

**FOCUS**

# I MECCANISMI DI COUPLING ELETTRICO PER UN MERCATO UNICO EUROPEO

*On. Stefano Saglia, Sottosegretario di Stato del Ministero dello Sviluppo Economico*

■ La liberalizzazione, e quindi l'integrazione dei mercati Ue nel campo dell'elettricità e del gas, è un'impresa ardua, data la complessità e la specificità dei diversi Paesi, con i relativi quadri normativi. I mercati internazionali dell'energia ancora oggi non trovano una perfetta coordinazione.

Negli ultimi anni ci sono tuttavia stati progressi importanti, ma nonostante ciò, ci sono ancora diversi Stati membri che oggi hanno sistemi energetici non ancora maturi anche al loro interno, anche sotto il punto di vista strutturale. La sfida da affrontare è duplice, poiché prima di valutare il rapporto tra Stati membri, vi è la necessità, anche per via dell'ulteriore allargamento verso i paesi della parte est europea, di sostenere la creazione di mercati interni efficaci e aperti. Al rafforzamento di quest'ultimo aspetto ha guardato l'Unione europea con l'approvazione dei due pacchetti di direttive in materia di energia elettrica e gas. Il cosiddetto terzo pacchetto energia approvato in ambito comunitario nel corso del 2009, il cui recepimento da parte dei Paesi membri è stabilito nei primi mesi del 2011, si pone, tra i principali obiettivi, quello di una effettiva integrazione dei mercati elettrici e del gas europei. Tale integrazione dovrebbe avvenire tenendo conto dei progressi già fatti in tale direzione



nell'ambito delle iniziative regionali (ERIs) che furono promosse qualche anno fa dalla Commissione e dai regolatori europei per cercare di armonizzare in maniera graduale la struttura, il funzionamento e la regolamentazione dei mercati nazionali.

Il terzo pacchetto di direttive comunitarie, tra l'altro, ha previsto anche la creazione di un'agenzia di regolazione europea (l'Acer), volta ad armonizzare le attività delle autorità di regolazione nazionali, in particolare per quanto riguarda il coordinamento dei gestori di rete e l'ottimizzazione degli investimenti sulla base delle effettive esigenze del settore. Già con queste prime misure, secondo Bruxelles, si possono raggiungere tre obiettivi immediati: abbassare i prezzi energetici con vantaggio per consumatori e imprese europee, migliorare la competitività del settore e creare i presupposti affinché

i fornitori d'energia possano investire in fonti alternative. Per quanto riguarda i numerosi mercati elettrici europei, dunque, il livello di liberalizzazione è aumentato negli ultimi anni, senza tuttavia raggiungere la soglia prevista e senza l'eliminazione della differenza nel grado di liberalizzazione presente tra i diversi Stati membri. Anche l'integrazione della vendita al dettaglio è parimenti in una fase iniziale, così come l'affermarsi della

▶ a pagina 19

## IN QUESTO NUMERO

### ■ REPORT/SETTEMBRE 2010

Mercato elettrico Italia

pag. 2 - 6

Mercato gas Italia

pag. 7 - 9

Mercati energetici Europa

pag. 10 - 13

Mercati per l'ambiente

pag. 14 - 18

### ■ FOCUS

I meccanismi di coupling elettrico per un mercato unico europeo

*On. Stefano Saglia, Sottosegretario di Stato del Ministero dello Sviluppo Economico*

pag. 19

### ■ APPROFONDIMENTI

L'attività di M&A in Europa: internazionalizzazione, espansione ad Est e ruolo delle fonti rinnovabili  
*Claudia Checchi, Alessandra Motz - ref. RICERCHE E CONSULENZE PER L'ECONOMIA E LA FINANZA*  
 pag. 20

### ■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 24 - 27

### ■ APPUNTAMENTI

pagina 28 - 32

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Con un'offerta mai così alta a settembre (oltre 58.000 MWh medi orari), i volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, per la prima volta nel 2010, hanno segnato una flessione su base annua (-2,3%). La ripresa degli scambi di energia elettrica registrata nei primi mesi dell'anno, dopo la lunga fase recessiva, pare pertanto aver esaurito il suo slancio. Segno negativo sia per gli acquisti nazionali (-1,8% su base annua), che per le vendite delle unità di produzione (-1,7%), ma non per i più moderni ed efficienti im-

pianti a ciclo combinato (+7,1%) la cui quota sul totale delle vendite si avvicina ormai al 60%. In tale contesto, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), a settembre pari a 66,55 €/MWh, si è pressoché allineato al livello dello stesso mese del 2009 e dunque ben più basso dei precedenti 3 anni (nel settembre 2008 aveva raggiunto 97,23 €/MWh). La liquidità del mercato elettrico, stabile rispetto ad agosto, ha ceduto 7,1 punti percentuali su base annua, attestandosi al 60,9%.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è aumentato di soli 6 cent. di €/MWh rispetto a settembre 2009, attestandosi a 66,55 €/MWh (+0,1%). La modesta variazione sconta da un lato un rialzo di 6,97 €/MWh (+13,0%) nelle ore fuori picco e dall'altro una flessione di 11,88 €/MWh (-13,4%) nelle ore di picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 60,69 €/MWh e 76,66 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload - sceso a 1,15 - si conferma ai minimi storici.

I prezzi di vendita hanno evidenziato dinamiche molto differenziate tra le zone: in aumento su base annua nel Nord e nel Sud (entrambe +6,1%), pressoché stabili al Centro Sud ed al Centro Nord, in calo nelle due isole (-35,3% in Sardegna; -16,7% in Sicilia). Il Sud si attesta ancora sul livello più basso con 62,20 €/MWh; tra 65 e 66 €/MWh le altre zone continentali; più alto il prezzo delle due isole: 70,85 €/MWh la Sardegna e 83,18 €/MWh la Sicilia (Grafico 2).

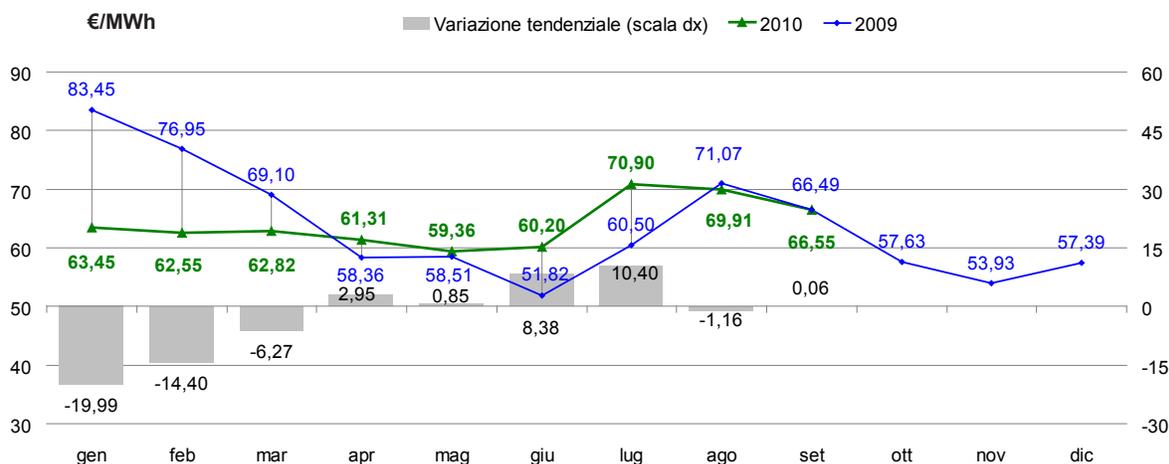
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
<b>Baseload</b>	<b>66,55</b>	<b>66,49</b>	<b>0,06</b>	<b>0,1%</b>	<b>22.060</b>	<b>-12,5%</b>	<b>36.214</b>	<b>-2,3%</b>	<b>60,9%</b>	<b>68,0%</b>
<i>Picco</i>	76,66	88,55	-11,88	-13,4%	26.008	-14,2%	43.162	-3,8%	60,3%	67,6%
<i>Fuori picco</i>	60,69	53,73	6,97	13,0%	19.774	-11,2%	32.191	-1,1%	61,4%	68,4%
<i>Minimo orario</i>	24,95	16,24			13.093		24.469		53,3%	61,7%
<i>Massimo orario</i>	140,61	172,25			29.385		46.363		68,2%	74,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

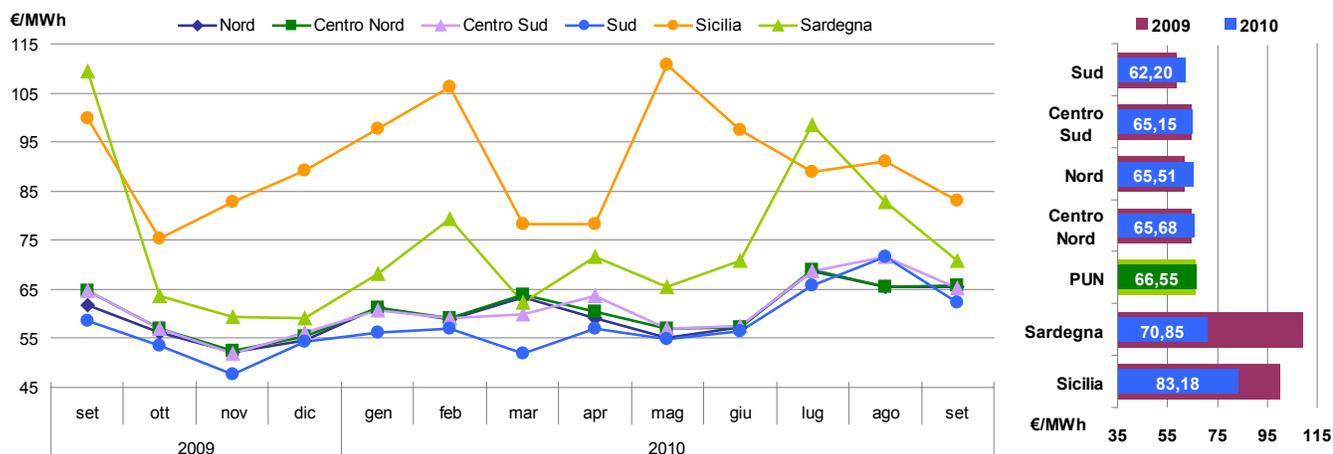
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,1 milioni di MWh, per la prima volta nell'anno in corso, hanno registrato una flessione tendenziale (-2,3%). Piuttosto consistente il calo dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,9 milioni di MWh (-12,5%), mentre prosegue la crescita, in

