

**APPROFONDIMENTI**

## NUOVE GARE PER LA DISTRIBUZIONE GAS: IL SETTORE SI CONCENTRA, L'INTERA FILIERA NE SENTIRÀ GLI EFFETTI

Roberto Bianchini e Pia Saraceno, REF-E

### ■ 1. Finalmente definiti i criteri delle gare

Tra ottobre e novembre 2011, con la firma da parte dei Ministri competenti di due decreti<sup>1</sup>, è giunto finalmente a termine il lungo e tortuoso iter per la definizione e l'approvazione dei provvedimenti attuativi necessari ad avviare la liberalizzazione, prevista originariamente dal Decreto Letta, e che disciplinerà la concorrenza nel settore della distribuzione. I due provvedimenti individuano i comuni appartenenti a ciascuno dei 177 Ambiti Territoriali Minimi (ATEM), previsti originariamente dal decreto 19 gennaio 2011, e definiscono i criteri di gara (partecipazione e valutazione delle offerte) per l'affidamento in concessione del servizio. Restano da definire le date a partire dalle quali andranno a gara, con la nuova procedura, i vari ATEM. La tempistica sarà scaglionata in base alla media ponderata delle scadenze nei comuni appartenenti a ciascun ATEM.

Il settore della distribuzione di gas si caratterizza storicamente per l'elevata frammentazione dell'offerta e per l'eterogeneità della dimensione degli operatori. L'avvio del processo di liberalizzazione, insieme alle numerose operazioni di fusione compiute negli ultimi anni che hanno più rafforzato la posizione dei principali operatori, ha alleviato ma non cancellato queste criticità. Secondo gli ultimi dati forniti dall'AEEG, il numero di società di distribuzione di gas naturale che operano sul territorio nazionale è pari a 250, mentre il numero di gruppi

ammonta a 216, moltissimi sono piccoli distributori con annessa società di vendita che coprono mercati locali di piccole dimensioni. Ancora solo cinque operatori detengono una quota di mercato, in termini di Punti di Riconsegna (PDR), superiore al 5%.

Nel complesso la disciplina delle gare, introducendo una serie di elementi e prescrizioni volte a limitare la partecipazione alle gare a soggetti con requisiti tecnici adeguati, dovrebbe contribuire alla riduzione dei costi di transazione sia sul lato della domanda (per il consumatore che potrà più rapidamente avere le informazioni) che su quello dell'offerta. Distributori di maggiori dimensioni dovrebbero rivelarsi più adeguati a fornire il supporto informativo necessario agli operatori, sul mercato all'ingrosso e della vendita, per gestire al meglio le proprie posizioni.

L'assetto dell'intero settore sarà inevitabilmente coinvolto: gruppi verticalmente integrati nell'approvvigionamento e nella vendita, con caratteristiche multiutility, dovrebbero prevedibilmente assumere un peso crescente nella gestione del servizio e dovrebbe crescere la presenza di operatori finanziari, attirati dalla stabilità dei ritorni del capitale.

L'assetto di mercato che andrà a delinearsi a seguito delle gare non è tuttavia ad oggi prevedibile con certezza. Esso dipenderà da diversi fattori, non indipendenti tra loro, quali: le strategie competitive degli operatori, la loro disponibilità

► continua a pagina 30

## IN QUESTO NUMERO

### ■ REPORT/FEBBRAIO 2012

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici europa  
 pag 18  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 22

### ■ APPROFONDIMENTI

*Nuove gare per la distribuzione GAS: il settore si concentra, l'intera filiera ne sentirà gli effetti*  
 di Roberto Bianchini e Pia Saraceno  
 pagina 30

### ■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

### ■ APPUNTAMENTI

pagina 36

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ L'ondata di gelo che ha investito l'Europa nella prima metà di febbraio ha inciso in maniera determinante sugli esiti del mercato elettrico.

L'aumento della domanda elettrica, in particolare degli usi civili e del settore terziario, da un lato, e la riduzione delle importazioni nette di energia connesse alle tensioni sui prezzi delle altre borse europee (con spikes prossimi ai 2.000 €/MWh in quella francese) dall'altro, hanno spinto i prezzi delle zone centro settentrionali ai massimi degli ultimi tre anni. Nella seconda metà del mese però, con il ritorno delle temperature ai

livelli medi stagionali e la "crisi gas" ormai superata, il quadro si è normalizzato: la domanda elettrica è gradualmente scesa, i flussi in import sono rapidamente aumentati ed i prezzi zonal hanno ripiegato sui livelli di fine gennaio. Il bilancio dell'intero mese vede gli acquisti nazionali in calo tendenziale del 2,0%, le importazioni nette in flessione del 29,6% e le vendite delle unità di produzione in aumento del 3,5%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), dopo una stagnazione di 5 mesi, è salito a 89,04 €/MWh. La liquidità del mercato, con un aumento su base annua di 1,8 punti percentuali, si è attestata al 58,5%.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a febbraio, con un aumento di 9,19 €/MWh (+11,5%) su gennaio e di 22,76 €/MWh (+34,3%) sullo stesso mese del 2011, si è portato a 89,04 €/MWh, massimo da novembre 2008. L'analisi per gruppi di ore rivela un aumento su base annua di 35,16 €/MWh (+45,2%) nelle ore di picco e di 15,58 €/MWh (+26,0%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 112,94 €/MWh e 75,48 €/MWh, entrambi ai massimi degli ultimi tre anni (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto del prezzo picco/baseload, è balzato al livello più alto degli ultimi due

anni (1,27). I prezzi di vendita hanno tutti segnato forti aumenti su base annua. Rispetto a gennaio hanno invece evidenziato dinamiche differenziate: in sensibile rialzo Nord, Centro Nord, Centro Sud e Sardegna, stabile il Sud, in calo la Sicilia. Quanto ai livelli, la Sicilia, con 95,26 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo di vendita più alto, seguita dalla Sardegna con 92,65 €/MWh; nel Sud il prezzo più basso pari a 77,37 €/MWh. Le altre zone continentali, tutte ai livelli più alti da novembre 2008, hanno allineato il prezzo poco sotto i 90 €/MWh (Grafico 2).

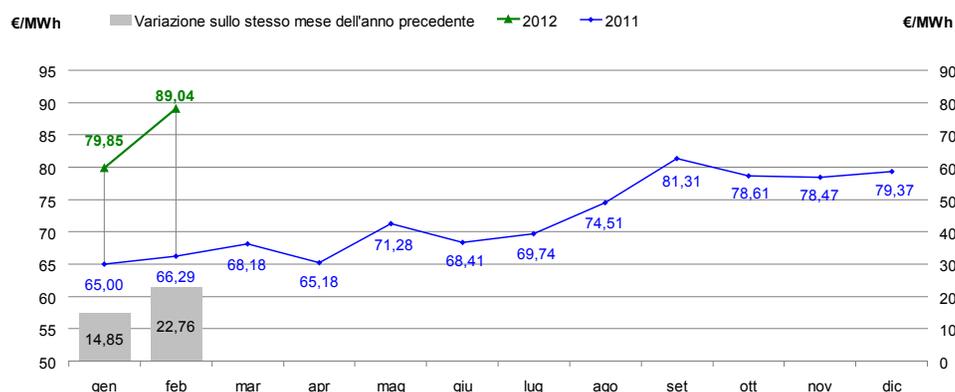
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Var vs 2011		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
<b>Baseload</b>	<b>89,04</b>	<b>66,29</b>	<b>22,76</b>	<b>34,3%</b>	<b>22.073</b>	<b>2,6%</b>	<b>37.748</b>	<b>-0,5%</b>	<b>58,5%</b>	<b>56,7%</b>
<i>Picco</i>	112,94	77,79	35,16	45,2%	28.163	6,9%	45.738	-1,8%	61,6%	56,6%
<i>Fuori picco</i>	75,48	59,90	15,58	26,0%	18.617	-1,0%	33.213	0,3%	56,1%	56,8%
<i>Minimo orario</i>	31,71	27,00			11.396		24.610		45,2%	48,0%
<i>Massimo orario</i>	222,25	110,40			33.804		51.185		68,5%	65,9%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

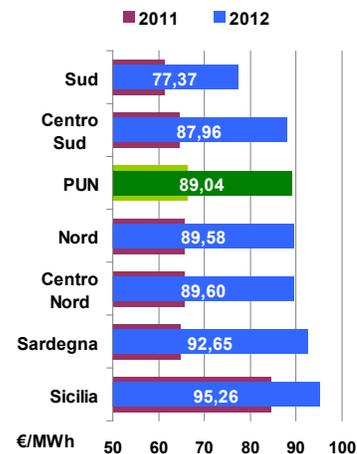
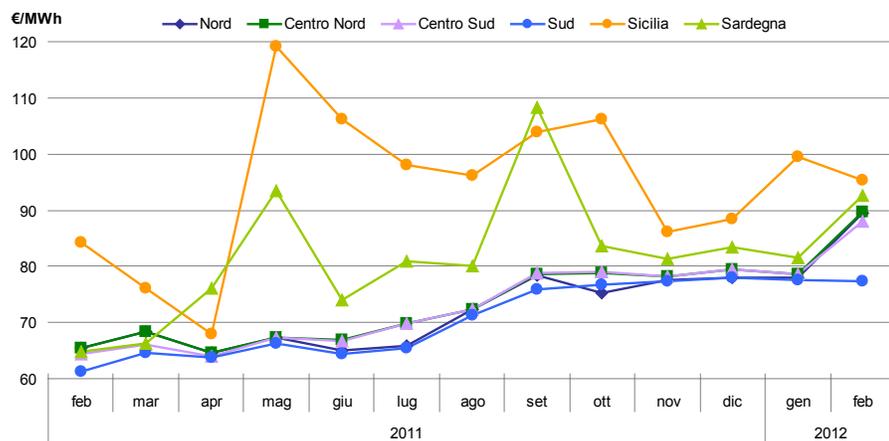
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,3 milioni di MWh, a febbraio hanno segnato una flessione tendenziale dello 0,5%. Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,4 milioni di MWh, dopo due anni tornano a segnare una variazione tendenziale positiva (+2,6%); per contro gli scambi

O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,9 milioni di MWh, registrano una flessione (-4,6%) come non accadeva da agosto 2009 (Tabelle 2 e 3).

La liquidità del mercato è pertanto aumentata di 1,8 punti percentuali su base annua, attestandosi al 58,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.363.031</b>	<b>+2,6%</b>	<b>58,5%</b>
Operatori	9.556.843	+8,1%	36,4%
GSE	3.295.185	+6,1%	12,5%
Zone estere	2.510.744	-14,9%	9,6%
Saldo programmi PCE	258	-99,6%	0,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.909.732</b>	<b>-4,6%</b>	<b>41,5%</b>
Zone estere	1.344.216	-24,9%	5,1%
Zone nazionali	9.565.774	-1,5%	36,4%
Saldo programmi PCE	-258		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>26.272.763</b>	<b>-0,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>18.578.454</b>	<b>+4,6%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>44.851.216</b>	<b>+1,6%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

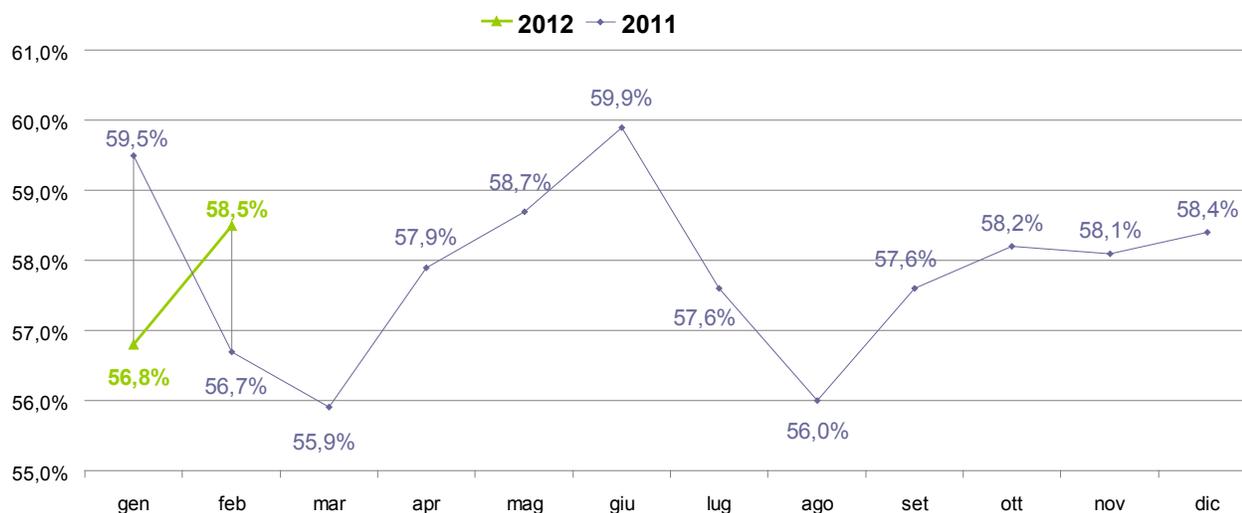
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.363.031</b>	<b>+2,6%</b>	<b>58,5%</b>
Acquirente Unico	4.394.177	-11,9%	16,7%
Altri operatori	8.997.314	+0,4%	34,2%
Pompaggi	51.453	-33,0%	0,2%
Zone estere	784.860	+84,2%	3,0%
Saldo programmi PCE	1.135.227	+119,5%	4,3%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.909.732</b>	<b>-4,6%</b>	<b>41,5%</b>
Zone estere	59.414	+70,7%	0,2%
Zone nazionali AU	2.877.396	+1,5%	11,0%
Zone nazionali altri operatori	9.108.149	+0,3%	34,7%
Saldo programmi PCE	-1.135.227		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>26.272.763</b>	<b>-0,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>2.134.077</b>	<b>+9,6%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>28.406.840</b>	<b>+0,2%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,4 milioni di MWh, sono diminuiti su base annua del 2,0%. A livello zonale, le flessioni più marcate si sono registrate nel Nord (-3,8%) e nel Sud (-6,7%); in controtendenza la Sardegna (+23,4%). In aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 844 mila MWh (+83,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 22,4 milioni di MWh, hanno segnato un incremento tendenziale del 3,5%; in evidenza il Centro Sud (+11,6%) ed il Nord (+3,8%).

Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,9 milioni di MWh, sono diminuite del 18,7% (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.199.148	27.585	+0,7%	10.824.486	15.552	+3,8%	13.639.782	19.597	-3,8%
Centro Nord	3.302.319	4.745	-5,4%	1.702.481	2.446	+0,1%	2.749.932	3.951	-1,7%
Centro Sud	6.044.104	8.684	+9,8%	2.826.741	4.061	+11,6%	4.128.061	5.931	+0,4%
Sud	7.444.837	10.697	+7,0%	4.375.895	6.287	+1,7%	1.972.808	2.834	-6,7%
Sicilia	2.544.421	3.656	+3,1%	1.610.657	2.314	-2,3%	1.669.274	2.398	-2,2%
Sardegna	1.515.194	2.177	+4,3%	1.077.542	1.548	+3,3%	1.268.632	1.823	+23,4%
<b>Totale nazionale</b>	<b>40.050.023</b>	<b>57.543</b>	<b>+2,9%</b>	<b>22.417.802</b>	<b>32.209</b>	<b>+3,5%</b>	<b>25.428.489</b>	<b>36.535</b>	<b>-2,0%</b>
Estero	4.801.193	6.898	-8,2%	3.854.960	5.539	-18,7%	844.274	1.213	+83,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>44.851.216</b>	<b>64.441</b>	<b>+1,6%</b>	<b>26.272.763</b>	<b>37.748</b>	<b>-0,5%</b>	<b>26.272.763</b>	<b>37.748</b>	<b>-0,5%</b>

L'analisi per tecnologia di produzione evidenzia il forte aumento delle vendite da impianti a carbone (+40,2%), da impianti termici tradizionali (+31,0%) e da eolici (+12,8%). In calo, per contro, le vendite da impianti idroelettrici (-32,7%), geotermici (-3,2%) e a ciclo combinato (-1,9%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone è

salita al 13,9% (+3,6 punti percentuali rispetto ad un anno fa) e quella da impianti termici tradizionali al 17,8% (+3,7 p.p.), mentre quella da impianti a ciclo combinato è scesa al 54,7% (-3,0 p.p.) e quella da impianti idroelettrici ad apporto naturale al 7,7% (-4,1 p.p.). Meno significative le variazioni della quota da altri impianti (Grafico 4).

