

## PRIMO PIANO

# L'avvio del Market coupling tra Italia e Slovenia

A cura del GME

■ Dal 31 dicembre 2010 (giorno di flusso 1° gennaio 2011) è operativo il meccanismo di market coupling sulla frontiera italo-slovena, che consente di allocare i diritti fisici giornalieri di interconnessione tra i due Paesi in modo implicito, attraverso la risoluzione dei rispettivi mercati del giorno prima dell'energia gestiti dal GME e da BSP (gestore del mercato sloveno).

L'avvio del progetto segna il coronamento dell'iniziativa avviata nel 2008 da GME, Terna, Eles, Borzen (Market Operator in Slovenia) e BSP, che ha ricevuto il sostegno istituzionale del Ministero dello Sviluppo Economico italiano e del Ministero dell'Economia sloveno, oltre che delle rispettive Autorità di regolazione nazionali (AEEG e AGEN-RS).

Rispetto alla normativa europea, il progetto è conforme e dà sostegno alle disposizioni previste nel Regolamento (CE) n. 714/2009 e, in particolare, all'art. 12, il quale stabilisce che dovrà essere promossa "...l'assegnazione coordinata delle capacità transfrontaliere mediante soluzioni non discriminatorie basate sul mercato, con particolare attenzione alle caratteristiche specifiche delle aste implicite per assegnazioni a breve termine ...".

Segnatamente, le aste implicite, integrando l'allocatione della capacità di interconnessione con l'esecuzione dei mercati dell'energia, garantiscono un uso sempre efficiente della capacità stessa, poiché definiscono un transito che va sempre dalla zona di mercato a prezzo più basso alla zona di mercato a prezzo più alto.

Il modello di coupling adottato sulla frontiera italo-slovena è un *decentralized price coupling*. In tale contesto, GME e BSP si sono dotati di un algoritmo di *matching* comune, il quale ripro-

duce le regole di *matching* dei rispettivi mercati e tiene conto del modello di rete rappresentativo sia della struttura della rete elettrica italiana che di quella slovena. In particolare il mercato sloveno viene integrato attraverso l'aggiunta al modello di rete italiano della zona BSP, sulla quale convergono le offerte presentate su BSP e la cui capacità di interconnessione con il resto del sistema rappresenta la quota di capacità assegnata giornalmente attraverso il market coupling. Tale zona a sua volta è collegata alla zona virtuale estera "Slovenia", sulla quale convergono le quote di capacità di interconnessione che continuano ad essere assegnate mediante le aste esplicite mensili e annuali.

L'algoritmo comune viene gestito, in modo parallelo e decentralizzato, da ciascuno dei due gestori di mercato, i quali ricevono le offerte dai rispettivi operatori e, prima di eseguire il proprio mercato, si scambiano le informazioni rilevanti relative alle curve di domanda e di offerta derivanti dalle offerte ricevute e ai vincoli di rete sulle rispettive zone di mercato. Dopo aver condiviso tali informazioni, adottando l'algoritmo di *matching* comune, il GME e BSP calcolano contemporaneamente gli esiti del proprio mercato tenendo conto delle condizioni di mercato e di rete dell'altro Paese e determinano contemporaneamente il flusso di energia sull'interconnessione tra Italia e Slovenia (vale a dire allocano la capacità su tale interconnessione) in funzione dei prezzi che si determinano sui rispettivi mercati dell'energia.

Il decentralized price coupling, da una lato, grazie all'adozione di un algoritmo comune, consente di implementare in un unico sistema le regole di *matching* dei mercati uniti dal coupling,

▶ continua a pagina 22

## IN QUESTO NUMERO

### REPORT/2010

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 8

Mercati energetici europa

pag 13

Mercati per l'ambiente

pag 17

### FOCUS

L'avvio del Market coupling tra Italia e Slovenia

A cura del GME

pag 22

### APPROFONDIMENTI

Un prezzo del barile superiore ai 90 dollari: in linea con i livelli pre-crisi ma lontano dal mercato  
 di Lisa Orlandi, RIE  
 pagina 25

### NOVITA' NORMATIVE

pagina 28

### APPUNTAMENTI

pagina 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2010 i volumi di energia elettrica scambiati (acquisti/vendite) nel Sistema Italia, dopo la forte contrazione del 2009 (-6,7%), hanno registrato una timida ripresa (+1,6%) attestandosi sopra i 318 TWh (in media oraria 36.365 MWh). Le vendite dalle unità di produzione dislocate sul territorio nazionale sono cresciute del 2,5%, favorite dalla riduzione delle importazioni (-3,1%). Tuttavia gli scambi di energia sono risultati ancora inferiori al livello registrato nel 2005. L'offerta di energia elettrica, in media oraria superiore ai 58.000 MWh (+2,1%), ha invece consolidato il costante trend di crescita registrato nell'ultimo quinquennio, sostenuto soprattutto dalle unità di

produzione nazionali (+2,6%). L'energia negoziata nella borsa elettrica, pari a 199,5 TWh, si è ridotta del 6,4%. La liquidità del mercato è scesa al 62,6%, minimo dal 2007. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2010 è stato pari a 64,12 €/MWh, con un aumento di soli 40 cent. di €/MWh rispetto al 2009 (+0,6%). La sostanziale stabilità del PUN appare particolarmente significativa considerato il sensibile rialzo dei prezzi dei combustibili sui mercati internazionali (Brent dated +36%), che ha notevolmente ridotto i margini degli operatori, con uno spark spread ai minimi storici. Si riduce anche il differenziale tra il PUN ed il prezzo delle principali borse europee, sceso sotto i 20 €/MWh dai circa 24 €/MWh del 2009 e dagli oltre 32 €/MWh del 2007.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) nel 2010 è stato pari a 64,12 €/MWh, con un aumento di soli 40 cent. di €/MWh rispetto al 2009 (+0,6%) (Tabella 1 e Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela che nelle ore di picco il PUN, dopo la drastica flessione di oltre 30 €/MWh del 2009, si è ulteriormente ridotto di 6,28 €/MWh (-7,6%) portandosi a 76,77 €/MWh, livello minimo dal 2005. Nelle ore fuori picco, invece, il PUN è aumentato di 3,93 €/MWh (+7,4%), attestandosi a 57,34 €/MWh; il rapporto picco/baseload è pertanto sceso al minimo

storico sotto 1,20. I prezzi di vendita hanno registrato modeste variazioni rispetto all'anno precedente, tutte inferiori a 2 €/MWh; fa eccezione la Sardegna il cui prezzo è diminuito di 8,51 €/MWh (-10,4%), riducendo il divario con le zone continentali. Per il secondo anno consecutivo, il prezzo più basso è stato segnato dalla zona Sud, pari a 59,00 €/MWh, valore minimo dal 2005; quello delle altre zone continentali si è attestato intorno a 62 €/MWh. Più alto il prezzo di vendita nelle due isole: 73,51 €/MWh la Sardegna; 89,71 €/MWh la Sicilia (Grafico 2).

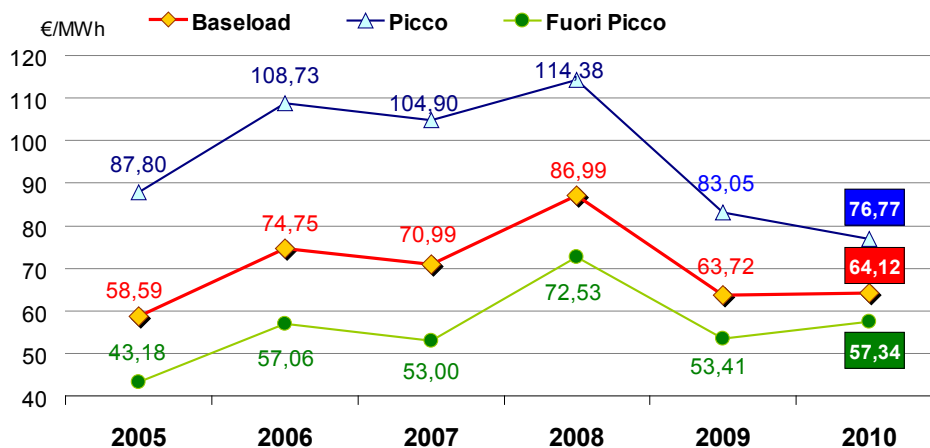
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2009	MWh	Var vs 2009		
<b>Baseload</b>	<b>64,12</b>	<b>63,72</b>	<b>0,40</b>	0,6%	<b>22.768</b>	-6,4%	<b>36.365</b>	1,6%	<b>62,6%</b>	68,0%
<i>Picco</i>	76,77	83,05	-6,28	-7,6%	26.922	-8,5%	44.050	0,9%	61,1%	67,4%
<i>Fuori picco</i>	57,34	53,41	3,93	7,4%	20.538	-4,9%	32.240	2,1%	63,7%	68,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo unico nazionale (PUN)

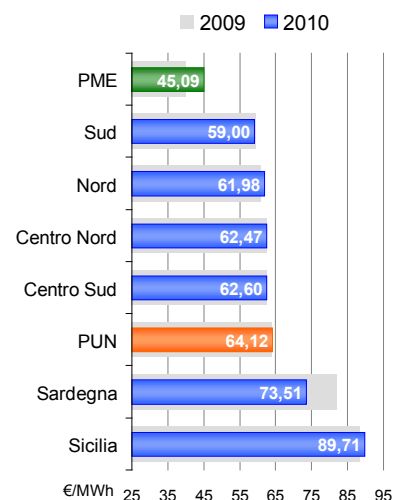
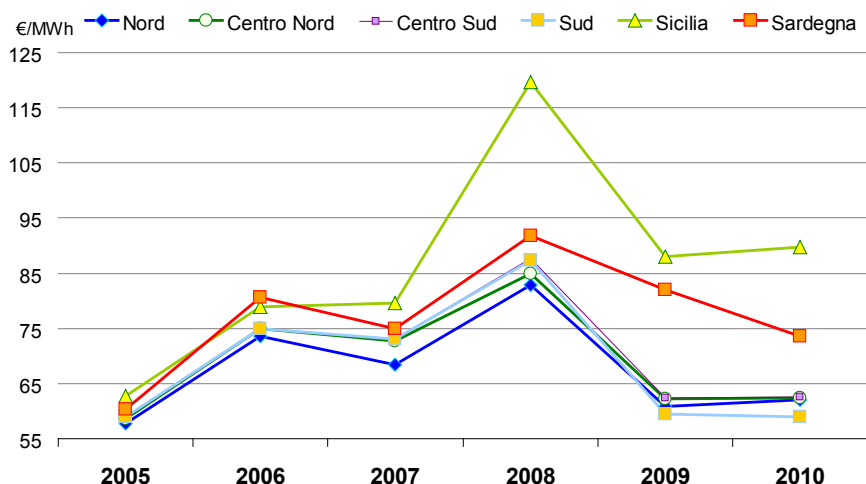
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Nel 2010 nel Sistema Italia sono stati scambiati 318,6 milioni di MWh, con un aumento dell'1,6% rispetto al 2009; di questi 199,5 milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, in calo su base annua del 6,4%. L'energia scambiata attraverso contratti bilaterali ha invece segnato una forte ripresa (+18,6%). Tali dinamiche sono, in larga misura, la conseguenza della po-

litica di approvvigionamento di Acquirente Unico che, da un lato ha ridotto del 31,4% gli acquisti in borsa e dall'altro aumentato del 72,6% gli acquisti attraverso i contratti bilaterali. La liquidità del mercato ha pertanto perso 5,4 punti percentuali portandosi al 62,6%, valore più basso degli ultimi quattro anni (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta energetica elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>199.450.149</b>	<b>-6,4%</b>	<b>62,6%</b>
Operatori	120.956.056	-7,8%	38,0%
GSE	46.664.374	2,9%	14,6%
Zone estere	31.631.528	1,3%	9,9%
Saldo programmi PCE	198.191	-96,3%	0,1%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>119.111.417</b>	<b>18,6%</b>	<b>37,4%</b>
Zone estere	17.122.515	-10,4%	5,4%
Zone nazionali	102.187.092	18,0%	32,1%
Saldo programmi PCE	-198.191	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>318.561.565</b>	<b>1,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>190.936.033</b>	<b>2,8%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>509.497.598</b>	<b>2,1%</b>	

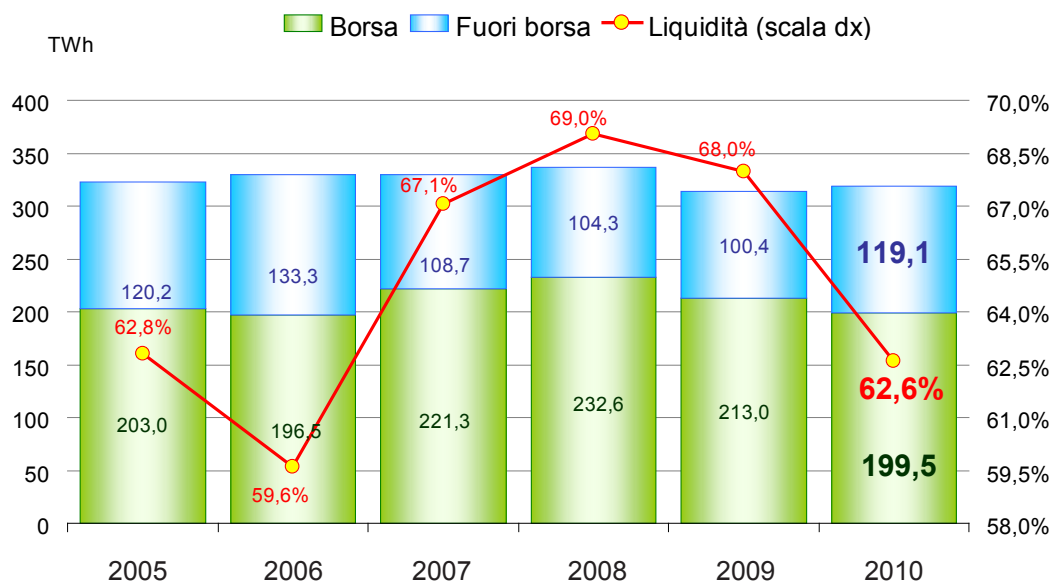
Tabella 3: MGP, domanda energetica elettrica Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>199.450.149</b>	<b>-6,4%</b>	<b>62,6%</b>
Acquirente Unico	48.468.535	-31,4%	15,2%
Altri operatori	134.317.300	-0,1%	42,2%
Pompaggi	2.853.292	-1,3%	0,9%
Zone estere	3.419.627	-10,6%	1,1%
Saldo programmi PCE	10.391.394	815,0%	3,3%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>119.111.417</b>	<b>18,6%</b>	<b>37,4%</b>
Zone estere	408.869	-6,3%	0,1%
Zone nazionali AU	41.846.549	72,6%	13,1%
Zone nazionali altri operatori	87.247.392	13,5%	27,4%
Saldo programmi PCE	-10.391.394	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>318.561.565</b>	<b>1,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>26.491.365</b>	<b>2,7%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>345.052.930</b>	<b>1,7%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 314,7 milioni di MWh, hanno registrato una crescita dell'1,8% sostenuti principalmente dalle zone Nord (+2,6%) e Centro Nord (+2,1%). Gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,8 milioni di MWh (poco più dell'1% degli acquisti complessivi del Sistema Italia), sono invece diminuiti del 10,2% (Tabella 4).

Le vendite nazionali di energia elettrica, pari a 269,8 milioni di MWh, sono cresciute del 2,5%; a livello territoriale in rialzo le vendite in tutte le zone (con una punta al Centro Sud del 15,3%) ad eccezione della Sardegna (-3,1%). Segno negativo anche per le vendite sulle zone

estere (importazioni), scese a 48,8 milioni di MWh (-3,1%) (Tabella 4). L'analisi delle vendite nazionali per tecnologia di produzione rivela la decisa crescita delle vendite da impianti a ciclo combinato (+16,6%), distribuita su tutte le zone ad eccezione del Centro Sud (-11,5%); più contenuto l'aumento delle vendite da impianti idroelettrici (+4,2%) e geotermici (+0,5%). In calo le vendite da altri impianti, in particolare quelle da termoelettrici tradizionali (-27,9%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle vendite da impianti a ciclo combinato sale al 55,4% (era 48,7% nel 2009), mentre scende al 14,6% quella dagli impianti termici tradizionali (20,8% nel 2009). Pressoché invariate le quote dagli altri impianti (Grafico 4).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	223.668.914	25.533	-1,4%	137.593.435	15.707	+1,0%	172.394.609	19.680	+2,6%
Centro Nord	39.420.819	4.500	+3,2%	21.995.540	2.511	+7,3%	34.470.690	3.935	+2,1%
Centro Sud	66.756.722	7.621	+8,3%	28.605.812	3.266	+15,3%	50.437.091	5.758	+1,4%
Sud	75.704.749	8.642	+6,4%	51.178.227	5.842	+0,1%	25.609.409	2.923	-1,9%
Sicilia	32.360.122	3.694	+10,7%	19.345.225	2.208	+1,8%	20.014.432	2.285	+1,5%
Sardegna	17.725.933	2.024	+2,9%	11.089.283	1.266	-3,1%	11.806.837	1.348	-0,3%
<b>Totale nazionale</b>	<b>455.637.259</b>	<b>52.013</b>	<b>+2,6%</b>	<b>269.807.522</b>	<b>30.800</b>	<b>+2,5%</b>	<b>314.733.069</b>	<b>35.928</b>	<b>+1,8%</b>
Estero	53.860.339	6.148	-2,1%	48.754.043	5.566	-3,1%	3.828.496	437	-10,2%
<b>Sistema Italia</b>	<b>509.497.598</b>	<b>58.162</b>	<b>+2,1%</b>	<b>318.561.565</b>	<b>36.365</b>	<b>+1,6%</b>	<b>318.561.565</b>	<b>36.365</b>	<b>+1,6%</b>

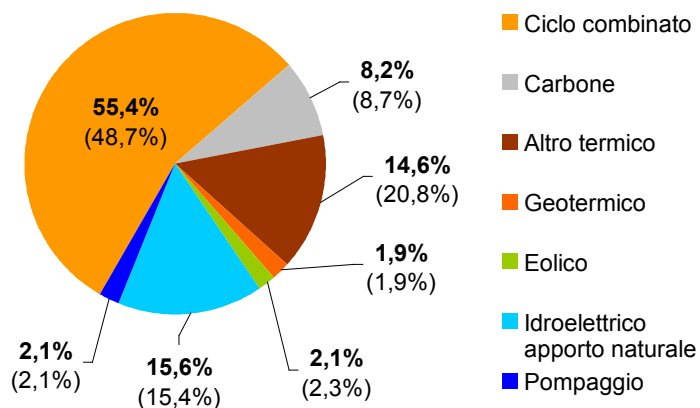
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