atto da oltre un anno, dei contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,2 milioni di MWh (+19,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, invariata rispetto ad agosto, ha però ceduto 7,1 punti percentuali su base annua attestandosi al 60,9%, livello minimo da gennaio 2007 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.882.906</b>	<b>-12,5%</b>	<b>60,9%</b>
Operatori	10.027.741	-15,6%	38,5%
GSE	3.631.956	+1,3%	13,9%
Zone estere	2.223.208	-5,9%	8,5%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.191.043</b>	<b>+19,4%</b>	<b>39,1%</b>
Zone estere	1.309.699	-6,0%	5,0%
Zone nazionali	8.881.344	+19,0%	34,1%
Saldo programmi PCE	-		
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>26.073.948</b>	<b>-2,3%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>15.811.868</b>	<b>+7,0%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>41.885.817</b>	<b>+1,0%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>15.882.906</b>	<b>-12,5%</b>	<b>60,9%</b>
Acquirente Unico	3.016.859	-47,1%	11,6%
Altri operatori	11.635.875	-3,9%	44,6%
Pompaggi	136.236	-8,1%	0,5%
Zone estere	19.985	-88,1%	0,1%
Saldo programmi PCE	1.073.951	+5363,2%	4,1%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>10.191.043</b>	<b>+19,4%</b>	<b>39,1%</b>
Zone estere	36.000	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.592.704	+96,8%	13,8%
Zone nazionali altri operatori	7.636.289	+14,0%	29,3%
Saldo programmi PCE	-1.073.951		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>26.073.948</b>	<b>-2,3%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.747.805</b>	<b>-29,6%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>27.821.753</b>	<b>-4,6%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,0 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale dell'1,8%; la riduzione degli acquisti ha interessato, seppur in misura diversa, tutte le zone. Poco rilevanti e in forte ridimensionamento gli acquisti sulle zone estere, pari a 56 mila MWh (-72,5%) (Tabella 4). In calo anche le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionali, pari a 22,5 milioni di MWh (-1,7%). A livello zonale le vendite sono diminuite nel Nord (-5,0%), nel Centro Nord (-11,0%) ed in Sicilia (-0,4%); in aumento nelle altre zone (in evidenza il Centro Sud con +9,3%). In contrazione anche le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,5 milioni di MWh (-5,9%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela un significativo incremento

tendenziale delle vendite da impianti idroelettrici ad apporto naturale (+7,6%). Tra gli impianti termoelettrici, in crescita le vendite da impianti a carbone (+10,1%) - realizzata quasi esclusivamente nel Centro Sud (+89,1%) - e da impianti a ciclo combinato (+7,1%), con le vendite dagli altri impianti termici tradizionali in forte contrazione (-34,2%). Pertanto la quota delle vendite dagli impianti a ciclo combinato ha raggiunto il 58,5% (+4,8 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella dagli impianti idroelettrici ad apporto naturale il 13,7% (+1,2 p.p.) e quella dagli impianti a carbone l'8,5% (+0,9 p.p.), a discapito di quella dagli altri impianti termoelettrici, scesa a 13,8% (-6,8 p.p.); pressoché invariate le quote dagli altri impianti (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.611.764	25.850	-4,3%	11.378.776	15.804	-5,0%	14.374.424	19.964	-0,9%
Centro Nord	3.081.345	4.280	-4,8%	1.716.840	2.385	-11,0%	2.819.267	3.916	-2,2%
Centro Sud	5.782.307	8.031	+4,9%	2.530.443	3.515	+9,3%	4.176.418	5.801	-2,2%
Sud	6.424.627	8.923	+11,1%	4.376.029	6.078	+3,8%	2.049.686	2.847	-7,1%
Sicilia	2.843.851	3.950	+26,5%	1.587.763	2.205	-0,4%	1.645.071	2.285	-1,6%
Sardegna	1.547.997	2.150	+22,7%	951.190	1.321	+5,8%	953.097	1.324	-0,3%
<b>Totale nazionale</b>	<b>38.291.891</b>	<b>53.183</b>	<b>+2,2%</b>	<b>22.541.042</b>	<b>31.307</b>	<b>-1,7%</b>	<b>26.017.963</b>	<b>36.136</b>	<b>-1,8%</b>
MzEstero	3.593.926	4.992	-9,9%	3.532.907	4.907	-5,9%	55.985	78	-72,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>41.885.817</b>	<b>58.175</b>	<b>+1,0%</b>	<b>26.073.948</b>	<b>36.214</b>	<b>-2,3%</b>	<b>26.073.948</b>	<b>36.214</b>	<b>-2,3%</b>

(continua)

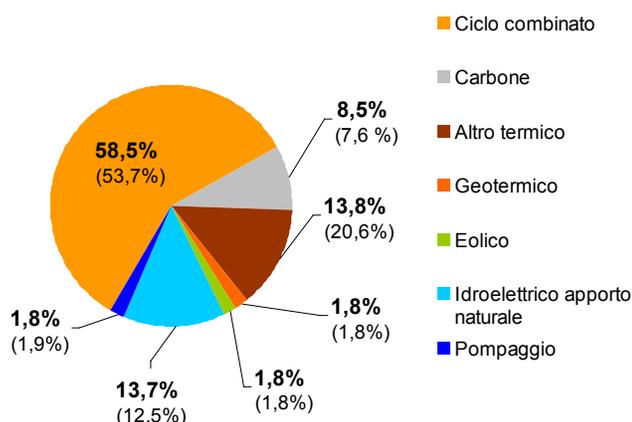
Tabella 5: MGP, vendite per tipologia d'impianto

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>11.649</b>	<b>-9,2%</b>	<b>2.165</b>	<b>-14,6%</b>	<b>3.164</b>	<b>+14,7%</b>	<b>5.659</b>	<b>+4,0%</b>	<b>2.035</b>	<b>+2,4%</b>	<b>1.214</b>	<b>+8,6%</b>	<b>25.886</b>	<b>-2,9%</b>
Ciclo combinato	9.322	+1,4%	1.463	-9,7%	1.671	-18,2%	3.498	+34,6%	1.877	+32,4%	497	+117,6%	18.329	+7,1%
Carbone	980	+0,3%	39	-67,8%	982	+89,1%	0	-	-	-	676	-17,0%	2.677	+10,1%
Geotermico	0	-	565	-0,2%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	567	-0,8%
Altro termico	1.347	-49,2%	97	-56,7%	510	+161,8%	2.160	-23,9%	157	-72,3%	41	-45,3%	4.313	-34,2%
<b>Idroelettrico</b>	<b>4.149</b>	<b>+9,1%</b>	<b>215</b>	<b>+49,6%</b>	<b>246</b>	<b>-21,1%</b>	<b>172</b>	<b>-3,4%</b>	<b>47</b>	<b>-48,7%</b>	<b>44</b>	<b>-46,4%</b>	<b>4.873</b>	<b>+5,7%</b>
Apporto naturale	3.680	+8,2%	188	+60,1%	212	-8,0%	172	-3,4%	24	-40,1%	23	-14,0%	4.298	+7,6%
Pompaggio	469	+16,6%	28	+3,4%	34	-57,9%	0	-	23	-55,2%	20	-62,4%	575	-6,9%
<b>Eolico</b>	<b>6</b>	<b>+32,3%</b>	<b>4</b>	<b>-79,4%</b>	<b>105</b>	<b>-28,4%</b>	<b>247</b>	<b>+4,2%</b>	<b>123</b>	<b>-9,8%</b>	<b>64</b>	<b>+27,9%</b>	<b>548</b>	<b>-4,7%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>15.804</b>	<b>-5,0%</b>	<b>2.385</b>	<b>-11,0%</b>	<b>3.515</b>	<b>+9,3%</b>	<b>6.078</b>	<b>+3,8%</b>	<b>2.205</b>	<b>-0,4%</b>	<b>1.321</b>	<b>+5,8%</b>	<b>31.307</b>	<b>-1,7%</b>

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente.

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a settembre sono stati negoziati 240 contratti (155 baseload e 85 peakload), pari a complessivi 1,4 milioni di MWh, che hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 981 MW per un totale di 4,5

milioni di MWh. Tutti i prodotti negoziati hanno registrato un calo del prezzo di controllo rispetto ad agosto; i più scambiati sono risultati l'Anno 2011 baseload e l'Ottobre 2010 peakload (Tabella 6).