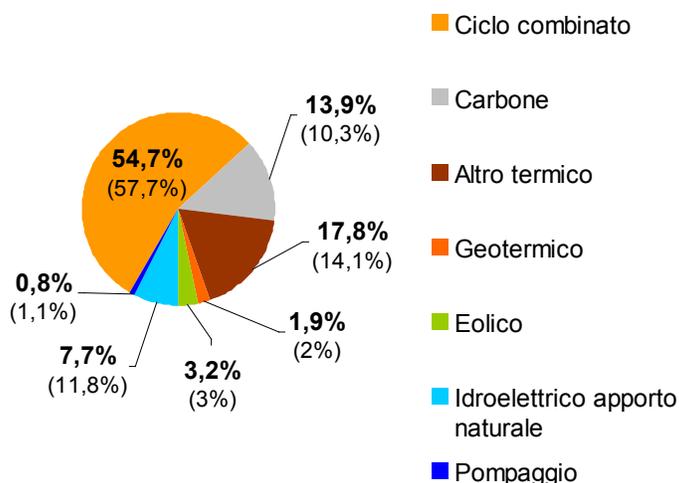
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

Fonte: GME

Impianto	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>Termoelettrico</b>	<b>13.541</b>	<b>+11,1%</b>	<b>2.259</b>	<b>+12,5%</b>	<b>3.590</b>	<b>+17,6%</b>	<b>5.677</b>	<b>+2,6%</b>	<b>2.018</b>	<b>-3,6%</b>	<b>1.373</b>	<b>+6,5%</b>	<b>28.458</b>	<b>+8,7%</b>
Ciclo combinato	10.019	+0,3%	1.322	+4,9%	1.223	-2,6%	2.789	-6,3%	1.752	-9,6%	517	-4,9%	17.621	-1,9%
Carbone	1.510	+131,8%	109	+1906,3%	1.783	+19,3%	283	-15,5%	-	-	802	+12,4%	4.488	+40,2%
Geotermico	-	-	602	-3,2%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	604	-3,2%
Altro termico	2.013	+29,9%	226	+87,0%	583	+93,2%	2.603	+17,1%	266	+70,0%	54	+65,4%	5.745	+31,0%
<b>Idroelettrico</b>	<b>1.998</b>	<b>-28,5%</b>	<b>184</b>	<b>-57,4%</b>	<b>275</b>	<b>-36,6%</b>	<b>139</b>	<b>-30,8%</b>	<b>65</b>	<b>+44,8%</b>	<b>48</b>	<b>-60,7%</b>	<b>2.709</b>	<b>-32,7%</b>
Apporto naturale	1.843	-27,4%	161	-60,2%	263	-36,1%	139	-30,8%	33	+14,9%	27	-73,9%	2.465	-33,1%
Pompaggio	155	-38,8%	23	-16,0%	13	-44,7%	-	-	32	+99,6%	22	+5,2%	244	-28,2%
<b>Eolico</b>	<b>13</b>	<b>+245,0%</b>	<b>3</b>	<b>-47,7%</b>	<b>196</b>	<b>+27,8%</b>	<b>472</b>	<b>+5,7%</b>	<b>231</b>	<b>+0,6%</b>	<b>127</b>	<b>+47,6%</b>	<b>1.042</b>	<b>+12,8%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>15.552</b>	<b>+3,8%</b>	<b>2.446</b>	<b>+0,1%</b>	<b>4.061</b>	<b>+11,6%</b>	<b>6.287</b>	<b>+1,7%</b>	<b>2.314</b>	<b>-2,3%</b>	<b>1.548</b>	<b>+3,3%</b>	<b>32.209</b>	<b>+3,5%</b>

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



## Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini dei mercati del GME

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a febbraio, il prezzo d'acquisto ha registrato, nelle quattro sessioni, sensibili aumenti su base annua, aggiornando il massimo storico su MI1, MI2 ed MI3. Secondo solo al record di gennaio, invece, il prezzo di MI4. Nel dettaglio, il prezzo è variato tra gli 86,72 €/MWh di MI1 e 96,89 €/MWh di MI4. Il confronto con MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) rivela però prezzi più bassi in tutte le sessioni del mercato infragiornaliero (Tabella 6; Grafico 5).

I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, a febbraio hanno raggiunto il livello record di 2,1 milioni di MWh.

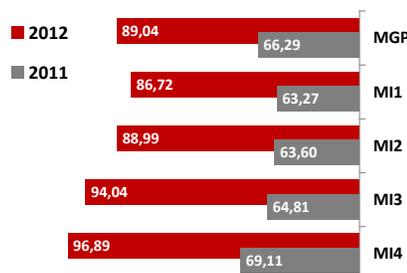
Di questi, i due terzi, ovvero 1,4 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 40,9%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 484 mila MWh su MI2 (-3,6%); 173 mila MWh (+106,7%) su MI3; 88 mila MWh (+72,6%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 5).

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>89,04</b>	<b>66,29</b>	<b>34,3%</b>	<b>37.748</b>	<b>37.929</b>	<b>-0,5%</b>
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>86,72</b> (-2,6%)	<b>63,27</b> (-4,5%)	<b>37,1%</b>	<b>2.002</b>	<b>1.421</b>	<b>40,9%</b>
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>88,99</b> (-0,1%)	<b>63,60</b> (-4,0%)	<b>39,9%</b>	<b>695</b>	<b>721</b>	<b>-3,6%</b>
<b>MI3</b> (13-24 h)	<b>94,04</b> (-4,7%)	<b>64,81</b> (-9,4%)	<b>45,1%</b>	<b>497</b>	<b>241</b>	<b>106,7%</b>
<b>MI4</b> (17-24 h)	<b>96,89</b> (-7,7%)	<b>69,11</b> (-5,3%)	<b>40,2%</b>	<b>377</b>	<b>219</b>	<b>72,6%</b>

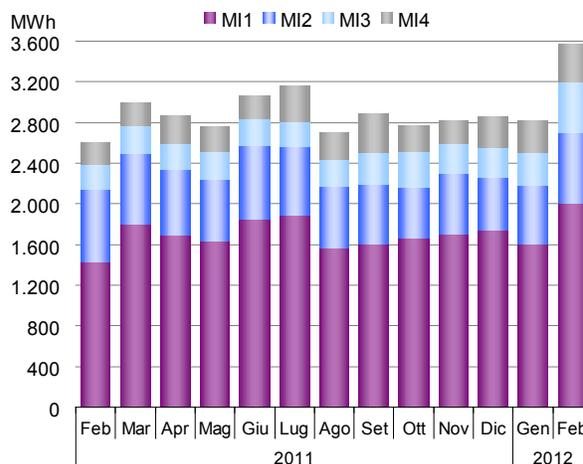
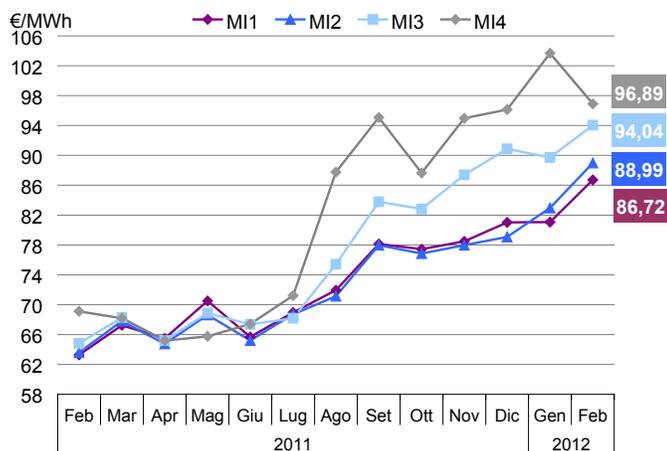
NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).



(continua)

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



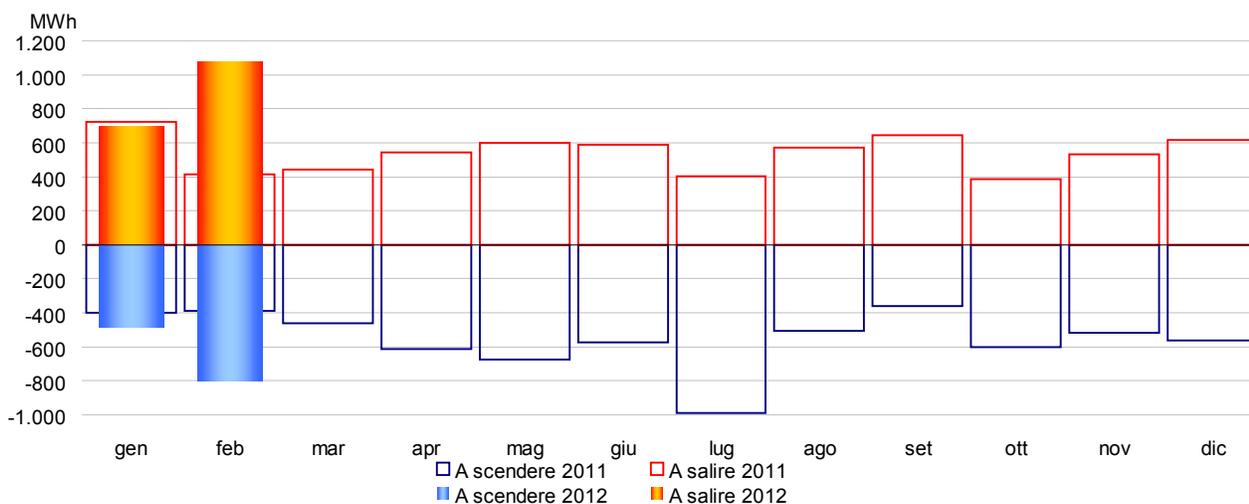
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, i provvedimenti adottati dall'Autorità "per prevenire possibili criticità nel soddisfare l'incremento della domanda di gas e per contenere i consumi, a fronte delle condizioni metereologiche particolar-

mente avverse" hanno determinato un considerevole aumento dell'attività di Terna sia sul fronte degli acquisti, 749 mila MWh (+159,6% su base annua), che su quello delle vendite, 560 mila MWh (+105,9%) (Grafico 6).

Grafico 6: 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 febbraio sono stati negoziati 65 contratti, tutti baseload, pari a 183 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 55 contratti O.T.C. (anch'essi tutti baseload), pari a 482 mila MWh. Il prodotto maggiormente scambiato è stato l'Anno 2013. Tutti i prodotti hanno evidenziato prezzi stabili o in crescita rispetto a gennaio 2012. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano

a 22.749 MW, per un totale di 31,2 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7).

Il prodotto *Marzo 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 77,95 €/MWh sul baseload e 91,01 €/MWh sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.250 e 1.039 MW, per complessivi 2,7 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2012	77,95	0,2%	6	40	-	40	-	-
Aprile 2012	76,00	0,0%	-	-	-	-	2.595	1.868.400
Maggio 2012	76,37	0,0%	-	-	-	-	2.595	1.930.680
Giugno 2012	78,20	-	-	-	-	-	2.595	1.868.400
II Trimestre 2012	76,85	0,8%	-	-	-	-	3.025	6.606.600
III Trimestre 2012	81,20	2,8%	1	10	-	10	2.760	6.094.080
IV Trimestre 2012	82,20	2,4%	-	-	-	-	2.635	5.820.715
I Trimestre 2013	80,50	0,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	77,80	3,2%	4	15	55	70	425	3.723.000
<b>Totale</b>			<b>11</b>	<b>65</b>	<b>55</b>	<b>120</b>	<b>16.630</b>	<b>27.911.875</b>

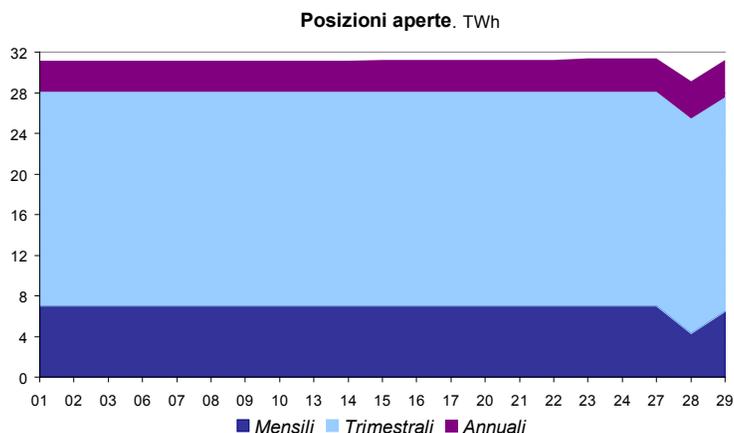
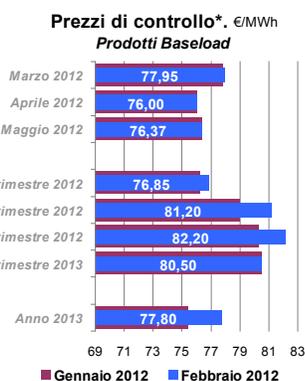
  

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Marzo 2012	91,01	0,2%	-	-	-	-	-	-
Aprile 2012	85,31	0,0%	-	-	-	-	959	241.668
Maggio 2012	84,98	0,0%	-	-	-	-	959	264.684
Giugno 2012	87,19	-	-	-	-	-	959	241.668
II Trimestre 2012	85,80	0,8%	-	-	-	-	1.254	978.120
III Trimestre 2012	91,30	2,9%	-	-	-	-	1.029	802.620
IV Trimestre 2012	96,06	2,4%	-	-	-	-	959	759.528
I Trimestre 2013	94,59	1,1%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	88,87	3,5%	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>			<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>6.119</b>	<b>3.288.288</b>

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a febbraio ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

## PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2012, pari a 25,9 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 11,8%. La crescita è stata sostenuta dai contratti non standard (+29,5%); in calo, invece, i contratti standard (-23,9%). Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su MTE, con un considerevole aumento tendenziale (+456,5%), hanno raggiunto 2,5 milioni di MWh, rappresentando quasi il 10% del totale registrazioni (erano inferiori al 2% a febbraio 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato

una posizione netta dei conti energia di 15,3 milioni di MWh (+2,4%).

Per quanto riguarda i programmi, quelli registrati nei conti in immissione, pari a 10,9 milioni di MWh, hanno segnato una nuova flessione (-5,1%); ancora segno positivo invece per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,0 milioni di MWh (+0,8%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in calo rispetto a gennaio (-0,9), ma in aumento tendenziale (+0,14), è stato pari a 1,69 (Grafico 8).

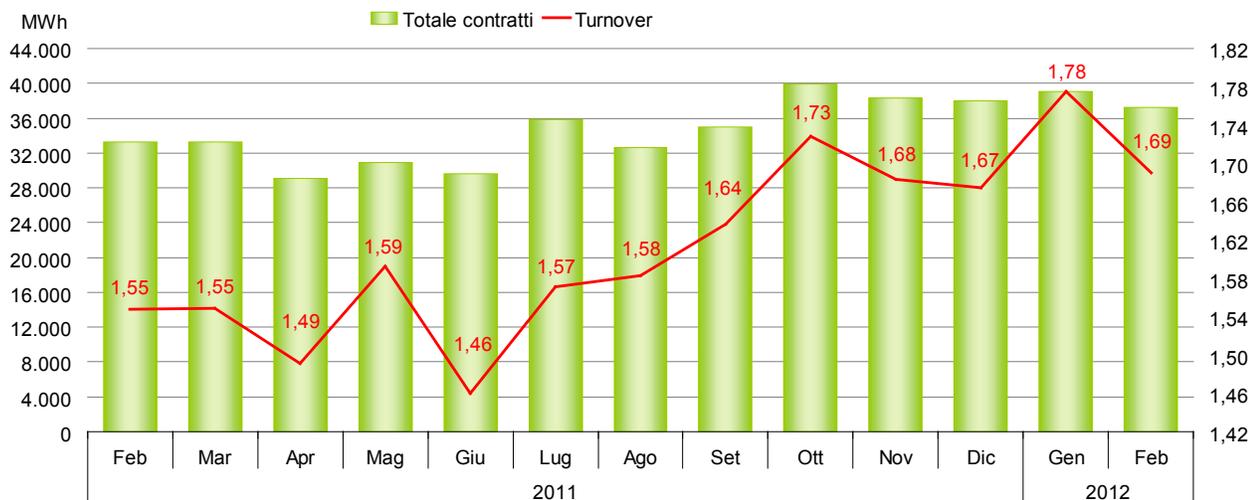
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione	Variazione	Struttura	Prelievo	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	7.295.139	- 18,4%	28,1%	Richiesti	11.091.616	-5,2%	100,0%	12.045.104	+0,8%	100,0%
<i>Off Peak</i>	572.256	- 7,9%	2,2%	di cui con indicazione di prezzo	3.407.829	+19,0%	30,7%	-	-	-
<i>Peak</i>	710.270	- 58,5%	2,7%	<b>Registrati</b>	<b>10.909.990</b>	<b>-5,1%</b>	<b>98,4%</b>	<b>12.044.959</b>	<b>+0,8%</b>	<b>100,0%</b>
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	3.230.504	+20,4%	29,1%	-	-	-
Totale Standard	8.577.665	- 23,9%	33,1%	Rifiutati	181.626	-6,5%	1,6%	144	-57,8%	0,0%
Totale Non standard	14.856.271	+29,5%	57,3%	di cui con indicazione di prezzo	177.325	-1,5%	1,6%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>23.433.936</b>	<b>3,0%</b>	<b>90,4%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>258</b>	<b>-99,6%</b>		<b>1.135.227</b>	<b>+119,5%</b>	
MTE	2.499.468	+456,5%	9,6%							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>25.933.404</b>	<b>+11,8%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>15.342.925</b>	<b>+2,4%</b>	<b>59,2%</b>							

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

L'eccezionale ondata di maltempo che ha colpito l'Europa e l'Italia nella prima metà di febbraio ha favorito una diffusa crescita delle quotazioni elettriche che hanno raggiunto livelli record nella zona Nord di IPEX e sulla borsa BSP, rispettivamente pari a 89,58 €/MWh e 85,78 €/MWh. Il maggior rialzo del prezzo sloveno ha determinato il restringimento del differenziale con il prezzo italiano sceso così a 3,8 €/MWh, nuovo valore minimo dall'avvio del market coupling. Si segnala in particolare che mai il prezzo sloveno era risultato maggiore

di quello italiano in così tante ore (3%), sebbene concentrate nei soli giorni 17 e 18 febbraio. In questo quadro il market coupling ha allocato 395 MW di capacità transfrontaliera nel 96,4% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 3,6% delle ore in export verso la Slovenia. Si conferma così la preferenza degli operatori per l'allocazione in asta implicita a vantaggio di quella esplicita, relegata per il secondo mese consecutivo ad un ruolo sempre più residuale: 26 MW allocati, utilizzati peraltro in modo inefficiente nel 9,5% delle ore.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW)	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
<b>Baseload</b>	<b>89,58</b>	<b>+14,8%</b>	<b>+36,7%</b>	<b>85,78</b>	<b>+31,7%</b>	<b>+39,3%</b>	<b>24%</b>	<b>73%</b>	<b>3%</b>	<b>395</b>
Picco	114,72	+23,8%	+49,6%	111,34	+30,1%	+43,6%	5%	29%	2%	146
Fuori Picco	74,65	+11,0%	+32,2%	69,69	+28,8%	+31,6%	13%	23%	0%	148
Festivo	76,17	+2,9%	+21,2%	73,36	+34,9%	+40,0%	6%	21%	1%	102