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>11.532</b>	<b>+0,8%</b>	<b>2.127</b>	<b>+2,5%</b>	<b>2.666</b>	<b>+21,8%</b>	<b>5.271</b>	<b>+0,0%</b>	<b>1.967</b>	<b>+0,3%</b>	<b>1.121</b>	<b>-2,6%</b>	<b>24.684</b>	<b>+2,5%</b>
Ciclo combinato	8.918	+19,4%	1.379	+13,5%	1.390	-11,5%	3.192	+30,6%	1.684	+15,0%	497	+5,8%	17.060	+16,6%
Carbone	1.043	-18,5%	27	-77,9%	741	+80,4%	145	-16,2%	-	-	581	-9,6%	2.537	-3,4%
Geotermico	-	-	578	+1,0%	-	-	2	-52,0%	-	-	-	-	581	+0,5%
Altro termico	1.570	-41,7%	144	-14,9%	535	+158,9%	1.932	-27,1%	282	-43,2%	43	+11,5%	4.506	-27,9%
<b>Idroelettrico</b>	<b>4.172</b>	<b>+1,7%</b>	<b>379</b>	<b>+44,7%</b>	<b>481</b>	<b>+0,4%</b>	<b>305</b>	<b>+17,0%</b>	<b>64</b>	<b>-7,5%</b>	<b>68</b>	<b>-11,5%</b>	<b>5.468</b>	<b>+4,2%</b>
Apporto naturale	3.683	-0,1%	350	+43,2%	405	+6,5%	305	+17,0%	25	+40,3%	44	-0,1%	4.812	+3,9%
Pompaggio	489	+17,2%	29	+65,4%	76	-23,0%	-	-	38	-24,4%	24	-27,1%	656	+6,4%
<b>Eolico</b>	<b>3</b>	<b>-8,3%</b>	<b>4</b>	<b>+132,5%</b>	<b>119</b>	<b>-28,2%</b>	<b>266</b>	<b>-13,6%</b>	<b>178</b>	<b>+27,2%</b>	<b>77</b>	<b>-1,3%</b>	<b>648</b>	<b>-7,1%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>15.707</b>	<b>+1,0%</b>	<b>2.511</b>	<b>+7,3%</b>	<b>3.266</b>	<b>+15,3%</b>	<b>5.842</b>	<b>+0,1%</b>	<b>2.208</b>	<b>+1,8%</b>	<b>1.266</b>	<b>-3,1%</b>	<b>30.800</b>	<b>+2,5%</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)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) sono stati scambiati complessivamente 14,6 milioni di MWh, di cui 9,5 milioni di MWh su MI1 e 5,1 milioni di MWh su MI2. Negli anni precedenti i volumi scambiati nel Mercato di Aggiustamento avevano segnato un picco di 12,7 milioni di MWh nel 2007. Il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 63,69 €/MWh su MI1 e 63,66 €/MWh su MI2, entrambi più bassi di quello registrato

su MA nei cinque anni precedenti (Grafico 5). Sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ex-ante, si rileva un drastico calo dei volumi di energia elettrica acquistati da Terna, scesi al minimo storico di 7,0 milioni di MWh (-44,4% sul 2009); per contro i volumi venduti da Terna, pari a 14,8 milioni di MWh (+1,0% sul 2009), hanno segnato il massimo storico (Grafico 6).

Grafico 5: MI, prezzi e volumi

Fonte: GME

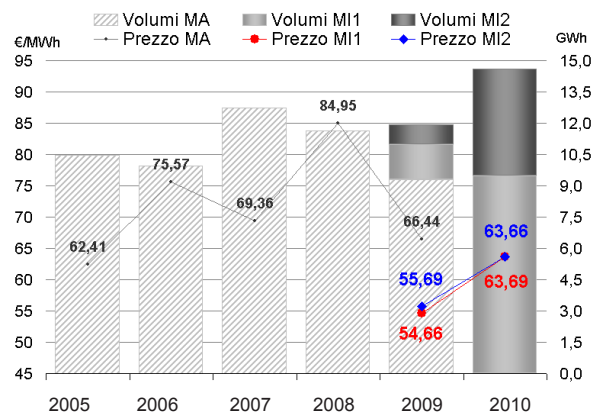
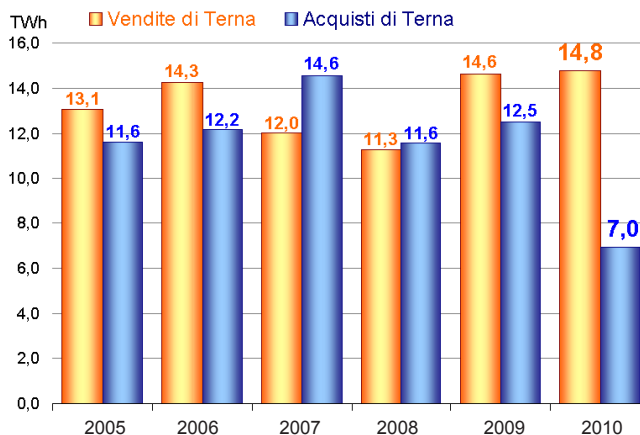


Grafico 6: MSD ex-ante, volumi

Fonte: GME



(continua)

Nel Mercato elettrico a termine (MTE) nel 2010 sono stati negoziati 2.366 contratti (1.146 baseload e 1.220 peakload), pari a complessivi 6,3 milioni MWh; il prodotto più scambiato è stato l'annuale 2011 sia baseload che peakload (rispettiva-

mente 461 MW e 280 MW). Le negoziazioni hanno determinato a fine anno posizioni aperte per 4.666 MW, per un totale di 5,0 milioni di MWh.

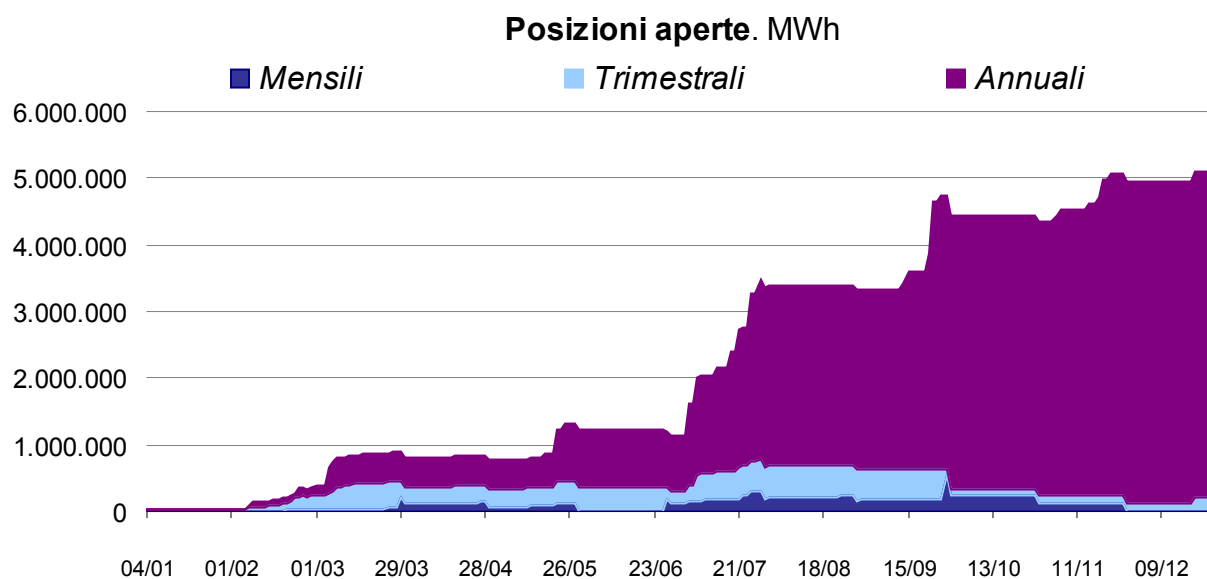
Tabella 6: MTE, prodotti negoziati nel 2010

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD			PRODOTTI PEAK LOAD		
	Negoziazioni	Contratti	Volumi mercato	Negoziazioni	Contratti	Volumi mercato
	N.	N.	MWh	N.	N.	MWh
Mensili	46	365	269.549	88	637	164.244
Trimestrali	88	320	702.751	82	303	236.940
Annuali	43	461	4.038.360	13	280	873.600
<b>Totale</b>	<b>177</b>	<b>1.146</b>	<b>5.010.660</b>	<b>183</b>	<b>1.220</b>	<b>1.274.784</b>

Grafico 7: MTE, evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro nell'anno 2010, sono state 236,2 milioni di MWh (+36,5%), di cui 1,1 milioni MWh originate dal Mercato elettrico a termine (MTE) e 97 mila MWh dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE). Se i contratti *non-standard* anche nel 2010 sono stati quelli più utilizzati dagli operatori (57,1% del totale), i contratti *standard*, e tra questi i *baseload*, hanno invece evidenziato una maggiore

dinamica di crescita. Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 153,8 milioni di MWh, in aumento su base annua del 16,4%. Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 119,3 milioni di MWh (+12,9%); nei conti in prelievo 129,5 milioni di MWh (+27,6%) (Tabella 7). Il Turnover, in costante crescita dall'avvio della PCE nel 2007, ha raggiunto il massimo storico a quota 1,82 (Grafico 8).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2010 e programmi

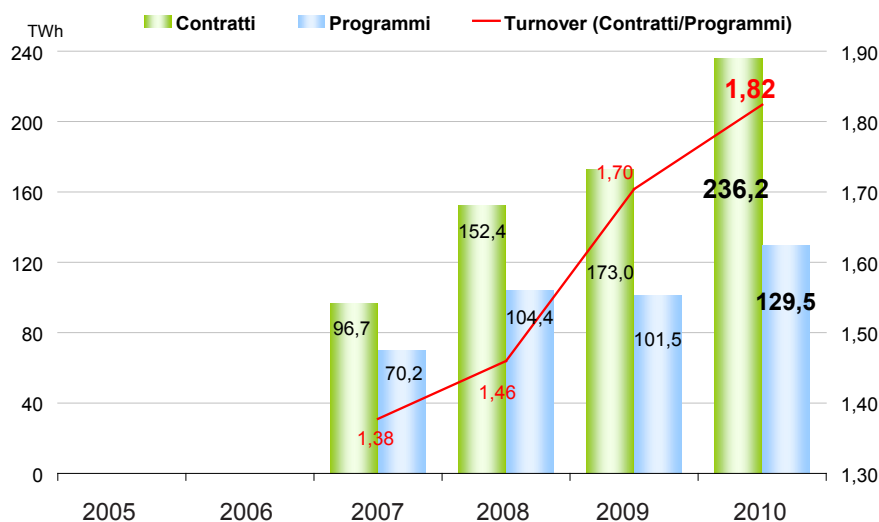
Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate			
Profilo	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	72.977.500	101,3%	30,9%
Off Peak	10.376.043	15,2%	4,4%
Peak	16.718.071	62,4%	7,1%
Week-end	12.240	-5,6%	0,0%
<b>Totale Standard</b>	<b>100.083.855</b>	<b>80,1%</b>	<b>42,4%</b>
<b>Totale Non standard</b>	<b>134.920.843</b>	<b>15,0%</b>	<b>57,1%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>235.004.697</b>	<b>35,9%</b>	<b>99,5%</b>
<b>MTE</b>	<b>1.111.303</b>	<b>1272,0%</b>	<b>0,5%</b>
<b>CDE</b>	<b>97.392</b>	<b>-</b>	<b>0,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>236.213.392</b>	<b>36,5%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>153.805.704</b>	<b>16,4%</b>	

	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Richiesti	121.051.193	12,3%	100,0%	129.547.883	27,6%	100,0%
di cui con indicazione di prezzo	25.280.053	219,7%	20,9%	724	-68,3%	0,0%
<b>Registrati</b>	<b>119.309.608</b>	<b>12,9%</b>	<b>98,6%</b>	<b>129.502.810</b>	<b>27,6%</b>	<b>100,0%</b>
di cui con indicazione di prezzo	23.915.905	307,3%	19,8%	-	-100,0%	0,0%
Rifiutati	1.741.585	-15,8%	1,4%	45.073	120,8%	0,0%
di cui con indicazione di prezzo	1.364.148	-33,0%	1,1%	724	128,0%	0,0%
<b>Saldo programmi</b>	<b>198.191</b>	<b>-96,3%</b>		<b>10.391.394</b>	<b>815,0%</b>	

Grafico 8: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il 2010 si chiude con una domanda di gas in crescita rispetto all'anno precedente, trainata da aumenti su tutti i comparti, con eccezionale evidenza per il settore industriale che torna

sui livelli "pre-crisi" del 2008. Rispetto al 2009 i prezzi registrati sul PSV evidenziano tendenze al rialzo, pur rimanendo al di sotto dei livelli toccati due anni fa. Il mese di dicembre dello scorso anno ha visto l'entrata in operatività del mercato a pronti del gas naturale, sviluppato e gestito dal GME.

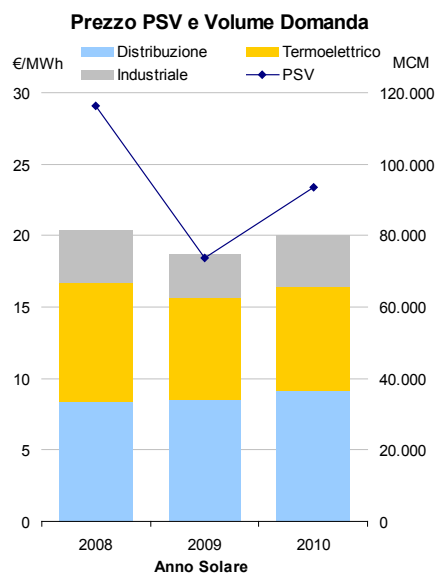
L'anno 2010 si chiude con un livello di consumi di gas pari a 83.021 MCM, in aumento rispetto allo scorso anno (+7%) ma ancora leggermente al di sotto rispetto ai livelli "pre-crisi" del 2008 (-2%). L'aumento rispetto al 2009 risulta principalmente trainato dalla sensibile ripresa del comparto industriale, i cui consumi tornano sui livelli del 2008 attestandosi a 14.422 MCM (+18%). Decisivo risulta inoltre l'apporto del comparto domestico, che sale a 36.586 MCM (+8%), superiore anche a quanto registrato nel 2008 (+10%). Trascurabile infine il con-

tributo alla crescita del comparto termoelettrico, i cui consumi rimangono stabili a 29.155 MCM (+2%), confermando valori sensibilmente inferiori a quelli del 2008 (-13%), a causa del persistente basso livello dei consumi elettrici e del crescente contributo delle fonti rinnovabili. La ripresa dei consumi insieme al rialzo delle quotazioni del Brent hanno indotto una sensibile ripresa del prezzo al Punto di Scambio Virtuale, salito a 23,34 €/MWh (+27%), pur mantenendosi su un livello sensibilmente inferiore a quanto osservato nel 2008 (-20%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasporto

Fonte: dati SRG

Domanda	2010 (MCM)	2009 (MCM)	2008 (MCM)	Δ% 2010/2009
<b>Totale Prelevato</b>	83.021	77.675	84.528	+7%
Impianti di Distribuzione	36.586	33.966	33.376	+8%
Consumi Termoelettrici	29.155	28.549	33.477	+2%
Consumi Industriali	14.422	12.274	14.560	+18%
Rete terzi e consumi di sistema	2.866	2.892	3.114	-1%
Offerta	2010 (MCM)	2009 (MCM)	2008 (MCM)	Δ% 2010/2009
Import	75.263	68.676	76.526	+10%
Produzione Nazionale	8.412	8.228	9.120	+2%
Sistemi di stoccaggio	-649	776	-1.123	-184%
PSV	2010 (€/MWh)	2009 (€/MWh)	2008 (€/MWh)	Δ% 2010/2009
<b>Prezzo medio</b>	23,34	18,41	29,11	+27%
min	18,00	12,20	23,60	+48%
max	30,00	37,00	35,20	-19%



Il 2010 si contraddistingue anche per il graduale avvio di differenti piattaforme di mercato – sviluppate e gestite dal GME – per la negoziazione di gas naturale. Nel dettaglio, il 10 maggio scorso è entrata in operatività la P-Gas, la piattaforma di negoziazione gas realizzata per facilitare la cessione delle quote di importazione di gas dei soggetti tenuti agli obblighi ai sensi del decreto legge 7/07 e del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 18 marzo 2010. Successivamente,

in virtù delle previsioni del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010, la suddetta piattaforma si è arricchita delle offerte relative alle aliquote delle produzioni di gas dovute allo stato, ai sensi della legge del 2 aprile 2007, n. 40. Infine, il 10 dicembre, è stato avviato il mercato a pronti del gas naturale, articolato nel mercato del giorno prima (MGP-GAS) e nel mercato infragiornaliero (MI-GAS).



(continua)

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	25,00	-	-	-	-	-
	c€/Gj	694,44	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	25,04	-4,1%	-	24,56	24,31	-
	c€/Gj	695,54	-	-	682,34	675,23	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	25,05	+3,0%	1,1%	-	-	-
	c€/Gj	695,90	-	-	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

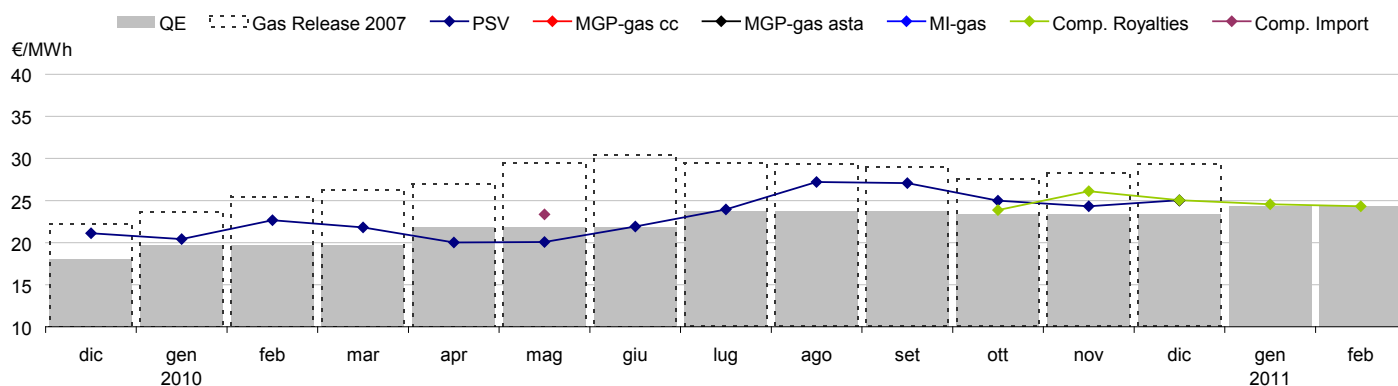
(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

"M" indica il mese cui la newsletter è riferita

Nota: il mercato a pronti del gas naturale, articolato nel mercato del giorno prima (MGP-GAS) e nel mercato infragiornaliero (MI-GAS) ha avviato la sua operatività il 10 dicembre 2010.