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

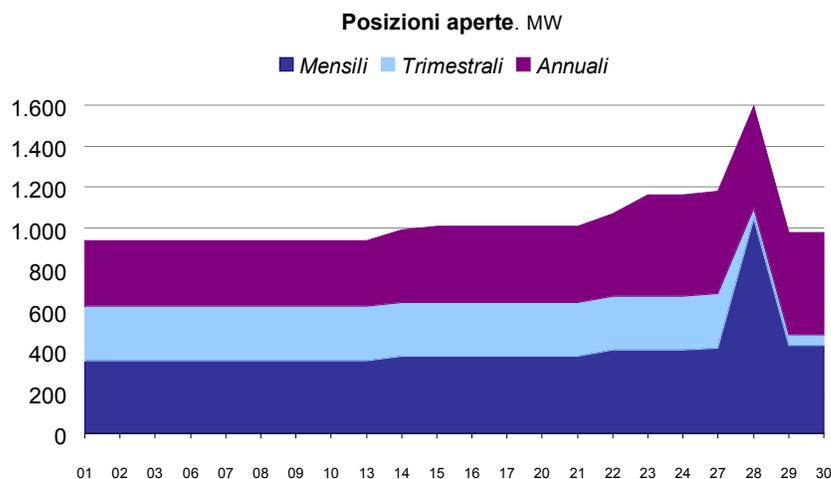
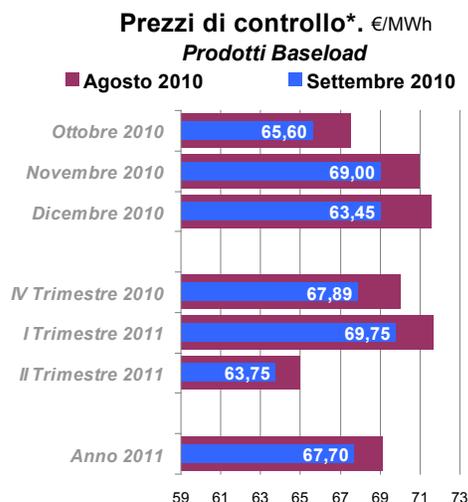
	PRODOTTI BASELOAD					PRODOTTI PEAK LOAD				
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW
Ottobre 2010	65,60	-2,8%	1	5	-	75,25	-5,8%	7	55	-
Novembre 2010	69,00	-2,8%	-	-	129	83,00	0,0%	-	-	86
Dicembre 2010	69,00	-3,6%	-	-	129	84,00	-6,4%	-	-	86
Gennaio 2011	69,75	-	-	-	-	80,91	-	-	-	-
IV Trimestre 2010	67,89	-3,0%	-	-	-	82,80	-1,8%	-	-	-
I Trimestre 2011	69,75	-2,7%	-	-	50	83,50	-2,0%	-	-	-
II Trimestre 2011	63,75	-1,9%	-	-	-	77,00	0,0%	-	-	-
III Trimestre 2011	70,30	0,0%	-	-	-	82,50	1,2%	-	-	-
Anno 2011	67,70	-2,0%	8	150	451	82,10	-2,6%	2	30	50
<b>Totale</b>			<b>9</b>	<b>155</b>	<b>759</b>			<b>9</b>	<b>85</b>	<b>222</b>

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

(continua)

Grafico 5: MTE, prezzi di controllo\* dei prodotti negoziabili a settembre ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese.

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a settembre 2010, sono state 19,9 milioni di MWh, con un aumento del 44,9% rispetto allo stesso mese del 2009. Da sottolineare la crescita dei contratti standard (quasi raddoppiati rispetto ad un anno fa) e tra questi i contratti Baseload (+124,5%). Le

transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 13,2 milioni di MWh (+21,8%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,2 milioni di MWh (+15,1%), che nei conti in prelievo, pari a 11,3 milioni di MWh (+31,6%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<b>Baseload</b>	6.232.162	+124,5%	31,4%	Richiesti	10.353.483	+14,8%	100,0%	11.264.993	+31,6%	100,0%
<b>Off Peak</b>	868.896	+19,7%	4,4%	di cui con indicazione di prezzo	2.322.369	+246,3%	22,4%	-	-	-
<b>Peak</b>	1.295.832	+71,4%	6,5%	<b>Registrati</b>	<b>10.191.043</b>	<b>+15,1%</b>	<b>98,4%</b>	<b>11.264.993</b>	<b>+31,6%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Week-end</b>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.179.184	+328,4%	21,0%	-	-	-
<b>Totale Standard</b>	8.396.890	+97,2%	42,3%	Rifiutati	162.440	-0,1%	1,6%	-	-	-
<b>Totale Non standard</b>	11.399.036	+20,6%	57,4%	di cui con indicazione di prezzo	143.185	-11,6%	1,4%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>19.795.926</b>	<b>44,4%</b>	<b>99,7%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-	-	<b>1.073.951</b>	<b>+5363,2%</b>	-
<b>MTE</b>	<b>64.704</b>	<b>100%</b>	<b>0,3%</b>							
<b>TOTALE PCE</b>	<b>19.860.630</b>	<b>+44,9%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>13.188.051</b>	<b>+21,8%</b>	<b>66,4%</b>							

# Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di settembre consolida l'inversione di tendenza della domanda di gas registrata già ad agosto. Il lieve calo ten-

denziale risulta trainato sostanzialmente dalla contrazione del comparto termoelettrico, a fronte di ulteriori importanti aumenti nel comparto industriale. Il prezzo al PSV si conferma sui massimi annui, evidenziando ancora sensibili aumenti tendenziali.

Il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 6 agosto 2010 arricchisce le funzionalità della piattaforma P-Gas affidando al GME la gestione dell'offerta relativa alle aliquote delle produzioni di gas dovute allo Stato, ai sensi della legge del 2 aprile 2007, n. 40. La P-Gas a tal fine è stata strutturata nei comparti "Import" e "Aliquote", gestite rispettivamente in contrattazione continua e con il meccanismo dell'asta. Nel mese di settembre l'ammontare dell'offerta presentata sul nuovo comparto aliquote

– pari a 1.362.960 GJ – è stato interamente acquistato nel corso del primo giorno di negoziazione ad un prezzo di 725 c€/GJ (26,1 €/MWh), a fronte di un prezzo di vendita fissato pari a 648,17 c€/GJ (23,3 €/MWh) e in aumento rispetto al prezzo medio ponderato registrato ad agosto (+9%). Nello stesso mese il prezzo registrato sul Punto di Scambio Virtuale si conferma sui massimi annui attorno ai 27 €/MWh.

Tabella 1: Operatori su P-Gas

Fonte: dati GME

Comparto	Tipologia	Prezzo	Operatori			Abbinamenti			Contratti	Volumi
			Iscritti	Attivi in Vendita	Attivi in Acquisto	Prezzo (Po)				
						Minimo	Massimo	Medio		
				N.	N.					
Royalties	Mensili	Fisso	-	1	14	725	725	725	12.620	1.362.960
Comparto Import	Mensili	Fisso	-	-	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	4	-	-	-	-	-	-
	Annuali	Fisso	-	-	-	-	-	-	-	-
		Indicizzato	-	2	-	-	-	-	-	-
TOTALE			47	5	14	725	725	725	12.620	1.362.960

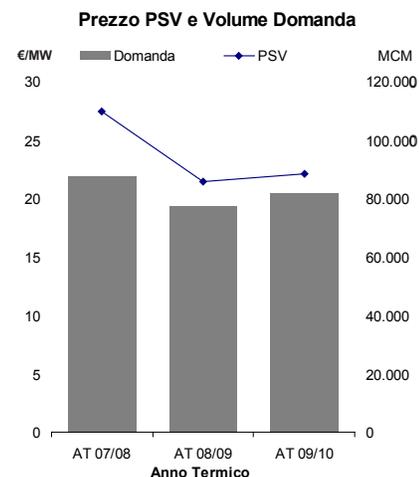
Il mese di settembre chiude l'anno termico 2009 con consumi pari a 82.002 MCM, in crescita rispetto all'anno termico precedente (+6%) – caratterizzato da una sensibile contrazione su tutti i settori economici a livello mondiale – rimanendo tuttavia al di sotto del livello registrato nell'anno termico 2007 (-6%). L'aumento rispetto all'anno termico precedente risulta principalmente trainato

dalla sensibile ripresa dei consumi industriali (+17%). Anche il prezzo registrato sul PSV mostra un debole aumento rispetto allo scorso anno termico, sostenuto dalla ripresa della domanda e delle quotazioni del Brent. In particolare si registra un livello pari a 22,07 €/MWh (+3%), sensibilmente inferiore a quanto osservato nel corso dell'anno termico 2007 (-19%).

Figura 1: Gas Naturale, riepilogo anno termico 2009/2010

Fonte: dati SRG, Thomson-Reuters

Domanda	MCM	Δ% AT 09-08	Δ% AT 09-07
<b>Totale Prelevato</b>	82.002	+6%	-6%
Impianti di Distribuzione	35.697	+7%	+3%
Consumi Termoelettrici	29.431	+2%	-14%
Consumi Industriali	14.144	+17%	-8%
Rete terzi e consumi di sistema	2.735	-6%	-16%
Offerta	MCM	Δ% AT 09-08	Δ% AT 09-07
Import	73.701	+6%	-6%
Produzione Nazionale	8.405	+1%	-10%
Sistemi di stoccaggio	-102	-72%	-66%
PSV	€/MWh	Δ% AT 09-08	Δ% AT 09-07
<b>Prezzo medio</b>	22,07	+3%	-19%
min	15,80	+30%	-21%
max	30,00	-19%	-15%



(continua)

Passando all'analisi delle dinamiche emerse nel mese in oggetto, a settembre si consolida l'inversione di tendenza della domanda di gas registrata già ad agosto, che, dopo aumenti tendenziali persistenti da ottobre 2009, evidenzia livelli in calo a 4.997 MCM (-2%). Tale riduzione risulta determinata – così come osservato anche ad agosto – dal sensibile calo dei consumi nel comparto termoelettrico, scesi a 2.429 MCM (-11%),

coerentemente con una diminuzione di domanda di energia elettrica del 2,3%. Per contro si confermano ancora importanti aumenti nel comparto industriale, i cui livelli di consumo si attestano a 1.293 MCM (+17%), di poco superiori ai valori pre-crisi del 2008. In aumento anche i consumi relativi al comparto domestico che si portano a 1.154 MCM (+9%).

