sembra comunque prospettare, per il mese di aprile, un rientro delle quotazioni rispetto ai picchi di marzo.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)				
GAS	Area	Mar 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 13	Mag 13	Giu 13	Gas Year 13	
PSV DA	Italia	28,58	+10,0%	-1,5%	25,70	28,25	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	31,96	+21,2%	+34,3%	25,70	28,20	▲	27,10	-	27,30
Zeebrugge	Belgio	32,69	+23,0%	+37,0%	26,31	28,75	▲	27,09	▲	26,53
UK NBP	Regno Unito	34,33	+26,0%	+43,7%	26,94	29,77	▲	27,21	▲	26,37



Fonte: Thomson-Reuters

Sulle borse elettriche sembrano rafforzarsi alcuni dei fenomeni già emersi nel mese scorso, con il prezzo francese che segna un ulteriore aumento (57,78 €/MWh, +6,1% sul mese scorso, +29,4% tendenziale), allontanandosi dal livello del prezzo tedesco che, viceversa, scende a 39,11 €/MWh (-12,3% su febbraio, -5% su base annua). A fronte del disaccoppiamento tra le quotazioni franco-tedesche, si osserva un ulteriore avvicinamento tra il listino transalpino ed il livello del prezzo

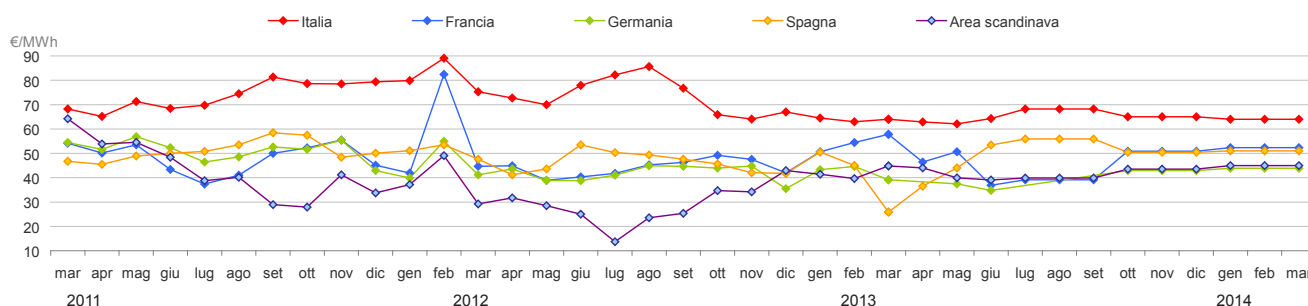
italiano, il cui incremento mensile appare meno marcato rispetto a quello francese, con il Pun che sale a 63,98 €/MWh (+1,6% su febbraio). Relativamente ai mercati a termine, i rialzi spot delle quotazioni francese ed italiana sembrano aver prodotto effetti unicamente sulle aspettative a breve termine, con i prezzi futures che sperimentano aumenti unicamente sui mensili di aprile e maggio, segnando per contro ribassi sul prodotto calendar.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Mar 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 13	Mag 13	Giu 13	Calendar
Italia	63,98	+1,6%	-15,1%	60,43	62,89 ▲	62,13 ▲	64,25 -	63,75 ▼
Francia	57,78	+6,1%	+29,4%	49,70	46,43 ▲	50,63 ▲	36,92 -	44,68 ▼
Germania	39,11	-12,3%	-5,0%	43,23	- -	37,50 ▼	34,80 -	41,00 ▼
Svizzera	58,73	+4,0%	+8,9%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	38,85	-10,4%	-7,0%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	25,92	-42,5%	-45,5%	47,60	36,55 ▼	44,00 ▼	53,42 -	51,13 ▼
Area scandinava	44,83	+13,0%	+53,5%	38,60	44,05 ▲	39,95 ▲	39,10 -	38,25 ▲



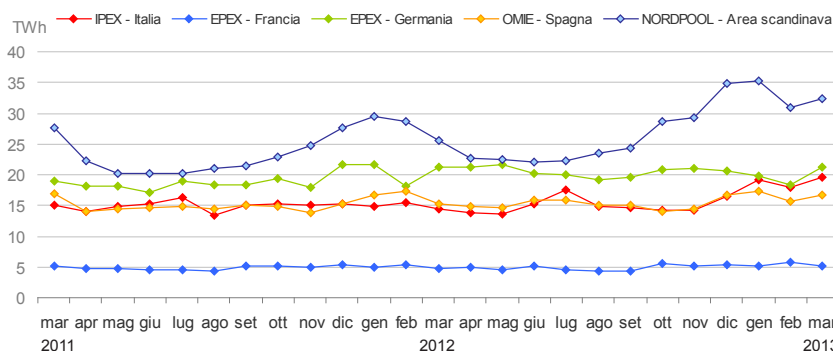
Relativamente ai volumi scambiati a pronti, si conferma sia la posizione di Nordpool quale borsa continentale più capiente (32,4 TWh, +8,6% sul 2012), sia il forte aumento dei volumi di

borsa di IpeX, saliti a 19,6 TWh (+36,1%) e di poco inferiori a quelli negoziati nell'area tedesca (21,2 TWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Mar 13	Diff M-12(%)
Italia	19,6	+36,1%
Francia	5,1	+5,4%
Germania	21,2	+0,0%
Svizzera	1,4	+33,6%
Austria	0,7	-32,0%
Spagna	16,7	+9,7%
Area scandinava	32,4	+26,4%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di marzo sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 209.972 TEE, in aumento rispetto ai 190.837 TEE scambiati a febbraio.

Dei 209.972 TEE sono stati scambiati 73.379 TEE di Tipo I, 82.576 TEE di Tipo II e 53.809 TEE di Tipo III.

Per la prima volta sul mercato sono stati negoziati i TEE di Tipo II CAR che hanno registrato un volume pari a 208.

Anche nel mese di marzo, è stato registrato un aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, in percentuale l'aumento è stato pari a 5,13 % per la Tipologia I, 4,03 % per la Tipologia II

e 4,99 % per la Tipologia III. Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 106,24 € (rispetto a 101,05 € di febbraio), i titoli di Tipo II ad una media di 106,06 € (rispetto a € 101,96 di febbraio) e i titoli di Tipo III ad una media di 106,14 € (rispetto a 101,09 € di febbraio).

I TEE di Tipo II CAR sono stati scambiati con un prezzo medio pari a 105,92 €.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 645.008 (214.914 di Tipo I, 160.962 di Tipo II, 237.765 di Tipo II CAR e 31.367 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 17.874.730.

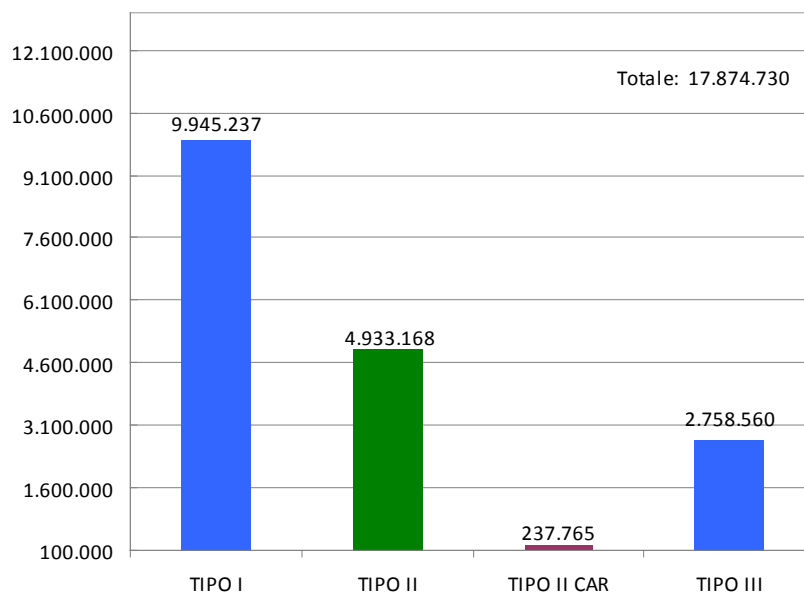
TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	73.379	82.576	208	53.809
Valore Totale (€)	7.795.509,01	8.758.265,72	22.030,40	5.711.035,48
Prezzo minimo (€/TEE)	105,01	104,66	105,50	104,53
Prezzo massimo (€/TEE)	107,00	107,30	106,00	107,10
Prezzo medio (€/TEE)	106,24	106,06	105,92	106,14

TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a marzo 2013 (dato cumulato)

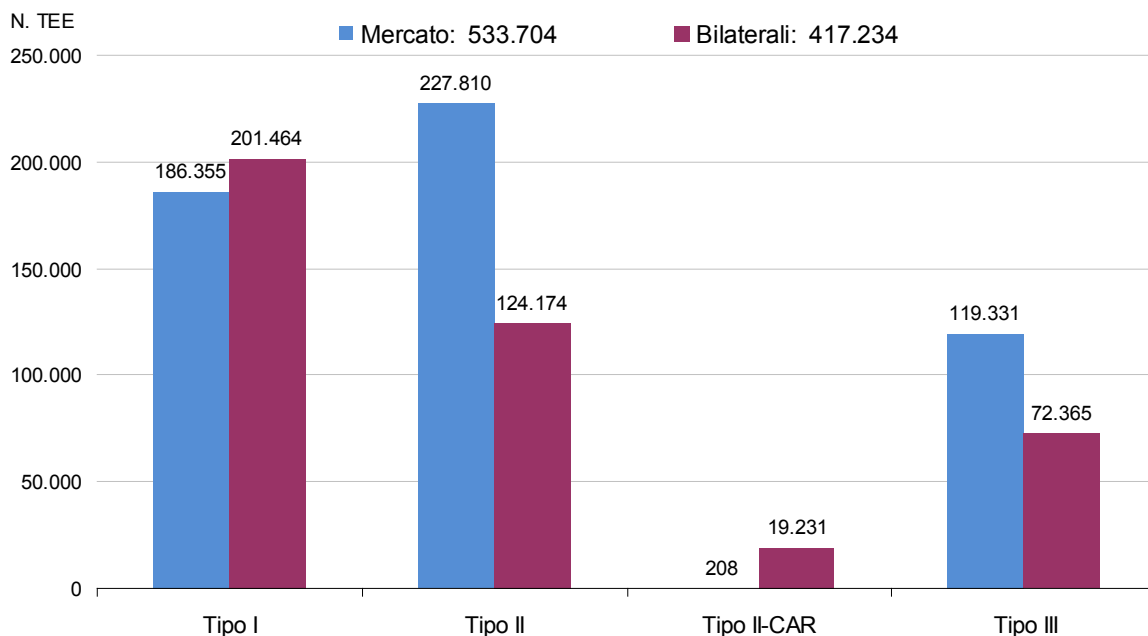
Fonte: GME



(continua)