Grafico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

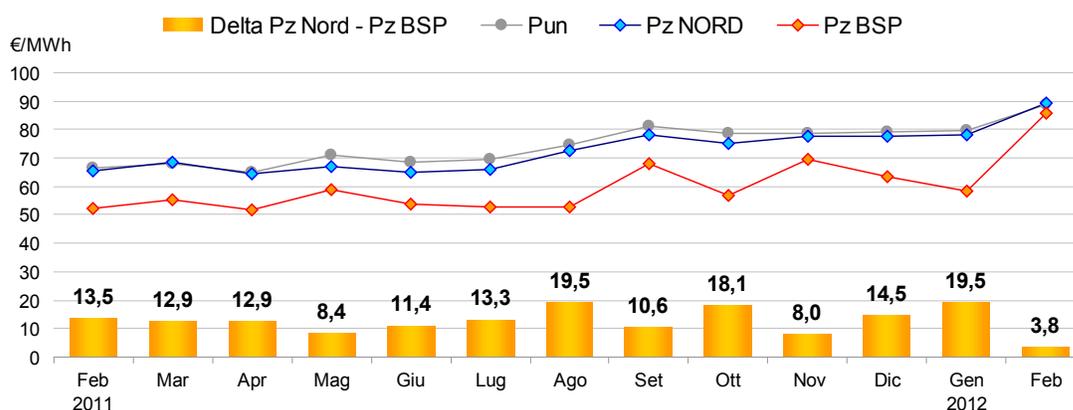
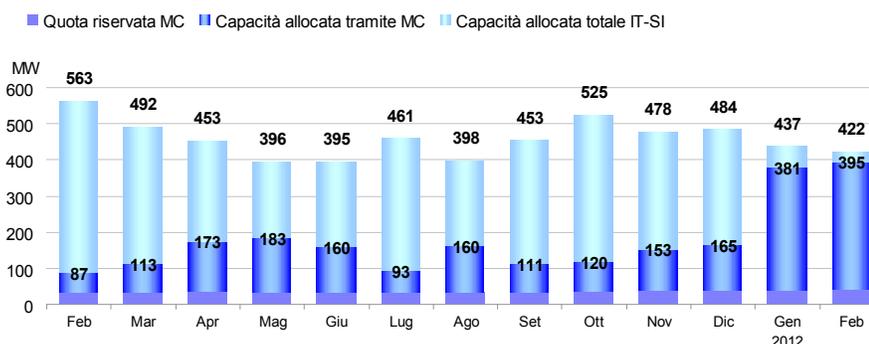


Grafico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



## MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
<b>Import</b>	394	7	96,4%	60,1%	96,4%	54,5%	0,0%	5,6%	0,0%	0,0%
<b>Export</b>	1	19	3,6%	34,1%	3,6%	30,2%	0,0%	3,0%	0,0%	0,9%
<b>Totale</b>	<b>395</b>	<b>26</b>	<b>100,0%</b>	<b>94,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>84,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>8,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,9%</b>

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

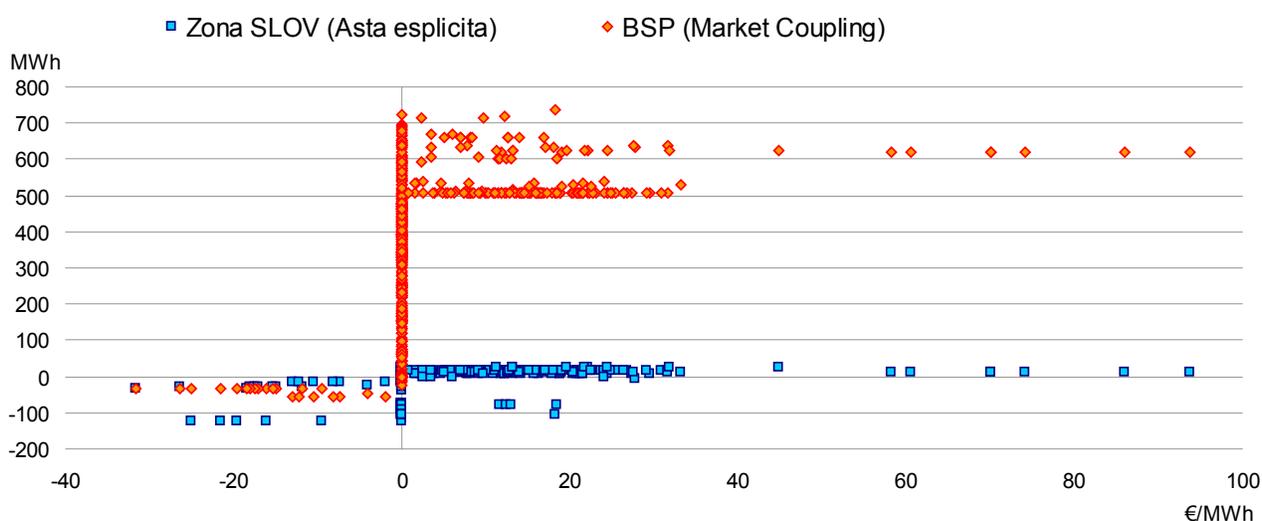
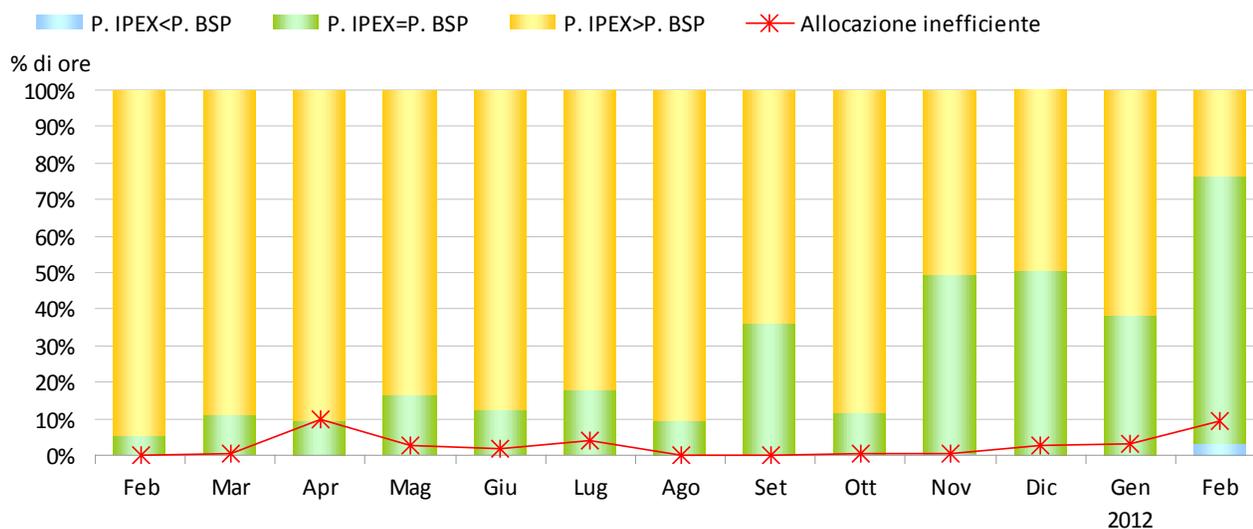


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio il sistema gas italiano è stato largamente messo alla prova dall'eccezionale ondata di maltempo e di freddo che ha investito l'Italia e l'Europa nei primi quindici giorni del mese, determinando rialzi record dei consumi, medi e di punta, e di tutte le principali quotazioni.

In tale contesto il prezzo medio al PSV è cresciuto a 34,73 €/MWh, valore massimo dell'ultimo triennio, e il prezzo medio di PB-gas si è attestato a 32,76 €/MWh, in aumento del 4,1% rispetto a gennaio.

A febbraio la domanda di gas si è attestata a 10.778 Mmc, aggiornando il valore massimo storico sia su base complessiva, nonostante il mese di 29 giorni, sia in termini medi con 372 Mmc al giorno, +24 Mmc rispetto al massimo precedente di gennaio 2010. Tale crescita è stata indotta dalla straordinaria ondata di freddo che ha colpito l'Italia e l'Europa nella prima quindicina di febbraio, quando i consumi giornalieri sono risultati mediamente pari a 429 Mmc, ed è stato toccato il nuovo picco di domanda di

465,9 Mmc nella giornata del 7 febbraio. Tali dinamiche hanno portato a rialzi tendenziali complessivamente in doppia cifra (+20%), trainati dagli acquisti residenziali (+25%) e supportati inoltre dagli aumenti registrati nei comparti termoelettrico (+4%) e industriale (+4%) verificatisi, peraltro, nonostante i provvedimenti d'emergenza volti a contenere i consumi, quali l'accensione di centrali ad olio combustibile e l'attivazione della riduzione dei consumi dei clienti interrottibili.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>10.778</b>	<b>+20%</b>
Impianti di Distribuzione	6.375	+25%
Consumi Termoelettrici	2.516	+4%
Consumi Industriali	1.252	+4%
Rete terzi e consumi di sistema	635	+129%
<b>Offerta</b>	<b>10.778</b>	<b>+20%</b>
Import	7.534	+9%
Produzione Nazionale	668	+13%
Sistemi di stoccaggio	2.576	+75%

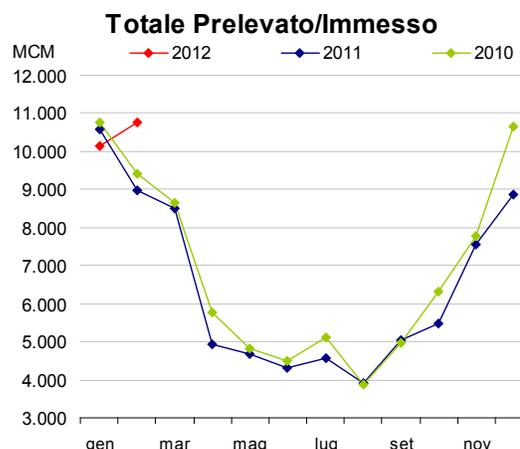


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il nettorialzo dei consumi è stato assorbito dalla massimizzazione dell'import e dall'erogazione degli stoccaggi, a fronte di una produzione nazionale in aumento tendenziale, ma comunque

residuale. Le importazioni sono risultate in aumento su tutti i punti di ingresso rispetto a gennaio e febbraio 2011, ad eccezione in quest'ultimo caso dei terminali GNL. Durante la fase acuta

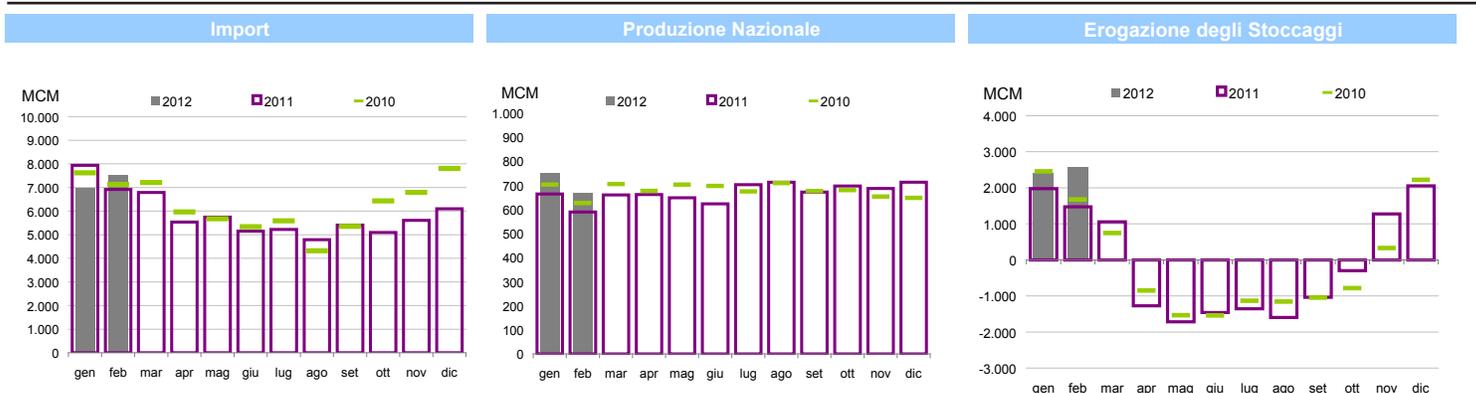
(continua)

dell'emergenza gas le importazioni, seppur in aumento, non hanno potuto soddisfare completamente le nomine degli shipper soprattutto al punto di entrata di Tarvisio (gas russo), per effetto della forte richiesta europea di gas anch'essa colpita dalla morsa del gelo. Ciò ha determinato un massiccio utilizzo dello stoccaggio che ha avuto in quei giorni un valore medio di

erogazione di 140 Mmc, pressoché doppio rispetto alla media dei due mesi precedenti, e un valore massimo di 173 Mmc, prossimo alla punta di 186,7 Mmc del 7 gennaio 2009. Il mese di febbraio, pertanto, si chiude con un livello di gas stoccato da Stogit in netto ribasso tendenziale (-24%), ma comunque su livelli analoghi a quelli dello stesso periodo del 2010.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

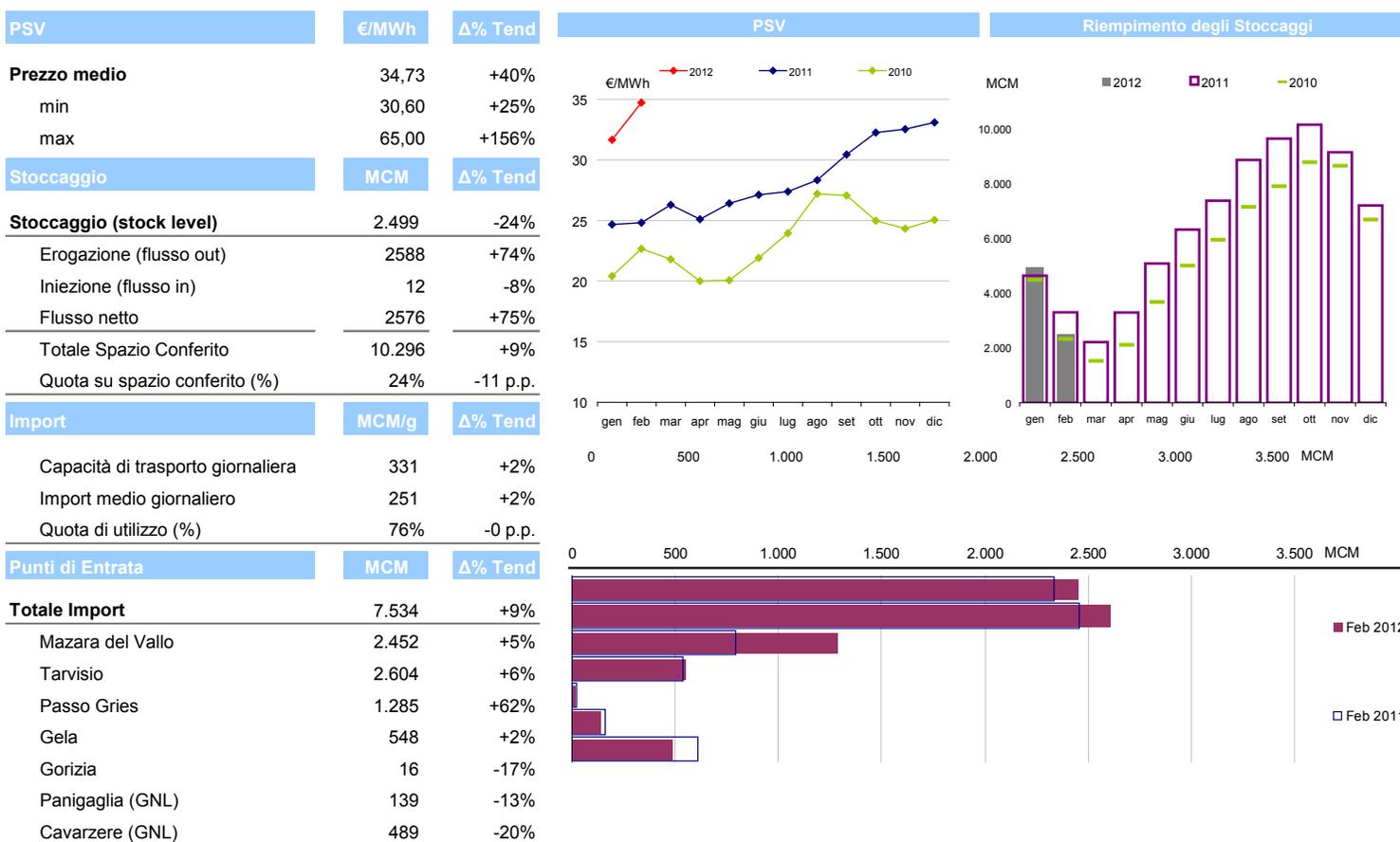


Il generalizzato aumento dei consumi in Europa e in Italia ha prodotto rialzi consistenti sia delle quotazioni europee, cresciute del 19-20%, sia del prezzo medio al Punto di Scambio Virtuale, salito a 34,73 €/MWh (+10%), valore massimo dell'ultimo

triennio. La maggior crescita rilevata sui prezzi europei ha prodotto una diminuzione di circa 2 €/MWh del differenziale di prezzo con il PSV, che comunque si mantiene sugli 8 €/MWh.