Figura 2: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Domanda	MCM	Δ% Tend
<b>Totale Prelevato</b>	4.997	-2%
Impianti di Distribuzione	1.154	+9%
Consumi Termoelettrici	2.429	-11%
Consumi Industriali	1.293	+17%
Rete terzi e consumi di sistema	122	-41%
Offerta	MCM	Δ% Tend
Import	5.355	+0%
Produzione Nazionale	692	+7%
Sistemi di stoccaggio	-1.050	+17%

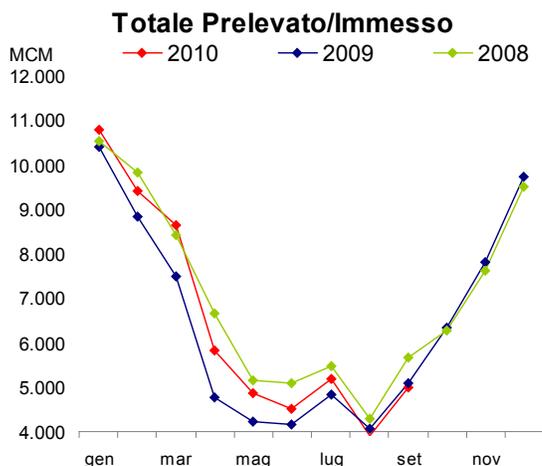
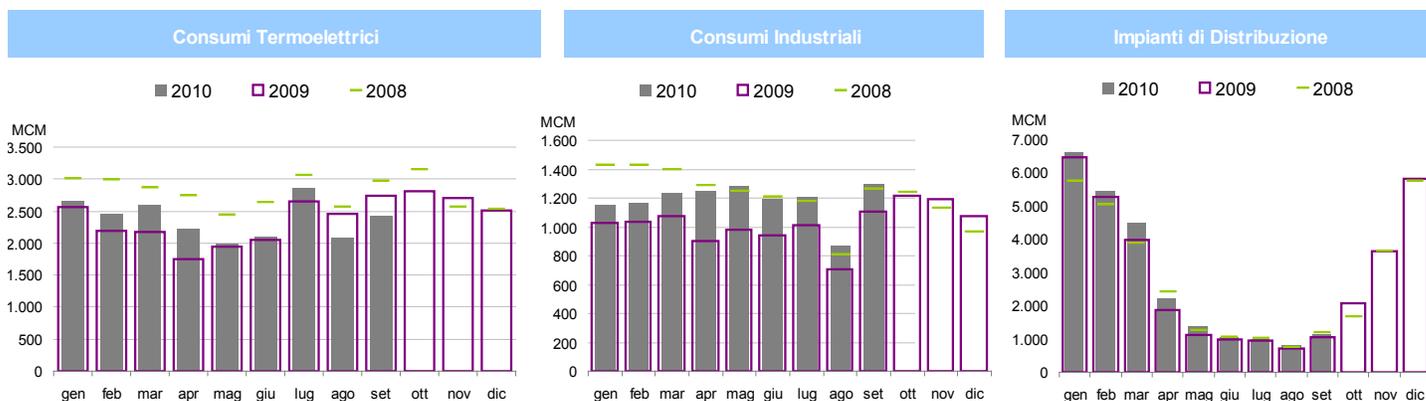


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



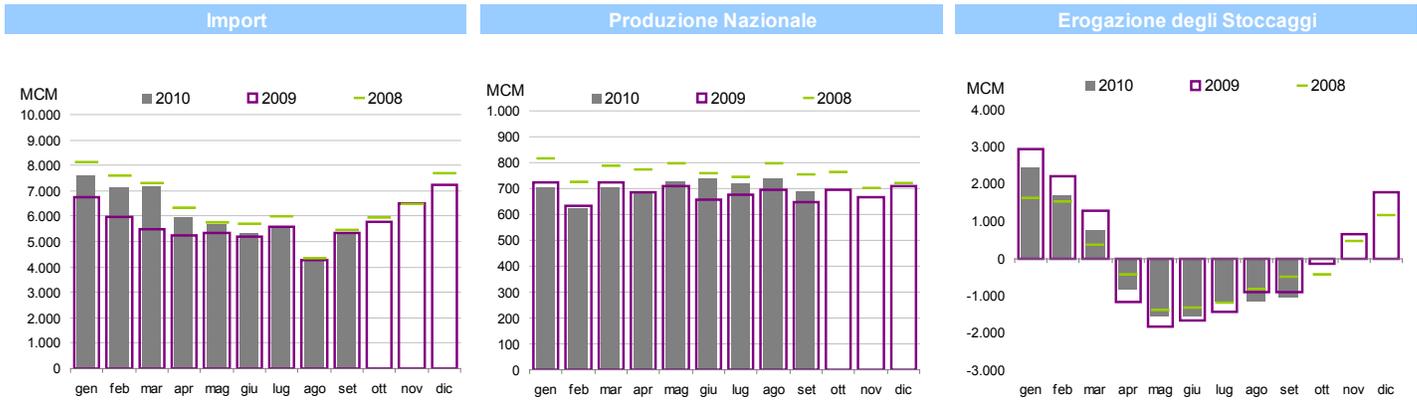
Il contenuto calo della domanda di gas, contestualmente ad un livello stabile di import pari a 5.355 MCM, produce un aumento dell'utilizzo degli stoccaggi in iniezione con un flusso pari a 1.050 MCM (+17%). Quest'ultima dinamica induce un aumento dei volumi di gas stoccato, prossimi ai livelli dello

scorso anno con un valore pari a 7.908 MCM (-4%). Marginale risulta l'apporto della produzione nazionale che si porta a 692 MCM (+7%), su livelli decisamente inferiori ai valori del 2008. Pressoché stabile il tasso di utilizzo delle interconnessioni con l'estero che si attesta al 57% (-1 p.p.).

(continua)

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



In questo scenario, come già anticipato, il prezzo al PSV si mantiene a ridosso del massimo livello annuo, confermandosi sui 27 €/MWh, in sensibile aumento tendenziale (+95%) rispetto alle quotazioni decisamente basse rilevate lo scorso anno.

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

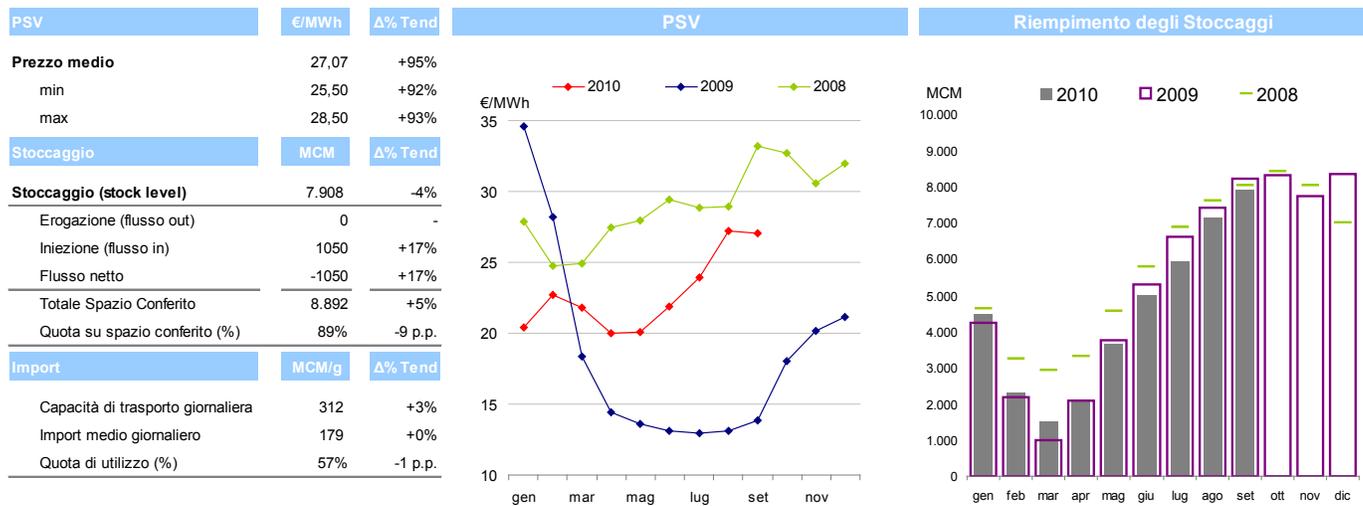
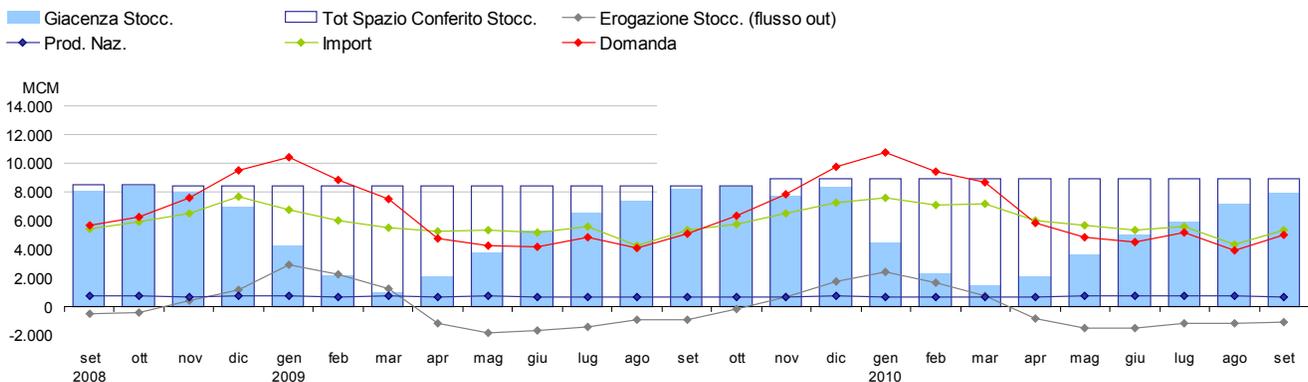


Grafico 3: Gas naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di settembre consolida le dinamiche di sostanziale stabilità osservate negli ultimi 5 mesi sui mercati dei combustibili, confermando, d'altro canto, la fase di stallo nella debole tendenza rialzista mostrata dal tasso di cambio \$/€ a partire da luglio. Piccole oscillazioni si rilevano sulle quotazioni europee del petrolio e dei suoi prodotti derivati, i cui andamenti risultano debolmente divergenti, nonché sui prezzi del carbone, ancorati ai valori di mag-

gio. Variazioni solo di poco più marcate si apprezzano sui mercati del gas, dove i segnali di ripresa mostrati dai listini centro-europei dopo la flessione di agosto fanno da contraltare all'ulteriore diminuzione della quotazione britannica.

La conclusione del periodo estivo e il progressivo ritorno della domanda ai livelli pre-agostani induce invece una moderata spinta crescente ai prezzi registrati sulle borse elettriche, attestatisi solo in Italia in lieve ribasso.

Nel mese di settembre i mercati valutari segnalano una sostanziale stabilità del tasso di cambio, che sebbene in risalita dai minimi di giugno, si mantiene sui valori più bassi degli ultimi due anni (1,31 \$/€, +1,5%). Segnali di lieve ripresa del potere d'acquisto dell'euro sembrano caratterizzare gli immediati scenari futuri, prospettando già dal prossimo mese di ottobre un modesto apprezzamento della moneta europea.