Grafico 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG



Gli scambi registrati nel 2010 sulle nuove piattaforme gas del GME ammontano complessivamente a 2.535,61 MCM. La quota maggiore dei contratti è stata siglata sul comparto royalties, con 2.535,07 MCM, relativamente ai prodotti mensili riferiti ai mesi successivi a ottobre, per un prezzo medio ponderato di 24,74 €/MWh. I volumi negoziati sul comparto import sono stati pari a 0,43 MCM, riferiti ad un contratto annuale 2010-2011 stipulato nel mese di maggio con un prezzo pari

a 23,36 €/MWh relativamente alla componente fissa del contratto. I volumi scambiati su MGP-Gas nei suoi primi giorni di operatività (dal 13 al 31 dicembre) sono stati pari a 0,11 MCM, con un prezzo di 25 €/MWh.

In particolare merita rilevare la forte convergenza dei prezzi quotati su PSV e Royalties, che a dicembre si allineano perfettamente sui 25 €/MWh insieme ai prezzi quotati sul nuovo MGPGas.

(continua)

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

Fonte: dati GME

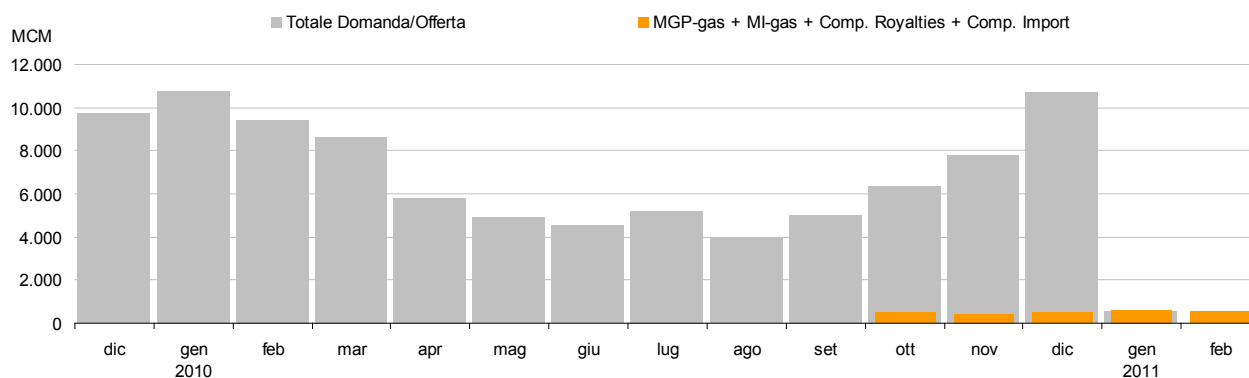
MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas contrattazione continua	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas asta	MCM	0,11	-	-	-	0,11	1	1	1
	MWh	1.200	-	-	-	1.200	-	-	-
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	463	+3,3%	554	-	554	3	7	16.704
	Gj	1.408.392	-	1.683.763	-	1.683.763	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

"M" indica il mese cui la newsletter è riferita

Gráfico 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



Spostando invece l'attenzione dall'orizzonte annuale al mese di dicembre 2010, si osserva che dopo 4 mesi di relativa stabilità, la domanda di gas mostra nuovamente dinamiche tendenziali al rialzo indistintamente su tutti i comparti con volumi pari a 10.701 MCM (+10%), secondo massimo storico da gennaio 2006 dopo il picco registrato a gennaio scorso. Più rilevante la ripresa del comparto termoelettrico che, dopo 4 mesi di consumi ridotti, si porta a 2.789 MCM (+11%) in virtù di un marcato

aumento di produzione da fonte ciclo combinato (+12%) indotto dal calo di import (-13%). Il comparto industriale, dal canto suo, conferma il trend di rialzi tendenziali osservati ormai da novembre 2009 con consumi pari a 1.180 MCM, in crescita sia rispetto all'anno precedente (+9%) che al 2008 (+22%). Infine i consumi domestici salgono a 6.361 MCM (+10%), per effetto di condizioni climatiche meno favorevoli rispetto a quanto registrato un anno fa.

(continua)

Figura 2: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
<b>Domanda</b>	<b>10.701</b>	<b>+10%</b>
Impianti di Distribuzione	6.361	+10%
Consumi Termoelettrici	2.789	+11%
Consumi Industriali	1.180	+9%
Rete terzi e consumi di sistema	375	+13%
<b>Offerta</b>	<b>10.701</b>	<b>+10%</b>
Import	7.813	+8%
Produzione Nazionale	681	-4%
Sistemi di stoccaggio	2.211	+24%

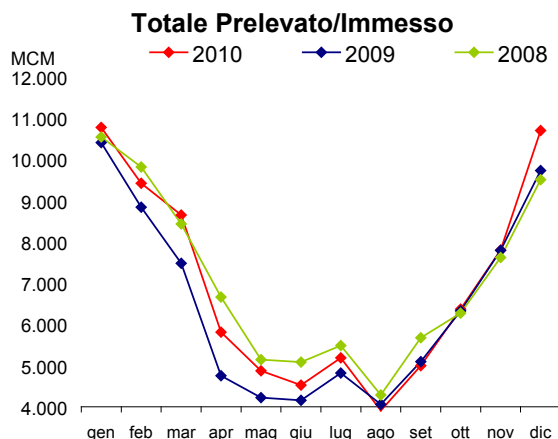
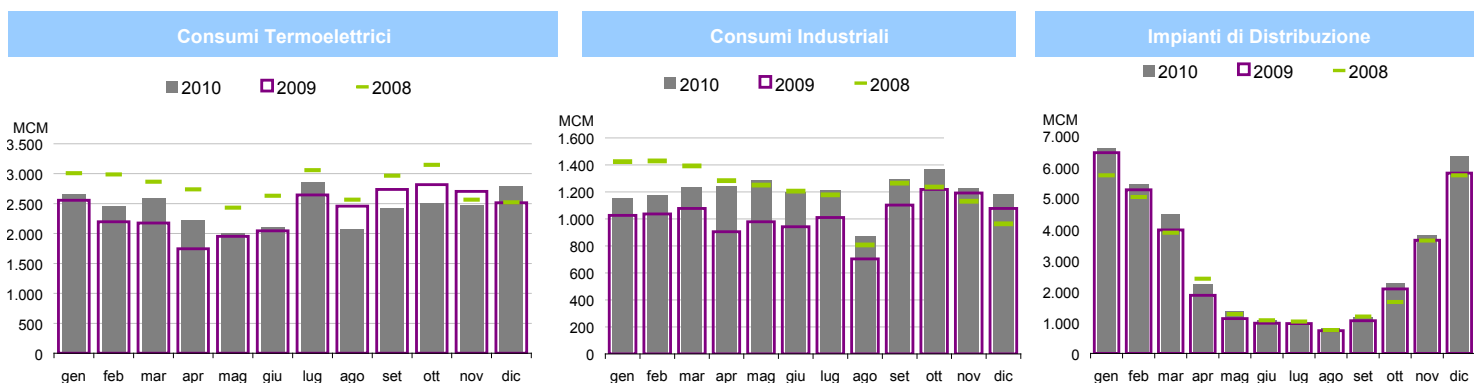


Grafico 3: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



A dicembre 2010 l'aumento dei consumi di gas è stato soddisfatto principalmente da un maggior utilizzo dell'import, i cui volumi rispetto allo scorso anno sono saliti a 7.813 MCM (+8%), massimo storico da gennaio 2008, con un tasso di utilizzo delle interconnessioni con l'estero che rispetto allo scorso anno è salito a 81% (+9 p.p.). Notevole anche il contributo de-

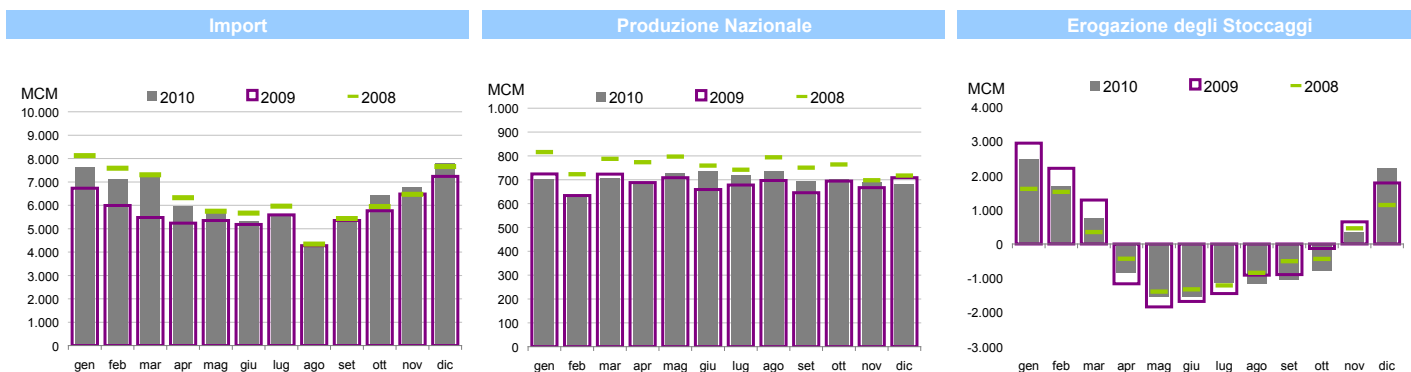
gli stoccaggi, che a dicembre hanno registrato volumi erogati in deciso aumento tendenziale e pari a 2.211 MCM (+24%), in sensibile rialzo anche rispetto al 2008 (+95%). Conseguentemente il livello degli stoccaggi è sceso a 6.682 MCM (-20%), con una diminuzione della quota su spazio conferito pari a 72% (-22 p.p.).



(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



Il rialzo dei consumi ha favorito l'interruzione del trend ribassistista dei prezzi sul PSV, tornati a crescere dopo 3 mesi di continue riduzioni, attestandosi a 25,05 €/MWh (+3%); un valore questo ancora superiore al livello registrato lo scorso anno (+19%), seppur decisamente inferiore ai valori del 2008 (-22%). Nel corso dello stesso mese, si registrano abbinamen-

ti sul comparto aliquote per 1.683.763 GJ (554 MCM), interamente concentrati nel corso del primo giorno di negoziazione e con prezzo medio ponderato pari a 675,23 c€/GJ (24,31 €/MWh), a fronte di un prezzo di vendita pari a 648,166 c€/GJ (23,3 €/MWh).

Figura 3: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

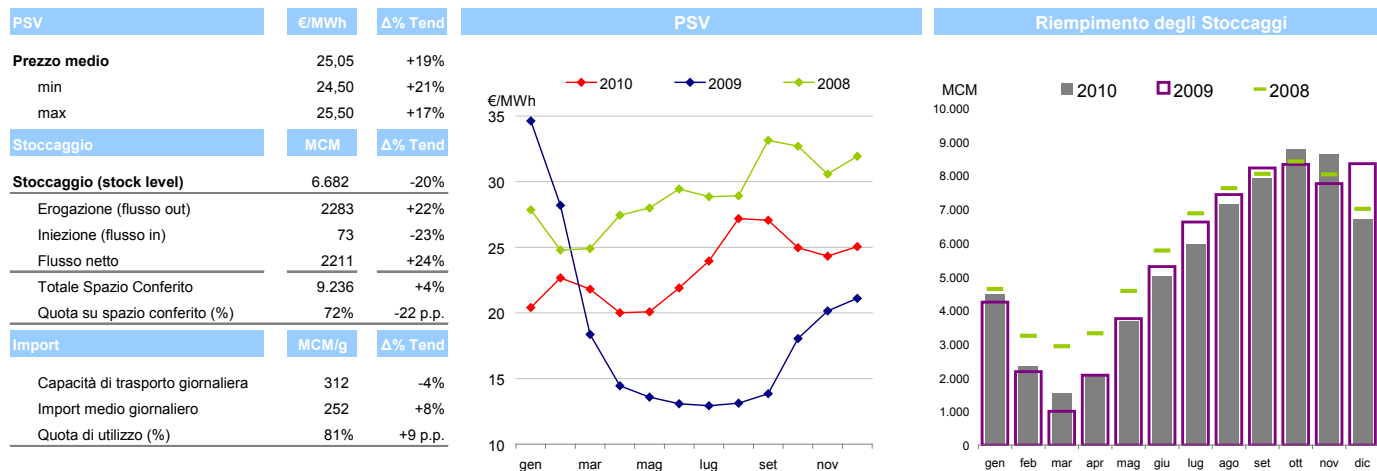
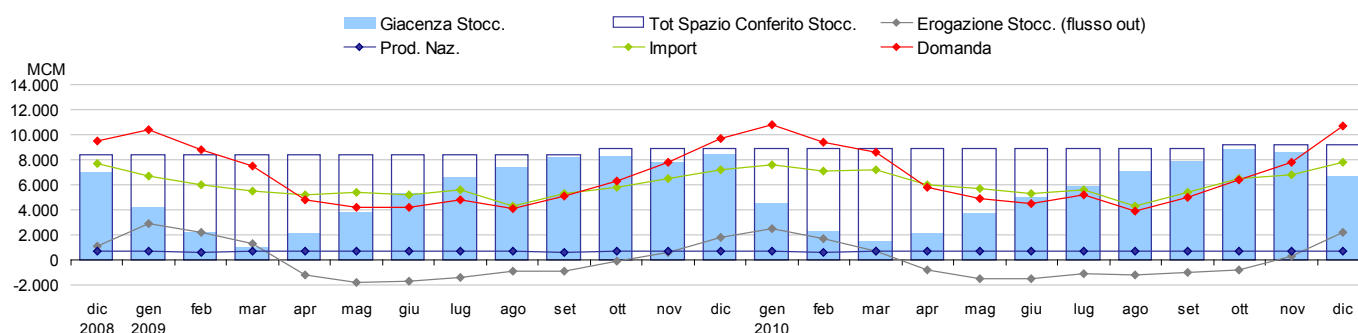


Grafico 5: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di dicembre chiude un anno caratterizzato da una ripresa delle quotazioni europee delle principali commodities energetiche, più intensa sui mercati del greggio e dei combustibili che sulle borse elettriche. Gli aumenti si realizzano in un contesto di diminuzione del tasso di cambio \$/€ che, per la prima volta negli ultimi 5 anni, mostra un andamento divergente da quello dei mercati energetici, rafforzando la tendenza ribassista avviata nel 2009.

Dopo i pesanti ribassi registrati nel 2009, l'anno appena concluso segna una ripresa delle quotazioni di tutti i combustibili, concentrata prevalentemente nell'ultimo trimestre, quando il trend si è consolidato su posizioni decisamente rialziste. Sfugge a queste dinamiche il tasso di cambio che, per la prima volta negli ultimi cinque anni, presenta andamenti divergenti da quelli rilevati sui mercati energetici, attestandosi in media annua a 1,33 \$/€ (-4,9% rispetto al 2009), livello che segnala un'ulteriore perdita di potere dell'euro nei confronti della moneta statunitense dopo l'exploit del 2008.

Passando in rassegna i mercati europei delle principali commodities energetiche, nel 2010 si osservano dinamiche e livelli di crescita sostanzialmente simili per il greggio, i suoi prodotti di raffinazione e per il carbone.

In particolare il Brent torna a posizionarsi poco sopra i 79 \$/bbl (+28,9% tendenziale), confermando le attese espresse dagli operatori a fine 2009 e riallineandosi ai livelli del 2007, dopo un biennio di valori e andamenti eccezionali. La crescita si concretizza soprattutto a partire da ottobre, quando i prezzi, fino ad allora caratterizzati da dinamiche incerte e sostanzialmente poco volatili, collezionano una serie di tre rialzi congiunturali consecutivi che li portano a superare i 91 \$/bbl nel mese di dicembre. I mercati a termine sembrano peraltro dar fiducia a questo scenario rialzista, prospettando ulteriori aumenti per l'inizio del 2011.

In particolare, la propensione rialzista osservata sui prezzi dei combustibili evidenzia una ripida accelerazione nel corso dell'ultimo trimestre dell'anno, toccando il suo apice proprio a dicembre, quando le quotazioni del petrolio, dei suoi prodotti derivati, del carbone e del gas raggiungono il loro massimo valore da ottobre 2008.

Sui mercati elettrici la crescita, più lenta e moderata, si è concentrata nella seconda parte dell'anno sotto la spinta dei movimenti spiccatamente rialzisti provenienti dalle piazze dei combustibili e di una tipica stagionalità.

Quanto osservato sul greggio si ripete in maniera analoga sui prodotti derivati, che nel 2010 sperimentano una crescita del 29/30%, portandosi sui 669 \$/MT per il gasolio e sui 465 \$/MT per l'olio combustibile. Su quest'ultimo, nel mese di dicembre, si riscontra una moderata riduzione d'intensità del trend positivo in atto da ottobre, che tuttavia non sembra produrre effetti sulle aspettative di crescita manifestate dagli operatori per il 2011.

Anche per il carbone il 2010 ha rappresentato un anno di ripresa dal tracollo del 2009. Le sue quotazioni sono salite poco sopra i 101 \$/MT (+43% tendenziale), secondo massimo storico dopo il picco del 2008 e ben oltre il livello prospettato dagli operatori nel corso dell'anno precedente. In modo ancora più evidente di quanto apprezzato sui greggi, gli aumenti si sono concentrati nell'ultimo trimestre dell'anno, periodo in cui i prezzi hanno rapidamente raggiunto livelli prossimi a quelli elevati di fine 2008, mostrando dinamiche di crescita particolarmente accentuate sul riferimento europeo. In ottica futura, dopo un ulteriore incremento previsto per gennaio 2011, i mercati propongono un modesto rallentamento della propensione rialzista in atto.