Figura 2: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

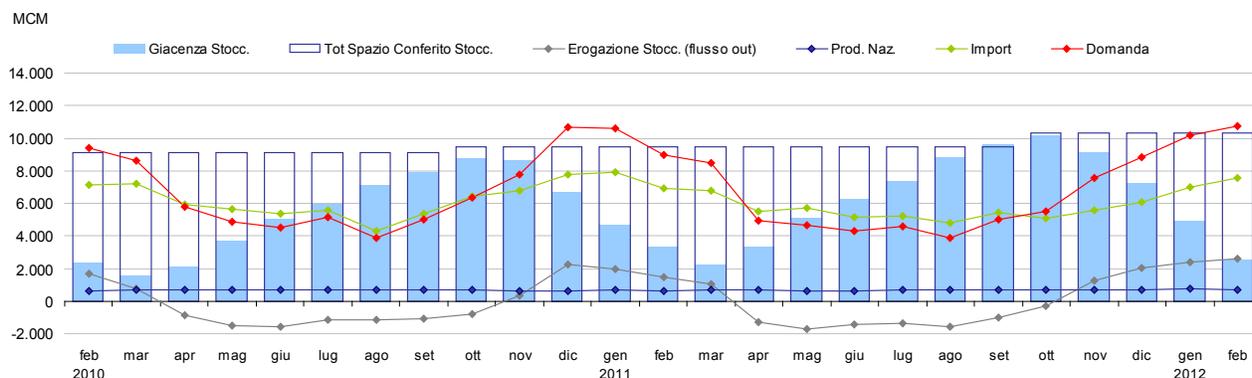
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Le succitate dinamiche di domanda e offerta hanno portato vivacità anche sui mercati del gas gestiti dal GME. In particolare su MGP-gas e su MI-gas si osservano negoziazioni rispettivamente in 7 e in 4 sedute, benché relative a volumi residuali (1,38 Mmc), mentre sul mercato

di bilanciamento è stato raggiunto il nuovo valore massimo storico di volumi scambiati, pari a 576 Mmc e al 5,3% dei consumi. Il prezzo medio della PB-gas si è attestato a 32,76 €/MWh distaccandosi per la prima volta sensibilmente dalla quotazione del PSV (-1,96 €/MWh).

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbinamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	31,70	7	-	1,41%	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	32,55	4	-	4,10%	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	33,15	-	-	-	31,39	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	32,76	29	4,1%	6,0%	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	34,73	-	9,7%	20,8%	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

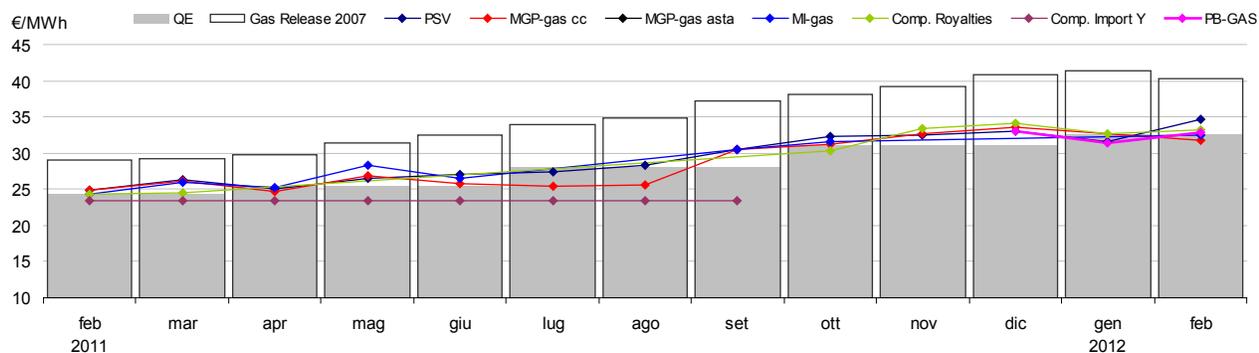


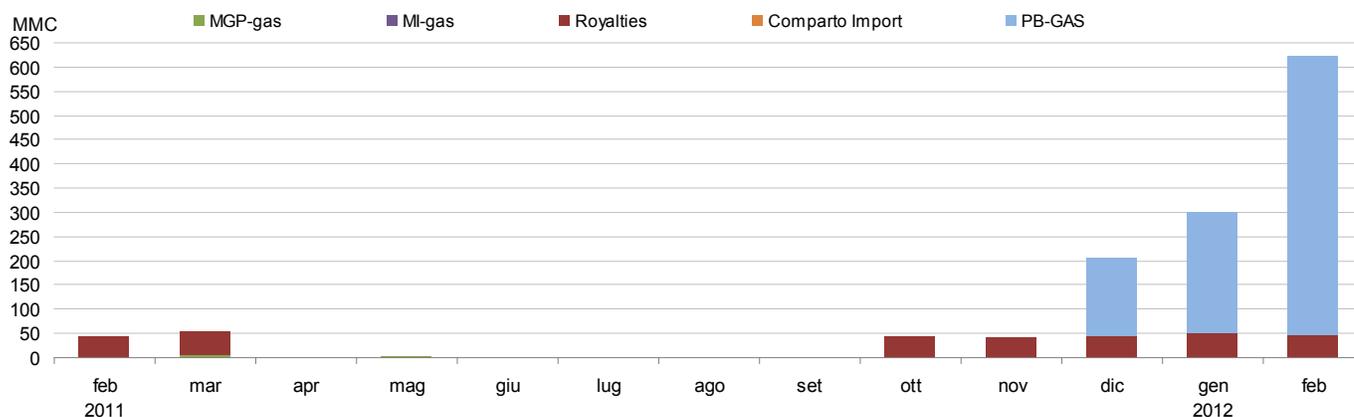
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	1,12	-	-	-	1,12	2	4	10
MI-gas	MCM	0,26	-	-	-	0,26	2	3	4
Comparto Royalties	MCM	47	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	576	146,1%	-	-	576	42	30	-

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME



## II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Nel mese di febbraio lo sbilanciamento assoluto mensile cumulato ha registrato il valore massimo dell'ultimo anno pari a 6 TWh (576 Mmc), con il mercato risultato corto per 4,1 TWh, soprattutto nella prima quindicina del mese, e lungo per 1,9 TWh nella seconda parte del mese. La crescita record dello sbilanciamento negativo è stata indotta dai forti rialzi sui consumi e dalla parziale incapacità delle importazioni di soddisfare le nomine degli shipper, derivanti dall'eccezionale ondata di maltempo che ha colpito l'Europa e l'Italia. In tale contesto il prezzo medio del mercato di bilanciamento è risultato in crescita a 32,76 €/MWh (+4,1%), per la prima volta significativamente inferiore alla quotazione al PSV (-1,96 €/MWh). L'esame della dinamica giornaliera, tuttavia, mostra come la crescita del differenziale tra le due quotazioni sia in buona parte imputabile a prezzi PSV particolarmente alti nei giorni centrali dell'emergenza freddo, tra cui il valore massimo

di 65 €/MWh registrato il 9 febbraio. D'altra parte il prezzo massimo su PB-gas, pari a 39,38 €/MWh, si è registrato il 15 febbraio, primo giorno di sbilanciamento positivo dopo due settimane consecutive di sbilanciamento di segno opposto.

La crescita dei volumi ha favorito anche l'aumento degli operatori attivi, saliti a 46, senza però produrre alcun miglioramento nella concentrazione. L'indicatore HHI, infatti, si attesta su valori nettamente sopra la prima soglia di competitività - pari a 1.800 -, mentre il CR3 evidenzia come, su entrambi i lati del mercato, i primi tre operatori detengano più di metà dei volumi. Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta confermano un elevato livello di attività in un intervallo del  $\pm 5\%$  del prezzo di equilibrio, in cui risultano complessivamente presenti 13/20 operatori, mentre segnalano dei primi timidi segnali di elasticità in un intorno del  $\pm 5\%$  dello sbilanciamento, soprattutto in quello destro di acquisto.

Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME

Offerta di SNAM	Frequenza sessioni		Prezzo €/MWh			Volatilità (%)		Volumi medi (MWh)	
	M	M-1	M	$\Delta\%$ M-1	$\Delta$ PSV	M	M-1	M	$\Delta\%$ M-1
Acquisto	15	12	33,77	5,6%	-3,57	3,0%	1,3%	276.652	248%
Vendita	14	19	31,68	1,8%	-0,17	6,9%	1,4%	138.981	56%
Totale	29	31	32,76	4,1%	-1,96	6,0%	1,9%	210.190	146%

Gráfico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME

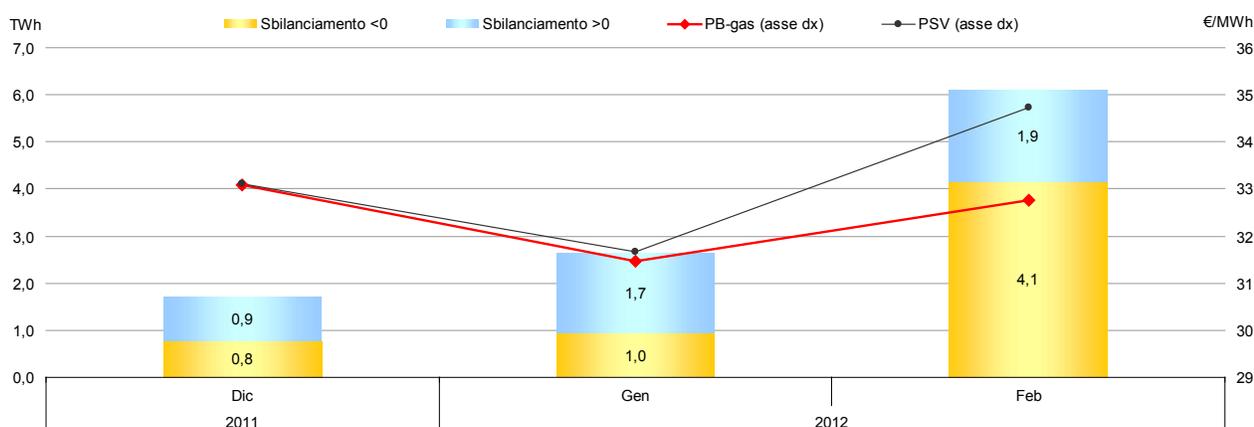


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

Offerta di SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	42	24	2.930	3.548	49%	50%	15	9	17	22	-0,1%	0,0%	0,2%	0,0%
Vendita	30	31	3.840	2.813	56%	51%	25	28	10	9	0,1%	0,1%	-1,1%	-0,1%
Totale	46	37	3.369	3.098	33%	49%	20	20	13	14	0,0%	0,0%	-0,4%	0,0%

1) Intorno pari a ±5% del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione  
 2) Intorno pari a ±5% dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

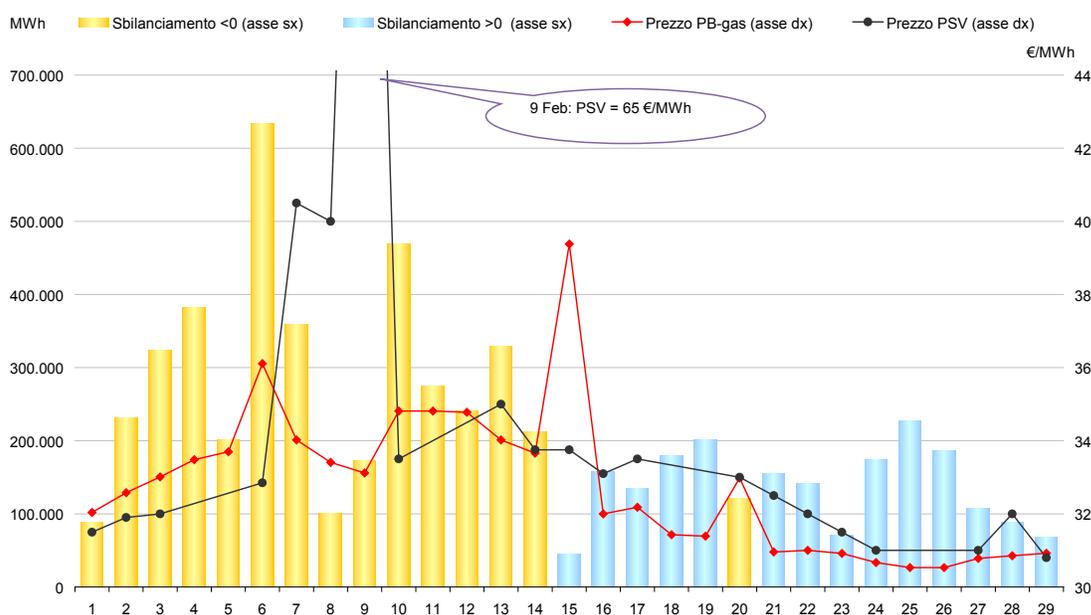


Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

Fonte: dati GME

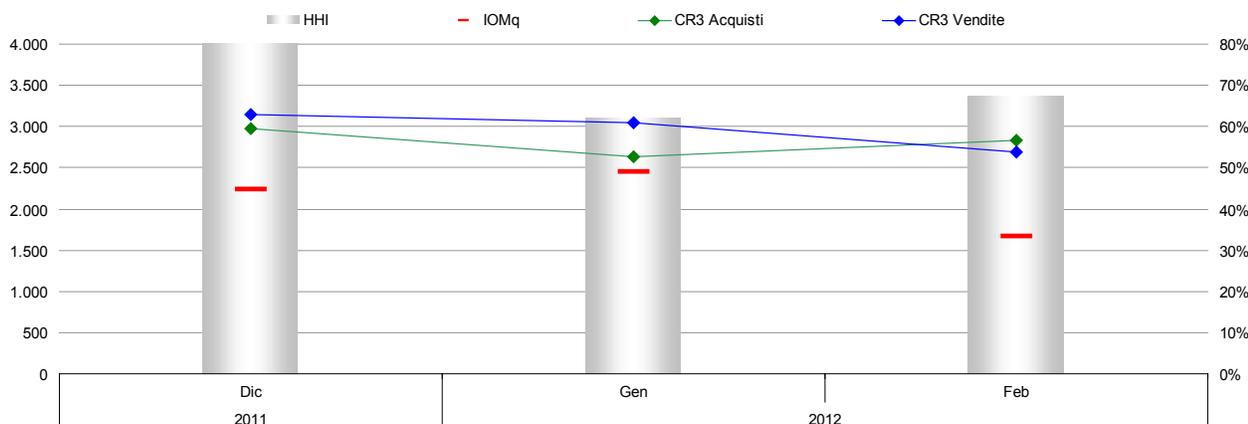
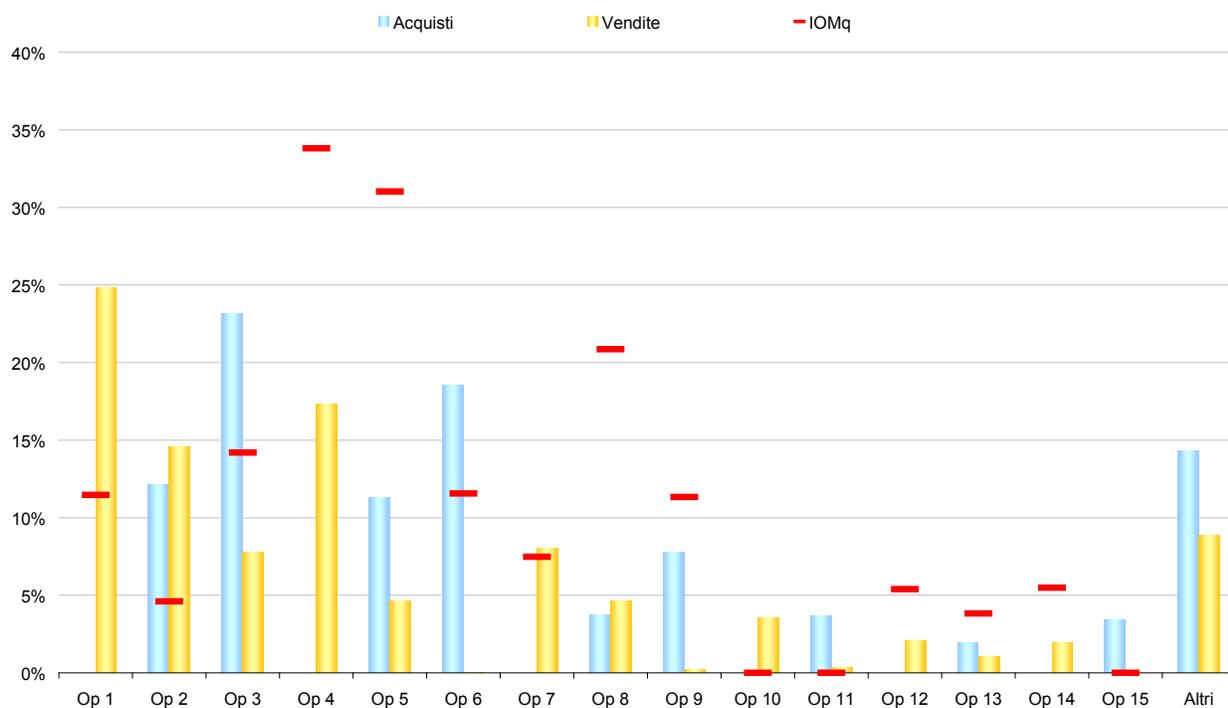


Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di febbraio si caratterizza per una decisa impennata di tutte le principali quotazioni registrate sui mercati energetici europei, complice anche l'eccezionale ondata di freddo che ha spinto al rialzo i consumi continentali elettrici e di gas. In particolare, il prezzo del Brent e dei suoi derivati, dopo una fase di sostanziale stabilità su livelli comunque elevati, torna a ridosso dei valori toccati a marzo 2011, secondi soltanto al massimo storico raggiunto nell'estate del 2008, così come quello del gas che arriva a superare abbondantemente il tetto dei 25 €/MWh, oltre il

quale raramente si era attestato nel corso degli anni passati. Aumenti marcati interessano anche le borse elettriche, su cui spiccano gli straordinari rincari delle quotazioni francesi che, seguendo dinamiche più volte osservate nei periodi con condizioni climatiche sfavorevoli, trainano al rialzo i prezzi di tutti i mercati elettrici limitrofi.

In questo contesto, l'unico andamento controtendenziale si registra sulle piazze del carbone dove le quotazioni tornano a scendere dopo quindici mesi sotto i 100 \$/MT, confermando il trend ribassista in atto da ottobre.

Nel mese di febbraio i mercati petroliferi europei vedono le quotazioni salire a ridosso dei 120 \$/bbl, interrompendo la fase di ridotta volatilità attorno ai 110 \$/bbl osservata in tutta la seconda parte del 2011 e permettendo il riallineamento con il riferimento mediorientale che già da gennaio aveva mostrato dinamiche decisamente crescenti. Il consistente aumento osservato sul Brent (+8,1% su base congiunturale, +15,2% rispetto al 2011) favorisce inoltre un ulteriore allargamento del differenziale prodottosi nel 2011 tra le due quotazioni, spingendo al rialzo nel breve termine le aspettative degli operatori, altrimenti indirizzate verso una graduale diminuzione dei prezzi a partire dal secondo semestre del 2012.