Sui mercati internazionali del greggio le quotazioni permangono sui livelli dei mesi precedenti, evidenziando solo piccoli movimenti sui riferimenti statunitense e mediorientale. In Europa il Brent, di poco inferiore ai 78 \$/bbl, rafforza la fase di ridotta volatilità mostrata in questa seconda parte d'anno, confermando, peraltro, la spiccata crescita tendenziale esibita nel corso del 2010 (+15,4%). Il prezzo consolidatosi, risultato moderatamente superiore alle aspettative, confuta le previsioni ribassiste maturate dagli operatori nel precedente mese di agosto, favorendo una correzione al rialzo delle attese per il 2011.

Variazioni di modesta intensità si registrano anche sui mercati dei prodotti petroliferi, dove l'olio combustibile e il gasolio si attestano rispettivamente sui 450 \$/MT e sui 666 \$/MT, eviden-

ziando, per la terza volta nel 2010, andamenti congiunturali divergenti (-3,1%/+3,1%). Su base tendenziale gli incrementi appaiono ancora significativi, benché in calo (+9/21%), mentre in chiave prospettica i futures propongono evoluzioni del tutto analoghe al Brent, con l'unica eccezione rappresentata dalla flessione attesa per il gasolio nel mese di ottobre.

Dinamiche di ridotta volatilità si apprezzano, altresì, sulle quotazioni del carbone, ben salde sui 92 \$/MT e a ridosso dei massimi dell'ultimo anno e mezzo sia in Europa (API2) che in Sudafrica (Richard Bay). Il periodo di stabilità produce un rallentamento nella propensione rialzista sperimentata a partire da fine 2009, mantenendo gli aumenti sull'anno precedente attorno al 35%. In generale, per il futuro, le curve a termine disegnano scenari decisamente conservativi, confermando prezzi in leggero aumento solo nel 2011.

La conversione in euro dei prezzi non altera di fatto le variazioni emerse in termini congiunturali sui mercati dei prodotti petroliferi e del coal, intensificando, per contro, in maniera piuttosto decisa, i già consistenti incrementi annui (+22/+35%), arrivati a toccare il 51% nel caso del carbone.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Set 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 10	Nov 10	Dic 10	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,31	+1,5%	-10,1%	1,27	1,34 ▲	1,34 ▲	1,34 -	1,34 ▲
Brent	\$/bbl	77,8	+0,8%	+15,4%	73,7	79,0 ▲	79,3 ▲	79,7 -	82,3 ▲
FOB	€/bbl	59,4	-0,7%	+28,4%	58,1	58,8 ▲	59,0 ▲	59,3 -	61,4 ▼
Fuel Oil	\$/MT	449,4	-3,1%	+8,8%	439,3	453,8 ▲	458,3 ▲	461,8 -	483,5 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	343,3	-4,6%	+21,1%	346,3	337,8 ▼	341,2 ▼	343,8 -	361,0 ▼
Gasoil	\$/MT	666,4	+3,1%	+21,4%	658,2	646,7 ▲	681,5 ▲	681,0 -	701,0 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	509,1	+1,6%	+35,1%	518,9	481,4 ▼	507,4 ▲	507,1 -	523,4 ▲
Coal	\$/MT	92,2	-0,6%	+35,2%	90,7	94,5 ▲	93,8 ▲	93,8 -	98,8 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	70,4	-2,1%	+50,4%	71,5	70,3 ▼	69,8 ▼	69,8 -	73,7 ▼

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

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

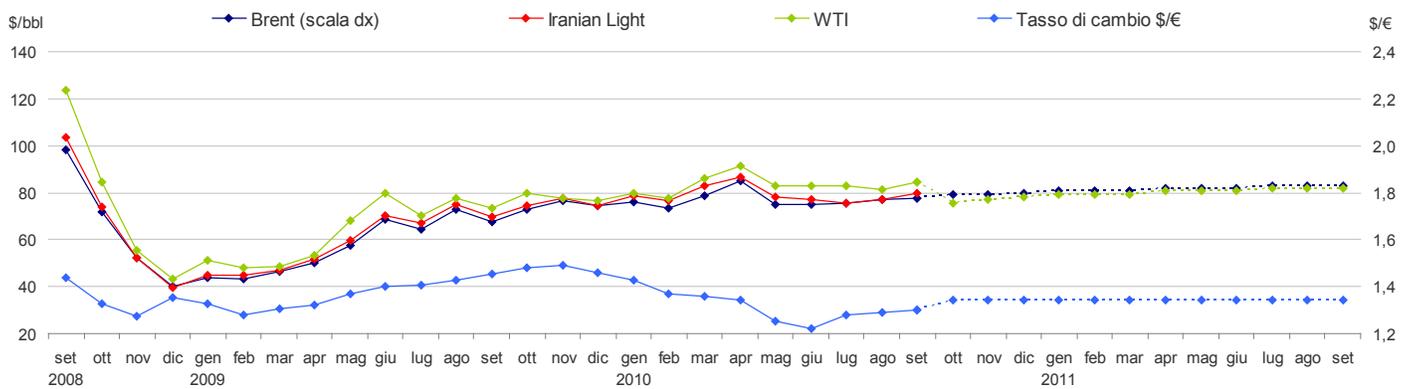


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

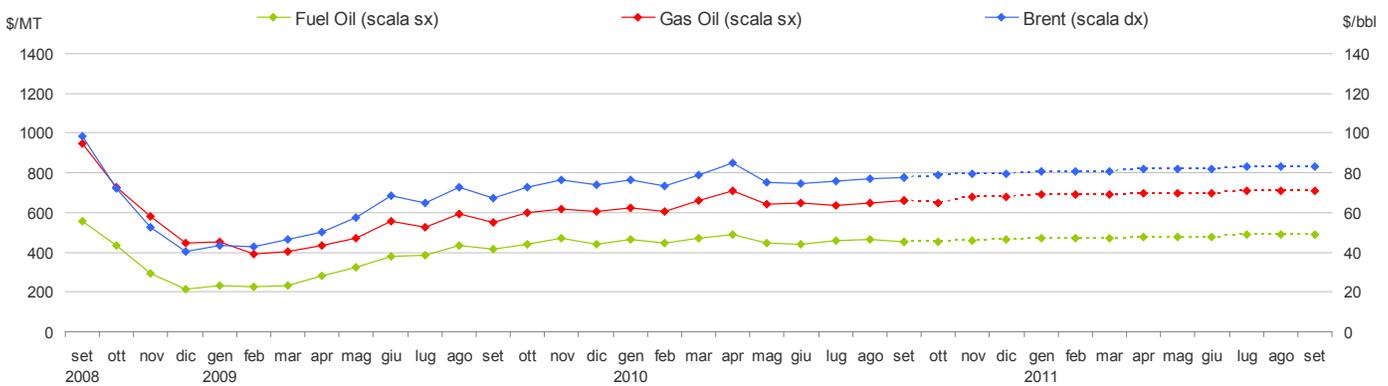
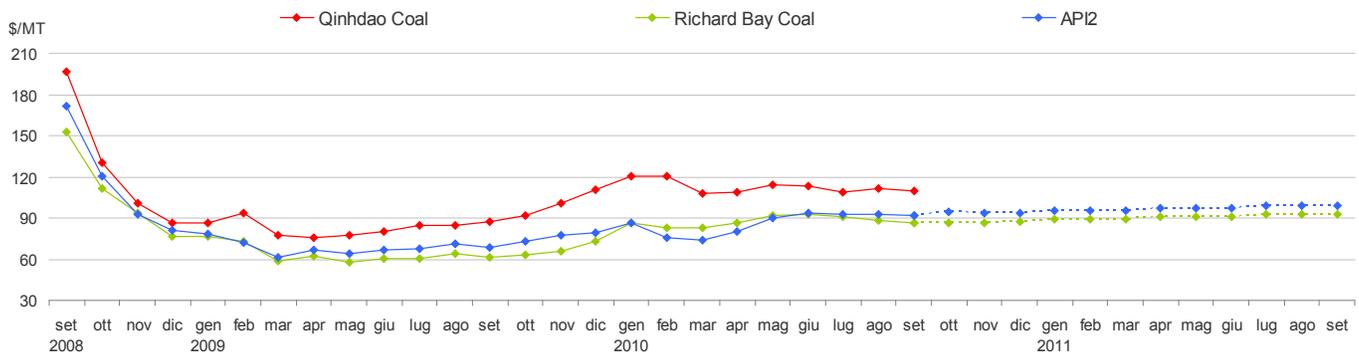


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



(continua)

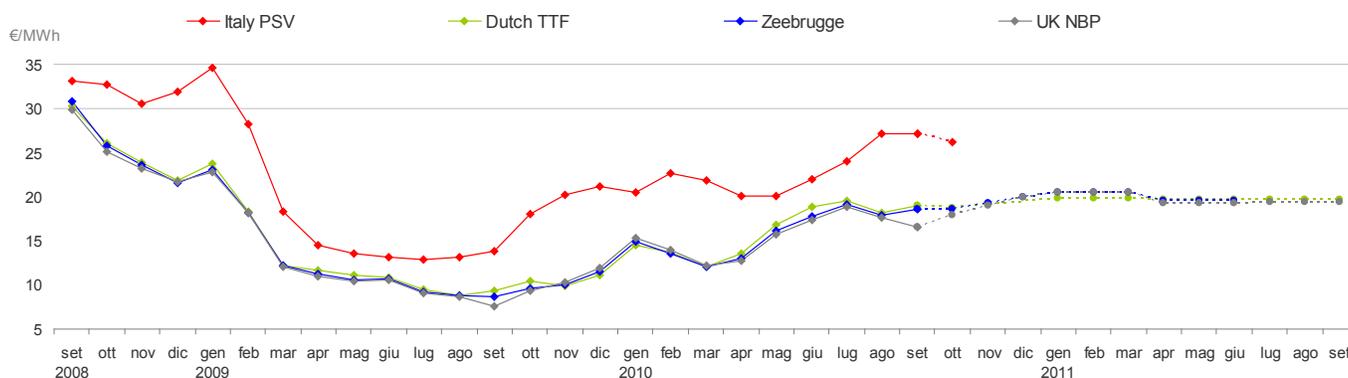
Diverso appare il quadro che si presenta osservando l'andamento dei prezzi sulle piazze del gas in chiusura di anno termico. A fronte del momentaneo stop subito in agosto dal marcato trend rialzista, le quotazioni tornano a crescere, riportandosi sui valori massimi annui di luglio (18/19 €/MWh; +3/5%). Fa eccezione l'NBP che, come accaduto esattamente un anno fa, si separa dai riferimenti continentali, scendendo ulteriormente attorno ai 17 €/MWh (-5,9%), in linea peraltro con quanto previsto dai mercati futures nel mese precedente. Su base tendenziale le quotazioni fanno segnare aumenti in tripla cifra, attestandosi su livelli più che doppi rispetto al 2009