Alla luce dell'indebolimento subito dall'euro, il processo di conversione delle quotazioni in valuta europea favorisce un generale inasprimento degli aumenti tendenziali esibiti da tutti i combustibili, compresi tra il 35 e il 50%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni annuali				Quotazioni mensili			
		2010	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2011	Dicembre 2010	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
Exch. Rate \$/€	-	1,33	-4,9%	1,44	1,31	1,32	-3,0%	-9,3%	1,30
Brent	\$/bbl	79,5	+28,9%	80,18	94,3	91,4	+7,1%	+23,0%	85,9
FOB	€/bbl	59,9	+35,6%	55,78	71,8	69,1	+10,4%	+35,6%	66,2
Fuel Oil	\$/MT	464,7	+30,6%	474,00	515,3	489,8	+1,8%	+10,9%	476,0
1% FOB ARA Barge	€/MT	350,4	+37,3%	329,78	392,4	370,4	+5,0%	+22,2%	366,8
Gasoil	\$/MT	669,2	+29,3%	647,61	798,5	759,6	+5,4%	+25,8%	722,3
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	504,6	+36,0%	450,57	608,1	574,3	+8,7%	+38,7%	556,6
Coal	\$/MT	101,1	+43,0%	84,50	117,8	122,4	+14,3%	+53,6%	108,7
API2 CIF ARA	€/MT	76,3	+50,4%	58,79	89,7	92,5	+17,9%	+69,3%	83,8

(continua)

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

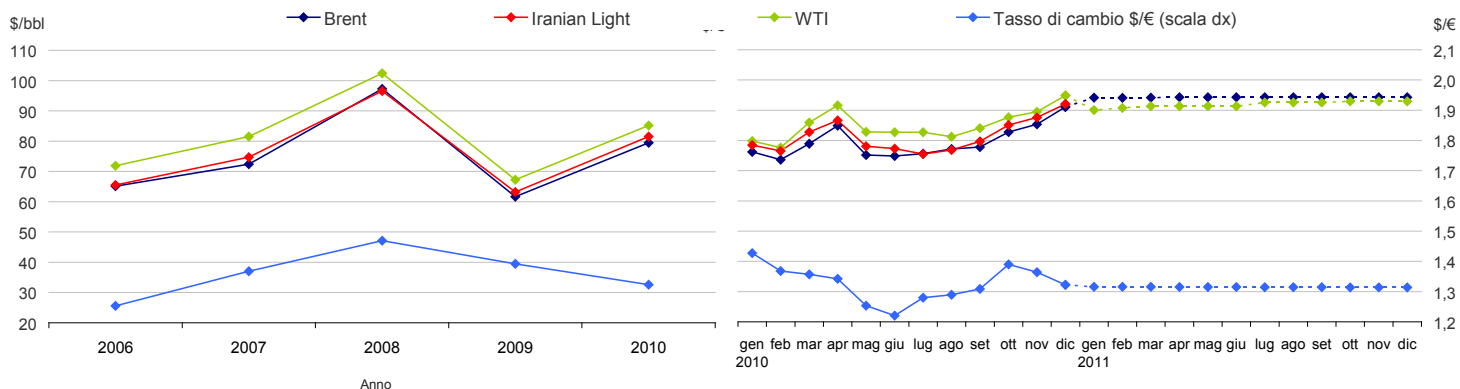


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

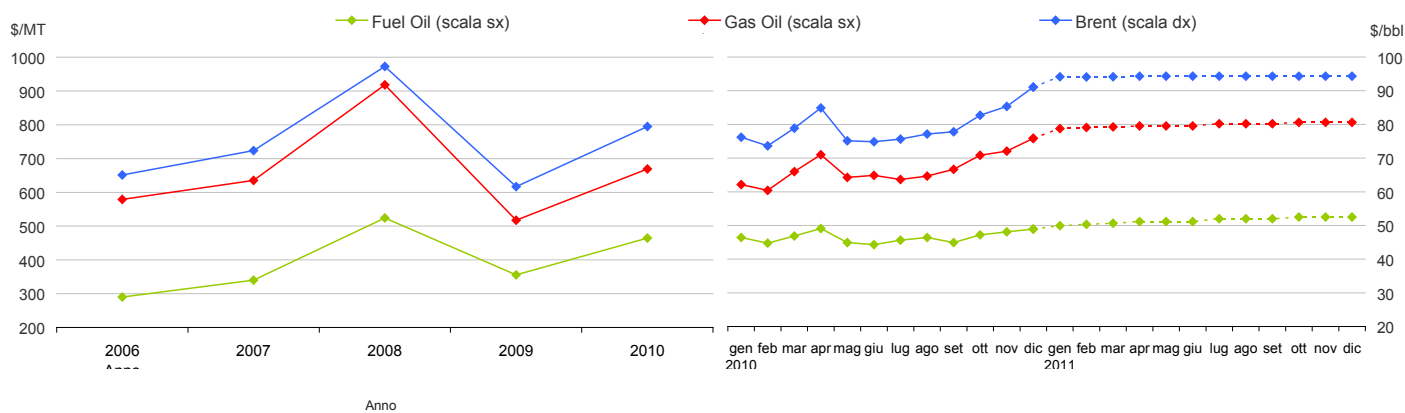
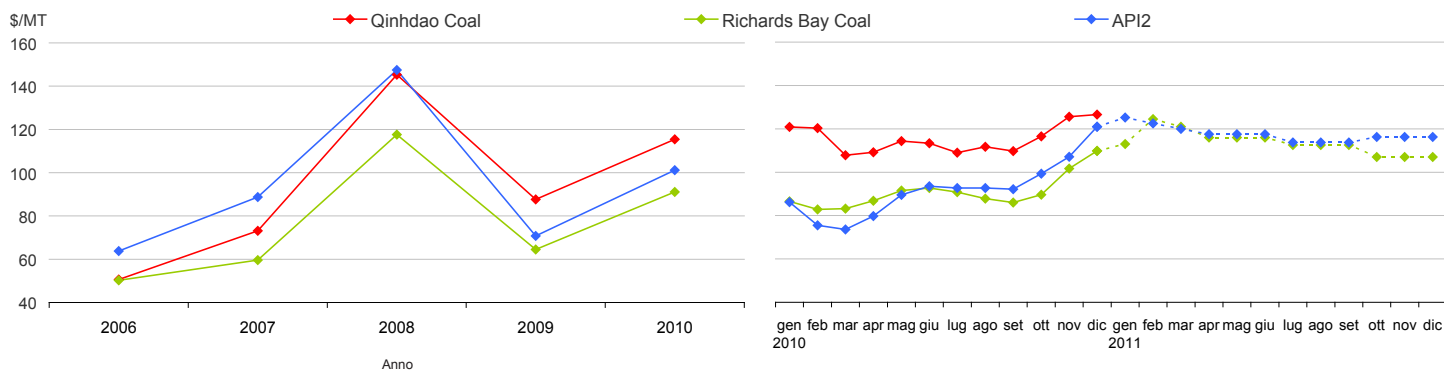


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

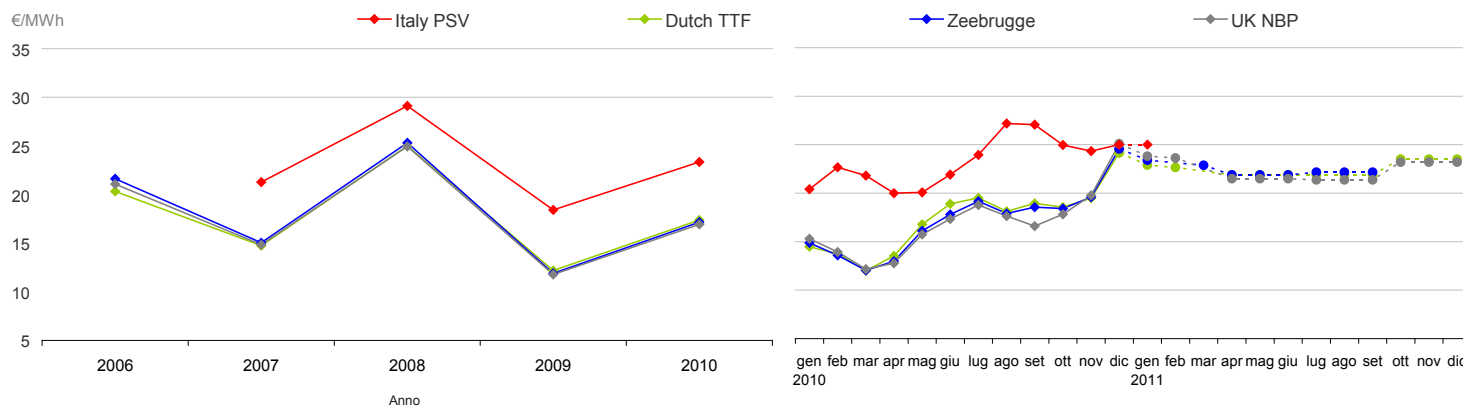
In linea con quanto riscontrato sui mercati del petrolio e del carbone, anche sulle borse del gas il 2010 ha consegnato quotazioni annue in rialzo, ma comunque inferiori alle aspettative maturate dagli operatori nel 2009. In Europa centro-settentrionale i prezzi si sono attestati sui 17 €/MWh, registrando aumenti del 42/44%, concentrati nella parte centrale dell'anno, in contrasto con il tipico andamento stagionale decrescente, e nel mese di dicembre, quando una forte impen-

nata ha riallineato le quotazioni continentali al PSV italiano. Su quest'ultimo la ripresa, più moderata, ha portato i prezzi a toccare i 23,34 €/MWh (+26,8% rispetto al 2009), evidenziando rincari particolarmente sostenuti soprattutto nel periodo estivo. In chiave prospettica i mercati futures proiettano il Gas Year 2011 sui livelli elevati raggiunti alla fine dell'anno appena concluso, disegnando una curva a termine profilata secondo la tipica stagionalità della domanda di gas naturale.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni annuali (€/MWh)				Quotazioni mensili (€/MWh)			
		2010	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Gas Year 2011	Dicembre 2010	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
PSV DA	Italia	23,34	+26,8%	-	-	25,05	+3,0%	+18,7%	24,30
Dutch TTF	Olanda	17,39	+42,7%	19,40	23,25	24,15	+23,9%	+117,3%	-
Zeebrugge	Belgio	17,16	+44,1%	19,40	23,20	24,53	+25,2%	+113,5%	20,50
UK NBP	Regno Unito	16,93	+43,8%	19,15	22,90	25,02	+26,5%	+110,3%	20,76



Le dinamiche rialziste osservate sui combustibili sembrano aver prodotto effetti solo parziali sulle quotazioni delle principali borse elettriche europee, risultate in apprezzabile aumento soltanto nella parte finale del 2010. In effetti il trend di ridotta volatilità avviatosi già in conclusione di 2009, si è protratto lungo tutti primi nove mesi del 2010 - complice la perdurante stagnazione dei consumi - interrompendosi solo a partire dall'autunno, quando le tensioni registrate sul mercato francese hanno sostenuto i prezzi di tutti gli exchange limitrofi. A fronte di quanto osservato in Europa centrale, in Italia nel 2010 le quotazioni rimangono ancorate ai livelli del 2009, sfuggendo per il secondo anno consecutivo alla consueta stagionalità: stabili nel primo semestre, raggiungono i massimi annui a luglio e ad agosto, ripiegando progressivamente sui valori di inizio anno a partire da settembre.

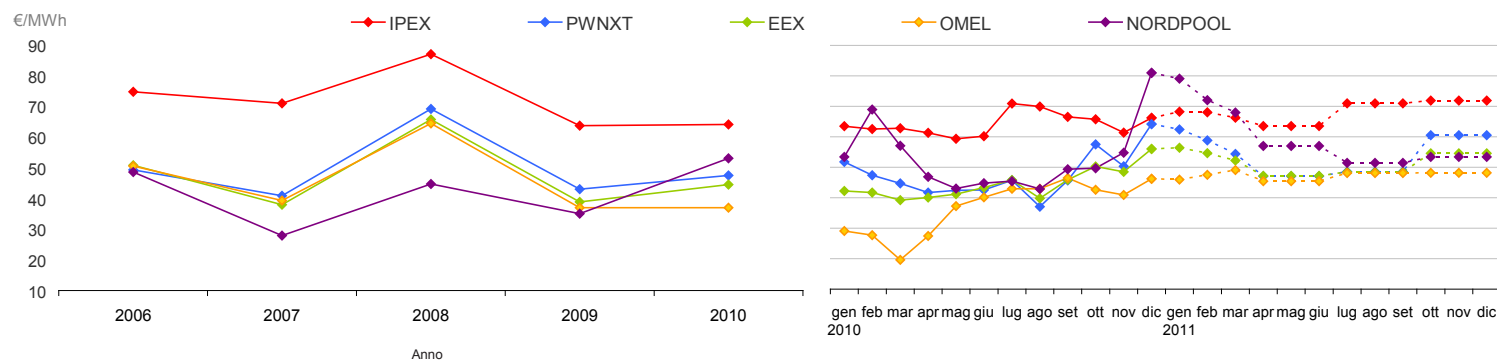
In generale, le contenute variazioni di prezzo non producono modifiche rilevanti nel ranking delle borse europee, in cui Ipx conferma la prima posizione, in virtù dei suoi 64,12 €/MWh (+0,6% tendenziale), avvicinata da tutti gli altri listini, convergenti sui 44/51 €/MWh (+6/17%). In una graduatoria sostanzialmente immutata, spicca il notevole balzo di NordPool (53,06 €/MWh, +51,5%) che guadagna la seconda piazza per effetto dei significativi picchi di prezzo sperimentati a febbraio e soprattutto a dicembre, quando le quotazioni raggiungono il loro massimo storico. Per il 2011 le aspettative degli operatori, che bene hanno previsto le tendenze consolidate nel 2010, sembrano indirizzarsi verso scenari di ulteriore crescita delle quotazioni e di progressiva riduzione del differenziale esistente tra il prezzo italiano e quelli centro-europei, evidenziando una marcata stagionalità nei profili francesi e scandinavo.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

POWER price	Area	Quotazioni annuali (€/MWh)				Quotazioni mensili (€/MWh)			
		2010	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2011	Dicembre 2010	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
IPEX	Italia	64,12	+0,6%	64,50	68,50	64,88	5,7%	13,1%	64,75
Powernext	Francia	47,50	+10,4%	47,85	53,65	62,77	24,7%	42,0%	56,87
EEX	Germania	44,49	+14,5%	44,55	51,15	55,55	14,5%	55,6%	49,64
EEX-CH	Svizzera	51,02	+6,5%	-	-	62,37	11,2%	29,4%	-
EXAA	Austria	44,81	+15,1%	-	-	54,98	10,6%	45,4%	-
Omel	Spagna	37,01	+0,1%	39,70	47,00	46,34	13,2%	52,3%	43,45
UK-APX	Regno Unito	44,72	+17,3%	-	-	60,13	27,4%	67,1%	47,35
NordPool	Scandinavia	53,06	+51,5%	39,85	58,60	81,65	49%	106%	68,60



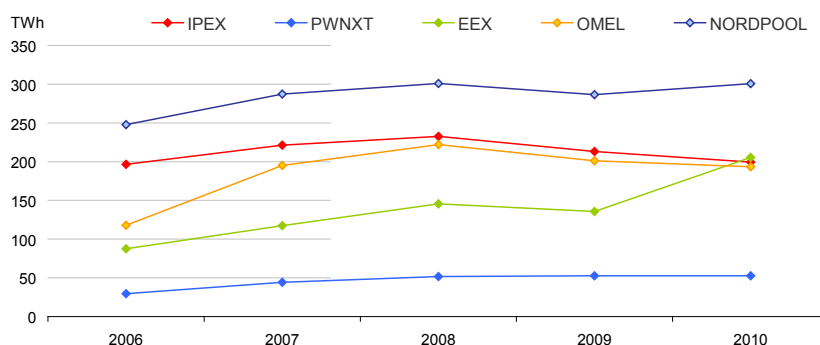
In merito ai volumi scambiati sui principali mercati spot, il 2010 segnala variazioni tendenziali modeste che sanciscono una debole ripresa delle contrattazioni registrate su NordPool (+5,0%), favorita dagli alti livelli di domanda rilevati nei mesi invernali, e un ulteriore lieve calo delle quantità negoziate sulle borse dell'area mediterranea (-4/-6%). In virtù di tali an-

damenti, l'exchange scandinavo si conferma ancora una volta il più capiente, toccando il massimo storico di 300,7 TWh e sopravanzando IpeX (199,5 TWh) e Omel (193,3 TWh), a loro volta superate da EEX, su cui sono confluiti per legge i volumi prodotti dagli impianti a fonte rinnovabile (205,5 TWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

POWER volume	Volumi spot (TWh)		
	2010	Diff Y-1(%)	Dicembre 2010
IPEX	199,5	-6,4%	17,5
Powernext	52,6	-0,0%	5,1
EEX	205,5	+51,6%	19,0
EEX-CH	9,3	+16,5%	0,9
EXAA	6,4	+37,5%	0,7
Omel	193,3	-3,9%	17,4
UK-APX	19,5	+0,1%	2,1
NordPool	300,7	+5,0%	32,0





# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel corso del 2010 il numero totale di TEE scambiati sul mercato organizzato è stato pari a 980.095. I prezzi hanno mostrato un incremento repentino nel mese di marzo, toccando un massimo di 100€/TEE, per poi riassetarsi poco sopra i 90 €/TEE.

Successivamente, il trend è stato nuovamente crescente, mantenendosi lungo tutto il resto dell'anno, con prezzi ancora vicini a 100 €/TEE, probabilmente per il diffondersi dell'aspettativa di scarsità di titoli rispetto a quelli necessari per l'adempimento degli obblighi da parte dei distributori. I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine dicembre 2010, sono pari a 8.024.643.