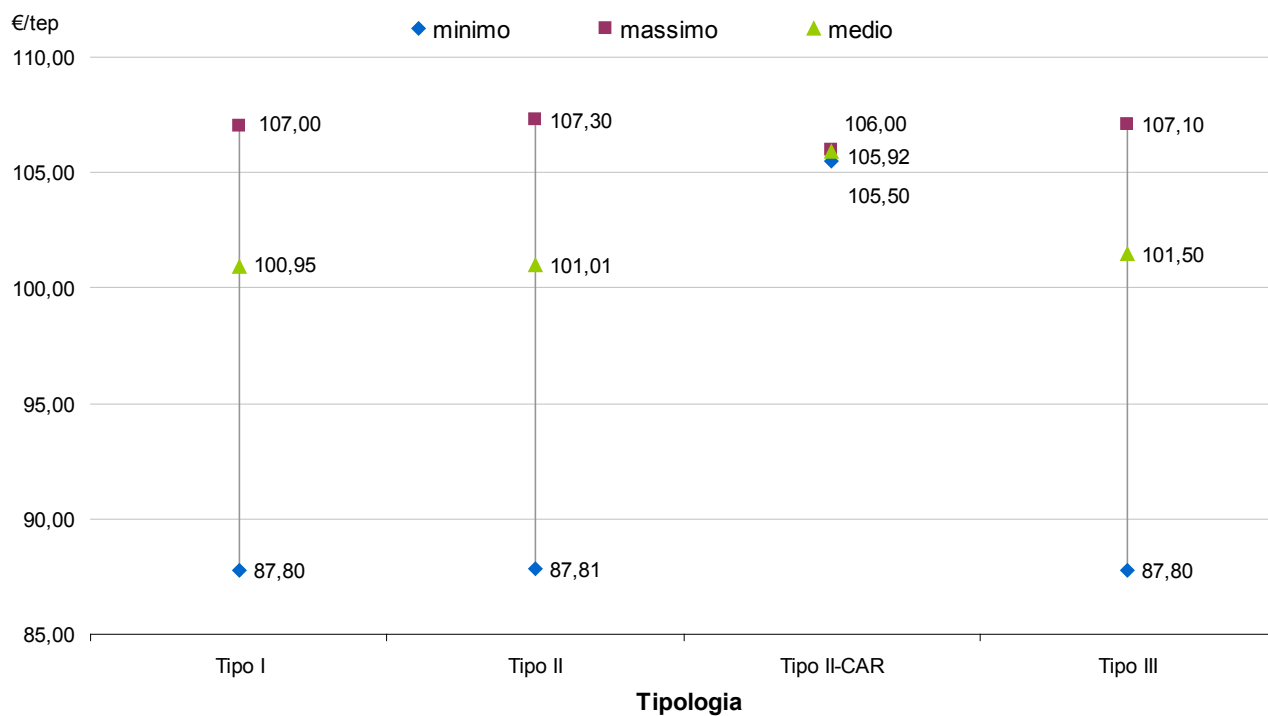
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

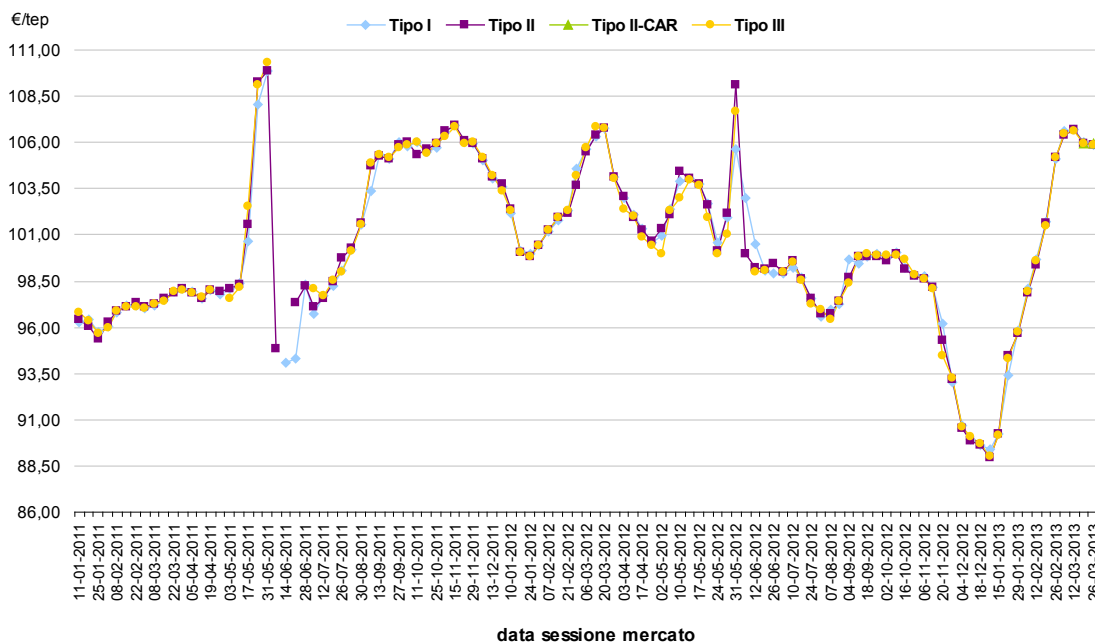
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a marzo 2013)

Fonte: GME

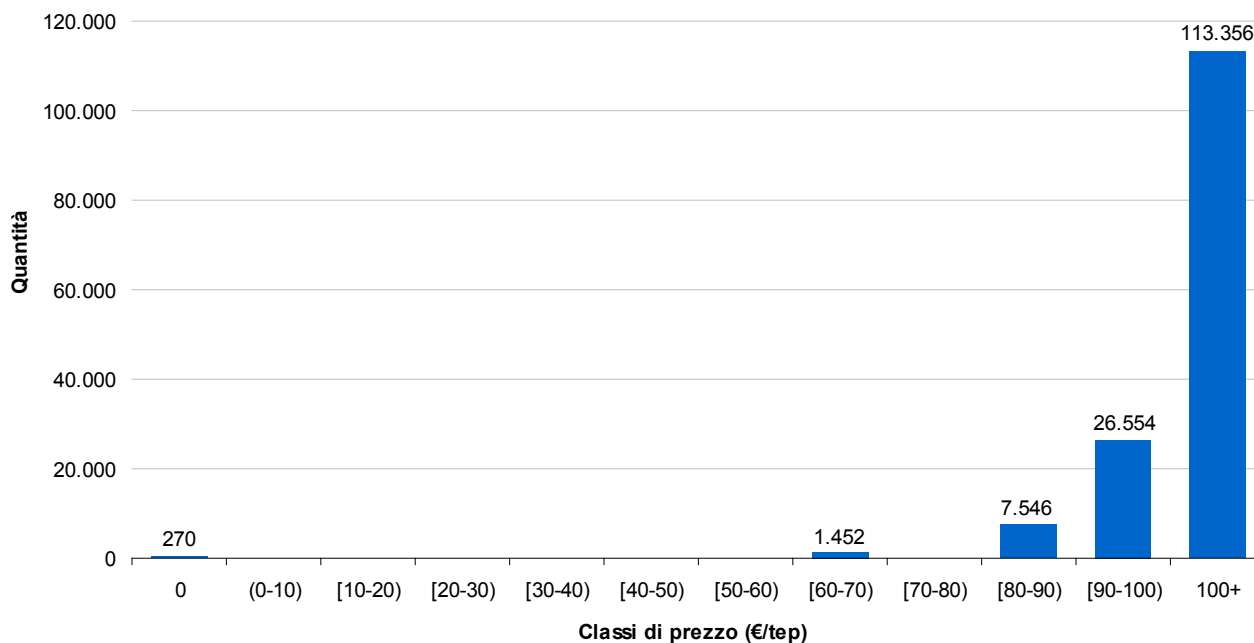


Nel corso del mese di marzo 2013 sono stati scambiati 149.178 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 100,94 €/tep, minore di 5,20 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato di 106,14 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - marzo 2013

Fonte: GME





# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di marzo 2013, sono stati scambiati 762.356 CV, in forte aumento rispetto ai 346.829 CV negoziati nel mese di febbraio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2012 con un volume pari a 753.857 (contro i 335.627 CV\_2012 di febbraio) e dei CV con anno di riferimento 2010\_TRL con una quantità presente sul mercato pari a 7.314 (2.573 CV\_2010\_TRL scambiati il mese scorso).

Seguono i CV\_2011 con un numero di certificati scambiati pari a 961 (4.224 i CV\_2011 lo scorso mese) e i CV\_2010 con un volume pari a 224 (4.405 CV\_2010 i titoli quotati nel mese di febbraio).

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, i CV\_2010\_TRL hanno registrato un aumento pari a

1,99 €/MWh, i CV\_2010 hanno registrato un aumento del prezzo medio pari a 0,35 €/MWh, mentre i prezzi medi dei CV\_2012 e dei CV\_2011 sono aumentati, rispettivamente, di 0,15 €/MWh e di 0,01 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV\_2010\_TRL è stato pari a 80,09 €/MWh, i CV\_2010 hanno chiuso con un prezzo medio ponderato pari a 80,05 €/MWh e i CV\_2012 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 80,35 €/MWh. Infine, i CV\_2011 hanno registrato un prezzo medio pari a 80,20 €/MWh.

(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.