(+103/+118%), quando proprio in corrispondenza di questo periodo dell'anno i listini avevano toccato il loro minimo storico. In Italia il PSV, al pari degli altri indici europei, si mantiene sui massimi degli ultimi 18 mesi. Il prezzo al punto di scambio nazionale si conferma attorno ai 27 €/MWh, valore che esprime una crescita tendenziale del 96%. In ottica futura i mercati prospettano la rinnovata convergenza del prezzo del gas britannico sugli attuali livelli manifestati dalle borse centro-europee, previsti in ulteriore lieve aumento nei primi mesi del prossimo anno termico, in partenza ad ottobre.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)						
		Set 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 10	Nov 10	Dic 10	Gas Year 10			
PSV DA	Italia	27,07	-0,5%	+95,5%	26,00	26,20	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	18,94	+4,5%	+103,0%	-	18,65	-	19,05	-	-	-	19,70 ▲
Zeebrugge	Belgio	18,56	+3,7%	+114,7%	17,33	18,53 ▲	19,26 ▲	20,00	-	-	-	19,82 ▲
UK NBP	Regno Unito	16,60	-5,9%	+118,0%	15,67	17,87 ▲	18,92 ▲	19,98 ▲	-	-	-	19,52 ▲



Per quanto riguarda i mercati elettrici europei, dopo la flessione registrata ad agosto per effetto della stagionale riduzione dei consumi, si evidenzia un diffuso incremento delle quotazioni, allineate sui 45/47 €/MWh sulle principali borse centro-europee (+15/23%) e prossime ai 50 €/MWh su Nord Pool (+15,1%).

La ripresa favorisce aumenti tendenziali che, con poche eccezioni, si attestano attorno al 14/16%, raggiungendo il 73% sulla borsa scandinava, interessata nel 2009 da valori partico-

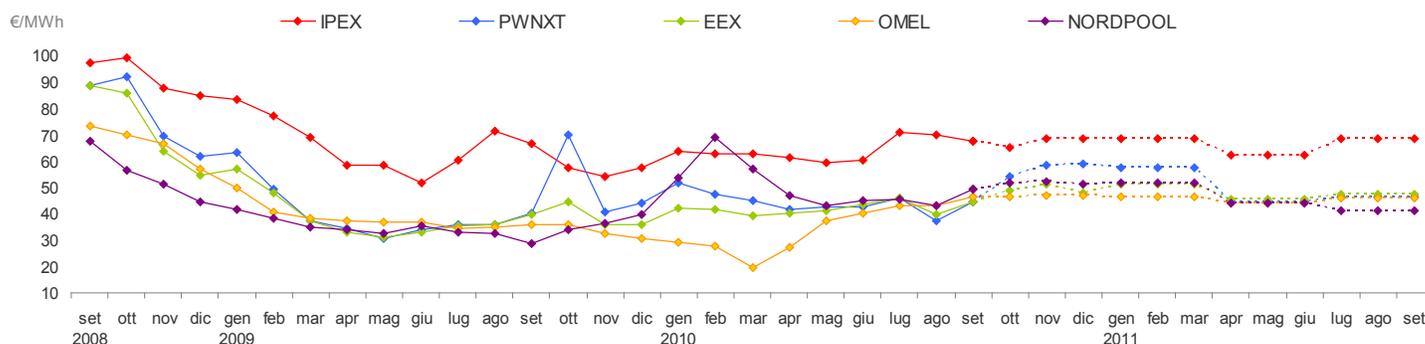
larmente bassi. Tali dinamiche non trovano conferma in Italia, dove il prezzo risulta pari a 66,55 €/MWh, determinando su Ipx una controtendenziale riduzione congiunturale (-4,8%), che replica l'andamento già osservato nel 2009, e una sostanziale stabilità su base annua. In generale, le quotazioni consolidate a settembre risultano inferiori alle aspettative manifestate dai futures nel mese precedente, spingendo al ribasso le stime di crescita tracciate dagli operatori sia per l'ultimo trimestre dell'anno in corso che per il 2010.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
POWER price	Area	Set 10	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 10	Nov 10	Dic 10	Calendar
IPEX	Italia	66,55	-4,8%	+0,1%	70,50	65,25 ▼	68,25 ▼	68,45 -	67,23 ▼
Powernext	Francia	45,69	+23,2%	+13,8%	48,90	53,96 ▼	58,35 ▼	58,74 -	51,60 ▼
EEX	Germania	45,86	+15,2%	+15,9%	48,23	48,99 ▼	51,40 ▼	48,00 -	49,13 ▼
EEX-CH	Svizzera	47,24	+17,9%	+16,3%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	46,11	+15,5%	+16,5%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	46,44	+8,2%	+29,5%	45,40	46,41 ▼	46,90 ▲	46,80 -	45,70 ▲
UK-APX	Regno Unito	40,08	-0,1%	+24,8%	39,25	42,04 ▼	44,00 ▲	44,81 -	-
NordPool	Scandinavia	49,37	+15,1%	+72,6%	47,99	51,60 ▼	52,10 ▲	51,00 -	45,25 ▲



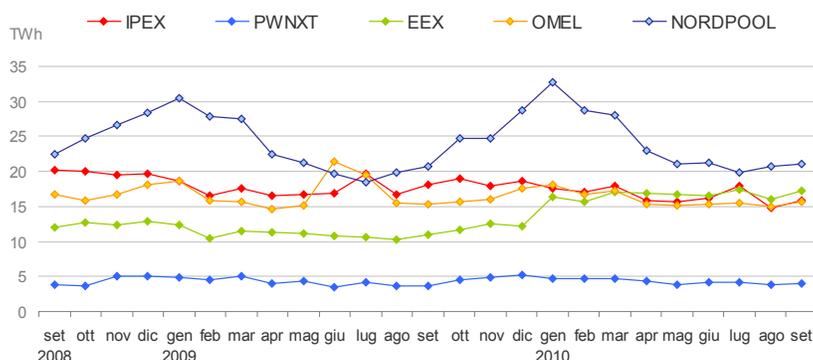
La stagionale ripresa dei consumi produce un moderato incremento congiunturale delle quantità circolanti sulle borse day-ahead. Tra queste, NordPool si conferma la più capiente, in virtù di un volume di scambi pari a 21 TWh, di poco superiore

al dato consuntivato nel 2009 (+1,5%), seguita da EEX (17,3 TWh, +58,8%), ormai stabile in seconda posizione, IpeX (15,9 TWh, -12,5%) e Omel (15,7 TWh, +2,8%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)			
POWER volume	Area	Set 10	Diff M-12(%)
IPEX	Italia	15,9	-12,5%
Powernext	Francia	4,0	+7,3%
EEX	Germania	17,3	+58,8%
EEX-CH	Svizzera	0,8	+1,6%
EXAA	Austria	0,5	+26,9%
Omel	Spagna	15,7	+2,8%
UK-APX	Regno Unito	1,6	-0,1%
NordPool	Scandinavia	21,0	+1,5%



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 40.670 titoli nel mese di settembre, in aumento rispetto ai 9.704 TEE scambiati a agosto.

Dei 40.670 TEE scambiati, 24.041 sono stati di Tipo I, 11.459 di tipo II e 5.170 di tipo III.

I prezzi medi, durante le sessioni di settembre, sono aumentati per tutte le tipologie rispetto alle medie dei prezzi di agosto; si evidenzia invece come la forbice di prezzo minimo e massimo si sia leggermente ridotta rispetto al mese precedente (intorno ai 2,00 €) e si sottolinea la forbice per la tipologia III, che ha raggiunto 1.65 €.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 93,03 € (rispetto a 91,99 € di agosto), i titoli di tipo II ad una media di 92,99€ (rispetto a 91,99€ di agosto) ed i titoli di tipo III ad una media di 92,90 € (rispetto a 92,05 € di agosto).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine settembre 2010, sono pari a 7.256.260, al netto dei titoli ritirati, pari a 23.084.