TEE, risultati del mercato del GME - Anno 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	580.688	322.970	76.437
Controvalore (€)	€ 54.116.920	€ 29.907.572	€ 7.126.775
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 82,00	€ 82,51	€ 82,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 100,00	€ 100,00	€ 99,95
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 93,19	€ 92,60	€ 93,24

A dicembre sul Mercato dei TEE sono stati scambiati 50.404 TEE, in diminuzione rispetto ai 101.594 TEE scambiati a novembre. Dei 50.404 TEE scambiati, 32.259 sono stati di Tipo I, 12.825 di tipo II e 5.320 di tipo III. I prezzi medi, durante le sessioni di dicembre, sono aumentati rispetto alle medie dei prezzi di novembre dell'1,47% per la Tipologia I, dell'1,99%

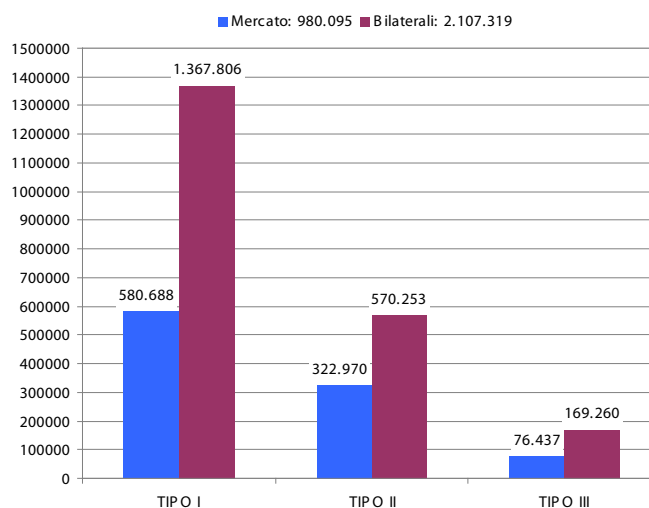
per la Tipologia II e del 2,03% per la Tipologia III. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,30€ (rispetto a 95,89€ di novembre), i titoli di tipo II ad una media di 97,37€ (rispetto a € 95,47 di dicembre) ed i titoli di tipo III ad una media di € 97,14 (rispetto a 95,21 € del mese precedente).

TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2010

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	32.259	12.825	5.320
Controvalore (€)	€ 3.138.704	€ 1.248.783	€ 516.789
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 96,80	€ 96,80	€ 93,50
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 98,00	€ 98,00	€ 97,60
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 97,30	€ 97,37	€ 97,14

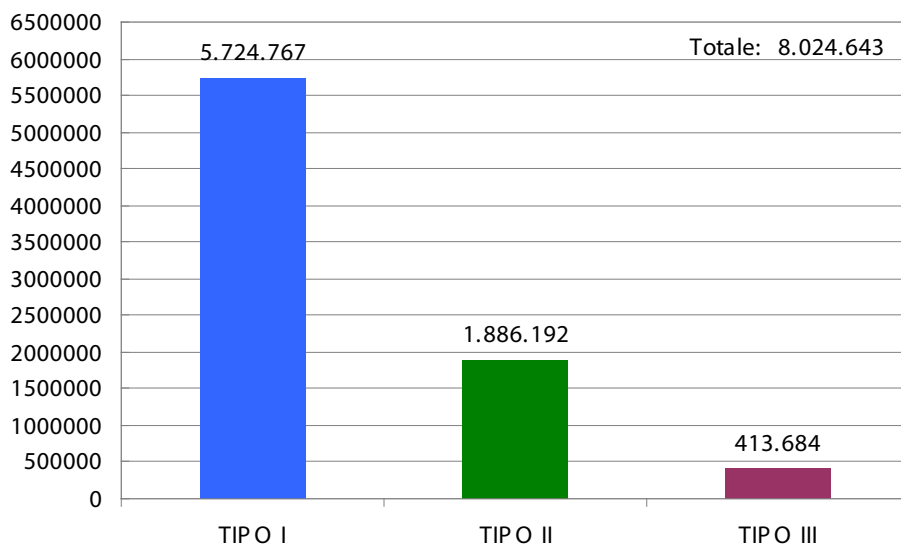
TEE, titoli scambiati gennaio-dicembre 2010

Fonte: GME



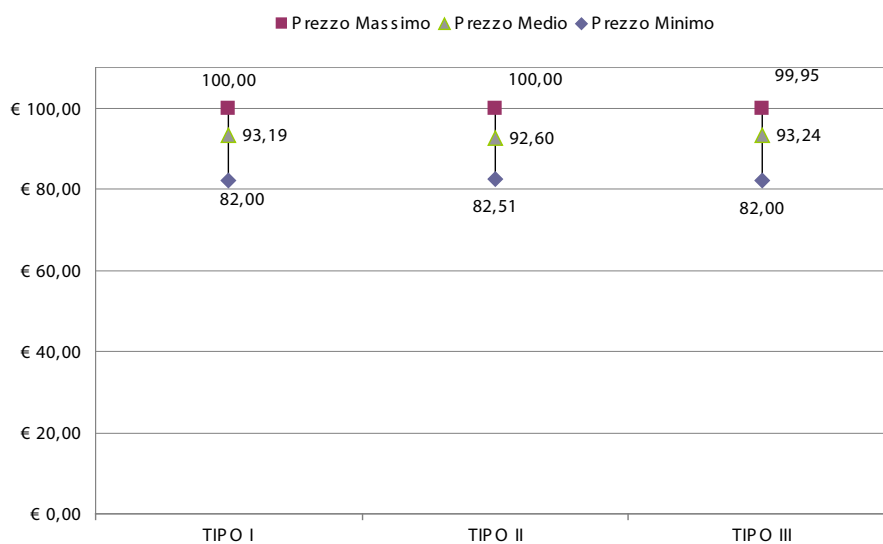
TEE, titoli emessi a fine dicembre 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (gennaio-dicembre 2010). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009 - dicembre 2010)

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Per il Mercato dei Certificati Verdi il 2010 si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 49 sessioni organizzate dal GME pari a 2.578.638, per un controvalore totale superiore ai 217 milioni di euro.

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 84,41 €/MWh.

I CV con anno di riferimento 2010 sono stati quelli più scambiati nel corso dell'anno, rappresentando circa il 61% del numero totale di CV negoziati sul mercato organizzato, seguiti dai CV con anno di riferimento 2009, i quali hanno rappresentato circa il 31% dei CV sul totale.

Nel mese di dicembre 2010 sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 237.748 CV, in diminuzione rispetto ai 422.906 CV negoziati nel mese di novembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, nel mese di dicembre, dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 229.171, in diminuzione rispetto ai

417.224 scambiati a novembre. I CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 3.801, in diminuzione rispetto ai 4.762 di novembre. In aumento gli scambi dei CV relativi alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV\_TRL) con anno di riferimento 2009, con volumi pari a 4.776 (900 a novembre).

Sul fronte dei prezzi, in diminuzione rispetto al mese di novembre il prezzo dei CV\_2009 (-1,10 €/MWh), in aumento, invece, i prezzi medi dei CV\_2009\_TRL (+1,27 €/MWh) e dei CV\_2010 (+0,96 €/MWh). Più in dettaglio, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di € 81,32 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 80,76 €/MWh; quello relativo ai CV\_2009 TRL è stato pari a 81,32.

(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.

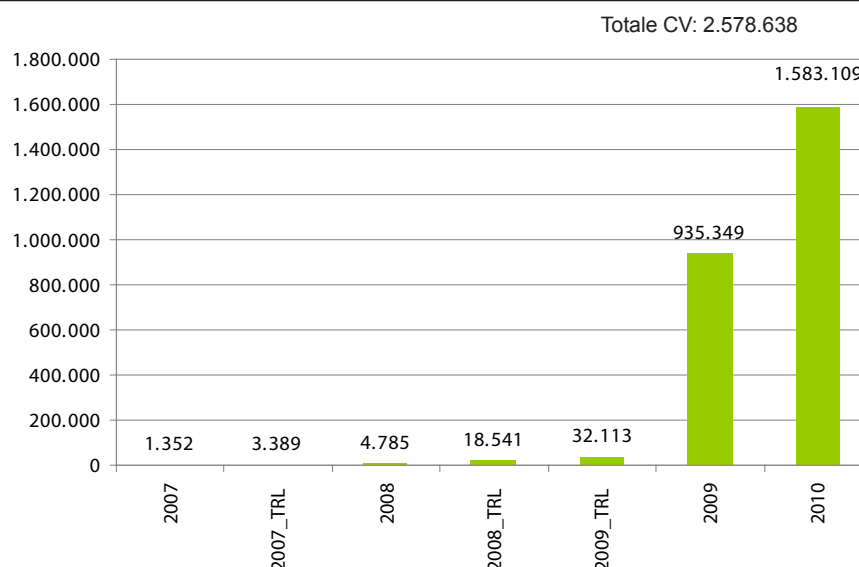
CV, risultati del mercato GME dicembre 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento		
	2009	2009_TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	3.801	4.776	229.171
Valore totale (€)	306985,64	388392,00	18636161,90
Prezzo minimo (€/CV)	€ 79,50	€ 80,50	€ 78,00
Prezzo massimo (€/CV)	€ 82,50	€ 82,00	€ 83,20
Prezzo medio (€/CV)	€ 80,76	€ 81,32	€ 81,32

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a dicembre 2010)

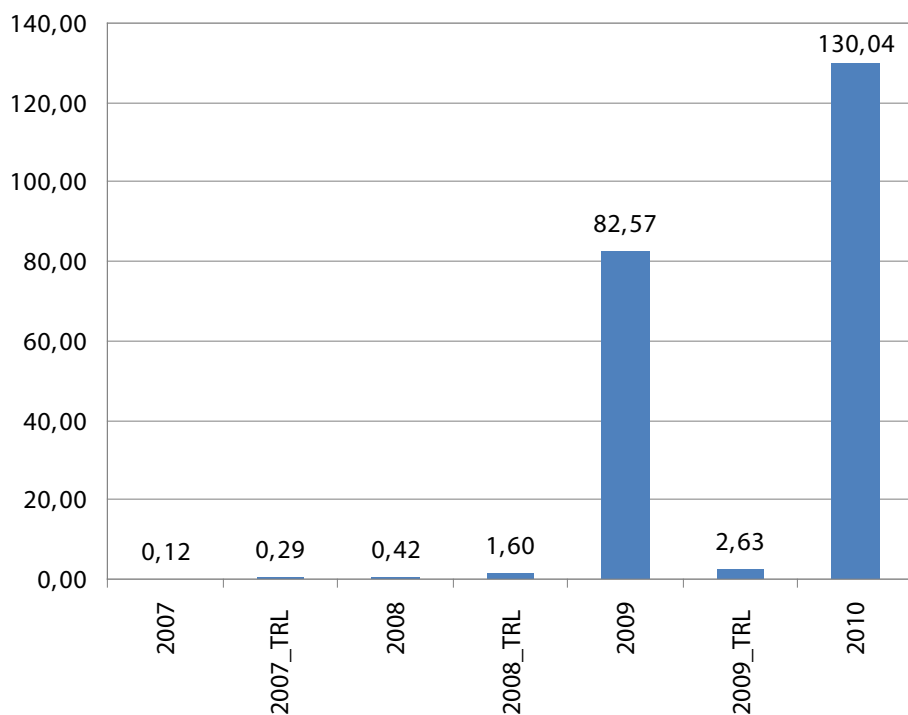
Fonte: GME



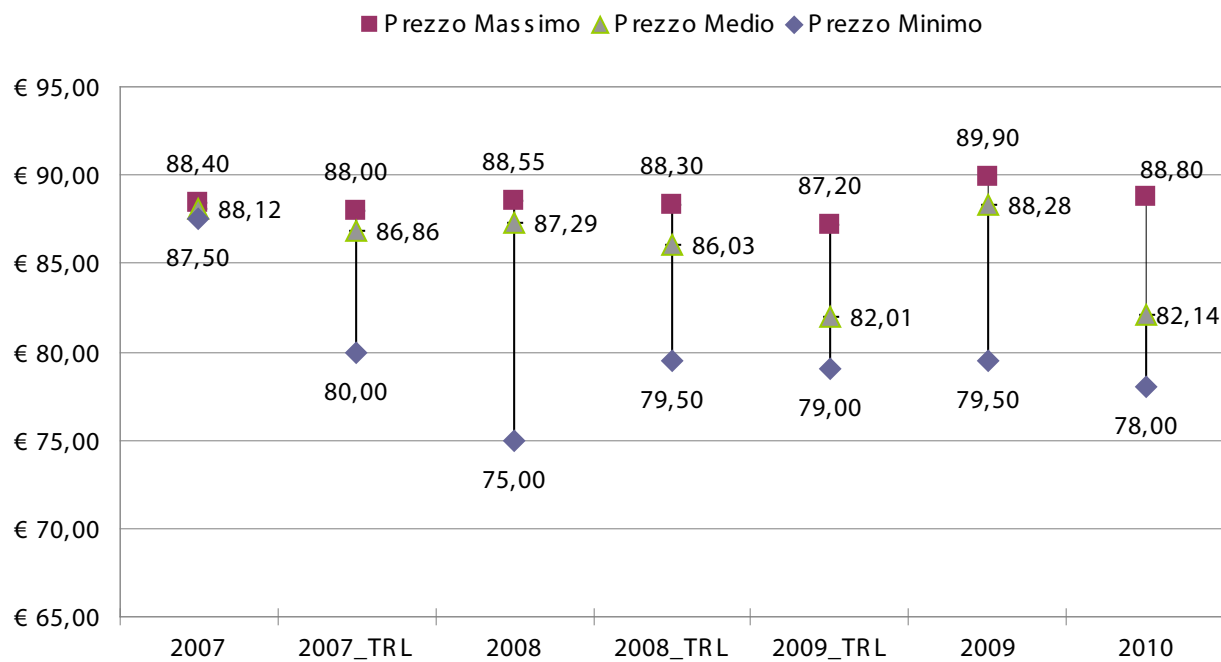
(continua)

CV, controvalore delle transazioni (sessioni 2010). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni gennaio - dicembre 2010). Media ponderata (€/MWh)



Fonte: GME

# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel 2010 sono state scambiate complessivamente sui mercati europei 5,12 miliardi di EUAs, in diminuzione di circa lo 0,6% rispetto al volume totale scambiato nel corso del 2009 e pari a 5,15 miliardi di EUAs.

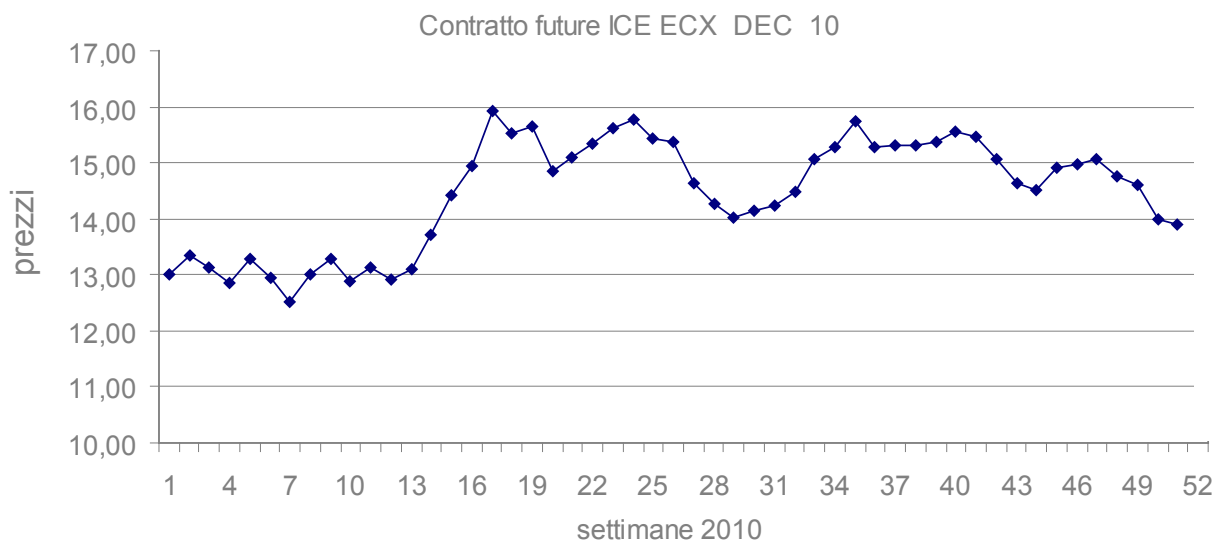
Per la prima volta dalla partenza del meccanismo dell'Emission Trading in Europa, gli scambi di contratti a termine di EUAs sui mercati organizzati hanno superato gli scambi bilaterali, rappresentando oltre il 60% del totale. Il totale degli scambi bilaterali OTC (over the counter) hanno rappresentato quasi il

30%, mentre il rimanente 10% è rappresentato dagli scambi spot. Se si considerano gli scambi sui contratti a termine e spot, il totale degli scambi sui mercati organizzati ha superato il 70% del totale, segno di una raggiunta maturità del mercato *carbon*.

La tendenza dei prezzi nel 2010 ha mostrato un andamento piuttosto stabile nella prima parte dell'anno, con il contratto Dicembre 2010 che ha oscillato intorno ai 13 €/tonn. Dal II trimestre, e fino alla fine dell'anno, i prezzi si sono stabilizzati tra i 14 €/tonn e i 16 €/tonn, oscillando all'interno del trading range in modo abbastanza regolare.

EUA, mercato a termine (dicembre 2010), anno 2010

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# L'avvio del Market coupling tra Italia e Slovenia

(Segue dalla prima)

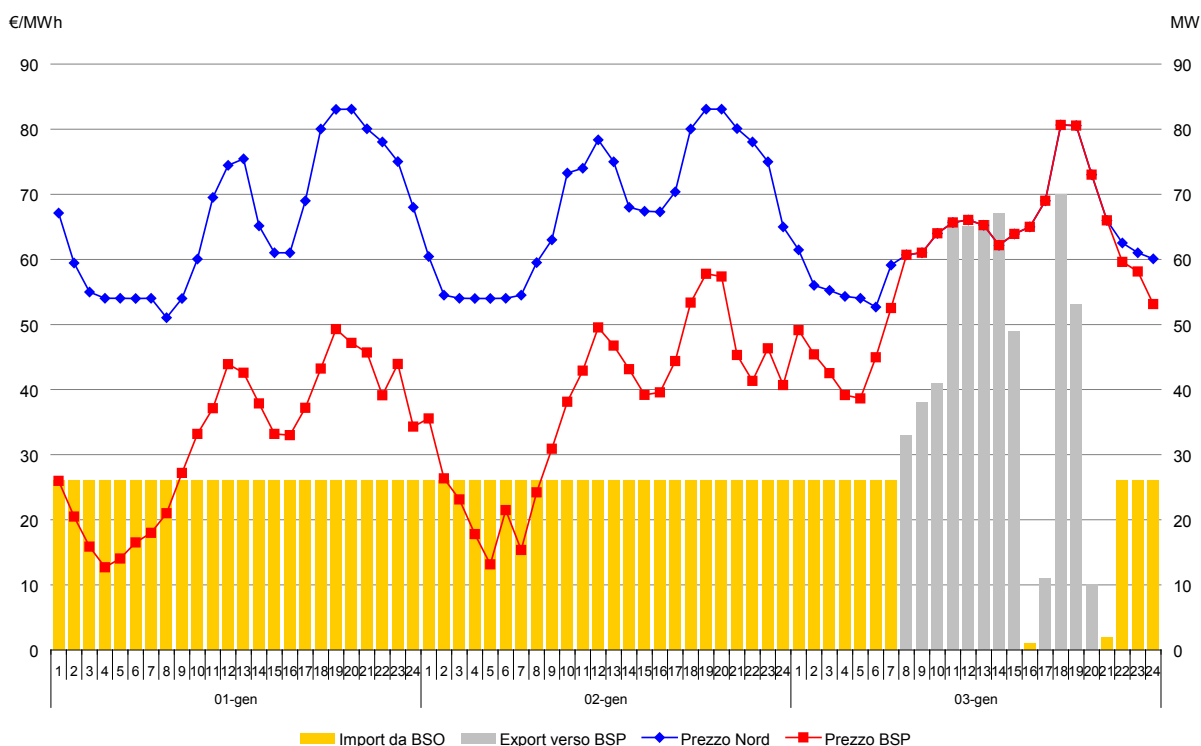
dall'altro, attraverso la gestione decentralizzata delle procedure e la condivisione delle informazioni rilevanti, garantisce il coordinamento tra i mercati, senza tuttavia richiedere modifiche alle responsabilità, alle competenze e ai ruoli già svolti dal GME e da BSP.