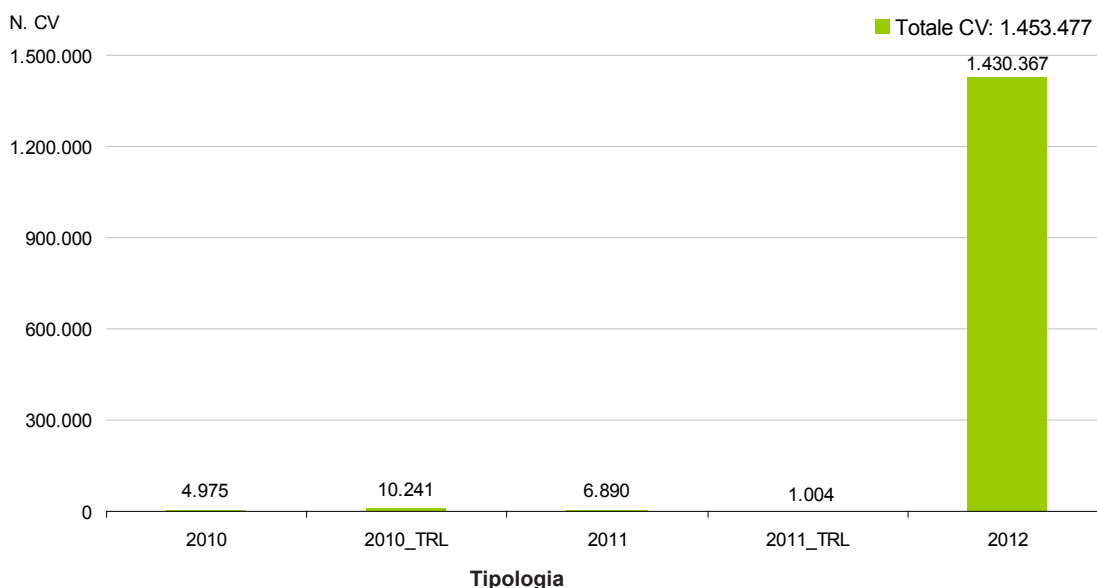
CV, risultati del mercato GME marzo 2013

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2010	2010_TRL	2011	2012
Volumi scambiati (n.CV)	224	7.314	961	753.857
Valore Totale (€)	17.932,20	585.752,40	77.072,20	60.569.491,76
Prezzo minimo (€/CV)	79,90	79,50	80,20	79,85
Prezzo massimo (€/CV)	80,25	80,10	80,20	80,45
Prezzo medio (€/CV)	80,05	80,09	80,20	80,35

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

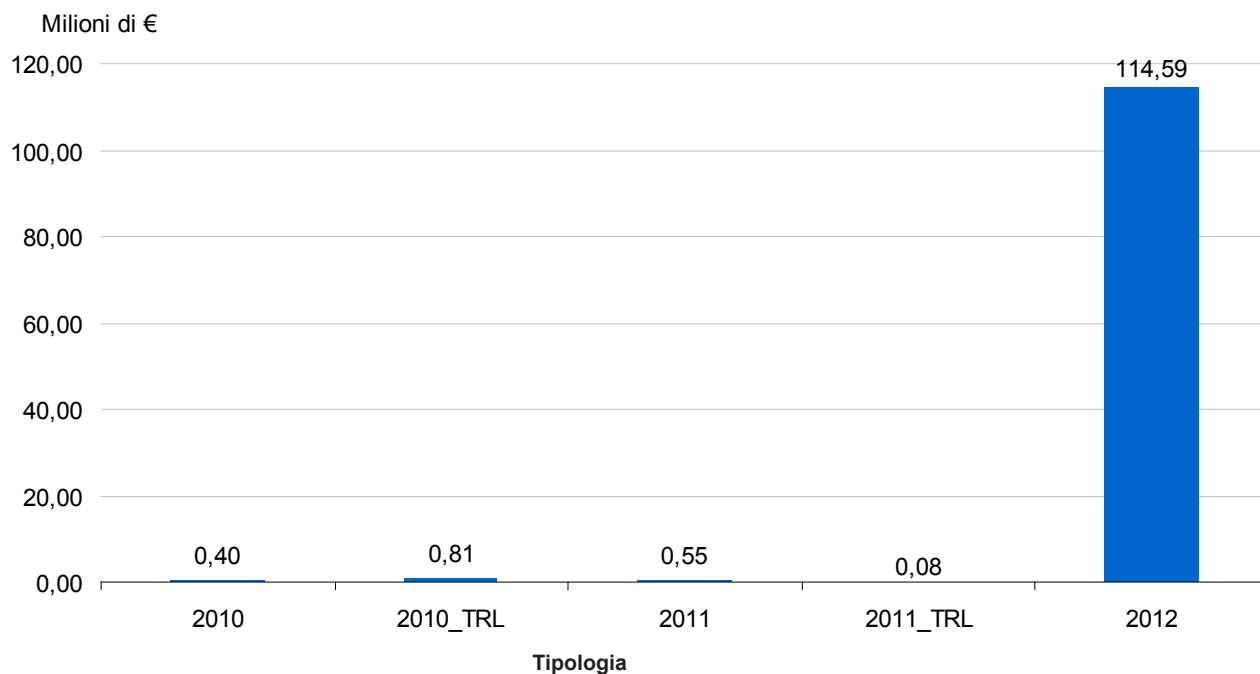
Fonte: GME



(continua)

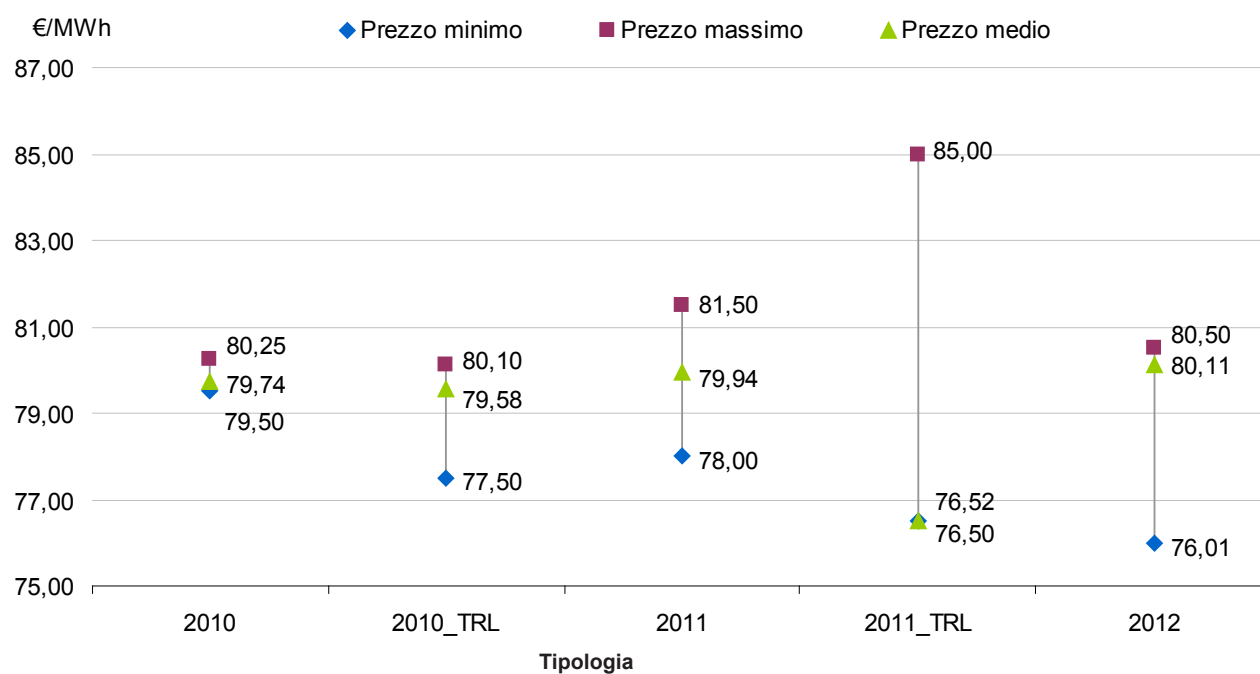
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME

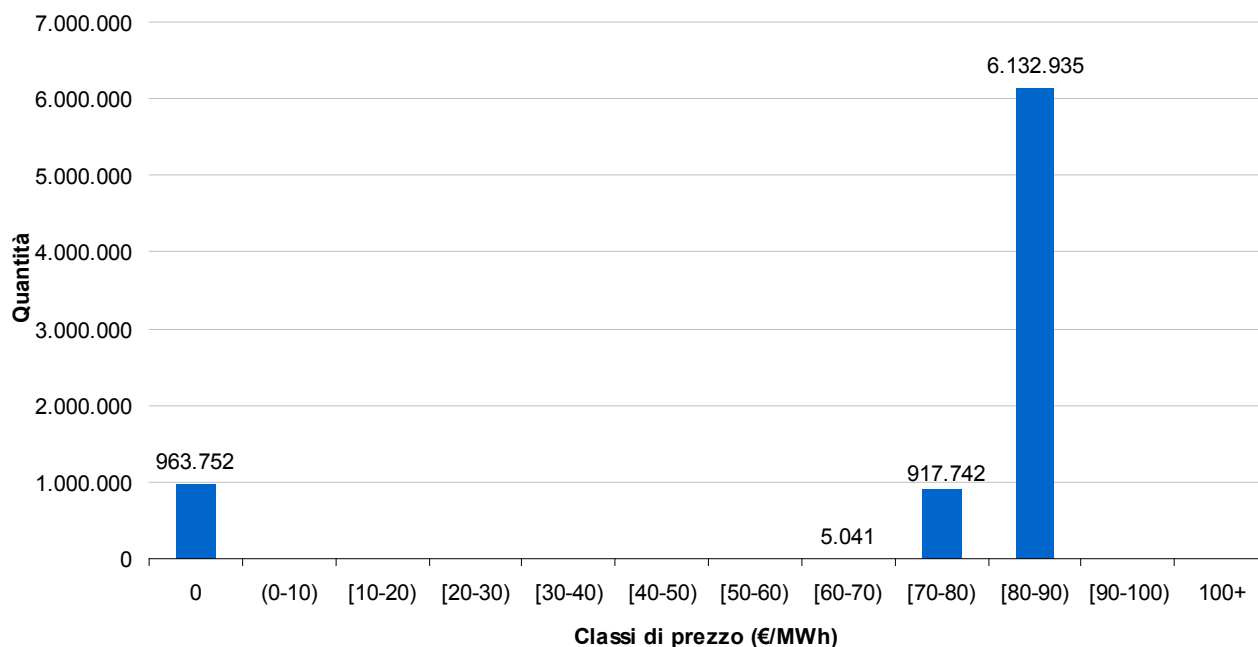


(continua)

Nel corso del mese di marzo 2013 sono stati scambiati (1.083.369 CV il mese scorso) delle varie tipologie. 8.019.470 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali,

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - marzo 2013

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso del mese di marzo, è stata pari a 70,45 €/MWh minore di 9,89 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (80,34 €/MWh).

# Mercato dei cofer

■ Nei primi tre mesi del 2013, sono state effettuate quattro sessioni di mercato COFER e due sessioni d'asta da parte del GSE, l'ultima delle quali, svolta il 20 marzo, non ha registrato operatori partecipanti.

Il 29 marzo, con riferimento al passaggio dal sistema di certificazione CO-Fer al sistema delle Garanzie di Origine (GO), il Gestore dei Mercati Energetici ha reso noto che, successivamente al 31 marzo, tutte le negoziazioni dei titoli CO-Fer sulle piattaforme gestite dal Gme verranno momentaneamente sospese, al fine di consentire al Gestore dei Servizi Energetici lo svolgimento di tutte le attività

necessarie per compiere tali passaggi, in attuazione delle previsioni di cui all'art. 31 comma 1 del DM 6 luglio 2012.

Il GME provvederà a dare opportuna comunicazione circa le tempistiche di riapertura delle piattaforme.