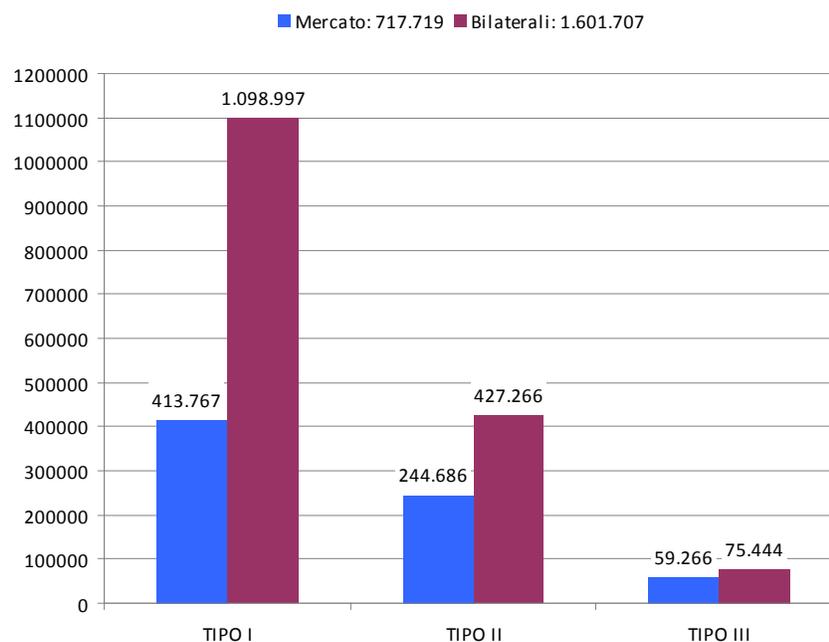
TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	24.041	11.459	5.170
Controvalore (€)	€ 2.236.474	€ 1.065.543	€ 480.281
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 92,12	€ 92,00	€ 92,35
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 94,00	€ 93,60	€ 94,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 93,03	€ 92,99	€ 92,90

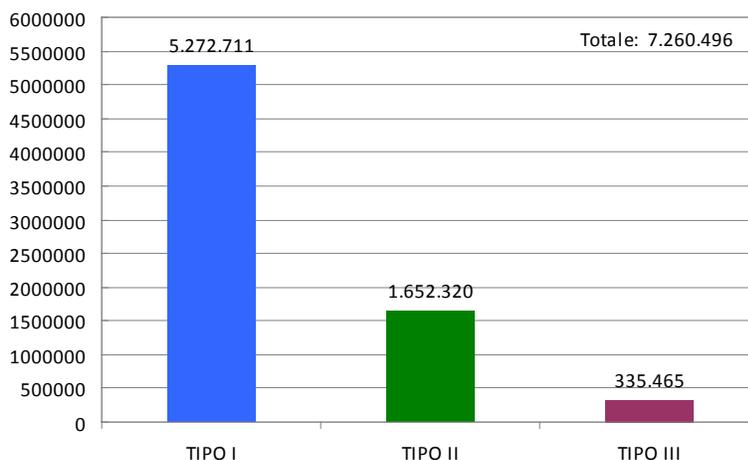
TEE, titoli scambiati gennaio-settembre 2010

Fonte: GME



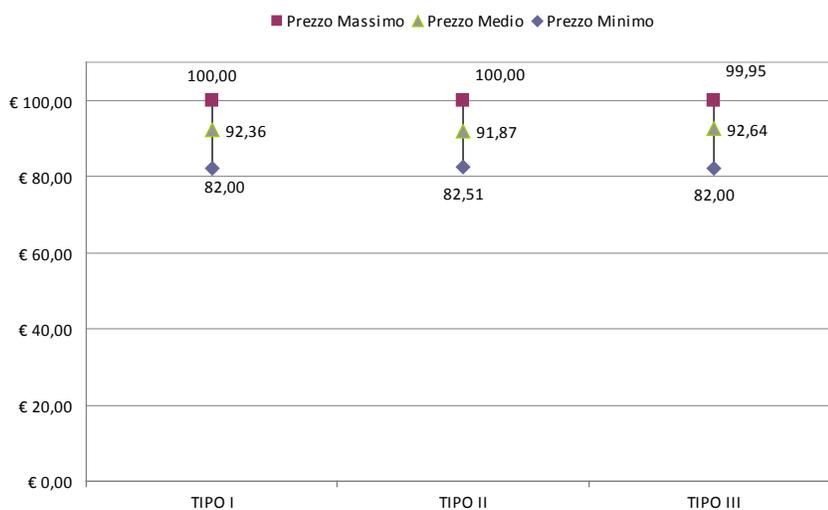
TEE, titoli emessi a fine settembre 2010 (dato cumulato)

Fonte: GME



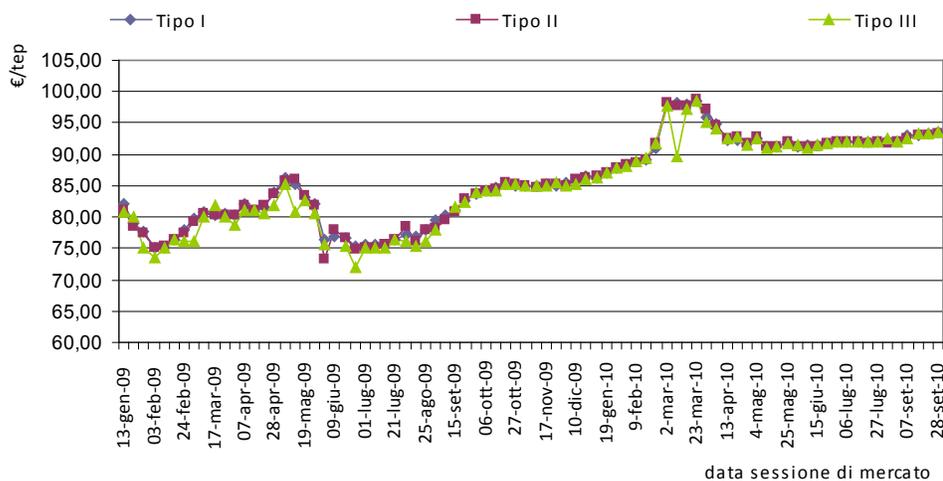
TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio - settembre 2010. Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di settembre, sono stati scambiati 259.571 CV, in aumento rispetto ai 57.341 CV negoziati nel mese di agosto.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, nel mese di settembre, dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 245.203, anche questi in aumento rispetto ai 51.824 scambiati a agosto. I CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 8.595, in netta ripresa rispetto ai 472 di agosto.

In aumento gli scambi sui CV relativi alla produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV\_TRL) con anno di riferimento 2009, con volumi pari a 5.203, in aumento rispetto ai 4.028 di settembre. Si segnalano, inoltre, 416 titoli CV 2007\_TRL scambiati nel mese di settembre.

Scambi anche sui CV 2007\_TRL e CV 2008, non scambiati nel mese precedente.

Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010, in settembre, è stato di € 83,28 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 82,96 €/MWh. Si è registrato, in particolare, un lieve aumento generale dei prezzi rispetto al mese precedente. Più precisamente, i CV\_TRL 2009 hanno registrato un differenziale positivo di 0,61 €/MWh rispetto al mese precedente, mentre i CV 2010 hanno registrato una variazione in aumento, rispetto al mese di agosto, pari a 0,6 €/MWh.

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

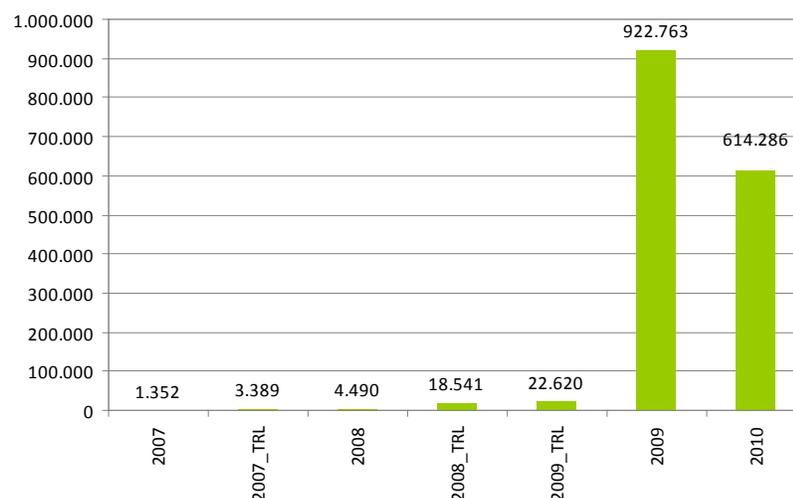
CV, risultati del mercato del GME settembre 2010

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2007 TRL	2008	2009	2009 TRL	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	416	154	8.595	5.203	245.203
Valore totale (€)	33280,00	12320,00	713074,45	429189,65	20421437,55
Prezzo minimo (€/CV)	€ 80,00	€ 80,00	€ 82,15	€ 82,28	€ 82,75
Prezzo massimo (€/CV)	€ 80,00	€ 80,00	€ 83,35	€ 83,00	€ 83,75
Prezzo medio (€/CV)	€ 80,00	€ 80,00	€ 82,96	€ 82,49	€ 83,28

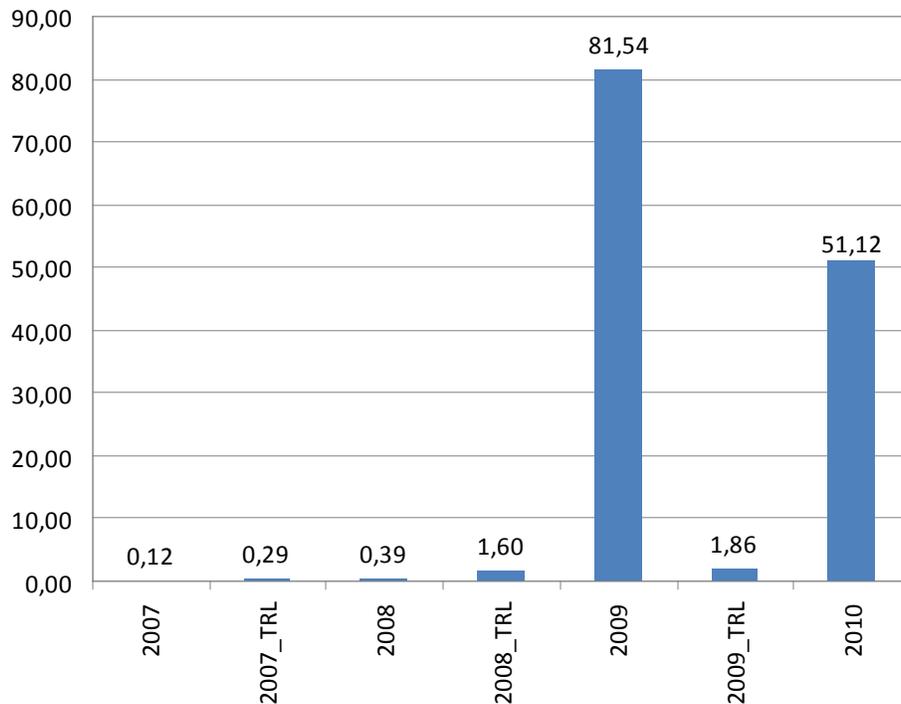
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a settembre 2010)