I prodotti di raffinazione del greggio seguono, come di consueto, l'andamento di prezzo della loro materia prima, attestandosi su quotazioni prossime ai 720 \$/MT per l'olio combustibile e superiori ai 1000 \$/MT per il gasolio, con incrementi in generale analoghi a quelli del Brent. In tal senso, di maggiore intensità risulta esclusivamente l'aumento rispetto al 2011 dell'olio combustibile, a conferma

di una crescita tendenziale più spiccata osservata su tale prodotto nel corso degli ultimi 5 mesi.

Di contro, sulle piazze continentali del carbone trova ulteriore consolidamento il trend ribassista in atto da ottobre, che si contrappone non solo alle dinamiche fortemente rialziste registrate sugli altri combustibili, ma anche alle più moderate variazioni manifestatesi sui listini extra-europei della medesima commodity. Il prezzo dell'API2 scende così a 98,7 \$/MT, in calo del 6,6% in termini congiunturali e del 17,3% su base annua, smentendo le attese di lieve ripresa espresse dai mercati a termine a gennaio, peraltro confermate anche dai futures di febbraio.

Nella conversione delle quotazioni in euro, il modesto apprezzamento della moneta europea nei confronti del dollaro, segnalato da un tasso di cambio in ripresa nel corso dell'ultimo mese a 1,32 \$/€ (+2,5%), contiene l'impatto degli aumenti congiunturali delle quotazioni petrolifere. D'altro canto, l'effetto sugli incrementi dei combustibili appare rovesciato in termini tendenziali, rispetto ai quali la nostra divisa continentale perde invece più del 3%.

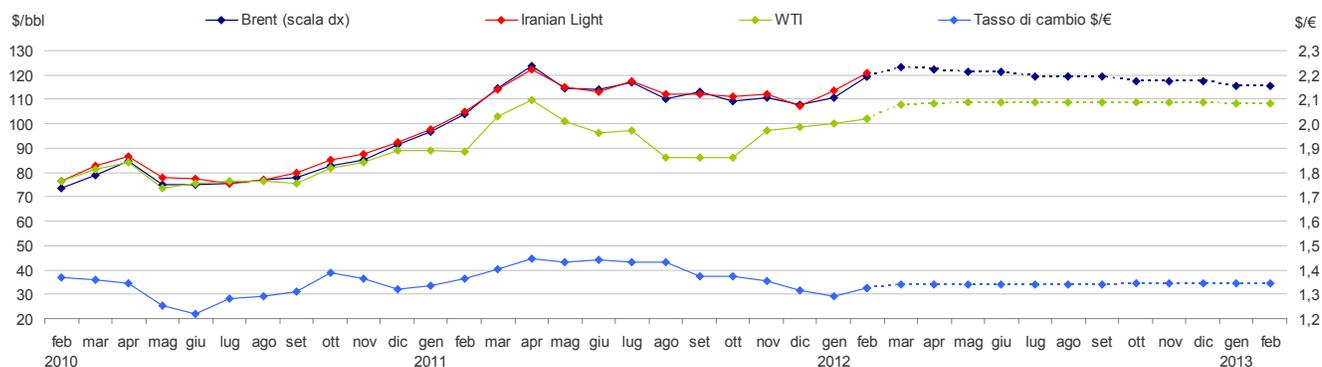
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Feb 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 12	Apr 12	Mag 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,32	+2,5%	-3,1%	1,31	1,34 ▲	1,34 ▲	1,34 -	1,35 ▲
Brent	\$/bbl	119,6	+8,1%	+15,2%	110,7	123,1 ▲	122,2 ▲	121,5 -	112,5 ▲
FOB	€/bbl	90,3	+5,4%	+18,9%	84,6	91,8 ▲	91,2 ▲	90,6 -	83,5 ▲
Fuel Oil	\$/MT	719,6	+6,0%	+25,0%	675,5	736,5 ▲	732,3 ▲	729,3 -	677,8 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	543,7	+3,3%	+29,0%	516,5	549,5 ▲	546,3 ▲	543,9 -	503,5 ▲
Gasoil	\$/MT	1001,6	+5,2%	+15,5%	946,0	1030,6 ▲	1027,6 ▲	1024,0 -	979,9 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	756,7	+2,6%	+19,2%	723,3	769,0 ▲	766,6 ▲	763,8 -	727,9 ▲
Coal	\$/MT	98,7	-6,6%	-17,3%	105,4	102,0 ▼	104,3 ▼	105,2 -	115,0 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	74,6	-8,9%	-14,7%	80,6	76,1 ▼	77,8 ▼	78,4 -	85,4 ▼

Fonte: Thomson-Reuters

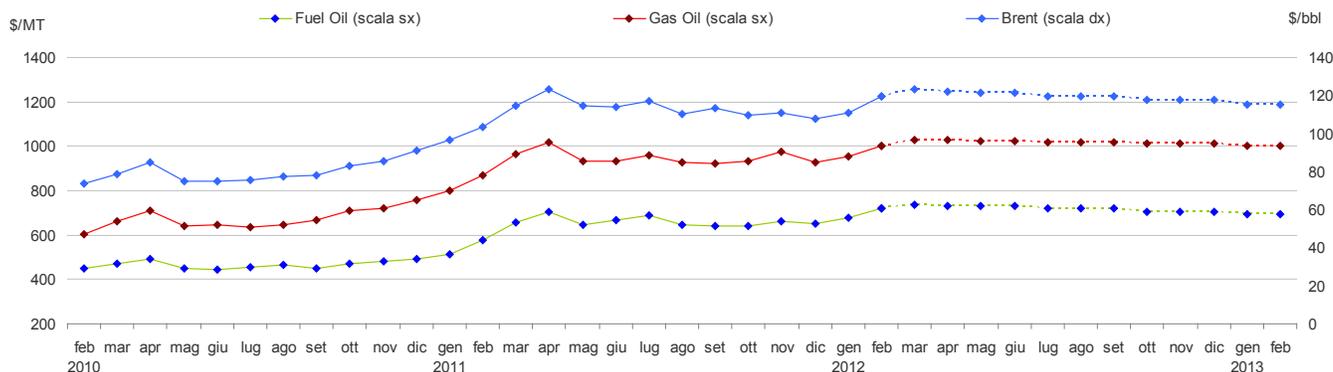
(continua)

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



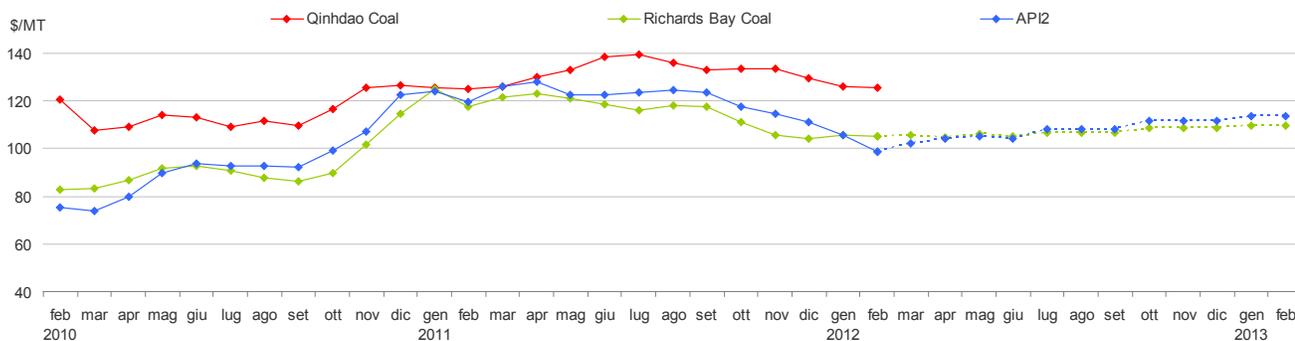
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

Ancora più che sulle borse petrolifere, la crescita dei prezzi mostra dinamiche particolarmente accentuate agli hub del gas, dove le quotazioni salgono repentinamente oltre i 26 €/MWh, spinte dalla netta ripresa della domanda e dall'ondata di freddo anomalo che ne rappresenta la causa.

La ripida impennata, comune a tutti mercati continentali, produce incrementi prossimi al 20%-23% sia rispetto ai livelli di gennaio che di un anno fa, evidenziando tassi lievemente differenti soltanto al PSV.

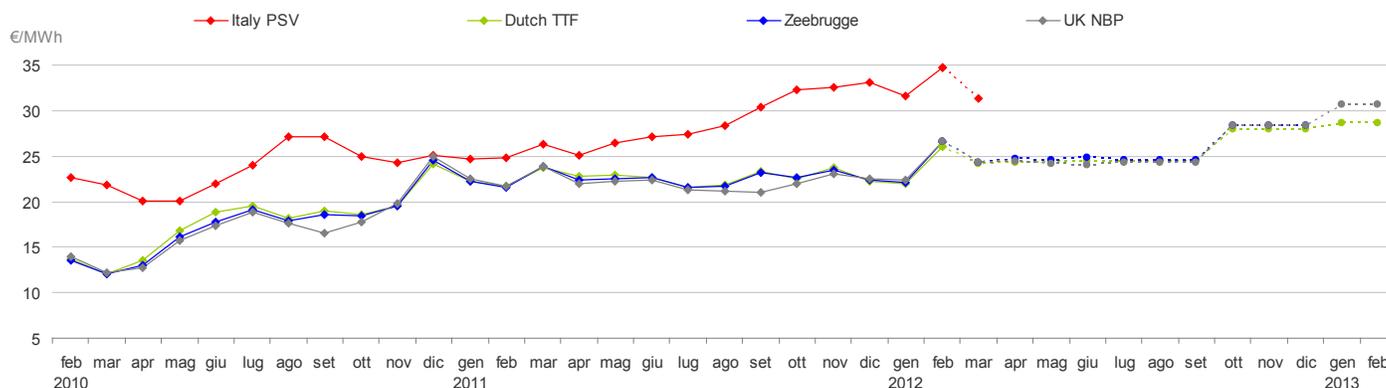
Al punto di scambio italiano, infatti, il prezzo si attesta a 34,73

€/MWh, registrando aumenti congiunturali di poco inferiori al 10% e un balzo del 40% rispetto al 2011, a conferma di una dinamica fortemente rialzista seguita nel corso dell'anno da poco concluso, tale da far salire lo spread con gli altri riferimenti continentali oltre gli 8 €/MWh. In chiave prospettica i rincari di febbraio traslano verso l'alto la curva a termine delle quotazioni del gas per il 2012, sia nel semestre centrale dell'anno che nel trimestre finale, caratterizzato dal consueto gradino stagionale formatosi in corrispondenza della partenza del nuovo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Feb 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 12	Apr 12	Mag 12	Gas Year 12	
PSV DA	Italia	34,73	+9,7%	+39,9%	31,50	31,30	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,08	+18,9%	+19,9%	21,70	24,20	▲	24,30	-	27,25
Zeebrugge	Belgio	26,53	+20,2%	+22,8%	21,70	24,21	▲	24,69	▲	27,79
UK NBP	Regno Unito	26,62	+19,1%	+22,9%	21,97	24,23	▲	24,41	▲	27,73



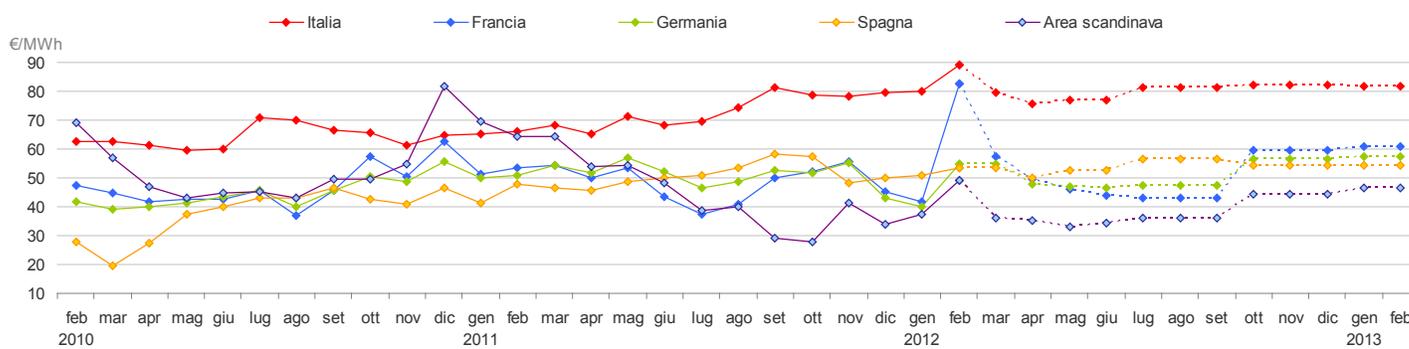
In linea con quanto osservato sui mercati del gas, anche le quotazioni espresse dalle principali borse elettriche rivelano l'eccezionalità del mese di febbraio, evidenziando incrementi in doppia cifra, riconducibili in parte al contemporaneo rialzo di tutti i combustibili, in parte all'aumento dei consumi indotto da temperature particolarmente basse. In questo contesto, spicca l'esplosione del prezzo francese, secondo uno schema che sembra ripetersi con regolarità in presenza di condizioni climatiche sfavorevoli. In effetti, in tali situazioni, il parco di generazione transalpino, alimentato quasi esclusivamente da centrali nucleari, mostra tutta la sua rigidità, rispondendo in maniera inefficace alla crescita della domanda e rendendo il paese, solitamente esportatore di elettricità, dipendente dalle importazioni dall'estero. La scarsità relativa dell'offerta spinge così il prezzo di borsa francese su valori straordinariamente elevati che trainano al rialzo le quotazioni di tutte le borse limitrofe, segnalando una volta di più la forte interconnessione raggiunta da tutti i mercati elettrici nazionali del Vecchio Continente. Nel

dettaglio, a febbraio, i prezzi arrivano a toccare gli 83-89 €/MWh in Italia, Francia e Svizzera, livelli mai più raggiunti dall'autunno del 2008, attestandosi invece tra 49-55 €/MWh sulle altre borse europee monitorate. Tali valori invertono con vigore il trend ribassista in atto da novembre sui listini centro-europei, alimentando d'altro canto la moderata propensione rialzista osservata da settembre sul nostro riferimento nazionale: gli aumenti, rilevanti e differenziati per paese, risultano massimi in Francia (+96,8% su base congiunturale, +53,8% su base tendenziale), mostrando tassi inferiori, ma pur sempre consistenti, in Germania (+37,7%, +8%) e in Italia (+11,5%, +34,3%). In ottica futura, le attese dei mercati per il prossimo semestre sono indirizzate verso una graduale rinnovata convergenza delle quotazioni sui livelli medi espressi dalle borse nel corso del 2011, prospettando invece, a partire da ottobre, profili di prezzo più accentuati in Francia e in Germania, in corrispondenza della tipica risalita stagionale della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)			
	Feb 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 12	Apr 12	Mag 12	Calendar
Italia	89,04	+11,5%	+34,3%	79,40	79,38 ▼	75,75 ▼	77,00 -	78,85 ▲
Francia	82,45	+96,8%	+53,8%	50,50	57,38 ▼	49,75 ▲	46,25 -	53,50 ▲
Germania	54,92	+37,7%	+8,0%	40,20	54,79 ▼	47,61 ▲	46,85 -	53,78 ▲
Svizzera	83,90	+59,7%	+37,0%	-	-	-	-	-
Austria	54,47	+31,7%	+7,1%	-	-	-	-	-
Spagna	53,48	+4,7%	+11,3%	51,40	53,63 ▼	50,13 ▲	52,61 -	52,55 ▲
Regno Unito	48,56	+14,1%	+2,1%	41,98	45,52 ▼	45,60 ▲	45,55 -	-
Area scandinava	49,06	+32,0%	-23,9%	42,65	36,20 ▼	35,10 ▼	33,25 -	42,40 ▲



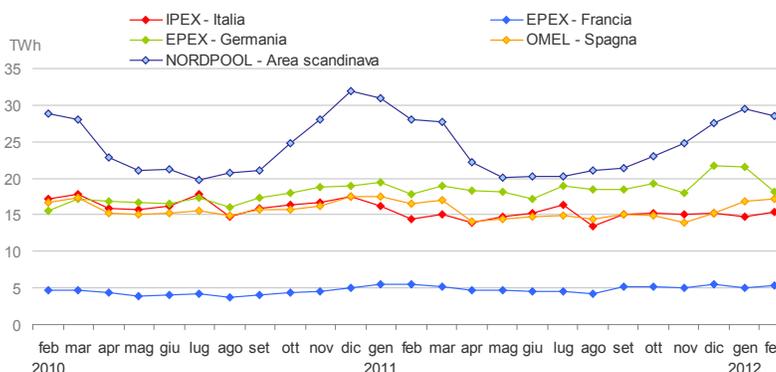
La moderata ripresa dei consumi, connessa all'ondata di freddo eccezionale, mostra i suoi effetti anche in termini di volumi scambiati sulle principali borse spot, tutti in aumento rispetto al 2011, dopo una serie prolungata di riduzioni tendenziali consecutive. In questo contesto, Nordpool si

conferma la borsa più capiente con i suoi 28,6 TWh (+1,9% rispetto al 2011), davanti ad Epex, l'exchange di riferimento dell'area franco-tedesca prossimo complessivamente ai 24 TWh, e agli exchange mediterranei, attestati sui 15-17 TWh (+4-6%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Volumi spot (TWh)	
	Feb 12	Diff M-12(%)
Italia	15,4	+6,3%
Francia	5,4	-1,5%
Germania	18,2	+2,1%
Svizzera	1,1	+29,7%
Austria	0,7	+29,7%
Spagna	17,3	+4,6%
Regno Unito	1,7	+7,7%
Area scandinava	28,6	+1,9%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2011, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 166.184 TEE, in diminuzione rispetto ai 242.569 TEE scambiati a gennaio.

Dei 166.184 TEE, sono stati scambiati 58.346 di Tipo I, 51.767 di tipo II e 56.071 di tipo III.