## Aste GSE

Le due sessioni d'asta svolte dal GSE nel primo trimestre 2013 hanno consentito l'assegnazione di 1.000 COFER sul mercato su un totale di 43.726.627 COFER offerte.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste COFER:

Tabella riepilogativa

Sessioni Aste_COFER_2013	sessione d'asta 21 gennaio 2013					sessione d'asta 20 marzo 2013					totale
	2012_Geotermoelettrico	2012_Eolico	2012_Altro	2012_Idroelettrico	2012_Solare	2012_Idroelettrico	2012_Altro	2012_Solare	2012_Eolico	2012_Geotermoelettrico	
Anno di Riferimento											
quantità offerta	1.359	2.945.477	2.924.821	1.829.565	10.233.421	2.607.842	5.974.404	12.692.193	4.516.186		1.359 43.726.627
quantità assegnata					1.000						1.000
quantità residua	1.359	2.945.477	2.924.821	1.829.565	10.232.421	2.607.842	5.974.404	12.692.193	4.516.186		1.359 43.725.627
prezzo base d'asta (€/MWh)	0,11	0,11	0,11	0,11	0,11	0,06	0,06	0,06	0,06		0,06
prezzo minimo (€/MWh)					0,12						
prezzo max (€/MWh)					0,12						
prezzo medio ponderato (€/MWh)					0,12						

## Mercato organizzato GME

Sul Mercato dei COFER, nei primi tre mesi del 2013, sono state svolte 4 sessioni di mercato con un volume di titoli scambiati pari a 1.160.402.

La tipologia maggiormente scambiata è stata relativa alla Tipologia COFER 2012\_Eolico con un volume pari a 488.514.

Il prezzo medio ponderato dei COFER scambiati nelle sessioni di mercato nel 2012, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,04 €/MWh.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel primo trimestre 2013:

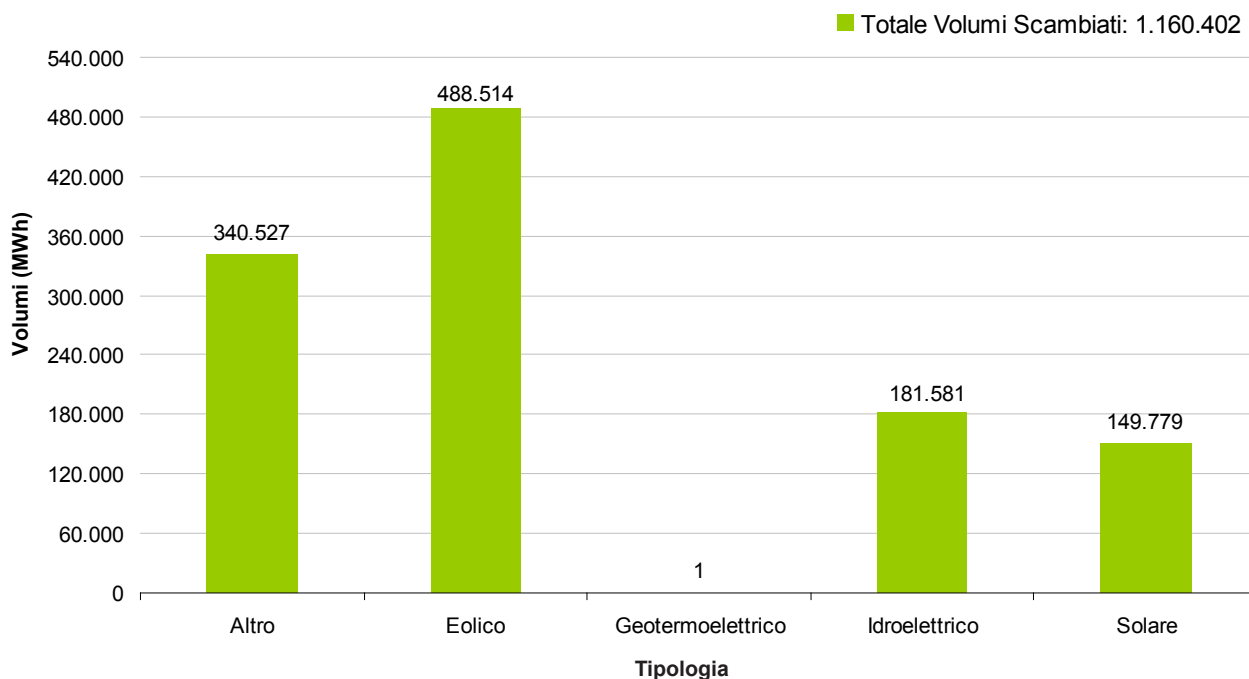
COFER, risultati del mercato GME marzo 2013

	Altro	Eolico	geotermoelettrico	Idroelettrico	Solare
Volumi scambiati (MWh)	340.527	488.514	1	181.581	149.779
Valore Totale (€)	14.087	22.830	0	6.923	6.081
Prezzo minimo (€/MWh)	0,02	0,02	0,08	0,02	0,02
Prezzo massimo (€/MWh)	0,09	0,10	0,08	0,08	0,09
Prezzo medio (€/MWh)	0,04	0,05	0,08	0,04	0,04

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

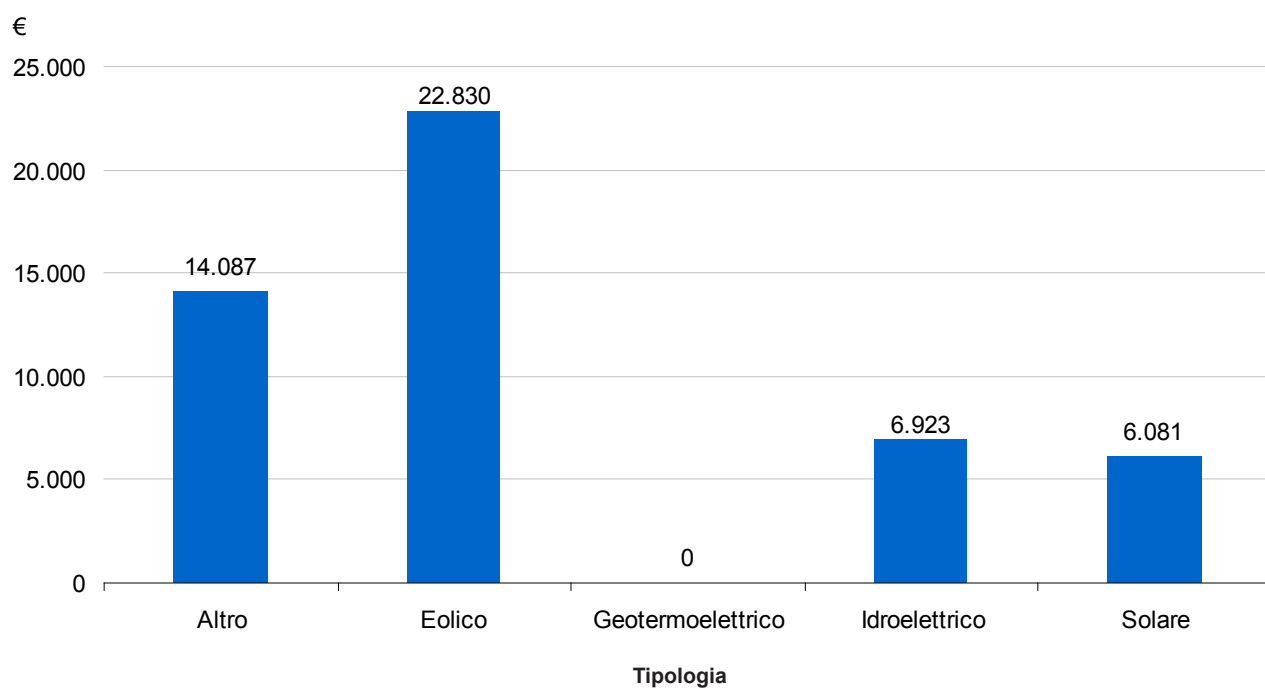
COFER, volumi per tipologia (sessioni fino a marzo 2013)

Fonte: GME



COFER, controvalore delle transazioni per tipologia (2013)

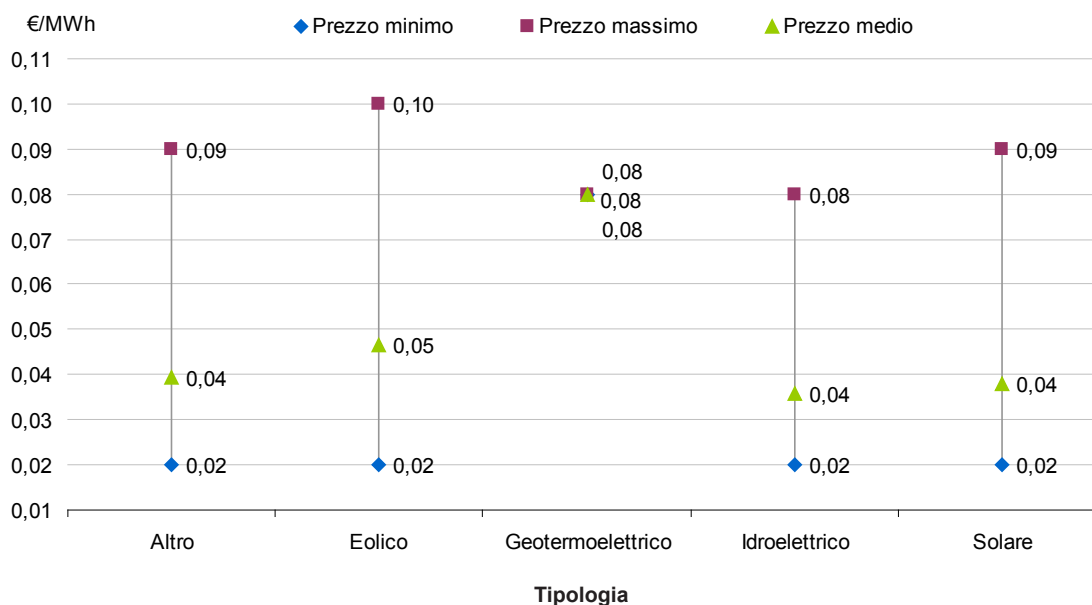
Fonte: GME



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

COFER, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2013)