Nei primi 3 giorni di esercizio, il market coupling Italia – Slovenia ha operato regolarmente, determinando l'assegnazione di una capacità media oraria a 29 MW, per complessivi 2080 MW.

La limitata capacità di interconnessione assegnata, insieme al persistente differenziale nei costi di generazione sulle due frontiere, hanno consentito una convergenza dei prezzi solo nel 17% delle ore, con prezzi medi nei tre giorni attestatisi a 65,71 €/MWh per la zona Nord e a 42,95 €/MWh per la zona BSP.

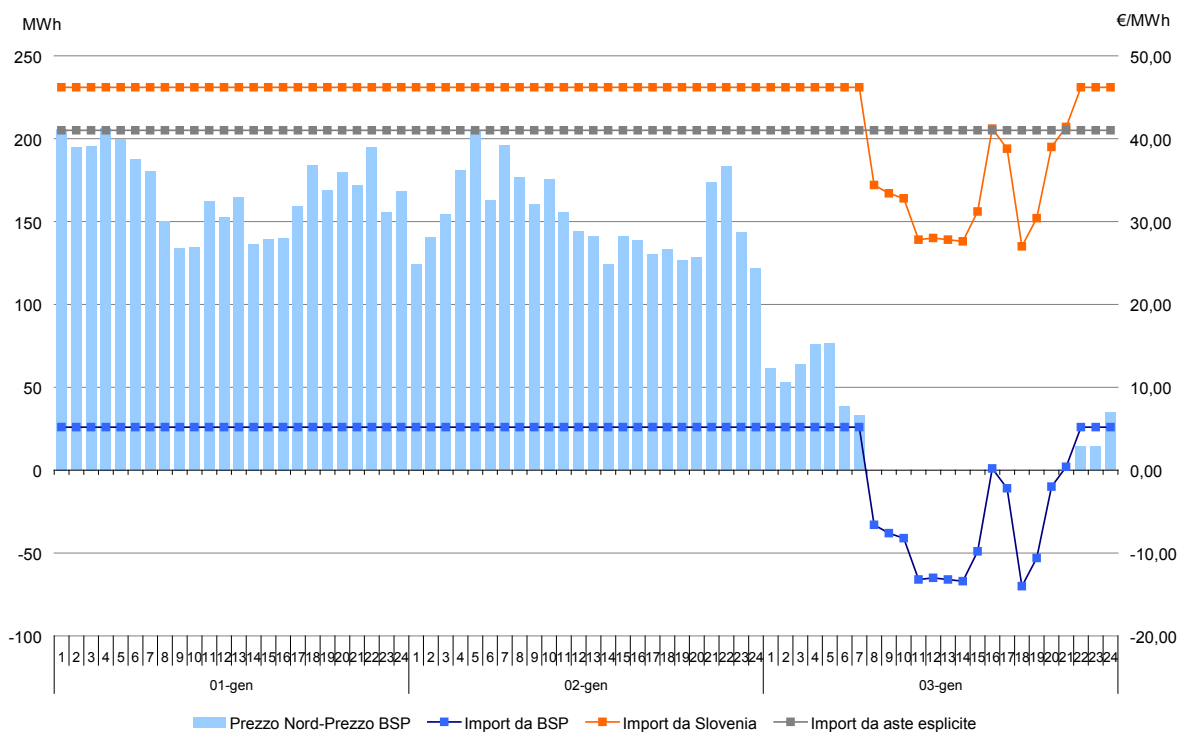
Tuttavia la contestuale presenza dei due diversi metodi di allocazione (asta implicita giornaliera sul transito BSP-Slovenia e asta esplicita periodica sul transito Slovenia-Nord) consente di apprezzare la superiore efficienza del meccanismo market coupling. In particolare nel primo caso l'utilizzo della capacità determinato dal market coupling ha riflesso puntualmente le variazioni del differenziale di prezzo tra le due frontiere, risultando in import nelle ore in cui questo era positivo (83% delle ore) e in export quando questo si è azzerato per effetto dell'allineamento dei prezzi Sloveni a quelli italiani (17% delle ore). Viceversa nel secondo caso, l'allocatione della capacità determinata dall'asta esplicita è risultata del tutto indifferente alla variazione del differenziale di prezzo, con un esito netto rilevato sulla frontiera Slovenia-Nord risultato costantemente in importazione.

Figura 1 – import netto sulla zona BSP e prezzi sulle zone Nord e BSP



(continua)

Figura 2 – import netto sulle zone BSP e Slovenia e sulla frontiera Slovenia-Nord al variare del differenziale di prezzo tra Nord e Slovenia



## Il decentralized price coupling – il MC ITA-SI

Il MC ITA-SI prevede un meccanismo di price coupling decentralizzato, in base al quale le parti interessate coordinano le loro operazioni, ferme restando le rispettive attività. Infatti, lo schema contrattuale e la governance del MC ITA-SI riflettono competenze e responsabilità delle quali le parti sono già portatrici.

I programmi transfrontalieri rappresentano i volumi di import/export calcolati da GME e BSP mediante un algoritmo di matching comune, che riflette le differenze fra i prezzi delle zone viciniori dell'Italia e della Slovenia, nel rispetto dei limiti tecnici indicati dai TSO.

Per garantire un'elevata qualità dei risultati, GME e BSP adottano un algoritmo di matching comune ed applicano le stesse regole di matching sui rispettivi mercati day-ahead. L'algoritmo comune si basa sulle seguenti caratteristiche:

- **Asta implicita oraria senza vincolo intertemporale.** I risultati di ciascuna ora sono calcolati indipendentemente da quelli per le rimanenti ore della stessa giornata;

- **Algoritmo di separazione del mercato in zone ("market splitting").** L'algoritmo di matching comune comprende tutta la struttura del modello di rete definito dai TSO italiano e sloveno, per un totale di 18 zone: 17 zone per il mercato italiano (6 zone fisiche; 5 poli di produzione limitata costituiti soltanto da unità di generazione la cui capacità di interconnessione con la rete è inferiore alla capacità installata; 6 zone virtuali, adottate per dare separata evidenza delle importazioni/esportazioni dalle/verso le frontiere elettriche italiane) ed 1 zona per il mercato sloveno.

Il prezzo di equilibrio del mercato è definito dal "system marginal price" dato dall'intersezione fra le curve della domanda e dell'offerta.

Se i programmi transfrontalieri risultanti fra le zone non violano alcun vincolo di trasmissione, il prezzo di equilibrio è un unico prezzo in tutte le zone e pari al prezzo marginale dato dalle curve aggregate della domanda e dell'offerta.

(continua)

Al contrario, se almeno un vincolo di rete risulta violato, l'algoritmo suddivide il mercato in due zone: una zona di esportazione che comprende tutte le zone a monte del vincolo ed una zona di importazione che comprende tutte le zone a valle del vincolo. In ciascuna zona di mercato, l'algoritmo ripete il suddetto processo di intersezione e, per ciascuna zona di mercato, costruisce una curva della domanda e una curva dell'offerta zonale.

Il risultato è un prezzo di equilibrio zonale, che è diverso in ciascuna zona di mercato, maggiore nella zona di mercato importatrice e minore in quella esportatrice. Se, a seguito di questa soluzione, risultano violati ulteriori vincoli all'interno di ciascuna zona di mercato, il processo di market splitting viene ripetuto iterativamente all'interno di tale zona fino ad ottenere un risultato che sia coerente con i vincoli di rete.

Quanto al prezzo dell'energia elettrica destinata al consumo in Italia, si rileva che - per ottenere un reale price coupling, che tenga debitamente conto delle regole di mercato applicate nei mercati elettrici sia dell'Italia sia della Slovenia, che sia in grado di determinare un adeguato flusso di potenza verso la direzione giusta e che rifletta e sia coerente con la reale differenza di prezzo fra l'Italia e la Slovenia, in caso di differenza di prezzo fra zone fisiche italiane - l'algoritmo applica un prezzo unico nazionale di acquisto (PUN), limitato alle 6 zone fisiche italiane e pari alla media dei prezzi zionali ponderata con i consumi zionali.

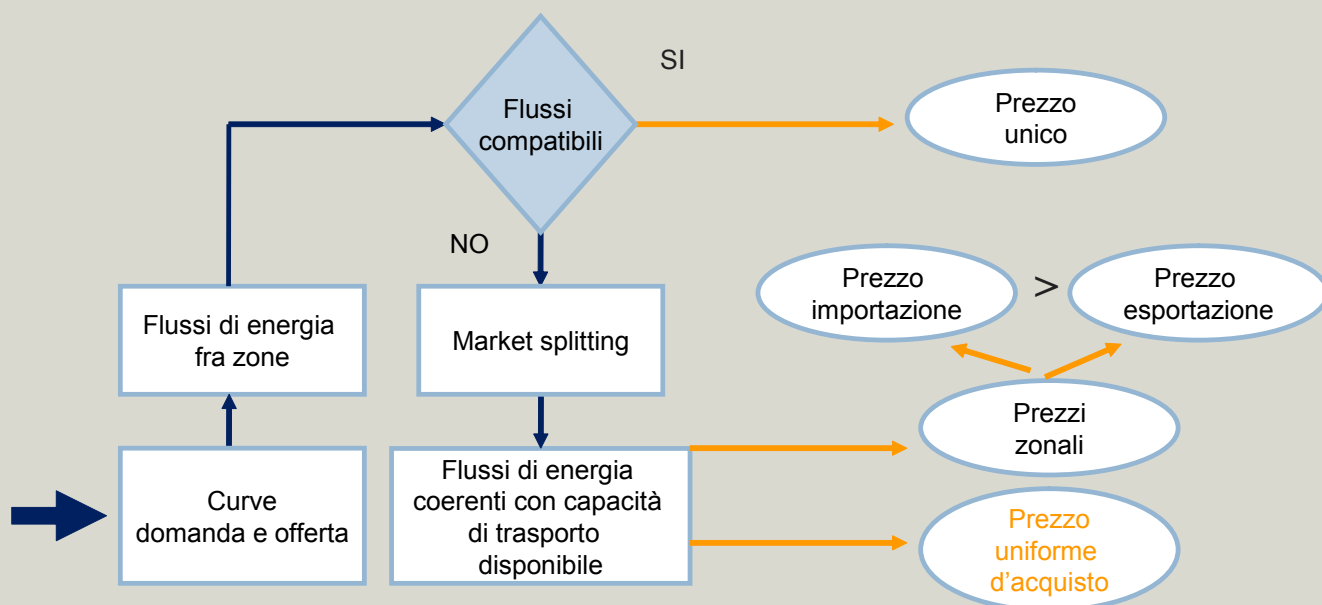
Il meccanismo di market splitting di cui sopra è adottato nell'ambito di un modello di rete basato sull'ATC, ma può essere anche applicato ad un modello di rete "flow-based".

- **Curva della domanda e dell'offerta a gradino.** Le curve della domanda e dell'offerta elaborate dal software di matching sono curve a gradino. Ciascun gradino della curva è formato da una coppia di valori che indicano la quantità di energia elettrica offerta sul mercato ed il relativo prezzo.

Il procedimento per la costruzione delle curve aggregate è il seguente. In primo luogo, vengono ordinate sulla curva di offerta aggregata tutte le offerte di vendita per prezzo crescente e sulla curva di domanda aggregata tutte le offerte di acquisto per prezzo decrescente.

In secondo luogo, viene definito l'ordine delle offerte di vendita e di acquisto presentate con lo stesso prezzo, in base ad una rotazione mensile, assegnando la priorità a quelle provenienti da una delle PX [1].

In terzo luogo, in caso di offerte presentate con lo stesso prezzo e provenienti dalla stessa PX, viene assegnata la priorità in base alle norme locali.



\*soltanto sulle zone fisiche italiane

[ 1 ] Ad esempio, supponendo che, a gennaio, le offerte sul mercato italiano abbiano la priorità rispetto a quelle slovene e che vi siano due offerte, l'una presentata da un operatore italiano e l'altra da un operatore sloveno, con lo stesso prezzo, quella italiana avrà la priorità. Al contrario, supponendo che, a febbraio, le offerte sul mercato sloveno abbiano la priorità rispetto a quelle italiane e che vi siano due offerte, l'una presentata da un operatore italiano e l'altra da un operatore sloveno, con lo stesso prezzo, avrà la priorità quella slovena.



# Un prezzo del barile superiore ai 90 dollari: in linea con i livelli pre-crisi ma lontano dal mercato

Lisa Orlandi, RIE

■ Il 2010 si è concluso con un prezzo del barile superiore a 90 dollari, un livello che non rispecchia affatto lo stato dei fondamentali reali correnti del mercato. Nell'appena trascorso mese di dicembre, le quotazioni del benchmark europeo Brent Dated hanno toccato il picco giornaliero di 97 doll./bbl, attestandosi nella media del mese su un valore prossimo a 92 dollari. Per ritrovare un simile livello medio occorre tornare a dicembre 2007<sup>1</sup>, un anno prima dello scoppio della Grande Crisi, ma il confronto tra i due anni (pre e post-crisi) mette in evidenza il diverso peso dei driver che ne sono alla base. Sotto un profilo prettamente statistico, il consumo corrente è in linea con quello dell'anno assunto a termine di confronto, nell'ordine di 87 mil. bbl./g; apparentemente, vi sarebbe quindi piena coerenza tra ieri e oggi nel rapporto prezzo-domanda. In realtà, quel che profondamente differisce è la dinamica della domanda e le sue aspettative future.

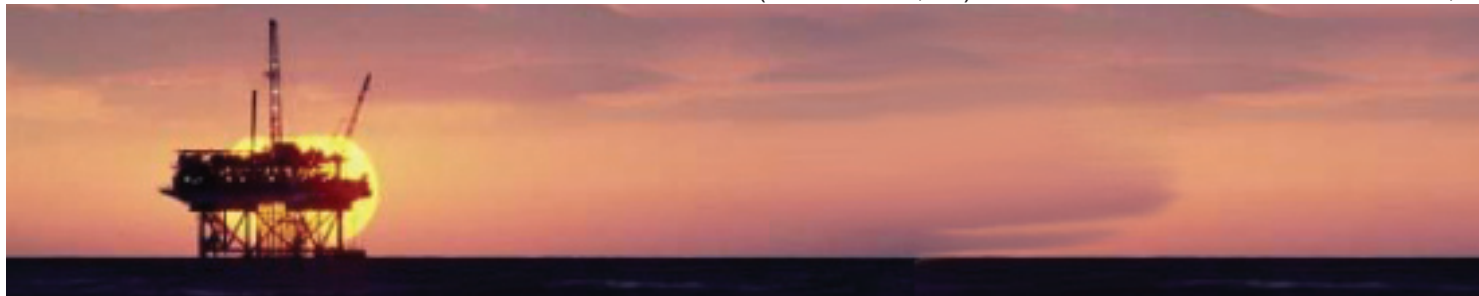
Nel 2007 i consumi erano in aumento, sulla scia di un pattern di crescita iniziato con vigore nel 2004, quando l'irruzione della Cina sul mercato petrolifero internazionale generò uno strappo verso l'alto della domanda mondiale (+3,2 mil. bbl./g) del tutto inatteso e a fronte del quale l'offerta manifestò una palese condizione di inadeguatezza, desumibile dall'analisi della capacità produttiva inutilizzata (spare capacity) che in quell'anno arrivò quasi ad azzerarsi. La principale ragione di un equilibrio così precario va primariamente ricercata nella scarsità di investimenti che aveva caratterizzato il periodo di bassi prezzi 1985-2000, scarsità che si sarebbe poi concretizzata in un'evidente difficoltà della produzione a tenere il passo di una domanda in continua ascesa. Un mercato così privo di flessibilità ha rappresentato un terreno fertile su cui la finanza speculativa ha potuto facilmente attecchire. E' sempre a partire dal 2004, infatti, che il petrolio diventa oggetto di crescente attenzione da parte di un numero sem-

pre maggiore di investitori finanziari, alcuni dei quali con fini puramente speculativi. Da quel momento la finanza, pur non essendo nuova al mercato, ebbe un ruolo determinante sui prezzi, amplificandone le variazioni in modo disancorato dallo stato dei fondamentali reali. Il mercato ha esasperato la sua intrinseca natura instabile, mostrando un'elevata sensibilità alle operazioni di acquisto/vendita poste in essere sui mercati finanziari, alimentate di volta in volta da aspettative circa l'evoluzione attesa delle dinamiche di domanda e offerta.

In sintesi, il 2007 si configurava come un anno caratterizzato da: sostenuta crescita economia mondiale (variazione % annua del PIL reale +5,3%); domanda petrolifera in aumento e attesa aumentare; uno scarso livello di spare capacity di appena 3 mil. bbl./g, pari al 3,5% della domanda mondiale. Sono tutti elementi che inducevano a disegnare un mercato in tensione, su cui la finanza ha agito al rialzo gonfiando i movimenti di prezzo.

La situazione è oggi profondamente diversa: il trend rialzista in cui il 2007 si inseriva -arrivando a toccare nel luglio 2008 il record assoluto di 143 doll./bbl - subisce una forte battuta d'arresto a partire dal mese di settembre, quando i fallimenti di Lehman Brothers e di altre importanti istituzioni finanziarie americane esacerbarono una crisi di portata storica causando un crollo verticale dei prezzi (34 doll./bbl in dicembre), determinato in primis dallo sgonfiamento della bolla speculativa che solo qualche mese prima li aveva artificialmente gonfiati. Tuttavia, nonostante il pieno dispiegamento della più grande recessione economica mai verificatasi dalla II Guerra Mondiale, le quotazioni del Brent Dated ripresero a salire già a partire dal primo trimestre 2009, in un contesto di crollo della domanda petrolifera OCSE (-2,2 mil. bbl./g) e di spare capacity in evidente e correlato aumento (+6 mil. bbl./g, il 7% dei consumi mondiali).