Prezzi medi in aumento rispetto a quelli del mese precedente (1,48% per la Tipologia I, 1,31% per la Tipologia II e 1,17% per la

tipologia III). Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 102,47 € (100,98 € in gennaio), i titoli di tipo II ad una media di 102,41 € (€ 101,08 in gennaio) e i titoli di tipo III ad una media di 102,12 € (100,94 € in gennaio).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 696.978 (328.832 di tipo I, 202.883 di tipo II e 165.263 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 12.133.115.

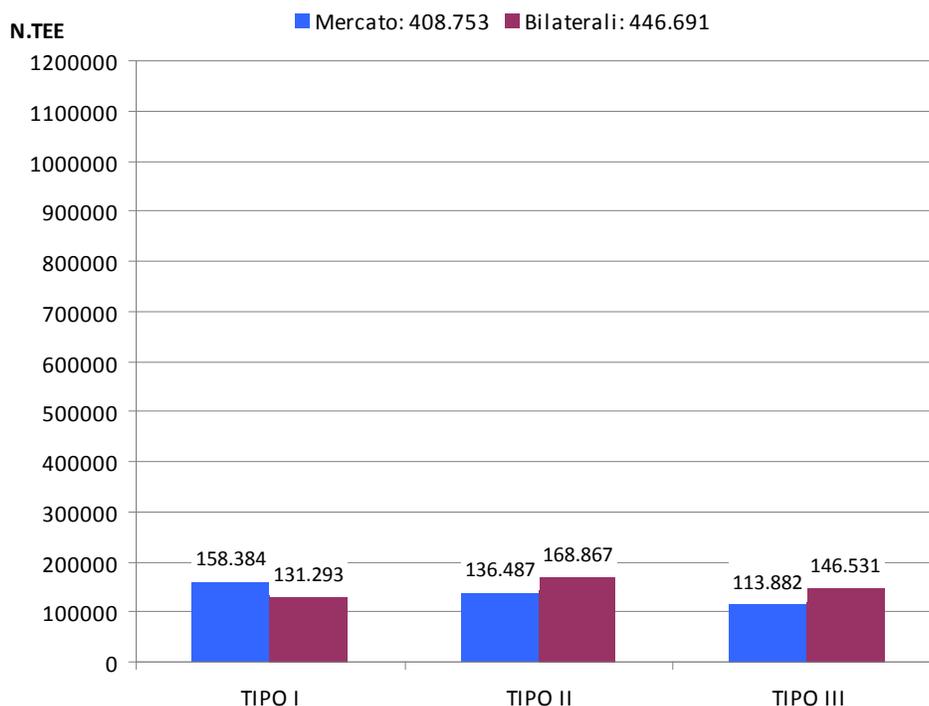
TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	58.346	51.767	56.071
Controvalore (€)	€ 5.978.929	€ 5.301.449	€ 5.726.059
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 93,00	€ 98,00	€ 95,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 105,00	€ 105,00	€ 105,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 102,47	€ 102,41	€ 102,12

TEE, titoli scambiati al 29 febbraio 2012

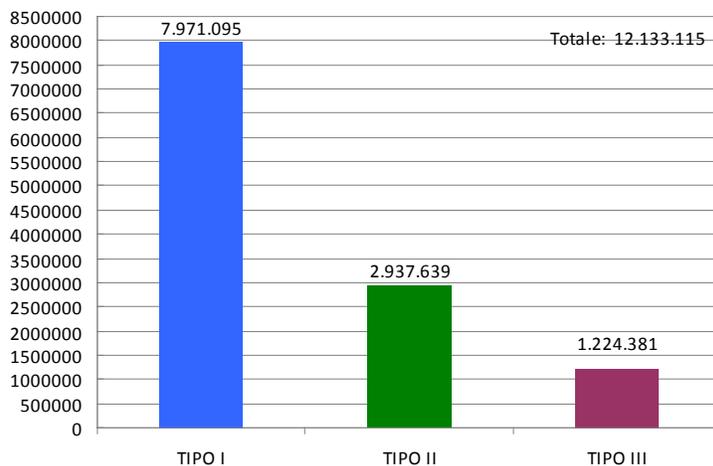
Fonte: GME



(continua)

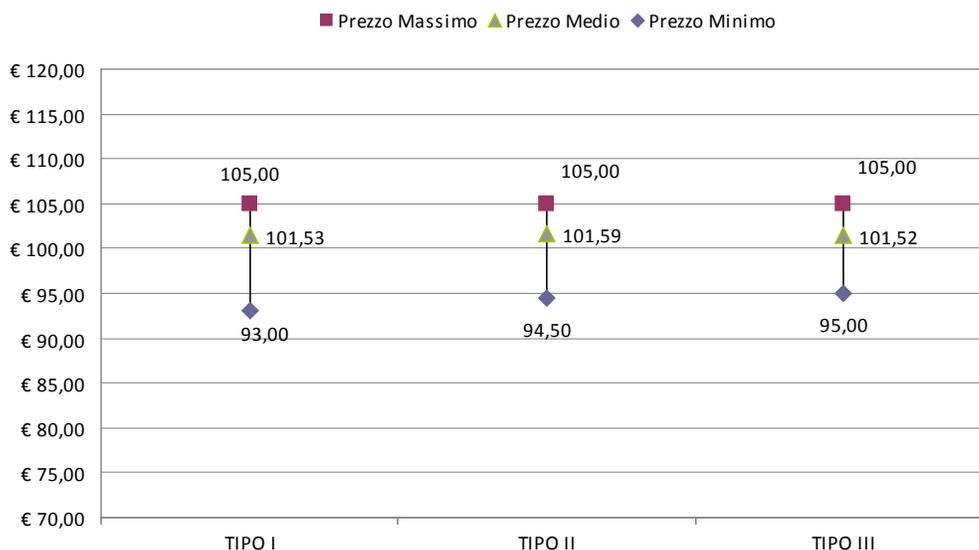
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine febbraio 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



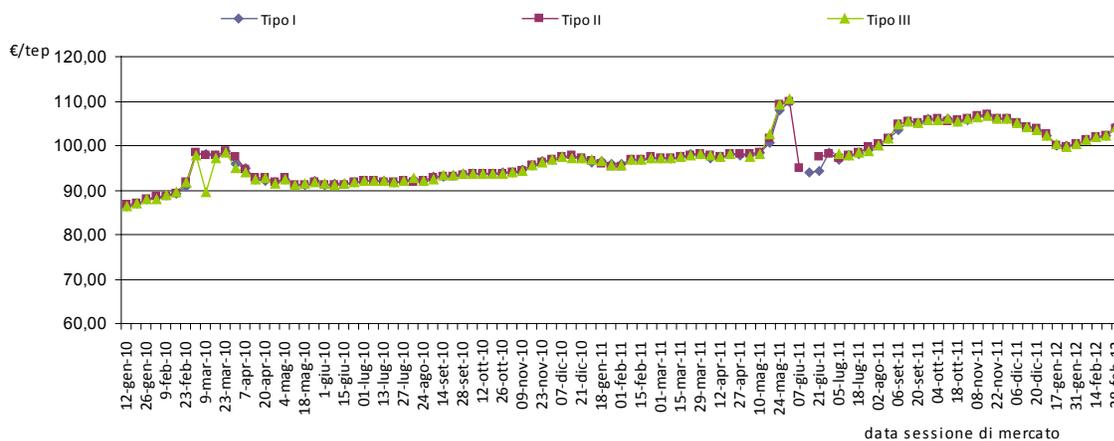
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 29 febbraio 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a febbraio 2012)

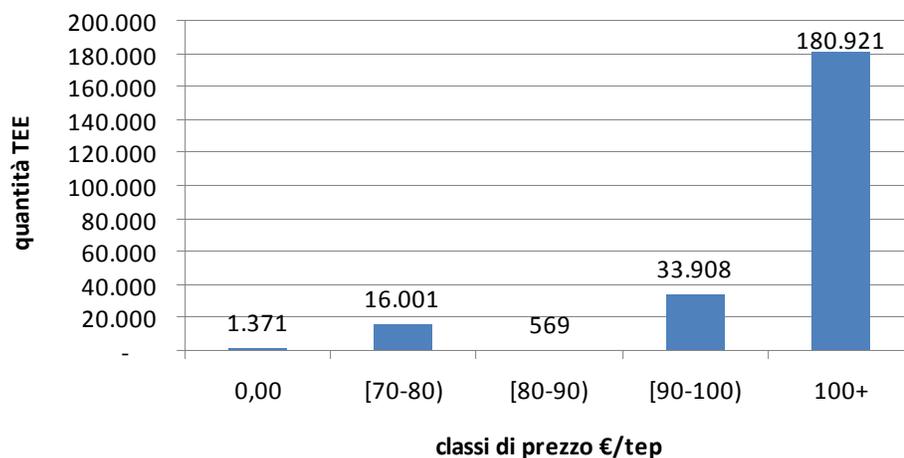
Fonte: GME



Nel corso del mese di febbraio 2012 sono stati scambiati 232.770 titoli delle varie tipologie attraverso contratti bilaterali. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di febbraio 2012, è stata pari a 97,95 €, in-

feriore di 4,38 euro rispetto alla media registrata sul mercato e pari a 102,33 €. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo febbraio 2012



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di febbraio 2012 sono stati scambiati 279.820 CV, in aumento rispetto ai 257.320 CV negoziati nel mese di gennaio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 265.058 (243.237 CV\_2011 a gennaio) e dei CV con anno di riferimento 2010\_TRL con una quantità pari a 9.167 (8.796 CV\_2010\_TRL il mese scorso).

Seguono i CV\_2010 con 2.987 titoli negoziati sul mercato (4.803 CV\_2010 nel mese precedente) e i CV 2009 con 2.608 certificati scambiati (484 CV 2009 nel mese precedente).

Per quanto riguarda i prezzi medi, continua il trend lievemente rialzista iniziato a gennaio per tutte le tipologie di CV presenti sulla

piattaforma, ad esclusione della tipologia CV 2009. In particolare, i CV\_2011 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 81,29 €/MWh con un aumento rispetto al mese precedente di 0,63 €/MWh, mentre per i CV\_2010 l'aumento dei prezzi è stato pari a 0,45 €/MWh, con un prezzo medio pari a 86,40 €/MWh. Inoltre, il prezzo medio registrato per i CV\_2010\_TRL è stato pari a 81,00 €/MWh con un aumento di 0,34 €/MWh.

In controtendenza il prezzo medio ponderato per i CV\_2009, il quale è stato pari a 83,97 €/MWh, con una diminuzione di 2,14 €/MWh rispetto al mese precedente.

(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 febbraio 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	2.608	2.987	9.167	265.058
Valore totale (€)	€ 218.981,20	€ 258.082,50	€ 742.552,88	€ 21.546.710,43
Prezzo minimo (€/CV)	€ 83,50	€ 83,00	€ 80,00	€ 81,10
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,50	€ 89,00	€ 81,25	€ 81,52
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,97	€ 86,40	€ 81,00	€ 81,29

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 29 febbraio 2012)

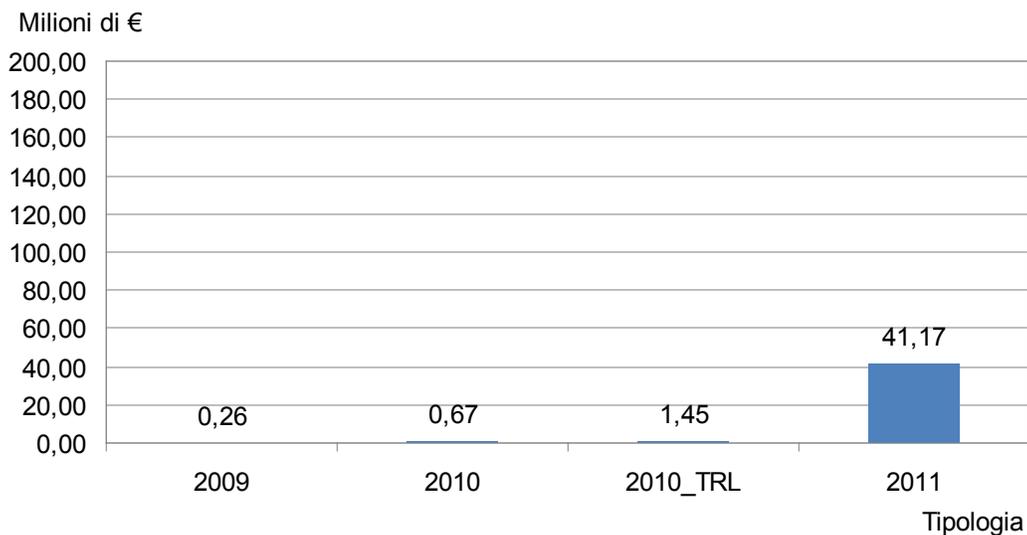
Fonte: GME



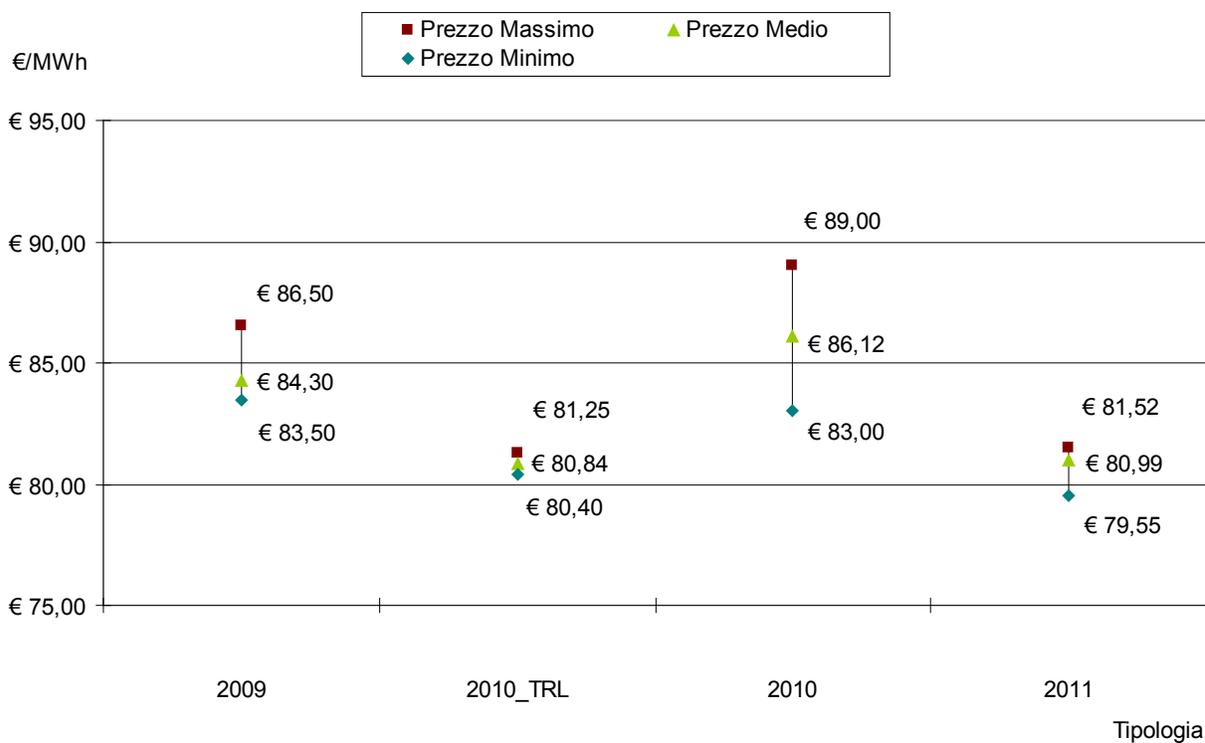
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni al 29 febbraio 2012). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni al 29 febbraio 2012). Media ponderata (€/MWh)



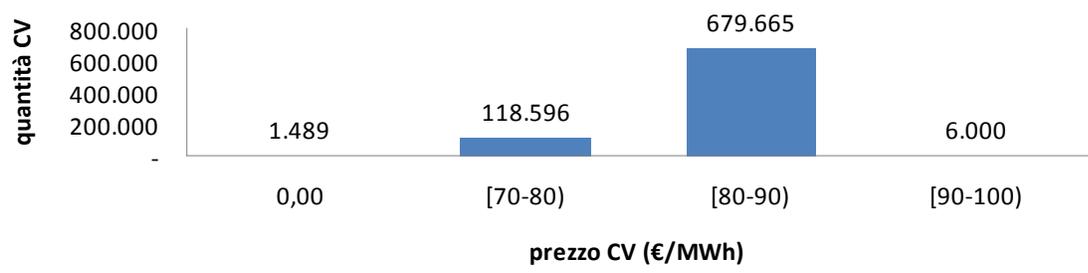
Fonte: GME

(continua)

Nel corso del mese di febbraio 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 805.750 CV delle varie tipologie.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo febbraio 2012



La media ponderata dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di febbraio, è stata pari a 80,73 €/MWh,

inferiore di 0,63 euro rispetto alla media ponderata registrata sul mercato (81,36 €/MWh).

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio sono state scambiate sulle piattaforme europee 544,7 milioni di EUAs, in aumento del 6,99 % rispetto al mese precedente (509,1 milioni di EUA a gennaio - fonte Point Carbon).

La Commissione UE sembra aver preso in considerazione la proposta della Commissione Ambiente del Parlamento Europeo relativa al 'set-aside', la quale prevede il ritiro dei permessi di emissione III fase 2013/2020, in eccesso, per ripristinare la situazione di scarsità del sistema.