Fonte: GME



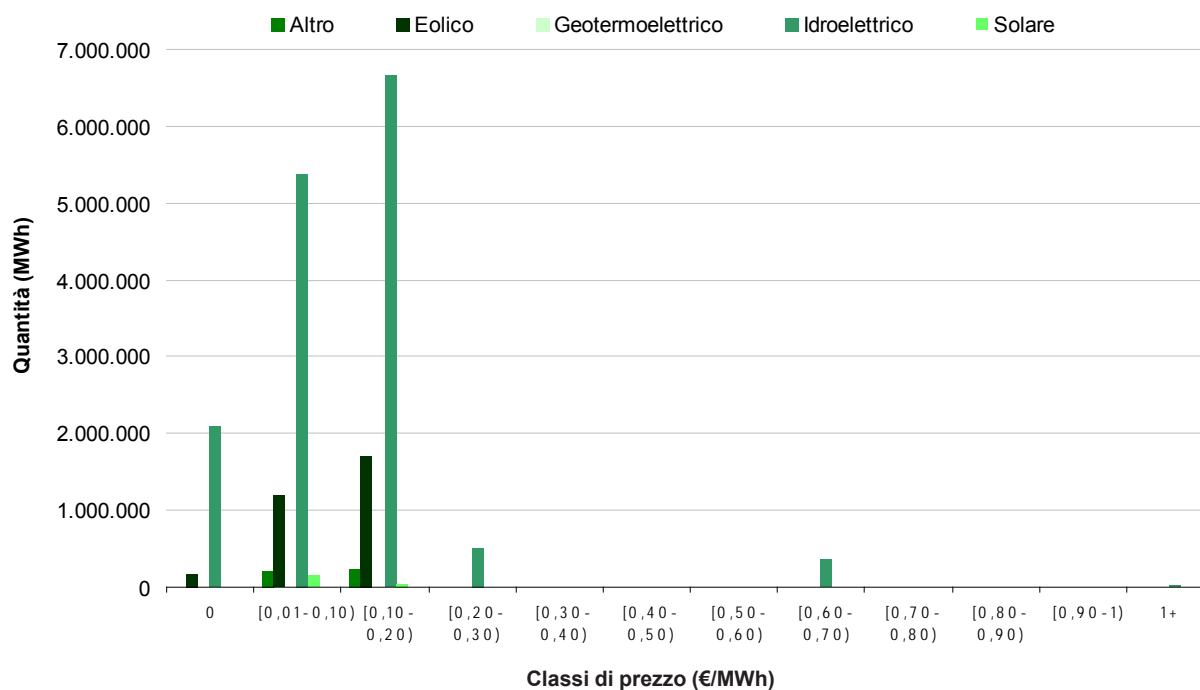
### Transazioni bilaterali

Nel primo trimestre 2013 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali 35.976.998 COFER delle varie tipologie. Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh, maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul

mercato (0,04 €/MWh). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi dei COFER scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

COFER scambiati bilateralmente per fasce di prezzo (sessioni gennaio - marzo 2013)

Fonte: GME





# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

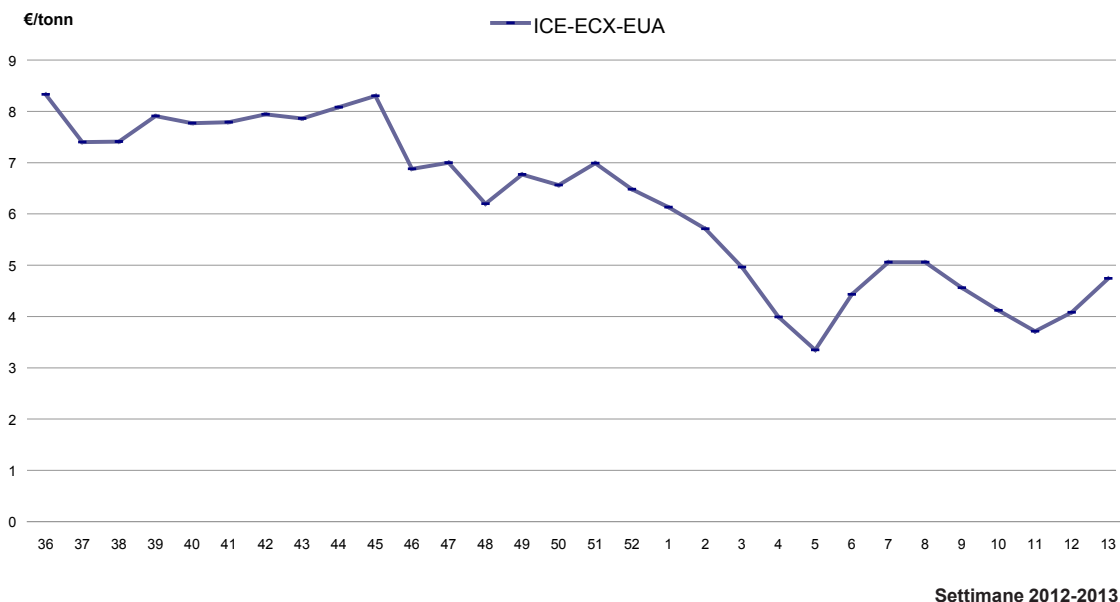
## ■ Il panorama internazionale

Nel mese di marzo 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 845 milioni di EUAs, in diminuzione del 9,66 % rispetto al mese precedente (935,4 milioni di EUA a febbraio - fonte Point Carbon). L'andamento dei prezzi dei mercati delle Unità di Emissione, nel mese in esame, registra un aumento vicino ai 5,00 €/tonn. Le incessanti trattative della Commissione UE, tese a sostenere i prezzi, sembrano aver supportato il buon esito della determinazione di Ungheria, Irlanda, Slovenia e di altri 13 Stati, che hanno aderito alla proposta UE di un piano per trattenere 900 milioni di quote dal mercato entro il 2016.

Inoltre, i dati provvisori dell'UE sulle emissioni per il 2012, indicano una diminuzione dell'1,4% rispetto all'anno precedente. Gli analisti imputano il calo delle emissioni ETS per il secondo anno consecutivo ad un rallentamento della produzione degli impianti meno efficienti delle industrie di cemento, metalli e vetro. Le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX mostrano una variazione da 4,56 €/tonn a inizio mese a 4,74 €/tonn alla fine.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2012 - 2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



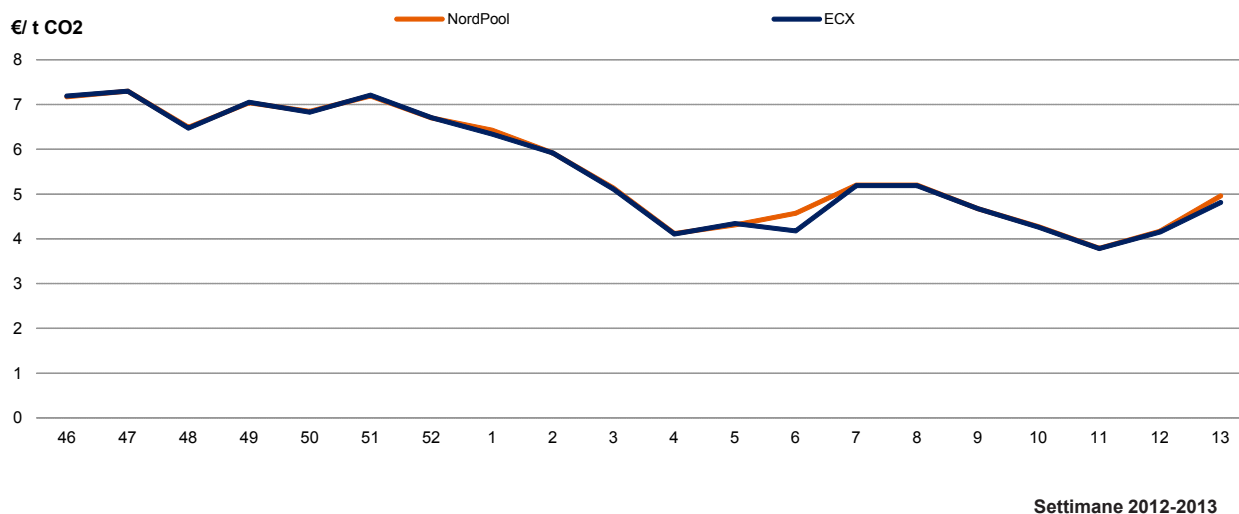
## (continua)

Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi riflette, la tendenza del mercato spot. In relazione, infatti, all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC\_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a

4,67 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 4,81 €/tonn. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# IL CONTESTO MACROECONOMICO E LA CRISI DEI CONSUMI ENERGETICI

Roberto Bianchini - REF-E, Fedele de Novellis - REF-Ricerche

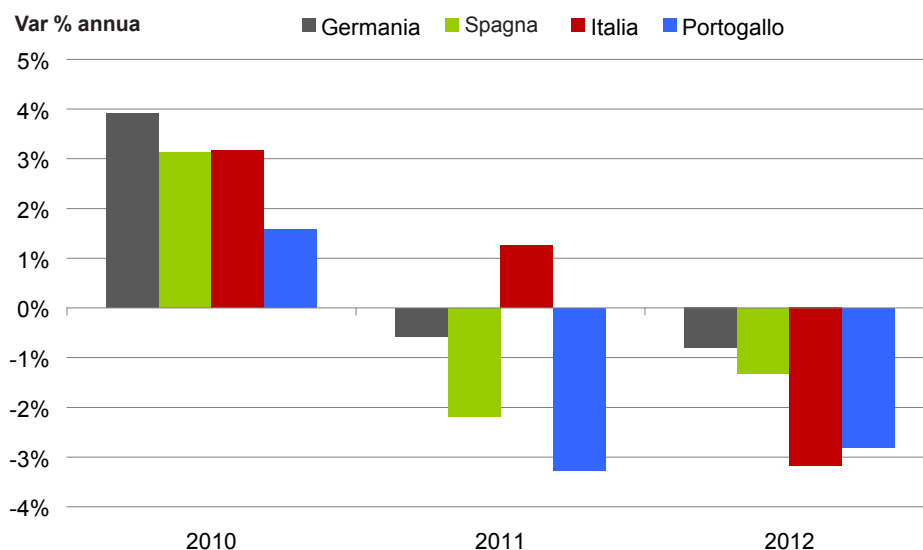
(continua dalla prima)

A determinare una riduzione proporzionalmente maggiore sono stati due fenomeni distinti: la recessione che ha colpito i paesi periferici dell'area euro e le politiche di efficienza energetica perseguite soprattutto dai paesi caratterizzati da tassi di crescita positivi del Pil nel corso degli ultimi anni. Nell'area euro, dopo il crollo dei consumi nel 2009 pressoché in linea con la caduta del prodotto interno lordo, la relazione fra Pil e richiesta energetica

è stata via via divergente: in paesi come Italia, Spagna e Portogallo il consumo di energia ha mantenuto una elasticità elevata con decrementi più consistenti rispetto alla variazione del prodotto interno lordo. In Germania, la crescita economica e gli incentivi fiscali hanno supportato politiche di efficienza energetica e, a fronte di una crescita economica robusta, la richiesta di energia è scesa sia nel 2011 che nel 2012.