Incuranti di un'economia mondiale in pesante contrazione (PIL reale: - 0,6%) e dell'evidente debolezza dell'oil market, i

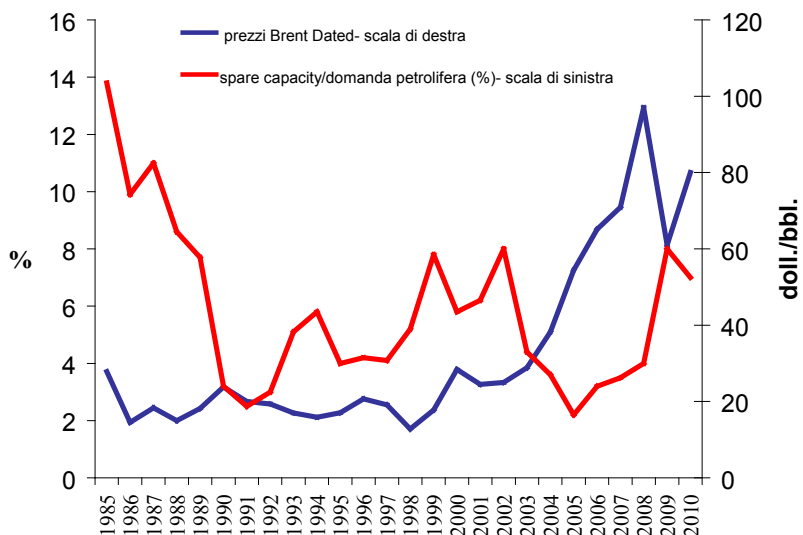


<sup>1</sup> Prezzi in media mese in linea con quelli di dicembre 2010 (92 doll./bbl) si rilevano anche a gennaio e a settembre 2008; tuttavia si è ritenuto opportuno fare il confronto dicembre su dicembre e quindi il valore da considerarsi come termine di paragone è quello di dicembre 2007. Inoltre, il dato di settembre 2008 non è rappresentativo in quanto si inserisce in quella fase di crollo verticale delle quotazioni avviatasi a metà settembre con il fallimento di Lehman Brothers e che avrebbe portato i prezzi a perdere oltre 100 doll./bbl in 5 mesi.

(continua)

## Spare capacity e prezzi del petrolio

Fonte: elaborazioni Rie su dati Platts per i prezzi del greggio e AIE per la spare capacity

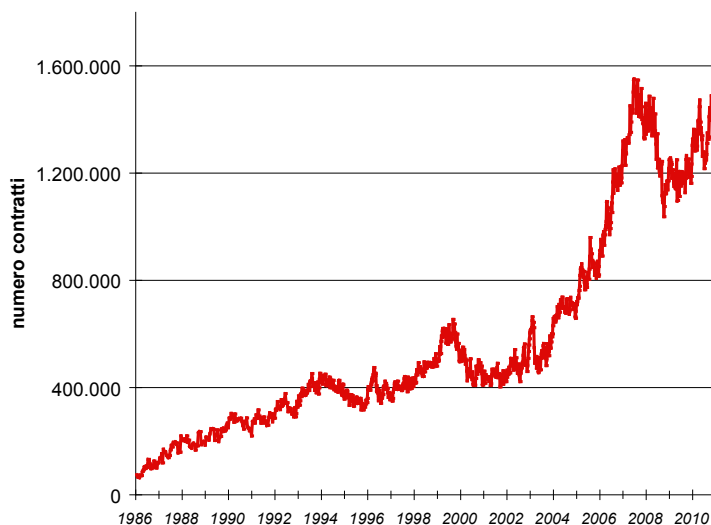


prezzi medi del 2009 si sono attestati sui 62 doll./bbl: il 61% in più del 2004, il 13% in più del 2005, quasi in linea con il livello del 2006 e inferiori di appena 10 doll./bbl alla media annua di 72,5 doll./bbl del 2007. Il tutto considerando che gli anni con cui ci si confronta furono caratterizzati da forte crescita economica, marcato aumento della domanda, basso livello di

capacità inutilizzata. In sostanza, la sola aspettativa di ripresa dei consumi - indipendentemente dal suo verificarsi - aveva ri-attratto l'attenzione degli investitori finanziari per la commodity petrolifera, sostenendo i prezzi anche in presenza di un mercato ben fornito.

## Open Interest sul Light Sweet Crude Oil scambiato al Nymex

Fonte: elaborazioni Rie su dati Commodity Futures Trading Commission



Il 2010 si inserisce pertanto in un contesto di mercato profondamente diverso da quello del 2007. Se è vero che la fiammata di dicembre oltre i 90 doll./bbl ha una matrice congiunturale - ascrivibile all'irrigidimento delle temperature nell'emisfero nord - è altrettanto vero che questa si innesta su un livello dei prezzi già elevato ed alimentato da fattori esogeni al mercato reale. Le stime AIE che indicano un aumento annuo dei consumi di

2,4 mil. bbl./g scontano, infatti, il calo di 1,7 milioni complessivamente registrato tra 2008 e 2009<sup>2</sup>; l'incremento del 2010 è quindi anche il risultato di un mercato effetto rebounding che non ha per nulla intaccato la spare capacity OPEC e il livello complessivo delle scorte OCSE, ancora in grado di coprire 60 giorni di consumo a fronte di una comfort zone che oscilla tra i 52-55 giorni. Da qui la decisione dell'OPEC di lasciare invaria-

<sup>2</sup> Secondo i dati dell'Oil Market Report AIE di dicembre 2010, la domanda petrolifera scende nel 2008 di 0,6 mil. bbl./g sul 2007 e nel 2009 crolla di 1,1 mil. sul dato dell'anno precedente. La caduta complessiva del 2009 sul 2007 è quindi stimabile in 1,7 mil. bbl./g.

(continua)

to, per la settima volta consecutiva, il tetto produttivo in vigore da dicembre 2008, quando il taglio della produzione era motivato dalla presenza sul mercato di un elevato surplus di offerta generato dal crollo dei consumi.

Le considerazioni suesposte evidenziano lo scollamento tra stato corrente degli indicatori di mercato e andamento dei prezzi, sostenuti da aspettative di consolidamento della ripresa – nei fatti ancora incerta - e da un rilevante peso della componente finanziaria. Quest'ultima risulta essere, in sostanza, l'unico elemento bullish che accomuna i due anni posti a confronto: l'origine strutturale, e quindi ancorata all'equilibrio di mercato, degli alti prezzi del 2007 è venuta meno ma il livello medio annuo del 2010 supera del 10% quello di allora (79,5 doll./bbl vs 72,5 doll./bbl).

Quali prospettive per il 2011? Contrariamente a quanto un barile prossimo alle tre cifre lascerebbe pensare, il quadro reale continua a non destare preoccupazione. La domanda è attesa sì aumentare ma ad un tasso pressoché dimezzato rispetto a quello del 2010 (+1,6% vs 2,8%): se da un lato i consumi OCSE si attesteranno sui livelli dell'anno prima, dall'altro è probabile che la stessa Cina, considerata il principale driver di crescita della domanda petrolifera mondiale, mostri segni di ridimensionamento, anche in ragione dell'imminente venir meno dei sussidi interni alle fonti fossili. Chi preconizza – come Goldman Sachs - un valore medio del greggio di 100 dollari nel 2011 ravvisa nella dinamicità delle economie asiatiche il suo principale fondamento. Di fatto, pur nell'inconfutabilità della continua crescita di questi paesi, non si tiene conto di due elementi importanti: in primis, che il mondo OCSE rappresenta ancora il 52% dei consumi e il 65% delle importazioni di greggio su scala mondiale; in secondo luogo, che l'aumento della domanda asi-

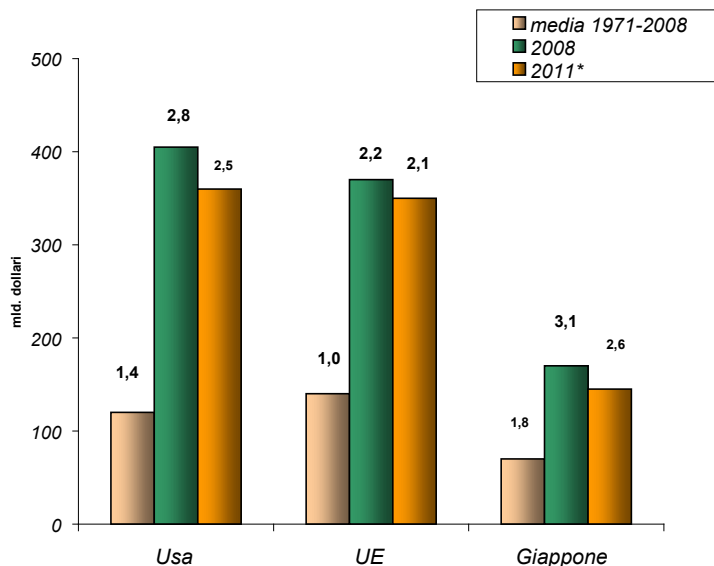
atica è una costante con cui il mercato petrolifero si interfaccia dal 2004 e non si configura, quindi, come un elemento di novità da dover fronteggiare. Pertanto, in un orizzonte di 12 mesi, il quadro domanda-offerta difficilmente ne verrà alterato.

L'importanza che l'OCSE riveste nel panorama petrolifero porta quindi a non trascurare i segnali di debolezza che ancora provengono dalle sue economie. Il perdurare di un barile superiore a 90 dollari rappresenterebbe di fatto una seria minaccia per questi paesi. Nel corso del 2010, l'aumento dei prezzi (+30% sul 2009) ha comportato per i 34 paesi OCSE un maggior costo delle importazioni petrolifere di 200 mld. doll., per un valore complessivo di 790 miliardi; detto incremento equivale, per l'intera area, ad una perdita di 0,5 punti percentuali di PIL. La sola Unione Europea ha conosciuto un aumento di 70 miliardi di dollari, equivalente alla somma dei deficit di bilancio di Grecia e Portogallo. Dati alla mano, se Goldman Sachs dovesse avviarsi verso il suo secondo successo previsivo, l'impatto in termini di maggiori costi sarebbe ancora più preoccupante e prossimo al livello del 2008, ma in presenza di condizioni al contorno profondamente differenti.

Le nostre previsioni differiscono da quelle della nota banca d'affari mondiale; riteniamo che la mancanza di una solida base strutturale agli attuali livelli di prezzo comporterà un loro ripiegamento rispetto ai picchi di fine 2010, pur mantenendosi su valori elevati e compresi tra 85-90 doll./bbl. E' questo lo scenario cui RIE attribuisce la maggiore probabilità e che sconta, da un lato, la ripresa dei consumi mondiali e una componente finanziaria di sostegno alle quotazioni e, dall'altro, il permanere di un mercato ben fornito e la debolezza che ancora caratterizza le principali economie OCSE. Un barile medio annuo superiore a 90 dollari metterebbe in crisi un sistema ancora fragile

## Costo delle importazioni petrolifere nette dell'area OCSE

**Nota:** i valori riportati in cima agli istogrammi sono il rapporto % tra fattura petrolifera e PIL, indice dell'impatto dei prezzi del petrolio sulle economie.  
\*Il calcolo relativo al 2011 fa riferimento a prezzi superiori ai 90 doll./bbl.



Fonte: elaborazioni Rie su dati International Energy Agency, pubblicati su Financial Times, 5 gennaio 2011

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato del GME agli operatori** | “Dal 1° gennaio 2011 Market Coupling con la Slovenia e integrazione MI e MSD” | pubblicato il 30 Dicembre 2010 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=72>

Con il comunicato in oggetto, il GME rende nota agli operatori la pubblicazione, sul proprio sito internet in data 30 dicembre 2010, della versione aggiornata del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, modificato ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, della medesima Disciplina.

Le modifiche al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico sono state predisposte, sia con riferimento all'integrazione sul piano funzionale del mercato infragiornaliero dell'energia (MI) con il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD), che con riferimento all'integrazione del mercato italiano con quelli dei paesi europei limitrofi - sostanziatasi con l'avvio del progetto di Market Coupling sulla frontiera italo-slovena -, in attuazione di quanto disposto dall'articolo 3 del Decreto ministeriale 29 aprile 2009.

In particolare, con le modifiche apportate al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico, a partire dal 1° gennaio 2011:

- sono state introdotte due ulteriori sessioni del MI (MI3 e MI4) che, temporalmente, si svolgono durante il giorno di flusso; tali sessioni aggiuntive MI3 e MI4 operano secondo modalità di negoziazione ad asta, in modo analogo alle precedenti sessioni dei mercati dell'energia;
- al MSD ex-ante sono state aggiunte due nuove fasi di programmazione, successive e connesse rispettivamente alle nuove sessioni di MI3 e MI4;
- è stato dato avvio al progetto di Market Coupling sulla frontiera elettrica fra Italia e Slovenia.

Al fine di dare applicazione a quanto sopra indicato, sono state aggiornate anche le relative disposizioni tecniche di funzionamento, pubblicate, nelle loro versioni aggiornate, contestualmente al comunicato in oggetto e di seguito indicate:

- Disposizione tecnica di funzionamento n. 08 rev3 ME: “Faturazione delle partite economiche e regolazione dei pagamenti”;
- Disposizione tecnica di funzionamento n. 03 rev3 MPE: “Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”.

Il Gestore infine ricorda che le modifiche citate assumono immediata efficacia dalla data di pubblicazione della versione aggiornata del Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico sul proprio sito internet, la quale è tempestivamente trasmessa al Ministero dello Sviluppo Economico per la rela-

tiva approvazione, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

■ **Delibera EEN 18/10** | “Determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell'anno 2011 in capo ai distributori di energia elettrica e di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007” | pubblicata il 1 dicembre 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/018-10een.htm>

Il Decreto ministeriale 21 dicembre 2007 - recante revisione e aggiornamento dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 - fissa all'articolo 2, comma 3, lettera g), l'obiettivo quantitativo nazionale di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali a carico dei distributori di energia elettrica nell'anno 2011 pari a 3,1 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep); analogamente, il medesimo articolo, al successivo comma 4, lettera g), fissa l'obiettivo di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei distributori di gas naturale nell'anno 2011 pari a 2,2 milioni di tep.

In applicazione della citata normativa primaria, l'AEEG, con la presente delibera, quantifica e pubblica la ripartizione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria a carico dei singoli distributori obbligati per l'anno 2011. In particolare in Allegato al provvedimento in oggetto, il Regolatore comunica la lista, per l'anno 2011, dei distributori di energia elettrica (Tabella A) e dei distributori di gas naturale (Tabella B), chiamati a concorrere al raggiungimento del complessivo obiettivo nazionale annuale, dettagliando la ripartizione quantitativa vincolante per ogni singolo distributore obbligato.

Per completezza si ricorda che il decreto ministeriale 21 dicembre 2007 ha espressamente disciplinato che, per ciascuno degli anni successivi al 2007, risultano soggetti vincolati al raggiungimento dell'obiettivo complessivo nazionale, tutti i distributori di energia elettrica e i distributori di gas naturale che, alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno di competenza – in questo caso per il 2011, al 31 dicembre 2009 – risultavano avere connessi alla propria rete di distribuzione almeno 50.000 clienti finali.

Con riferimento alle modalità di ripartizione dell'obiettivo annuale di risparmio energetico, l'Autorità inoltre comunica che, analogamente a quanto effettuato nell'anno precedente, la singola quota parte dell'obiettivo complessivo assegnata a ciascuna impresa di distribuzione soggetta all'obbligo, è determinata pro quota secondo il rapporto tra l'energia elettrica, o il gas naturale, distribuito dal medesimo distributore ai clienti finali connessi alla propria rete e l'energia elettrica, o il gas naturale, complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti chiamati all'obbligo di contribuzione.

# Novità normative di settore (continua)

■ **Documento di consultazione dell'AEEG 43/10 | “Primi orientamenti e proposte in merito all'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)” | pubblicato il 1 dicembre 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/043-10dco.jsp>**

Con il documento di consultazione in oggetto, il Regolatore presenta ai soggetti operanti nel settore dei servizi di risparmio ed efficienza energetica, i propri "Primi orientamenti e proposte in merito all'aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi)".

Il presente DCO delinea, appunto, alcune proposte preliminari dell'Autorità volte a modificare l'attuale gestione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE); nelle finalità dell'AEEG, tali proposte sono orientate a stimolare il dibattito tra gli operatori su alcuni aspetti regolatori - comprendenti, ad esempio, il processo di certificazione dei progetti di efficienza energetica ed il meccanismo di incentivazione del risparmio energetico attraverso strumenti di mercato quali i TEE - sui quali, fino ad oggi, sono emersi diversi margini di miglioramento e/o criticità.

La consultazione in commento si inquadra nel più ampio procedimento generale già avviato in materia dall'AEEG con la delibera EEN 19/10 del 24 novembre 2010, con la quale il Regolatore ha previsto, tra l'altro, la pubblicazione di documenti di consultazione, la convocazione d'incontri e audizioni con i soggetti interessati, nonché la possibilità di costituire gruppi tecnici di lavoro allo scopo di acquisire maggiori elementi conoscitivi e proposte utili per identificare gli aspetti critici e i margini di miglioramento che possono essere efficacemente affrontati tramite interventi di regolazione coerenti con l'attuale contesto normativo.

Al fine di quanto sopra indicato, in particolare l'AEEG nel DCO in commento propone interventi correttivi e migliorativi finalizzati a:

- aumentare la dimensione dei progetti e il grado di strutturalità degli interventi di efficienza energetica incentivati per mezzo dei TEE;
- eliminare gli aspetti della regolazione che potrebbero costituire impedimento alla presentazione di progetti di efficienza energetica e di produzione di energia da fonti rinnovabili termiche;
- promuovere lo sviluppo dell'offerta di servizi energetici integrati, ritenuti funzionali a superare gli ostacoli di natura informativa ed economica per la diffusione degli investimenti in tecnologie più efficienti;
- prevenire comportamenti speculativi degli operatori, che avrebbero l'effetto indesiderato di aumentare il costo

sostenuto dalla collettività a parità di risparmi energetici conseguiti;

- migliorare ulteriormente la capacità del sistema di costituire un efficace strumento di monitoraggio dei progressi compiuti anche per il conseguimento degli obiettivi nazionali al 2020 connessi al cosiddetto “Pacchetto Clima europeo 20-20-20”.