Inoltre, è allo studio, da parte della Commissione UE, un documento di programmazione degli investimenti che

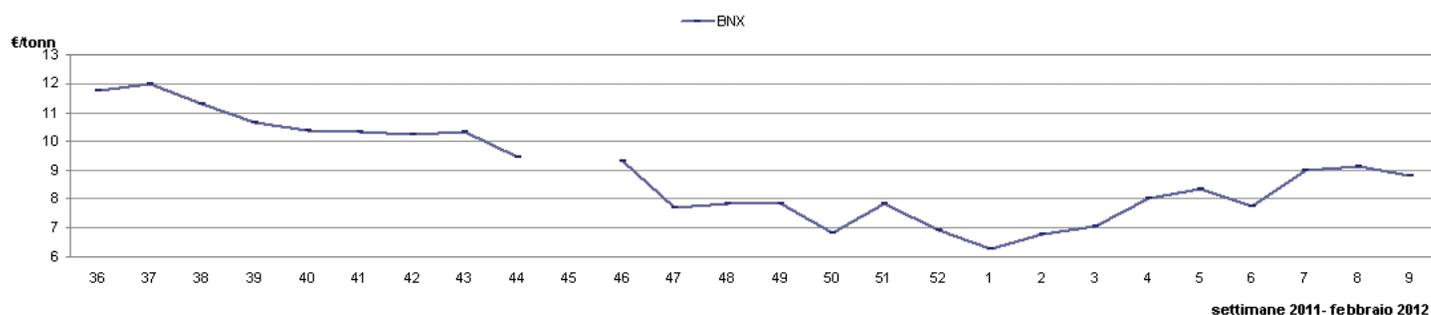
fisserebbe nel 2050 l'abbattimento dell'80% delle emissioni rispetto a quelle del 1990. Le informazioni sui possibili sviluppi del sistema ET contribuiscono all'andamento in recupero dei prezzi sia a pronti sia a termine.

In riferimento alla rilevazione dei prezzi settimanali di febbraio, sul mercato a pronti gestito da Bluenext, il valore va tra gli 8,31 €/tonn dell'inizio del mese e i 9,19 €/tonn di fine mese, con una discesa nella seconda settimana di febbraio sotto gli 8 €/tonn (minimo a 7,73 €/tonn).

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011-2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



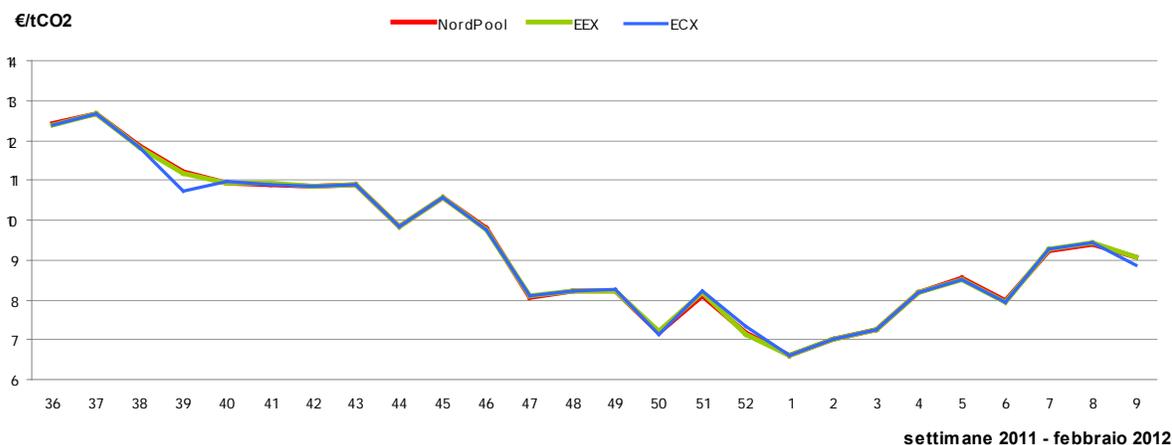
# Mercato europeo delle unità di emissione

Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi risulta in aumento. In relazione all'andamento dei prezzi del nuovo contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 (ICE ECX), si registra un range di variazione del settlement price fra 7,66

€/tonn e 9,51 €/tonn (tra 6,57 €/tonn a 8,19 €/tonn nel mese di gennaio). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# NUOVE GARE PER LA DISTRIBUZIONE GAS: IL SETTORE SI CONCENTRA, L'INTERA FILIERA NE SENTIRÀ GLI EFFETTI

A cura di: REF-E Roberto Bianchini e Pia Saraceno

(continua dalla prima)

finanziaria e l'ordine in cui si svolgeranno le gare. L'esito finale ed il percorso che emergerà dipende in parte anche dal punto da cui si parte.

## 2. Il settore alla vigilia delle gare

A dieci anni dal Letta i nuovi meccanismi di gara danno avvio ad una nuova riforma, forse la più importante e più incisiva dell'ultimo decennio. Saranno coinvolti nelle gare dei prossimi cinque anni:

- 177 ATEM, che raggruppano circa 7100 comuni metanizzati e da metanizzare, per oltre 4000 concessioni scadute già da tempo
- 250 mila Km di reti, oltre agli impianti ancillari, sui quali si dovranno presentare piani di miglioramento qualitativo e di sviluppo
- 16 miliardi di Euro di valore degli assets.

Solo due operatori, ENI ed F2i, possono essere definiti

operatori nazionali: entrambi operano in più 15 regioni, sono presenti in più di 100 ATEM, e detengono complessivamente, secondo le stime REF-E, quasi il 50% della RAB (Regulatory Asset Base) totale. Il primo è verticalmente integrato, il secondo rappresenta una figura nuova nel panorama perché è un soggetto finanziario che raggruppa i vecchi gestori di reti Enel, E.On e G6.

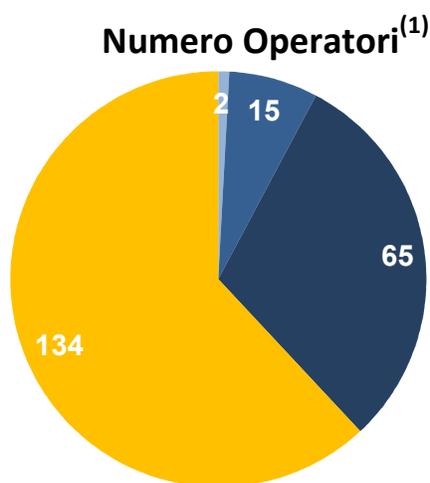
E' possibile poi identificare un insieme di 15 operatori che detengono ad oggi una RAB di almeno 100 milioni di euro, sono per lo più distributori regionali o comunque molto concentrati in 2-3 regioni limitrofe, nella maggior parte dei casi detengono una società di vendita e hanno contratti di approvvigionamento in parte indipendenti dall'incumbent.

I rimanenti 200 operatori, che rappresentano circa il 18% della RAB, sono di piccola e piccolissima dimensione, spesso integrati con piccole società di vendita; si prevede che alla fine del processo verranno in larga parte assorbiti in realtà più grandi.

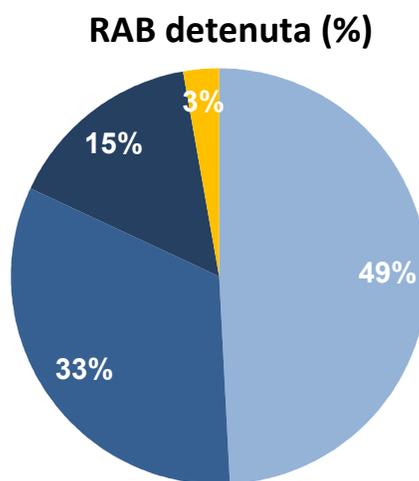
Fig.1 RAB detenuta per classe dimensionale degli operatori

Fonte: stime REF-E , dati AEEG

- Molto Grandi (RAB>1000 Mln€)
- Grandi (RAB fra 100Mln€ e 1000 Mln€)
- Piccoli (RAB fra 10Mln€ e 100 Mln€)
- Molto piccoli (RAB<10 Mln€)



- Molto Grandi (RAB>1000 Mln€)
- Grandi (RAB fra 100Mln€ e 1000 Mln€)
- Piccoli (RAB fra 10Mln€ e 100 Mln€)
- Molto piccoli (RAB<10 Mln€)



Fonte: stime REF-E , dati AEEG

(1) Con operatori si definiscono gruppi societari come aggregazione di distributori detenuti, con un quota proprietaria di maggioranza, dal medesimo azionista

# NUOVE GARE PER LA DISTRIBUZIONE GAS: IL SETTORE SI CONCENTRA, L'INTERA FILIERA NE SENTIRÀ GLI EFFETTI

(continua)

## 3. Caratteristiche degli ATEM e requisiti tecnici richiesti ai concorrenti

Tra i requisiti per partecipare alle gare, uno dei più stringenti e potenzialmente vincolante è quello relativo alla numerosità dei clienti serviti: individualmente un distributore può concorrere se all'atto della gara serve almeno il 50% dei clienti dell'ATEM, nel caso di associazione temporanea d'impresa la percentuale scende al 40%. In questo modo 38 operatori hanno i requisiti per essere capofila in un ATEM, e solo 14 in due. La metà degli attuali concessionari non ha i requisiti per partecipare alle gare, se non in forma consorziata con imprese più grandi.

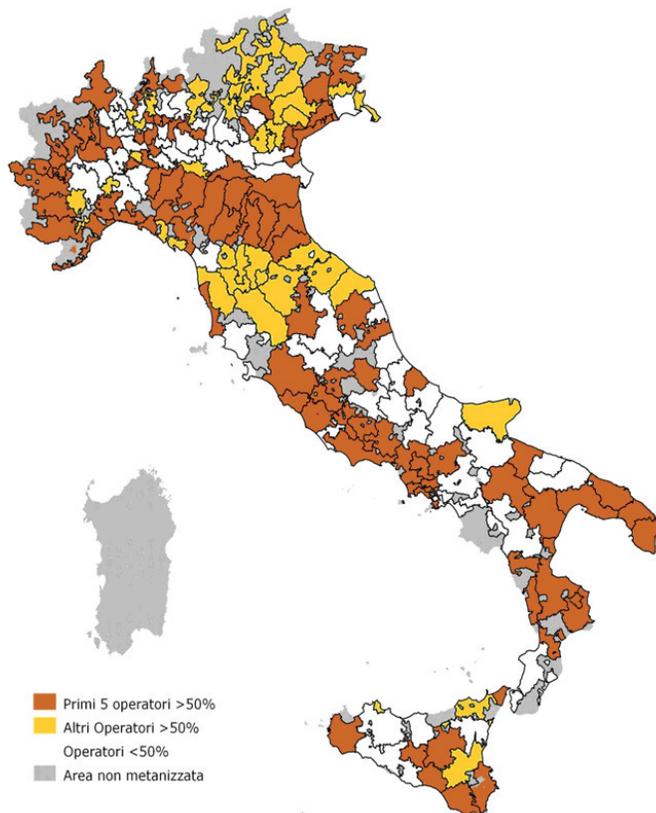
Il limite tecnico può essere superato dimostrando capacità tecnica e finanziaria adeguata ma è difficile pensare che ciò possa influenzare significativamente il numero dei concorrenti: è prevedibile che il vincolo della reperibilità delle risorse necessarie per rilevare le reti messe a gara riduca ulteriormente il numero dei potenziali competitor nazionali a meno di quaranta.

Analizzando il livello di concorrenza a livello di ATEM si possono identificare un numero elevato di ambiti (121), in cui il primo operatore ha una quota, in termini di RAB detenuta, superiore al 50%. In 85 di questi il primo operatore è uno dei primi cinque player di mercato.

Nei 56 ATEM a maggior grado di concorrenza la quota mediamente detenuta dal primo operatore è pari al 40%; peraltro in 16 di questi il primo operatore è nuovamente uno dei primi 5 player di mercato.

Una semplice simulazione, effettuata ipotizzando che in ciascun ATEM vinca l'operatore con la maggiore quota di mercato, riduce a 45 gli operatori, di cui 30 presenti in un solo ATEM. E' quindi molto probabile che alla fine del processo di riorganizzazione del settore ¼ degli operatori ad oggi presenti sparisca dal mercato. L'ammontare della RAB che sarà oggetto di scambio è al minimo pari ad 1/4 del totale: verranno cioè rilevati asset per un valore compreso fra 4 miliardi di euro e 5.5 miliardi di euro.

Fig.2 Grado di concorrenza negli ATEM: quota detenuta dal primo operatore



Fonte: stime REF-E

# NUOVE GARE PER LA DISTRIBUZIONE GAS: IL SETTORE SI CONCENTRA, L'INTERA FILIERA NE SENTIRÀ GLI EFFETTI

(continua)

## 4. I flussi finanziari coinvolti saranno ingenti e peseranno nelle scelte

L'accorpamento e la riorganizzazione sul territorio degli operatori richiederà la mobilitazione di ingenti risorse finanziarie; vincoli di bilancio e proprietà pubblica del distributore condizioneranno le scelte delle strategie possibili.

Oltre ai flussi finanziari necessari per governare il processo delle gare, valutabili in base al valore della RAB oggetto di scambio, altri elementi concorreranno ad aumentare il ruolo della finanza nel supportare il processo.

Il regime proprietario delle reti e i criteri per la determinazione del valore di rimborso (VIR) ai gestori uscenti, nel caso di investimenti non ancora ammortizzati, sono aspetti rilevanti, che incidono fortemente nel determinare le convenienze per gli operatori nella partecipazione alla gara e le barriere all'entrata.

Nelle gare sinora esperite proprio le modalità di calcolo del VIR, nei casi con scadenza naturale in data successiva a quella prevista dal bando, hanno costituito materia di frequente contenzioso. L'oggetto del contendere, nei casi in cui il valore delle reti non era stato ancora ammortizzato, risiede nel disallineamento tra i VIR determinati dalle parti, in assenza di criteri di valutazione vincolanti ed equi cui riferirsi. I valori risultano oscillare in genere tra due estremi: RAB, e VIR. Questi sono calcolati con metodologie differenti, il primo con il costo storico rivalutato e il secondo con il costo di ricostruzione a nuovo, decurtato del degrado fisico, con una differenza solitamente a favore del VIR rispetto alla RAB.

Il Regolamento delle gare fornisce elementi che dovrebbero ridurre l'aleatorietà nel calcolo del VIR, che rimandano in generale a parametri fissati dall'AEEG, anche per l'ipotesi di devoluzione gratuita delle reti. Il Dlgs n. 93/11 ha previsto un meccanismo di recupero in tariffa – nel corso dei 12 anni di durata della nuova concessione – qualora si evidenzia una differenza tra VIR

corrisposto in sede di gara e RAB definito dall'AEEG.

I gestori che vinceranno le gare dovranno dimostrare la capacità di supportare gli investimenti da realizzare nel corso del periodo della concessione (elemento che ha un punteggio elevato per l'assegnazione). Il settore, dopo la fase di stallo determinata dall'incertezza normativa, ha necessità di un ammodernamento, soprattutto nelle realtà che con maggiore probabilità vedranno il passaggio di concessionario. Tra gli investimenti "obbligatori" anche quelli in nuovi misuratori, secondo il piano definito dall'AEEG, che, seppure rimodulato nei tempi, impone la necessità di ingenti risorse finanziarie aggiuntive.

## 5. La tempistica delle gare prevede una lunga transizione

Le gare per i 177 ATEM sono state suddivise in otto scaglioni, la prima gara sarà bandita entro due anni e l'ultima entro cinque dalla data di pubblicazione del regolamento. Il processo potrebbe essere completato entro il 2017.

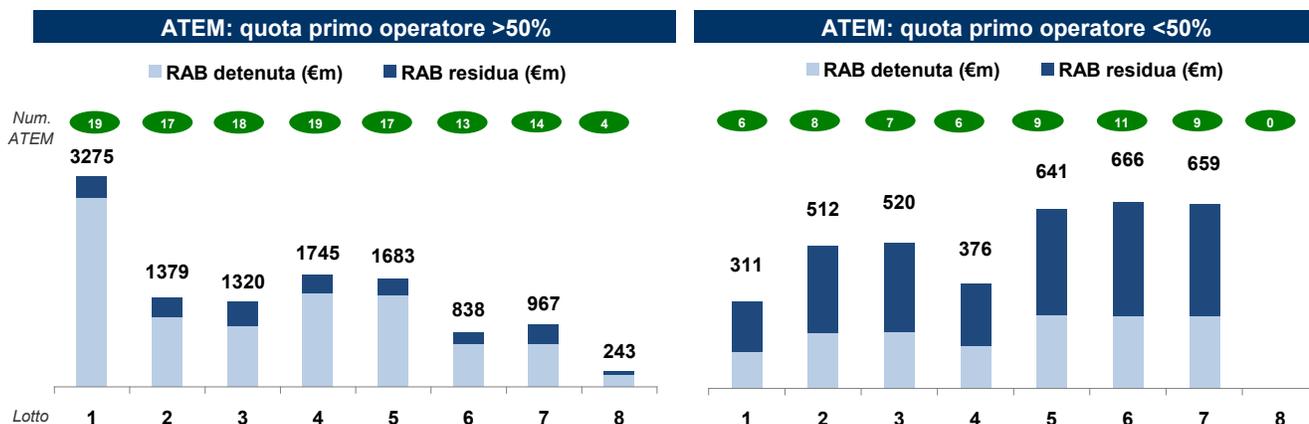
Nei primi gruppi di ATEM a gara il valore delle concessioni è elevato, ma alto è anche il livello di concentrazione. Gli ultimi gruppi di ATEM a gara presentano viceversa minor valore ma maggiore concorrenzialità.

La tempistica delle gara è stata determinata in base alla scadenza delle concessioni: i primi 4 lotti sono concentrati al nord e al centro Italia; i secondi 4 lotti al centro sud, al sud e nelle zone montane, con dimensioni medie degli ATEM (in termini di RAB) inferiori, in quanto zone a minor densità di popolazione e con maggiore contendibilità.

La dinamica temporale delle gare mostra inoltre una situazione speculare: via via che le gare vengono esperite diminuisce la quota di ATEM con elevata concentrazione. Questa tempistica, caratterizzata da ATEM con minor grado di concorrenzialità nei primi lotti, può influenzare il risultato negli ultimi lotti quando cioè il quadro a livello nazionale sarà maggiormente definito.