Consumi di energia elettrica

Fonte: elaborazioni su dati ENTSO-E

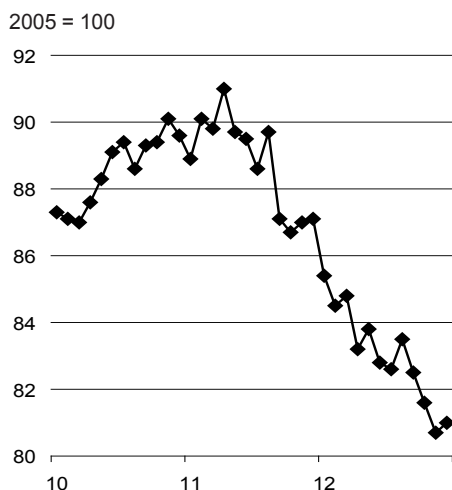


## Gli effetti della recessione sui consumi italiani

Nel contesto di debole ripresa economica nei paesi avanzati osservata nei primi mesi del 2013, l'economia italiana è apparsa, al pari degli altri paesi periferici, disallineata rispetto al

contesto globale. Solo le esportazioni hanno tenuto, mentre la domanda interna ha registrato una profonda caduta riflettendo l'aggravamento della situazione dei bilanci delle famiglie e delle imprese.

Italia: Indice di produzione industriale



Fonte: elaborazioni su dati Istat

Italia - saldo commerciale



Fonte: elaborazioni su dati Istat

# IL CONTESTO MACROECONOMICO E LA CRISI DEI CONSUMI ENERGETICI

Roberto Bianchini - REF-E, Fedele de Novellis - REF-Ricerche

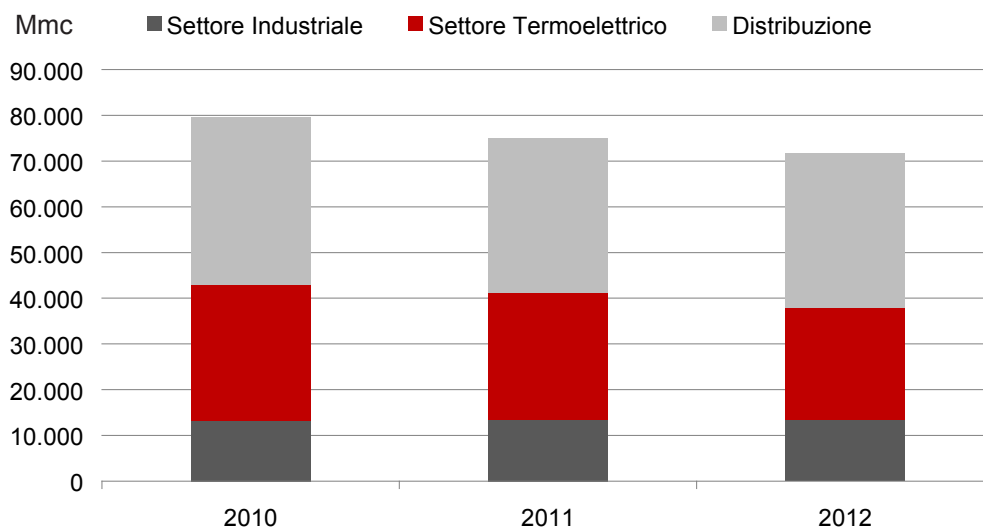
(continua)

La caduta della domanda interna è molto più ampia di quella del Pil per effetto del contributo, ampiamente positivo, delle esportazioni nette alla crescita. Questo è dipeso soprattutto dal fatto che la caduta della domanda interna ha portato anche ad una riduzione degli acquisti di prodotti importati. Attraverso questo canale, parte della nostra recessione è stata trasferita al resto del mondo e il saldo degli scambi con l'estero ha, quindi, continuato a migliorare nel corso dell'anno. La riduzione della domanda interna ha comportato una crisi diffusa che ha prodotto i suoi effetti sui diversi settori produttivi, in particolare sul settore industriale dei servizi. Un andamento analogo ha caratterizzato anche il valore aggiunto nelle attività pubbliche, per effetto delle politiche di contrazione dell'occupazione nel pubblico impiego. Infine, particolarmente grave si è rivelata la caduta dei livelli di attività nel settore delle costruzioni. La crisi 2012 e la forte contrazione dell'attività industriale, hanno provocato un duplice effetto sul comparto energetico: da un lato la caduta di settori caratterizzati da elevati consumi di energia per unità di prodotto hanno depresso i consumi totali, sia di energia elettrica che di gas, con un calo stimato dei consumi industriali di oltre il 5% nel primo

caso e di oltre il 2%, nel secondo. Dall'altro, stante la relativa tenuta dei consumi del settore terziario e la stabilità di quelli domestici (elettricità) e del segmento distribuzione (gas naturale), il peso di questi segmenti sul totale dei consumi di energia è cresciuto con percentuali comprese fra il 2 e il 4% rispetto al 2008 ed è, quindi, parallelamente aumentata la volatilità dei consumi a causa del maggior peso della variabile climatica. Sulla domanda gas ha pesato, inoltre, l'effetto legato al calo di produzione degli impianti di generazione elettrica a gas: il crollo di quasi l'11% della domanda gas dei termoelettrici ha contribuito per oltre il 90% alla riduzione della domanda complessiva. I dati pre-consuntivi 2012 di Terna e Snam mostrano livelli di consumo non lontani da quelli 2009, e un quadro che, per il comparto energetico, rimane comunque meno grave rispetto ad altri settori. Se confrontiamo infatti la distanza dei principali settori industriali dai massimi del 2008 è possibile osservare come la diminuzione di domanda energetica sia molto più contenuta rispetto ad altri segmenti: a fronte di una caduta della produzione industriale del comparto energetico di poco superiore al 3%, la produzione di materie plastiche, il tessile e la filiera del legno sono crollati di quasi il 10% su base annuale.

Andamento consumi gas in Italia

Fonte: elaborazioni su dati Snam



# IL CONTESTO MACROECONOMICO E LA CRISI DEI CONSUMI ENERGETICI

Roberto Bianchini - REF-E, Fedele de Novellis - REF-Ricerche

(continua)

## Quali prospettive per l'anno in corso?

Spostando l'attenzione sul 2013, è possibile affermare che il quadro macroeconomico per l'Italia, pur caratterizzato da una contrazione dell'attività economica, non riflette un andamento particolarmente sfavorevole in corso d'anno, almeno rispetto alle tendenze che hanno caratterizzato la nostra economia nel recente passato. A fronte di una contrazione attesa compresa fra il -1.3% e -1.5%, è elevato l'effetto legato all'"eredità statistica" ricevuta dal 2012: se il Pil restasse invariato nel corso dell'anno la variazione negativa già acquisita sarebbe pari al -1%. Il profilo del Pil che sottende al risultato atteso 2013 si caratterizza per una nuova contrazione, intorno al -0.3%/-0.5% a inizio anno, per poi arrivare ad una graduale stabilizzazione. Si tratta, quindi, di uno scenario che configura un'uscita, pur lenta, dalla crisi. Questa ipotesi rappresenta evidentemente un'opzione che, date le condizioni attuali dell'economia italiana, incorpora alcuni elementi di ottimismo. Il rischio è che, di fatto, l'economia continui a contrarsi, in linea con le tendenze osservate negli ultimi trimestri e che le previsioni debbano essere riviste ancora al ribasso, portandoci verso una riduzione del Pil simile a quella osservata nel 2012 (-2.4%). D'altra parte, anche nel 2013, la politica fiscale italiana, così come le condizioni di accesso al credito, restano restrittive, determinando le condizioni per ulteriori arretramenti della domanda interna. Ciò che potrebbe, in queste condizioni, assecondare almeno una stabilizzazione delle tendenze è innanzitutto il fatto che la congiuntura internazionale presenta evidenti sintomi di miglioramento. Il commercio mondiale nel 2013 registrerà una crescita più elevata rispetto al 2012, e anche le nostre esportazioni faranno meglio. Un altro aspetto interessante è rappresentato dal fatto che in Europa il dibattito sulle politiche fiscali sta inducendo a rivedere leggermente l'impostazione molto rigida prevalente nel corso degli ultimi anni. I dati di consumo di energia dei primi mesi 2013 sono, quindi, conseguenza del quadro macroeconomico descritto: i consistenti cali di domanda osservati nel primo bimestre sono guidati da fondamentali economici molto deboli e conseguenza della grave recessione 2012. I consumi di energia elettrica per compartimenti mostrano, infatti, che, nel primo semestre 2012, la tenuta della domanda rispetto al calo del Pil è stata favorita dai consumi soprattutto della Lombardia, mentre a partire dal secondo semestre e nei primi due mesi del 2013, i differenziali fra regioni si sono ridotti e allineati su una traiettoria di decrescita comune. Il crollo dei consumi di energia a febbraio, pur impressionando per magnitudo (-8.1% per il settore elettrico e -18% per quello

gas su base tendenziale) era già previsto negli scenari elaborati a fine 2012 in quanto all'impatto legato ad un giorno lavorativo in meno nel corso del 2013 si somma un effetto di trascinarsi già acquisito a seguito dei dati negativi degli ultimi due trimestri 2012. Le prospettive sull'andamento dei consumi nella rimanente parte dell'anno rimangono negative, legate essenzialmente ad un arretramento del prodotto interno lordo già in buona parte acquisito e ad uno scenario, per il secondo semestre, di semplice assestamento. Per il comparto industriale, valgono le considerazioni proposte per l'economia nel complesso: i risultati medi dell'anno sono di fatto segnati dalla cattiva eredità statistica che il 2012 ha trasmesso all'anno in corso, considerando che nel quarto trimestre il valore aggiunto industriale si è ridotto in misura considerevole, del 2.6%. Il semplice trascinarsi statistico garantisce dunque variazioni di segno negativo nel confronto con lo stesso periodo dell'anno precedente, almeno per tutta la prima parte del 2013. In ogni caso, l'industria nel corso dell'anno potrebbe registrare segnali di recupero anche di una certa vivacità da parte dei settori esportatori (soprattutto i produttori di macchinari, ma anche alcuni beni di consumo come l'abbigliamento) e da parte di alcuni produttori di intermedi appena verrà riattivato il ciclo delle scorte. Di fatto, almeno per qualche trimestre l'industria, pur beneficiando del recupero dell'export, stenterà a consolidare una vera e propria fase di espansione, come accade nei cicli normali, in quanto prima che le famiglie avviino una fase di ricostituzione del parco occorrerà del tempo, nonostante i bassi livelli della domanda degli ultimi anni abbiano determinato una sostanziale obsolescenza dello stock di beni durevoli in loro possesso. Allo stesso modo, gli spazi di capacità produttiva inutilizzati sono così ampi da rendere improbabile l'attivazione di un nuovo ciclo degli investimenti in tempi brevi. I consumi di energia elettrica e gas a livello industriale non potranno che rispecchiare quanto appena descritto: l'estrema debolezza dei settori industriali altamente dipendenti dalla domanda interna, ha un effetto moltiplicatore sull'andamento dei consumi di energia, in quanto quei settori sono caratterizzati da elevata intensità energetica per unità di prodotto. Complessivamente il calo dei consumi industriali del biennio 2012-2013 porterà gli stessi su livelli non lontani da quanto registrato nel 2009. La maggior differenza fra la recessione 2009 e la situazione attuale è legata all'andamento dei consumi elettrici del settore terziario e dei consumi del comparto termoelettrico per quanto riguarda il gas.