Con riferimento alle tempistiche di attuazione degli obiettivi sopra indicati, nelle conclusioni finali, l'Autorità comunica che l'eventuale introduzione delle proposte formulate nel DCO necessiterà in ogni caso una rivisitazione completa tanto delle Linee guida - di cui all'Allegato A alla deliberazione AEEG n. 103 del 18 settembre 2003 - per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di efficienza energetica e per l'emissione dei TEE, quanto dei sistemi informativi utilizzati per la gestione operativa del meccanismo dei TEE. Tali modifiche richiederanno tempi non inferiori all'anno, pertanto, gli interventi regolatori di più ampia portata presentati nel presente DCO, potranno entrare in vigore solo a partire dal 2012.

Diversamente, con riferimento agli interventi più di dettaglio, tra l'altro, all'aggiornamento della regolazione attinente il riconoscimento del contributo tariffario - di cui alla delibera dell'Autorità 219 del 16 dicembre 2004 e ss.mm.ii. - o ad evitare comportamenti speculativi da parte degli operatori che, non soggetti all'obbligo, partecipano su base volontaria alle negoziazioni dei TEE, l'Autorità ritiene che quest'ultimi interventi potrebbero essere introdotti con tempistiche relativamente ridotte, al fine di risolvere tempestivamente le criticità di più breve periodo.

Tutti i soggetti interessati sono invitati ad inoltrare all'Autorità le eventuali osservazioni in merito agli spunti di consultazione proposti entro la data del 30 gennaio 2011.

■ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 14 dicembre 2010 | “Determinazione delle modalità e delle condizioni delle importazioni e delle esportazioni di energia elettrica per l'anno 2011, e direttive all'Acquirente Unico S.p.A in materia di contratti pluriennali di importazione per l'anno 2011” | pubblicato il 15 dicembre 2010 | Download [http://www.sviluppoeconomico.gov.it/primopiano/dettaglio\\_primopiano.php?sezione=primopiano&tema\\_dir=tema2&id\\_primopiano=978](http://www.sviluppoeconomico.gov.it/primopiano/dettaglio_primopiano.php?sezione=primopiano&tema_dir=tema2&id_primopiano=978)**

Con la pubblicazione del Decreto in oggetto il Ministero dello sviluppo economico (nel seguito: MSE) rende note le disposizioni normative per l'anno 2011 in materia di gestione dei flussi di transito transfrontalieri di energia elettrica e delle congestioni in importazione ed esportazione, sulla rete di interconnessione con l'estero, per le frontiere con la Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia.

In materia, il MSE comunica che la capacità complessiva-

# Novità normative di settore (continua)

mente disponibile sulle interconnessioni elettriche con la Francia, la Svizzera, l'Austria, la Slovenia e la Grecia, risulta, allo stato, invariata rispetto all'anno precedente, ed il suo valore cumulato, in import, assume un valore massimo pari a 8.040 MW, mentre per i flussi in export, risulta pari ad un massimale di 3.850 MW.

Per quanto concerne le regole di attribuzione della capacità di trasporto, in analogia a quanto avvenuto nel corso dell'anno precedente e in applicazione dalle norme comunitarie vigenti, il MSE prevede un meccanismo di assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto attraverso una metodologia di allocazione congiunta della capacità, da eseguirsi nel rispetto delle procedure concorsuali definite negli accordi stipulati tra Terna e i corrispondenti gestori di rete dei Paesi interconnessi (documento Terna - Access Rules 2011, positivamente verificato dall'Autorità, con la deliberazione ARG/elt n. 241/10 del 15 dicembre 2010, recante disposizioni per l'anno 2011 in materia di gestione delle congestioni in importazione ed esportazione sulla rete di interconnessione con l'estero).

Sul punto, a differenza di quanto disciplinato per l'anno 2010, il MSE dispone che:

- a partire dal 1° aprile 2011, la gestione delle aste per l'allocazione della capacità transfrontaliera sulle frontiere italiane sarà trasferita alla società CASC-CWE, partecipata anche da Terna e dai gestori di rete delle regioni Central South Europe e Central West Europe.

- sulla frontiera con la Slovenia, a partire dal 1° gennaio 2011, sarà operativo il progetto per l'assegnazione delle capacità giornaliere attraverso un modello di Market Coupling, il quale consente l'allocazione congiunta, mediante asta implicita, dei diritti di utilizzo della rete di interconnessione.

Con riferimento ai proventi derivanti dalle procedure concorsuali di assegnazione, gli stessi (nella misura della quota totale spettante al Gestore di rete italiano), sono destinati dal MSE "a salvaguardia dell'economicità delle forniture per i clienti finali attraverso la riduzione dei corrispettivi di accesso alla rete" in modo analogo a quanto disposto per lo scorso anno 2010.

Inoltre, sempre in continuità con il 2010, il DM in oggetto dispone (art. 5, comma 2) la cessione integrale all'Acquirente Unico, al prezzo iniziale di 66,3 euro/MWh, dell'energia elettrica importata dal titolare italiano del contratto pluriennale sulla frontiera con la Svizzera (prezzo di riferimento inizialmente fissato dal MSE, ma da aggiornarsi trimestralmente da parte dell'AEEG sulla base dell'andamento dei prezzi in acquisto registrati sul mercato del giorno prima). Inoltre il medesimo comma prevede, specularmente al 2010, la facoltà per l'AU di rinunciare all'obbligo di ritiro, qualora il prezzo de quo non risulti coerente con le stime sui costi medi di approvvigionamento, effettuate dalla medesima società per l'anno 2011.

## GAS

**Comunicato del GME agli operatori | "Modifica al Regolamento del mercato del gas" | pubblicato il 21 Dicembre 2010 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=71>**

Con il comunicato de quo, il Gestore dei mercati energetici S.p.A. rende nota la modifica del Regolamento del mercato del gas naturale, predisposta ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, del medesimo Regolamento. Tale modifica incide, nello specifico, sulle modalità operative di presentazione delle offerte da parte degli operatori durante la seduta di negoziazione ad asta del mercato del giorno prima (MGP-GAS).

In particolare, la predetta modifica introduce all'Articolo 28 del Regolamento - rubricato "Presentazione delle offerte durante la seduta di negoziazione ad asta" - il nuovo comma 28.4bis, il quale prevede che:

"Qualora un operatore abbia già presentato:

- a) offerte di acquisto nel corso di una seduta di mercato, lo stesso non può presentare offerte di vendita aventi prezzo minore o uguale al prezzo delle offerte di acquisto già presentate;
- b) offerte di vendita nel corso di una seduta di mercato, lo stesso non può presentare offerte di acquisto aventi prezzo maggiore o uguale al prezzo delle offerte di vendita già presentate."

La modifica in oggetto, ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5, del Regolamento sopra richiamato, ha assunto efficacia dalla data di pubblicazione della versione aggiornata del Regolamento del mercato del gas sul sito internet del GME (21 dicembre 2010), la quale è stata tempestivamente trasmessa al Ministero dello Sviluppo Economico, per la relativa approvazione, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

**Documento di consultazione dell'AEEG 45/10 | "Servizio di bilanciamento del gas naturale - Introduzione di un sistema di bilanciamento semplificato basato su meccanismi di mercato" | pubblicato il 2 dicembre 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/10/045-10dco.jsp>**

Con il documento di consultazione (DCO) in oggetto, l'AEEG prosegue le attività di consultazione con gli operatori finalizzate a riformulare l'attuale quadro regolatorio di riferimento per la gestione del servizio di bilanciamento del gas naturale.

Il presente DCO, dal titolo "Servizio di bilanciamento del gas naturale - Introduzione di un sistema di bilanciamento semplificato basato su meccanismi di mercato", illustra in dettaglio gli orientamenti dell'Autorità in materia di regolazione del servizio di bilanciamento del gas naturale, delineando, in linea con

# Novità normative di settore (continua)

quanto già prospettato dallo stesso Regolatore con il precedente DCO 25/10 del 26 luglio 2010 (cifra NL GME n.30), un primo intervento regolatorio finalizzato all'introduzione di un sistema di bilanciamento semplificato dei flussi gas dalla rete di trasporto nazionale, basato su meccanismi di mercato.

Il documento in commento, oltre a fornire una disamina complessiva delle responsabilità operative da assegnare ai soggetti eventualmente coinvolti e deputati alla gestione del nuovo meccanismo di bilanciamento, elenca, altresì, le necessarie modifiche all'attuale regolazione dei servizi di trasporto, bilanciamento e stoccaggio del gas naturale, funzionali e propeedeutiche all'introduzione del nuovo sistema di bilanciamento gas "a mercato".

In materia si segnala che con il citato DCO 25/10 del 26 luglio 2010, l'AEEG aveva già delineato le linee generali di evoluzione della regolazione dei servizi di trasporto, bilanciamento, stoccaggio e distribuzione del gas naturale, ritenute funzionali per il successivo sviluppo del mercato del gas naturale e coerenti con le previsioni della normativa comunitaria contenuta nel cosiddetto Terzo Pacchetto energia e nella legge 4 giugno 2010, n. 96 (Legge comunitaria 2009).

Il medesimo DCO anticipava che, ciascuno degli aspetti in

esso trattati, sarebbe stato oggetto di ulteriori successive consultazioni, al fine di valutare in dettaglio con gli operatori gli aspetti e le proposte di implementazione maggiormente rilevanti.

Nel DCO in oggetto, in particolare, il Regolatore richiama le disposizioni del D.Lgs 13 agosto 2010 n. 130, recante, tra l'altro, misure a favore della flessibilità dell'offerta nel mercato del gas naturale, ove, all'articolo 11, viene attribuito all'Autorità il compito di definire, entro il 28 febbraio 2011, la disciplina del bilanciamento di merito economico nel mercato del gas naturale, in maniera tale che essa sia operativa a partire dall'1 aprile 2011.

Aspetto di rilievo che preme segnalare è quello riguardante il ruolo prospettato per il GME; quest'ultimo, infatti, andrebbe a gestire il costituendo mercato del bilanciamento del gas naturale, assumendo, allo scopo, sulla piattaforma, il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni.

Tutti i soggetti interessati a partecipare al processo di consultazione sono invitati a far pervenire all'Autorità le eventuali osservazioni in merito agli orientamenti proposti entro il 26 gennaio 2011.



# Agenda GME

■ 30-31 marzo

## RECS Market Meeting

Bruxelles

Organizzatore RECS International

<http://www.recsmarket.eu/Programme.aspx?menu=7360>

## Gli altri appuntamenti

17-20 gennaio

### World Future Energy Summit "WFES"

Abu Dhabi

Organizzatore: ReedExpo

<http://www.worldfutureenergysummit.com/en/home.aspx>

18-20 gennaio 2011

### Shale Gas World USA 2011

Dallas, TX, USA

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/2011/shaleusa/>

19-20 gennaio 2011

### 6th Annual EU Energy Law & Policy Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: Claeys Casteels

<http://www.euenergyconference.com>

19-21 gennaio 2011

### Synergistic SuperGrid for Transmitting Energy Overseas 2011

London, United Kingdom

Organizzatore: InnoQube

<http://www.worldconferences.co.uk/energy-utilities/>

21 gennaio

### The Policy Path to Low-carbon Society

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM-IEFE

[http://portale.unibocconi.it/wps/wcm/connect/Centro\\_IE-FEen/News/Next+Seminar/](http://portale.unibocconi.it/wps/wcm/connect/Centro_IE-FEen/News/Next+Seminar/)

21 gennaio

### Servizio di bilanciamento del gas naturale

Documento per la consultazione 2 dicembre 2010, n. 45/10

Documento per la consultazione 13 dicembre 2010, n. 46/10

Milano, Italia

Organizzatore: AEEG

[http://www.autorita.energia.it/it/seminari/11/bilanciam\\_gas-naturale.jsp](http://www.autorita.energia.it/it/seminari/11/bilanciam_gas-naturale.jsp)

21 gennaio

### 14th EUROPEAN CONFERENCE ON RENEWABLE ENERGY

Edimburgo, Scozia

Organizzatore: EEC

<http://www.euenergycentre.org/conferences/uk2011>

24 gennaio

### Joint IEA/IEF/OPEC Symposium on Energy Outlooks

Riyadh, Saudi Arabia

Organizzatore: IEA \ IEF \ OPEC

[http://www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS\\_ID=497](http://www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS_ID=497)

25-27 gennaio

### Enertec - Salone Internazionale della Energia

Lipsia, Germania

[www.enertec-leipzig.de](http://www.enertec-leipzig.de)

25 - 28 gennaio

### Diversify Sources. Secure Supply

Vienna, Austria

Organizzatore: The Energy Exchange

<http://www.theenergyexchange.co.uk/3/13/articles/214.php>

26 gennaio

### Il conto energia 2011-2013

Milano, Italia

Organizzatore: Abi energia

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

26 gennaio

### The 2nd Annual Brussels Carbon Capture & Storage Summit 2011

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Forum Europe

[http://www.eu-ems.com/summary.asp?event\\_id=61&page\\_id=409](http://www.eu-ems.com/summary.asp?event_id=61&page_id=409)



## Gli altri appuntamenti (continua)

26 gennaio

### PPP e Project Finance per le Energie Rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/events.action?areaTematica=3&luogo=&mese=>

27 gennaio

### Business Plan e Piano economico finanziario di un impianto fotovoltaico dopo il III conto Energia

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/events.action?areaTematica=3&luogo=&mese=>

27-28 gennaio

### Evaluating the Non-Energy Co-Benefits of Low-Income Weatherisation Programmes

Dublin Castle, Ireland

Organizzatore: IEA [and hosted by Sustainable Energy Authority Ireland (SEAI)]

[http://www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS\\_ID=494](http://www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS_ID=494)

27-28 gennaio

### 5th Annual Central and Eastern European Power

Prague, Czech Republic

Organizzatore: Platts

[http://www.platts.com/ConferenceDetail/2011/pc143/index?WT.mc\\_id=&WT.tsrc=Eloqua](http://www.platts.com/ConferenceDetail/2011/pc143/index?WT.mc_id=&WT.tsrc=Eloqua)

28 gennaio 2011

### Emission Trading: organizzazione del Carbon Market e attività del trader di CO2

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Borsa Italiana

<http://www.academy.londonstockexchange.com/attivita/corsi-in-aula/420/emission-trading-organizzazione-del-carbon-market-e-attivita-del-trader-di-co2>

31 gennaio – 2 febbraio 2011

### Biannual - European Cross Border Power Trading Forum

Vienna, Austria

*Building a secure and sustainable future for the electricity market is the target all of Europe is working towards. Market integration is the only way this goal can be achieved yet it can only be brought about if European markets are properly interconnected and market participants can access them without obstacles. This marcus evans biannual event will build on June's success and examine how electricity trading, congestion and transit is influencing market participants in UK, CWE, CEE and SEE. Delegates will be able to learn from the industry's key market players on how to achieve a fully opened electricity market through coordinated trading mechanisms*

*(congestion, transit), market competition, increased interconnection usage and reduction of market player risks as well as generation of revenue in market based methods.*

*Achieving strong cross border interconnections has direct economic benefits and decreases generators possibility to exercise market power. Trading partners will learn the latest strategies to optimise security of supply and contribute to more stable electricity prices and thereby lower risk on investments. For further information please email [energyenquiries@marcusevansuk.com](mailto:energyenquiries@marcusevansuk.com) <http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17303&SectorID=3>*

1-2 febbraio

### Offshore Windpower USA

Boston, United States

Organizzatore: Green Power Conferences

[www.offshorewindpowercongress.com](http://www.offshorewindpowercongress.com)

10 febbraio

### New generation power networks and climate change: the economic potential of national and trans-national Super-Grids

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3641&sez=Events&padre=82>

10-11 febbraio

### TOWARDS ELECTRICITY INFRASTRUCTURE FOR A CARBON NEUTRAL EUROPE

Brussels, Belgio

Organizzatore: ENTSO-E

<http://www.entsoe-event.eu/index.php>

11-13 febbraio

### Energia 2011

Pisa, Italia

Organizzatore: Attuambiente

<http://www.energia2011.com/programma.html>

14 febbraio

### Capacity allocation on Italian borders: Transition to CASC.EU

Roma, Italia

Organizzatore: Terna

<http://www.terna.it/LinkClick.aspx?fileticket=yJ0rplte7sc%3d&tabid=663>

13-16 febbraio

### Fuel Cell and Hydrogen Energy 2011

Boston, Usa

Organizzatore: Green Events

<http://www.hydrogenconference.org>

## Gli altri appuntamenti (continua)

15 febbraio

### **Una Politica Energetica Sostenibile: Le Opzioni In Gioco Premiazione uomo dell'anno 2010**

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

<http://www.staffettaonline.com/convegni/2011/pdf/PremiazioneFE-SQ-programma.pdf>

16 febbraio

### **Il futuro del mercato extra-rete**

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

[http://www.staffettaonline.com/convegni/2011/pdf/Programma\\_Extrarete\\_16%20febbraio\\_Web.pdf](http://www.staffettaonline.com/convegni/2011/pdf/Programma_Extrarete_16%20febbraio_Web.pdf)

15-16 febbraio

### **The European Gas Market Summit 2011**

Londra, UK

Organizzatore: eye for energy

<http://www.eyeforenergy.com/gasmarkets/programme.shtml>

16-18 febbraio

### **Renueva - Fiera dell'Energia Rinnovabile**

Almeria, Spagna

<http://www.feriarenueva.com>

22 febbraio

### **Workshop on target model for the European gas market (II)**

Bonn, Germania

Organizzatore: ERGEG

[http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER\\_HOME/EER\\_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Gas%20target%20model/Tab](http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/OPEN%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/Gas%20target%20model/Tab)

22 febbraio

### **Gestione delle morosità e recupero crediti per le forniture di energia elettrica e gas da privati aziende e enti pubblici**

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

[http://www.iir-italy.it/upload/general/A4696\\_aiget.pdf](http://www.iir-italy.it/upload/general/A4696_aiget.pdf)

23 febbraio

### **Energy for Green Ports**

Venezia, Italia

Organizzatore: Ewp Communications e VTP Events

[www.greenport.com/greenportvenice](http://www.greenport.com/greenportvenice)

23-25 febbraio

### **FORUM NAZIONALE ENERGIE RINNOVABILI**

#### **Regolamentazione, fiscalità e finanza**

Milano, Italia

Organizzatore: Paradigma

<http://www.paradigma.it/2324250211.html>



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 cd 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.