Fig.3 Caratteristiche dei lotti: RAB detenuta dal primo operatore e RAB residua negli ATEM

Fonte: stime REF-E



## NUOVE GARE PER LA DISTRIBUZIONE GAS: IL SETTORE SI CONCENTRA, L'INTERA FILIERA NE SENTIRÀ GLI EFFETTI

(continua)

Il grado di concorrenza per il mercato dipende anche dalla dimensione degli ambiti oggetto di gara: ATEM più piccoli avranno un maggior numero di competitor potenziali. Nei primi due lotti che dovrebbero andare a gara entro i prossimi 12/18 mesi sono inclusi 50 ATEM. Nel più grande (Roma 1) è previsto un solo competitor, nel più piccolo (Belluno) ce ne sono potenzialmente 78.

Anche laddove il numero dei competitor possibili (ambiti più piccoli) è maggiore, la competizione è teorica, perché operatori di piccole dimensioni, oggi presenti in territori anche lontani e strutturalmente meno efficienti della media, hanno poche possibilità di poter effettivamente competere coi maggiori. Secondo le stime REF-E, nelle aree dove è maggiore il livello di concorrenza, gli effettivi competitor raramente sono più di cinque. E' ovviamente possibile, ed in alcune realtà probabile,

che la competizione veda l'ingresso di nuovi soggetti presenti su altri mercati europei ma non ancora con presenza rilevante sul mercato italiano. Essi potrebbero, tramite l'ingresso nella distribuzione, ripercorrere il modello di penetrazione già perseguito dai nuovi entranti all'inizio della liberalizzazione: acquisire i clienti anche per la vendita gas nell'unico comparto della domanda ( i consumi delle famiglie) che mostra ancora segnali di crescita.

Il settore vedrà dunque un consolidamento ed un rafforzamento degli operatori con dimensioni di mercato medie, per lo più multiutility. L'espansione sarà accompagnata probabilmente dall'ingresso nella struttura proprietaria di operatori finanziari, mentre la gestione resterà nelle mani di soggetti operativi con esperienza nel settore e legami con la filiera energetica in generale.

<sup>1</sup>18 ottobre 2011, cosiddetto "Decreto Comuni", e 12 novembre 2011, cosiddetto "Regolamento".



# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG | "Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2012, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 6 novembre 2007, n. 280." | pubblicato il 30 gennaio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/12/120130.htm>**

Nell'ambito della regolazione disciplinante il meccanismo del Ritiro Dedicato dell'energia elettrica prodotta mediante fonti energetiche rinnovabili, l'Autorità, con deliberazione ARG/elt 103/11, ha definito la nuova struttura e i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti - ovvero il livello degli incentivi economici previsti dal meccanismo - applicabili a valere dal 1 gennaio 2012.

Secondo le disposizioni contenute in tale provvedimento, i prezzi minimi garantiti sono stati differenziati per fonte e, nel caso specifico delle fonti solare fotovoltaica ed idrica, sono stati determinati in funzione di scaglioni progressivi di produzione annua di energia elettrica. Segnatamente il dettaglio dei nuovi prezzi minimi garantiti, differenziati per fonte, è riportato, ai valori 2011, nelle Tabelle 1 e 2 allegate alla deliberazione n. 280/07.

In particolare, l'articolo 7, comma 7.5, dell'Allegato A alla citata deliberazione n. 280/07, come successivamente integrata e modificata, prevede che i prezzi minimi garantiti riconosciuti per l'anno 2012 - per le diverse fonti e per i diversi scaglioni di produzione - siano pari a quelli riportati nelle Tabelle allegato al medesimo provvedimento, aggiornando i valori 2011 con il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall'Istat nel medesimo anno, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.

Con il comunicato in oggetto il Regolatore attesta, sulla base dei dati pubblicati dall'Istat, che la variazione percentuale media annua dell'indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati per l'anno 2011 risulta pari a + 2,7% (tasso di inflazione annuo).

Pertanto, i nuovi valori dei prezzi minimi garantiti per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza fino a 1 MW, sono conseguentemente aggiornati per l'anno 2012 secondo i criteri previsti dalla deliberazione n. 280/07, e sono nuovamente pubblicati nelle Tabelle 1 e 2 allegato al comunicato in oggetto.

Per completezza di analisi si richiama inoltre che, ai sensi dell'articolo 7, comma 7.4, della deliberazione n. 280/07, nel momento in cui, al termine di ciascun anno solare, il prodotto tra i prezzi minimi garantiti validi per il relativo anno e la quantità di energia elettrica prodotta nel medesimo, risulti inferiore al prodotto tra la stessa quantità di energia elettrica prodotta ed i prezzi zonal di cui all'articolo 30, comma 30.4, lettera b), della deliberazione dell'AEEG ARG/elt n. 111/06 - ovvero il Marginal

Price zonale che si forma su MGP - il GSE riconosce a conguaglio in dare ai singoli produttori, un corrispettivo di integrazione pari alla differenza di prezzo riscontata, moltiplicata per la quantità totale di energia complessivamente prodotta, fino al limite massimo di 2 milioni di Kw/h di produzione annua.

## GAS

■ **Delibera 02 febbraio 2012 20/2012/R/gas | "Disposizioni per il servizio di stoccaggio virtuale, di cui all'articolo 9 del decreto legislativo 13 agosto 2010, per l'anno termico dello stoccaggio 2012 - 2013" | pubblicata il 3 febbraio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/020-12.htm>**

La delibera in oggetto si inquadra nell'ambito della regolazione del servizio di Stoccaggio Virtuale, previsto ai sensi del D.Lgs n. 130/10 il quale ha introdotto - in applicazione dell'art. 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n.99 - misure per la maggior concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas naturale che comprendono, tra l'altro, anche interventi a favore del potenziamento delle infrastrutture di stoccaggio ed il trasferimento dei relativi benefici ai clienti finali.

Si ricorda brevemente che l'accesso al servizio di Stoccaggio Virtuale consente ai soggetti investitori industriali, finanziatori delle nuove infrastrutture di stoccaggio, di beneficiare - fino all'entrata in esercizio delle nuove capacità fisiche di stoccaggio, e per un periodo comunque non superiore a 5 anni - della possibilità di consegnare il gas naturale al GSE nel periodo estivo ed averlo riconsegnato nel successivo periodo invernale, per quantità massime corrispondenti alla quota parte della nuova capacità di stoccaggio dagli stessi co-finanziata ed ancora in fase di realizzazione.

Tra le competenze attribuite all'Autorità in attuazione delle misure di cui al decreto legislativo n. 130/10, rientrano:

- la definizione del corrispettivo massimo offerto dalla società Eni S.p.A., in qualità di soggetto aderente ai sensi dell'articolo 5, comma 1, lettera c) del D.Lgs 130/10, nell'ambito delle procedure concorrenziali per l'approvvigionamento dei servizi previsti all'articolo 9, comma 2, del medesimo decreto;
- l'approvazione del regolamento relativo alle gestione delle procedure concorrenziali di approvvigionamento sopra richiamate;
- l'approvazione del contratto tra il GSE e il soggetto investitore industriale, per l'erogazione delle misure transitorie di cui agli articoli 9 e 10 del D.Lgs 130/10.

Con il provvedimento in oggetto il Regolatore, nell'ambito delle competenze sopra indicate e al fine di dare inizio al servizio per l'anno termico 2012-2013:

- stabilisce, ai sensi del comma 9.1 della deliberazione ARG/gas 193/10, il corrispettivo massimo offerto dalla società Eni S.p.A. per l'approvvigionamento del servizio di stoccaggio virtuale nell'ambito delle procedure concorrenziali di selezione

# Novità normative di settore (continua)

degli stoccatore virtuali.

- approva, con riferimento al Regolamento per le procedure concorrenziali per l'approvvigionamento del servizio di stoccaggio virtuale ed ai sensi del comma 8.2 della deliberazione ARG/gas 193/10, la proposta di modifica del medesimo, trasmessa dal GSE in data 18 gennaio 2012, ove si dispone che il termine temporale di accettazione delle offerte viene fissato all'8 marzo 2012, in luogo della precedente scadenza del 30 giugno 2012.

- modifica, in relazione alle disposizioni contenute nello schema di contratto tra il GSE e il soggetto investitore industriale, le modalità di presentazione delle garanzie finanziarie per l'accesso al servizio di stoccaggio virtuale, prevedendo, al fine di accogliere le criticità segnalate in relazione alla difficile situazione di accesso al credito nel nostro Paese, che contestualmente all'istanza per l'accesso alle misure transitorie fisiche, possa essere prestata una garanzia economica pari alla sola quota relativa ai servizi, adeguandone eventualmente l'importo totale, comprensivo della quota valore gas, a valle del completamento della procedura di abbinamento, da parte del GSE, del singolo investitore industriale con lo stoccatore virtuale selezionato.

■ **Delibera 07 febbraio 2012 32/2012/R/gas** | “Disposizioni urgenti in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale, in casi di emergenza per carenza di gas in rete” | pubblicata il 7 febbraio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/032-12.htm>

Con il provvedimento de quo, l'Autorità introduce modifiche urgenti, nei casi di attivazione delle procedure di emergenza per carenza di gas nella rete di trasmissione, con riferimento alle modalità di determinazione del prezzo di remunerazione delle offerte accettate nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento del gas gestita dal GME (PB-GAS).

In particolare l'AEEG prevede che, nell'occorrenza di tali situazioni di emergenza, il prezzo di sbilanciamento e quello di remunerazione non risultano più coincidenti tra loro, bensì determinati secondo le seguenti modalità:

i) il primo (prezzo di sbilanciamento), allineato al costo riconosciuto nei casi di attivazione delle misure del contenimento dei consumi ai clienti finali che vi aderiscono ai sensi dell'opzione A, dell'allegato A, alla deliberazione

6/2012/R/gas - cd. clienti interrompibili.

ii) il secondo (prezzo di remunerazione) - diversamente da quanto stabilito in precedenza - stabilito in applicazione della regola generale di determinazione del prezzo a mercato vigente sulla PB-GAS.

A tal fine, con la delibera in oggetto, il Regolatore modifica le precedenti disposizioni contenute nella Delibera ARG/Gas 45/11 del 14 Aprile 2011, modificando segnatamente, l'art. 7, comma 7.7, della medesima.

Facendo seguito a quanto disposto dall'AEEG con la delibera in oggetto, il GME, in data 8 febbraio 2012, ha conseguentemente introdotto e pubblicato sul proprio sito internet, le modifiche urgenti al Regolamento della piattaforma per il Bilanciamento del Gas, che, ai sensi dell'art. 3.7 del medesimo, hanno assunto efficacia con la relativa pubblicazione e sono state tempestivamente trasmesse all'Autorità per la relativa approvazione.

A completamento si segnala che con Delibera 1 marzo 2012, 64/2012/R/GAS, recante “Approvazione di una proposta di modifica urgente al regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal Gestore dei mercati energetici in recepimento della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 7 febbraio 2012, 32/2012/R/gas”, l'Autorità ha approvato la proposta di modifica del Regolamento della piattaforma per il Bilanciamento del Gas, nella versione inviata e pubblicata dal GME in data 8 febbraio 2012.

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG** | “Aggiornamento del codice di stoccaggio delle società Edison Stoccaggio Spa” | pubblicato in data 1 marzo 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/12/120301stocc.htm>

Con il comunicato in oggetto l'AEEG informa che è disponibile sul proprio sito internet la versione aggiornata del codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio S.p.A., pubblicata dal Regolatore ai sensi dell'articolo 2 della delibera 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09.

In particolare, la versione aggiornata del codice di stoccaggio in commento - approvata dall'Autorità con precedente deliberazione ARG/gas 161/11 - contiene le modifiche, redatte dalla società Edison Stoccaggio S.p.A., al fine di recepire le disposizioni di cui alla Deliberazione AEEG, ARG/gas 45/11, del 14 Aprile 2011.

# Agenda GME

■ 20-21 marzo

## **Certificati Bianchi, Titoli di Efficienza Energetica a portata di mano**

Milano, Italia  
Organizzatore: FIRE  
[www.fire-italia.it](http://www.fire-italia.it)

■ 17 e 18 aprile

## **Il mercato del bilanciamento del gas naturale: impatti operativi e gestionali per gli operatori**

Milano, Italia  
Organizzatore: Academy - London Stock Exchange Group  
<http://www.academy.londonstockexchange.com>

■ 21-22 marzo

## **RECS Market Meeting**

Amsterdam, Olanda  
Organizzatore: RECS International  
<http://www.recsmarket.eu/>

■ 3 aprile

## **Il ruolo delle biomasse per un futuro sostenibile**

Roma, Italia  
Organizzatore: Turan

## Gli appuntamenti

15-16 marzo

### **Approfondire le competenze della green economy dalla porta principale dell'energia rinnovabile eolica**

Roma, Italia  
Organizzatore: ANEV-UIL  
[www.anev.it](http://www.anev.it)

15-17 marzo

### **Bioenergy Italy - Biomasse e rinnovabili**

Luogo: Cremona  
[www.bioenergyitaly.com](http://www.bioenergyitaly.com)

16 marzo

### **Seminario OIR - Turkey's Renewable Energy Market: Opportunities for Italian Companies**

Milano, Italia  
Organizzatore: Agici e OIR  
[www.agici.it](http://www.agici.it)

16 marzo

### **"Renewable Energy Target 2020: Regional Burden Sharing"**

Milano, Italy  
Organizzatore: IEFESecretary  
[www.iefesecretary.it](http://www.iefesecretary.it)

16 marzo

### **Workshop Laboratorio Energie Rinnovabili Impatto ambientale e consenso sociale: fonti energetiche rinnovabili e territorio**

Milano, Italia  
Organizzatore: Eenergylabfoundation  
[www.energylabfoundation.org](http://www.energylabfoundation.org)

19 marzo

### **I seminari L'imprenditore - Energia per le imprese. Risparmi, efficienza, sostenibilità**

Cuneo, Italia  
Organizzatore: CONFINDUSTRIA CUNEO - Unione Industriale della Provincia  
[www.uicuneo.it](http://www.uicuneo.it)

19-20 marzo

### **European Nuclear Forum**

Bruxelles, Belgio  
Organizzatore: Market Force  
<http://bit.ly/tGTcva>

20-22 marzo

### **Progress in Nuclear Energy and Education**

Londra, Regno Unito  
Organizzatore: Elsevier  
[www.progressnuclearenergy.com](http://www.progressnuclearenergy.com)

21 marzo

### **Energy Risk Italia 2012: regolamentazione, trading transfrontaliero, gestione del rischio**

Milano, Italia  
Organizzatore: Energy Risk Italia  
[http://www.energyriskevents.com/digital\\_assets/6873/EnergyRiskItaliabrochure.pdf](http://www.energyriskevents.com/digital_assets/6873/EnergyRiskItaliabrochure.pdf)

21 marzo

### **Le giornate della microgenerazione**

Milano, Italia  
Organizzatore: E-Gazette e Updating  
<http://www.microgenforum.it/index.htm>

## Gli appuntamenti (continua)

21 - 22 marzo

### **Mercato del Gas**

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca  
[www.iir-italy.it/upload/general/P5005hp.pdf](http://www.iir-italy.it/upload/general/P5005hp.pdf)

22 marzo

### **Smart Grid: dove si incontrano le energie dell'uomo e dell'ambiente**

Ancona, Italia

Organizzatore: Kyoto Club e Gruppo Loccioni

22-23 marzo

### **Energy Business forum 2012. Risparmio ed efficienza energetica, i temi al centro della terza edizione**

Perugia, Italia

Organizzatore: Richmond Italia  
[www.richmonditalia.it](http://www.richmonditalia.it)

22-24 marzo

### **Mostra Convegno sulle Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica**

Napoli, Italia

Organizzatore: EnergyMed - ANEA  
[www.energymed.it](http://www.energymed.it)

23 marzo

### **Le imprese e la riforma della distribuzione gas: strategie d'ambito e valutazione degli impianti.**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia  
[www.gruppoitaliaenergia.it](http://www.gruppoitaliaenergia.it)

23 marzo

### **I nuovi incentivi per le rinnovabili termiche ed efficienza energetica**

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club e GSE  
[www.fiper.it](http://www.fiper.it)

26-28 marzo

### **PHOTON's Solar Terawatt-hours Conference Series 2012 Europe**

Berlino, Germania

Organizzatore: Photon  
[www.photon.info](http://www.photon.info)

27 marzo

### **"Introduzione alla simulazione termoenergetica dinamica"**

Milano, Italia

Organizzatore: Aicarr

27-28 marzo

### **Smart Energy Management World Europe 2012**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapinn  
[www.terrapinn.com/2012/smart-energy-management-world-europe/](http://www.terrapinn.com/2012/smart-energy-management-world-europe/)

27-29 marzo

### **The Future of Utilities**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Market Force  
<http://bit.ly/vwaHeU>

28 marzo

### **Comuni rinnovabili 2012**

Roma, Italia

Organizzatore: Legambiente  
[www.legambiente.it](http://www.legambiente.it)

29 marzo

### **Decreto rinnovabili: prospettive e opportunità**

Milano, Italia

Organizzatore: Aicarr  
[www.aicarr.org](http://www.aicarr.org)

29 marzo

### **Robin Hood Tax & la nuova fiscalità dell'energia 2012**

Milano, Italia

Organizzatore: Business International  
<http://www.businessinternational.it>

29 - 30 marzo

### **III Conferenza Diritto Energia**

Roma, Italia

Organizzatore: GSE, Università di Roma Tre  
<http://www.gse.it>

30 marzo

### **Il nuovo Rinascimento delle biomasse! Filiera biomassa - energia: un'opportunità per la crescita, occupazione e tutela del territorio italiano**

Firenze, Italia

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

30 marzo

### **Energy Efficiency and the Internal Energy Market**

Firenze, Italia

Organizzatore: FSR  
[www.florence-school.eu](http://www.florence-school.eu)

## Gli appuntamenti (continua)

30 marzo

**Le imprese e la riforma della distribuzione gas: strategie d'ambito e valutazione degli impianti.**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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

3 aprile

**Energie Rinnovabili. L'industria italiana negli scenari globali**

Milano, Italia

Organizzatore: Althesys

12 aprile

**La disciplina del servizio di bilanciamento del gas naturale: la nuova allocazione gas**

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

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



Pubblicazione mensile in formato elettronico  
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07  
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico  
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
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. - Ricerche per l'economia e la finanza 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.