## IL CONTESTO MACROECONOMICO E LA CRISI DEI CONSUMI ENERGETICI

*Roberto Bianchini - REF-E, Fedele de Novellis - REF-Ricerche*

**(continua)**

Pur in presenza di una minore caduta dell'industria rispetto al 2009, i consumi di energia elettrica saranno penalizzati dalla debolezza del terziario: si stima che nel biennio 2012-2013 anche i consumi del settore terziario registreranno un arretramento di entità superiore all'1%. Il settore gas sta subendo, invece, oltre alla riduzione della domanda industriale, le conseguenze di minore produzione di impianti a gas, anche a causa dell'entrata in esercizio di una quota rilevante di impianti da fonti rinnovabili: nel corso del 2013 i consumi gas del termoelettrico sono stimati in riduzione di oltre il 6% rispetto al 2012. Nel complesso, quindi, nonostante si comincino ad intravedere le premesse per una stabilizzazione dell'attività

industriale, non paiono ancora materializzarsi le condizioni per l'avvio di una nuova fase di ripresa e l'eredità statistica del 2012 pesa sullo scenario 2013, rendendo inevitabile un altro anno in cui la riduzione di prodotto interno lordo determina una ulteriore riduzione dei consumi di energia. Tali riduzioni sono guidate, almeno nel breve, più dall'andamento economico che non da un consistente effetto in termini di incremento di efficienza energetica. A differenza di quanto osservato in Germania, infatti, in Italia le politiche a sostegno dell'efficienza energetica, in situazione di contrazione degli investimenti, hanno avuto un impatto ancora limitato e gli effetti sui consumi totali di energia non sono ancora chiaramente distinguibili.



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **AEEG - Comunicato agli operatori** | “Registrazione degli accordi stipulati dai distributori di energia elettrica e gas naturale per l'acquisto bilaterale di titoli di efficienza energetica (TEE o certificati bianchi)” | pubblicato il 18 marzo 2013 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/13/130314een.htm)  
<http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/13/130314een.htm>

Con il comunicato in oggetto l'AEEG informa che è stata ripristinata l'operatività del servizio telematico per la registrazione degli accordi bilaterali sottoscritti dai distributori di energia elettrica e gas naturale per l'acquisto di titoli di efficienza energetica.

In argomento si richiama brevemente che, ai sensi della deliberazione AEEG del 28 dicembre 2007, n.345/07, ciascun distributore di energia elettrica e/o di gas naturale soggetto agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE è tenuto a trasmettere all'AEEG le informazioni di sintesi sul contenuto di ogni contratto concluso per lo scambio bilaterale di TEE, sottoscritto ai fini del conseguimento dei propri obiettivi annuali di risparmio energetico.

Segnatamente, all'atto dell'inserimento nei sistemi di negoziazione gestiti dal GME della richiesta di registrazione di una transazione bilaterale di TEE, è previsto che il distributore acquirente specifichi anche il codice del contratto bilaterale di riferimento; tale codice è generato dal sistema informativo on-line dell'Autorità, le cui funzionalità risultano ripristinate con la pubblicazione del presente comunicato.

Pertanto, alle controparti è richiesto di effettuare la registrazione del contratto prima della registrazione dello scambio effettivo dei titoli nell'ambito del Registro TEE. In particolare, la registrazione di un contratto bilaterale viene effettuata tramite una singola maschera, alla quale si accede tramite il link “Contratti bilaterali” presente nell'elenco raccolte dati abilitate. Mediante il link “Istruzioni per la compilazioni”, inserito nel comunicato in oggetto, è possibile accedere al manuale di utilizzo dell'applicativo informatico per la registrazione dei contratti bilaterali.

L'AEEG specifica infine che il funzionamento di tale servizio era stato temporaneamente interrotto per consentire il trasferimento alla società Gestore dei Servizi Energetici S.p.a. (GSE) delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati ai progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei TEE, in applicazione di quanto previsto dall'art. 5, commi 1 e 2 del D.M. 28 dicembre 2012 (cfr. Newsletter GME n. 57, ovvero

Allegato A alla deliberazione AEEG del 10 gennaio 2013, 1/2013/R/efr).

■ **Documenti di consultazione del GME S.p.A.** | “DCO n.02/2013: proposta modifica T.I. Disciplina mercato elettrico - MTE” e “DCO n.03/2013: proposta di modifica del Regolamento della PCE - registrazione delle transazioni” | pubblicati il 28 marzo 2013 | [Download](http://www.mercatoelettrico.org/lt)  
<http://www.mercatoelettrico.org/lt>

Con i DCO in oggetto il GME sottopone alla consultazione degli operatori del mercato elettrico, due proposte di modifica alle disposizioni regolanti, da un lato, il Mercato a Termine dell'Energia Elettrica (MTE) e, dall'altro, la Piattaforma dei Conti Energia (PCE).

Segnatamente, con il primo DCO n.02/2013, il GME rende nota la proposta di modifica al Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico per la messa a disposizione, ai soli operatori abilitati alle negoziazioni sull'MTE, delle informazioni relative alle singole transazioni concluse nell'ambito di ciascuna sessione del mercato a termine, garantendo, in ogni caso, l'anonimato degli operatori che hanno concluso le predette transazioni.

Con il secondo DCO n.03/2013, il GME propone una modifica al Regolamento della PCE, volta a semplificare le modalità operative di registrazione e conferma, nell'ambito della piattaforma, delle transazioni OTC concluse da parte degli operatori, rendendo facoltativo, e non più obbligatorio, l'inserimento del codice di abbinamento della richiesta di registrazione della transazione.

Con riferimento al primo DCO, i soggetti interessati potranno far pervenire le proprie osservazioni entro e non oltre il 15 aprile p.v, mentre, relativamente al secondo DCO, il termine di chiusura per l'accoglimento degli eventuali contributi inviati dagli operatori, è posto al 19 Aprile p.v..

In entrambi i casi, le risposte formulate da parte dei soggetti interessati potranno essere inoltrate al GME secondo una delle seguenti modalità:

- e-mail: [info@mercatoelettrico.org](mailto:info@mercatoelettrico.org)
- fax: 06 8012-4524
- posta: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
Largo Giuseppe Tartini, 3/4  
00198 – Roma

# Novità normative di settore (continua)

■ Documento di consultazione dell'AEEG 130/2013/R/EEL | "Orientamenti per la definizione dei criteri per il riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori Cip 6 dall'applicazione dell'emission trading system a decorrere dall'anno 2013" | pubblicato il 28 marzo 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/13/130-13.jsp>

Con la pubblicazione del DCO in oggetto, l'Autorità presenta i propri orientamenti in merito alla definizione dei criteri per il riconoscimento, ai produttori titolari di convenzioni sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis 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 - per i primi 3 anni del terzo periodo di attuazione dell'Emission Trading System (2013 – 2015).

In materia si richiama brevemente che, in attuazione di quanto stabilito dal provvedimento Cip n.6/92, per i titolari di convenzioni di cessione destinata sottoscritta ai sensi del richiamato provvedimento, nell'ambito della regolazione nazionale è prevista l'erogazione, a titolo di indennizzo, di un contributo economico su base annuale per gli oneri aggiuntivi derivanti dall'applicazione della normativa europea relativa all'Emission Trading System. Gli impianti ammessi a beneficiare di tale riconoscimento sono gli impianti Cip 6 fino alla scadenza della rispettiva convenzione per il ritiro da parte del GSE e limitatamente alla sola quantità di energia elettrica che ha effettivamente beneficiato dei prezzi di ritiro di cui al provvedimento Cip n. 6/92.

In linea generale, la proposta formulata dall'AEEG con il DCO in oggetto - illustrata nel dettaglio con uno schema di provvedimento inserito direttamente nel documento - è volta a riconoscere agli impianti Cip 6 i maggiori oneri derivanti dagli obblighi previsti dalla direttiva 2003/87/CE, sulla base di criteri idonei ad incentivare i produttori a negoziare in maniera efficiente i titoli di emissione di CO<sub>2</sub> ed, al contempo, ha l'obiettivo di minimizzare l'entità dei maggiori oneri posti a carico dei clienti finali. Segnatamente, lo schema di calcolo del contributo di indennizzo annuale e la relativa formula risultano, peraltro, analoghi a quanto già adottato dal Regolatore fino all'anno 2012 (cfr. deliberazione ARG/elt 77/08). Le principali novità riguardano, invece, i criteri di calcolo dei singoli termini  $P_{FLEX}$  e  $P_{EUA}$ .

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell'Autorità le loro eventuali osservazioni entro il termine indicato del 30 aprile 2013.

## GAS

■ Parere AEEG del 10 gennaio 2013 4/2013/I/gas | "Parere dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas al Ministro dello Sviluppo Economico in merito alla disciplina del mercato del gas" | )" | pubblicato il 15 marzo 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/004-13.pdf>

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG ha espresso al Ministero dello Sviluppo Economico parere favorevole in merito all'approvazione della Disciplina del Mercato del gas, nonché le modalità di definizione e gestione del contributo, previsto all'art. 8 della suddetta Disciplina, posto a carico degli operatori del M-GAS e destinato ad alimentare un apposito fondo a cui il GME potrà attingere per far fronte ad eventuali inadempienze da parte dei medesimi, ovvero ad eventuali insolvenze da parte dell'istituto fideiubente. In ottemperanza delle precondizioni regolatorie disposte dall'AEEG con deliberazione 525/2012/R/Gas, il sistema di garanzie previsto nella disciplina del mercato del gas naturale prevede che in caso d'inadempimento dell'operatore, qualora le garanzie prestate dal medesimo non siano sufficienti a coprire l'esposizione debitoria da esso maturata o comunque l'istituto fideiubente risulti insolvente, il GME possa ricorrere, secondo l'ordine di priorità ivi descritto, ai seguenti strumenti:

- alle risorse accumulate attraverso uno specifico contributo, versato dagli operatori del M-GAS, applicato ai MWh negoziati sul suddetto mercato, destinato ad alimentare un fondo istituito presso CCSE (Cassa Conguaglio del settore elettrico). La misura del predetto contributo sarà definito annualmente e pubblicato sul sito internet del GME;
- ai mezzi propri del GME per un importo comunque significativo, tale da responsabilizzare il GME nell'adozione delle migliori pratiche di contenimento del rischio credito;
- ad un meccanismo di mutualizzazione di ultima istanza che potrà essere attivato qualora sia il fondo che i mezzi propri del GME siano insufficienti per coprire i debiti maturati dall'operatore o dall'istituto fideiubente.

Segnatamente, con riferimento alla determinazione del predetto contributo e alle modalità di gestione del fondo, nonché all'attivazione del meccanismo di mutualizzazione, l'AEEG, nel parere 4/2013/I/gas, ha disposto che:

- la misura del contributo sia determinata dall'AEEG su proposta del GME;
- il GME proceda con la diretta riscossione del contributo in capo agli operatori del MGAS e trasferisca le somme così raccolte al Fondo istituito presso CCSE e dalla medesima gestito in qualità di titolare;
- l'erogazione a favore del GME delle somme contenute nel fondo per fronteggiare gli eventuali inadempimenti, possa aver luogo previa comunicazione da parte del gestore nei

# Novità normative di settore (continua)

confronti dell'Autorità e di CCSE;

- il GME possa attingere alle risorse disponibili nel fondo per un importo non superiore all'ammontare dei debiti maturati dagli operatori inadempienti nonché dall'istituto fideiubente;
- il GME intraprenda le azioni giudiziarie necessarie nei confronti dell'operatore inadempiente o dell'istituto fideiubente, per recuperare le somme non pagate dal medesimo anche nel caso di mancato versamento del contributo;
- qualora dovessero emergere in capo al GME costi connessi a crediti non recuperabili superiori alle somme precedentemente prelevate dal fondo o all'ammontare dei mezzi propri l'AEEG, previa comunicazione del GME, procederà alla definizione di un apposito corrispettivo posto in capo agli operatori del mercato per garantire la copertura dei predetti importi.

■ **Delibera 5 marzo 2013 92/2013/R/gas** | “Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2013 – 2014” | pubblicata il 5 marzo 2013 | [Download](#)

<http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/092-13.htm>

Facendo seguito agli esiti della consultazione indetta con la pubblicazione del DCO 76/2013/R/GAS, l'AEEG, con il provvedimento de quo, ha definito i criteri a cui dovrà attenersi l'impresa maggiore di stoccaggio nello svolgimento delle procedure di asta competitiva volte a conferire ai soggetti richiedenti le capacità di stoccaggio indicate nei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2013 (decreto “stoccaggio GNL rigassificato” e decreto “stoccaggio di modulazione”). Coerentemente a quanto proposto nel predetto DCO, riguardo alle modalità di attuazione delle aste, l'AEEG ha disposto quanto segue:

- l'impresa maggiore di stoccaggio istituisce due procedure competitive distinte rispettivamente per il servizio uniforme e per il servizio di punta (di cui alla delibera 75/2013/R/GAS) ai fini del conferimento della capacità di stoccaggio per l'anno di stoccaggio 2013-2014;
- nell'ambito dell'asta per il conferimento delle capacità di stoccaggio relativa al servizio di punta confluiscono sia la capacità di spazio pari a 2500 Msmc di cui all'art. 1, comma 4 del decreto “stoccaggio di modulazione” nonché le eventuali capacità di stoccaggio non assegnate in esito alla procedura di conferimento pro-quota per il servizio di modulazione di cui all'art. 6 della delibera 75/2013/R/GAS;
- nell'ambito dell'asta per il conferimento delle capacità di stoccaggio relativa al servizio uniforme sono ricomprese sia la capacità di spazio pari a 1700 Msmc di cui all'art. 1, comma 6 del decreto “stoccaggio di modulazione” sia le eventuali capacità di stoccaggio non allocate in esito alla procedura di conferimento della capacità per il servizio integrato di rigassificazione e stoccaggio di cui all'art. 6 della delibera

75/2013/R/GAS;

- le modalità e le tempistiche di presentazione delle richieste di partecipazione alla procedura competitiva nonché delle relative offerte di acquisto da parte dei soggetti interessati;
  - le modalità di accettazione delle offerte di acquisto presentate dai soggetti interessati;
  - in relazione alle capacità conferite mediante asta, la tariffa di stoccaggio (di cui all'art. 6 del RTSG) da applicare a tali capacità è determinata utilizzando in luogo del corrispettivo di spazio fs, il corrispettivo di assegnazione risultante dalla procedura competitiva;
  - la rideterminazione, a decorrere dal 1 aprile 2013, della componente QS relativa al servizio di stoccaggio nell'ambito delle condizioni economiche di riferimento per i clienti tutelati del gas naturale, al fine di tener conto nella determinazione del costo del servizio di modulazione dei corrispettivi di assegnazione risultanti dalle procedure di conferimento per il servizio di punta;
  - le maggiori entrate in capo all'impresa di stoccaggio derivanti dalla differenza tra i proventi d'asta e i ricavi regolati, siano destinate alla riduzione delle tariffe di trasporto e distribuzione del gas naturale. A tale scopo sono istituiti presso la CCSE due appositi conti, rispettivamente, “Gettito aste stoccaggio per la riduzione della tariffa di distribuzione” e “Gettito aste stoccaggio per la riduzione della tariffa di trasporto” ai quali destinare tali rendite.
- Per quanto riguarda il secondo profilo d'intervento oggetto del precedente DCO 76/2013/R/GAS, l'AEEG prevede che le integrazioni in materia di bilanciamento di merito economico in relazione all'istituenda sessione di bilanciamento G-1, siano introdotte con un successivo provvedimento.

■ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 marzo 2013** | “Approvazione della disciplina del mercato del gas naturale” | pubblicata sulla G.U. n. 74 del 28 marzo 2013 | [Download](#) <http://www.sviluppoeconomico.gov.it>

Con il decreto 6 marzo 2013 il Ministero dello Sviluppo Economico, acquisito il parere delle Commissioni Parlamentari competenti e sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha approvato la Disciplina del mercato del gas naturale predisposta dal GME, che raccoglie in un unico corpo normativo sia le regole di funzionamento del mercato a termine che le disposizioni relative al mercato a pronti del gas naturale. In base a quanto previsto all'art. 1, comma 3 del DM 6 marzo 2013, la data di avvio del mercato a termine del gas naturale sarà determinata con successivo decreto, su proposta del GME e decorso un adeguato periodo di sperimentazione. Con riferimento all'entrata in vigore della Disciplina, il GME ha pubblicato, nella sezione “news” del proprio sito internet, un comunicato in cui

## Novità normative di settore (continua)

si specifica che fino all'avvio del mercato a termine del gas, il funzionamento del mercato a pronti continuerà ad essere disciplinato dal Regolamento del mercato del gas, approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 26 novembre 2010 e ss.mm.ii., attualmente vigente. La Disciplina del mercato del gas naturale acquisterà, quindi, efficacia a partire dalla data di avvio del Mercato a Termine individuata ai sensi del l'art. 1, comma 3 del Decreto de quo.

# Agenda GME

■ 9 maggio

**Le regole applicative dell'incentivazione delle rinnovabili termiche - La Gestione dei Certificati Bianchi**

Milano, Italia

Organizzatore: The Innovation Cloud  
www.innovationcloud-expo.com

## Gli appuntamenti

17-18 aprile

**Argus European Biomass Trading 2013**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Argus Media  
www.argusmedia.com

17-24 aprile

**Fiscalità delle rinnovabili**

Milano, Italia

Organizzatore: Aper  
www.aper.it

23 aprile

**Fornire energia rinnovabile in tutto il Maghreb Online**

Organizzatore: Aper  
www.aper.it

30 aprile – 1 maggio

**Renewable Energy Finance Forum – Latin America and the Caribbean (REFF-LAC)**

Miami, Florida, Usa

Organizzatore: American Council On Renewable Energy  
www.refflac.com

30 aprile - 1 maggio

**2013 Advanced Energy Conference**

New York, Usa

Organizzatore: Advanced Energy Center  
www.aertc.org

8-9 maggio

**Argus Turkish Power and Gas Trading 2013**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Argus Media  
www.argusmedia.com

8 -10 maggio

**Solarexpo**

Milano, Italia

Organizzatore: Expoenergie  
www.solarexpo.com

9-10 maggio

**International Conference on Energy & Environment**

Porto, Portogallo

Organizzatore: FEP  
www.fep.up.pt/conferences/icee/

14 maggio

**6° Giornata dell'efficienza energetica nelle industrie**

Milano, Italia

Organizzatore: AIEE  
www.aiee.it

16-17 maggio

**2nd International Conference on Chemical, Ecology and Environmental Sciences (ICEES'2013)**

Venezia, Italia

Organizzatore: Planetary Scientific Research Centre (PSRC)  
www.pscentre.org

16-18 maggio

**51st Meeting of the EWGFM; Workshop on Recent Developments on Energy**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: RCEM  
www.rcem.eu

28 maggio

**Smart Tech energy & gas forum**

Milano, Italia

Organizzatore: IIR Istituto Internazionale di Ricerca

[www.italy.iir.es](http://www.italy.iir.es).

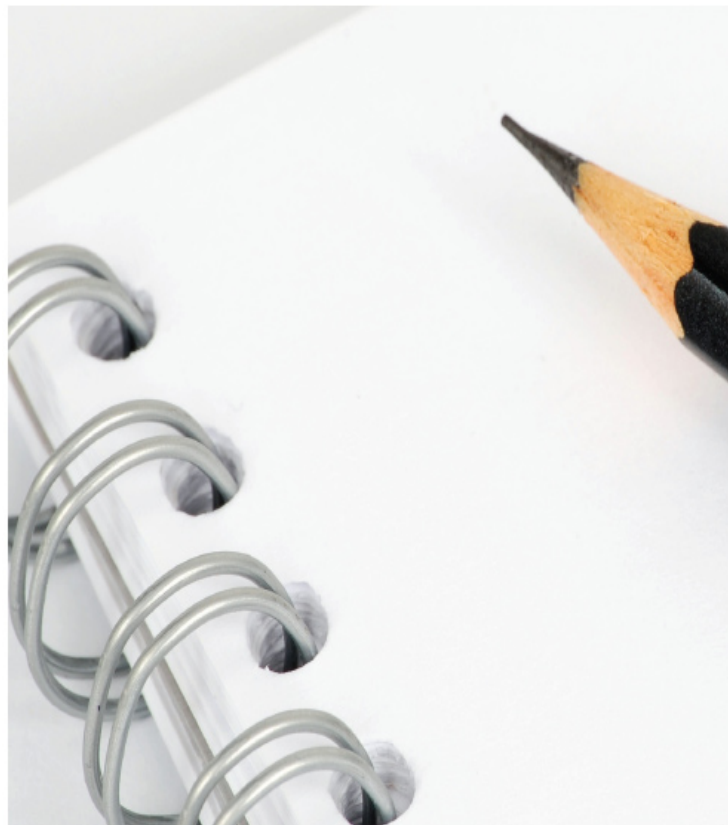
29-31 maggio

**9th SEE Congress & Exhibition on Energy Efficiency & Renewable Energy (EE & RE)**

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo

[www.eeandres.viaexpo.com](http://www.eeandres.viaexpo.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.