Fonte: GME



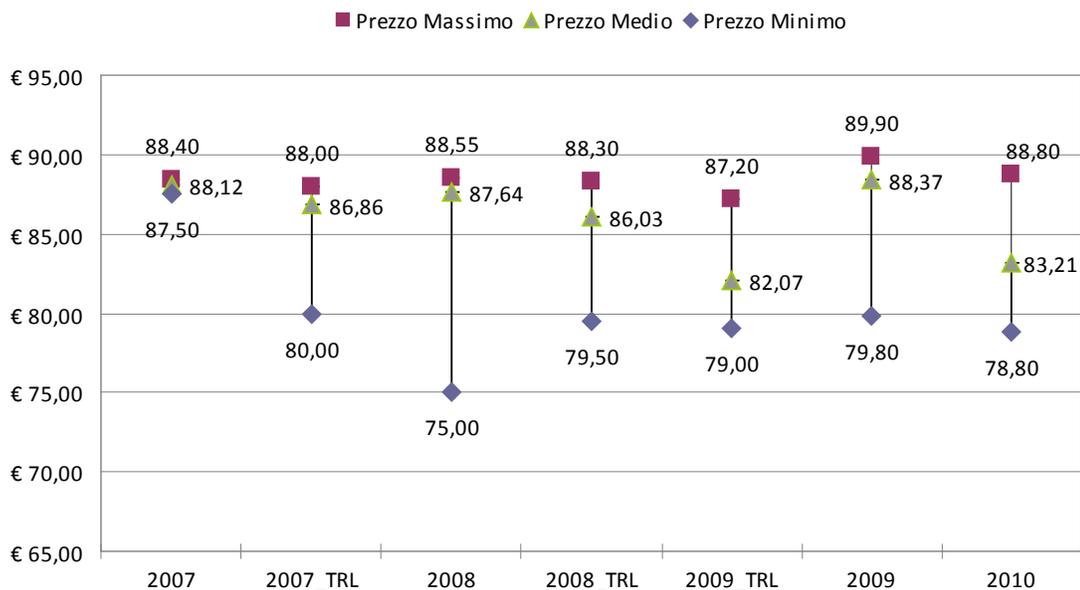
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio a settembre 2010). Milioni di € Fonte: GME



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

Fonte: GME



# Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

## ■ Il panorama internazionale

Durante il mese di settembre i prezzi delle unità di emissione Dicembre 2010 hanno continuato a rimanere all'interno di un trading range compreso tra i 15,26 e i 15,75 €/tonn, posizionandosi quindi all'interno della forbice delle previsioni (15,22 €/tonn - 15,76 €/tonn).

La correlazione fra l'andamento crescente dei prezzi dei titoli di emissione di CO2 ed il prezzo del Brent è stata positiva ed in controtendenza con i mercati azionari, i quali hanno registrato performance non in linea con gli scenari di previsione, anche a causa dei dati macro molto conserva-

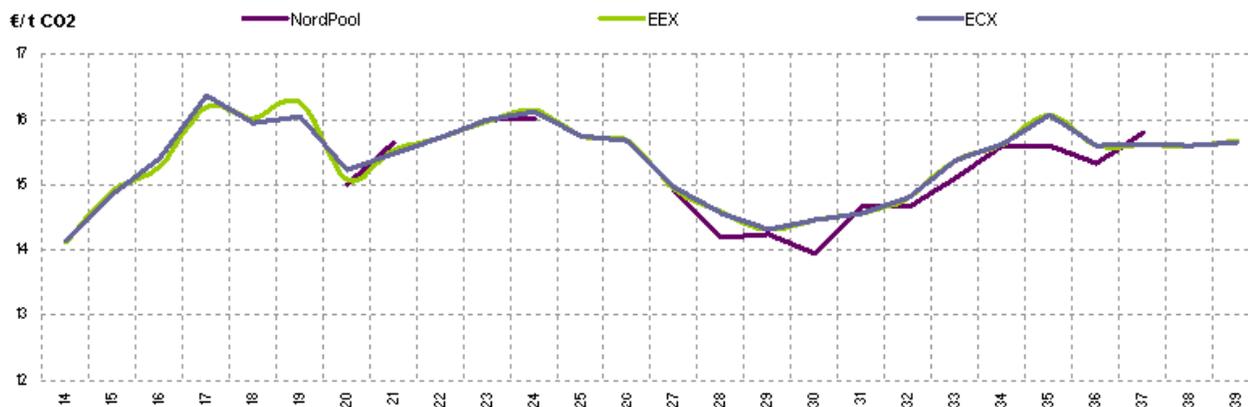
tivi rispetto alle aspettative di prima dell'estate.

Inoltre, a ragione di questo andamento, anche il fatto che l'Executive Board dell'Onu (EB) ha bloccato il riconoscimento dei crediti di emissione (CERs); nonostante ciò, i prezzi del gas e del carbone, rimasti costanti, non hanno stimolato i programmi di utilità delle imprese, mantenendo al di sotto delle aspettative gli scambi.

Nel corso del mese di settembre sono state scambiate circa 316 milioni di EUA, in aumento rispetto ai 286 milioni di EUA dello scorso agosto. Dopo la notizia dell'EB, il volume totale dei CERs scambiati è diminuito nel mese di settembre, registrando un volume pari a 59,2 milioni di CERs, contro i 78 milioni di agosto.

EUA, mercato a termine (dicembre 2010), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2010

## ■ Il mercato in Italia

Il mercato italiano delle unità di emissione gestito dal GME ha registrato nel corso del 2010 un incremento importante dei volumi scambiati, 24.447.500 milioni di EUA - Fase II (2008-2012) da inizio anno al 30 settembre.

Il trend di crescita dei volumi, costantemente in aumento, segna a settembre un livello di transazioni pari a 5.955.300.

I prezzi si sono mossi in un range compreso tra i 14,10 €/tonn e 15,45 €/tonn.

# I MECCANISMI DI COUPLING ELETTRICO PER UN MERCATO UNICO EUROPEO

*On. Stefano Saglia Sottosegretario di Stato del Ministero dello Sviluppo Economico*

**(dalla prima)**

concorrenza al suo interno.

In tale contesto l'importante contributo che l'Italia sta fornendo al processo d'integrazione è motivo di orgoglio per due differenti ragioni. La prima è l'ottimo punto di maturità interna che il sistema energetico italiano – e quello relativo all'energia elettrica in particolare - ha avuto negli ultimi anni, attraverso il lavoro congiunto del legislatore, del governo con provvedimenti ad hoc e di chi ha

tradotto le disposizioni, come il GME e Terna. La seconda, che ha fornito un importante contributo fattuale al percorso, è correlata agli accordi internazionali, con la Dichiarazione congiunta sottoscritta dai Ministeri degli Esteri di Italia e Slovenia in data 8 settembre 2008, nonché con la legge 02/2009 che individua nella "integrazione dei mercati regionali europei dell'energia elettrica" uno degli obiettivi che devono essere perseguiti nello sviluppo del mercato elettrico

italiano. Prospettive in vista delle quali il Gme, dunque, in Italia ha già iniziato ad operare: ad inizio 2011 partirà infatti operativamente il progetto del cosiddetto market coupling con la vicina Slovenia. Una vera integrazione finalizzata alla gestione dei flussi di energia sulle reti di interconnessione dei due Paesi per garantire criteri di economicità sui prezzi. Gli obiettivi a cui il Governo italiano, assicurando il giusto sostegno istituzionale al progetto, con il GME, responsabile delle piattaforme, punta sono: progettare un meccanismo più efficiente di gestione delle congestioni transfrontaliere, nell'orizzonte temporale day-ahead, capace di dare sostegno alla creazione di un più ampio mercato dell'energia all'ingrosso e conseguire miglioramenti del benessere in ambito comunitario; ridurre al minimo i rischi e i costi operativi di negoziazione sostenuti da-



gli operatori del mercato attraverso l'assegnazione simultanea di energia e potenza di trasmissione nei mercati day-ahead; favorire la formazione di un segnale di prezzo efficiente che rifletta il valore della capacità di trasmissione transfrontaliera. A questo tipo di esperimento, che certamente produrrà effetti positivi, si associa il progetto PCR, cui prende parte il GME insieme alle principali borse elettriche europee, EPEX spot

(Francia, Germania, Austria e Svizzera), OMEL (Spagna e Portogallo), NordPool Spot (Paesi Scandinavi e Danimarca), APX (Olanda e Gran Bretagna) e Belpex (Belgio), che mira all'attuazione di un meccanismo comune di "price coupling", attraverso il quale la formazione del prezzo spot dell'energia elettrica sarà coordinata in un'area che potenzialmente coprirà Portogallo, Spagna, Italia, Belgio, Olanda, Gran Bretagna, Francia, Germania, Austria,

Svizzera, Danimarca, Norvegia, Svezia, Finlandia e paesi bal-tici.

Il concetto di un singolo "price coupling" in tutta Europa e della creazione di un mercato unico dell'energia è una sfida senza precedenti che ci vede dunque convinti sostenitori. Si punta, infine, ad un salto di qualità prospettico passando da una dimensione regionale ad una pan-europea basandosi sulle strutture esistenti, anche da ammodernare all'occorrenza, compresi i quadri normativi e contrattuali, in modo da minimizzare le modifiche necessarie e accelerare la velocità di realizzazione.

Concludendo, molto è stato fatto, ma il percorso, assolutamente virtuoso, è tutto da costruire anche sulla base delle positive esperienze sin qui esposte.

# L'attività di M&A in Europa: internazionalizzazione, espansione ad Est e ruolo delle fonti rinnovabili

Claudia Checchi, Alessandra Motz - ref. RICERCHE E CONSULENZE PER L'ECONOMIA E LA FINANZA

Le attività di M&A sono determinanti per il successo dei processi di liberalizzazione dei mercati energetici: l'acquisizione di quote di mercato in diversi settori delle filiere energetiche, nonché l'accesso a know-how tecnologici e gestionali importanti, potrebbero richiedere tempi lunghissimi. L'andamento delle attività di M&A è in questo senso un ottimo "termometro" della vitalità del mercato e della pressione competitiva di nuovi entranti provenienti da altri settori o da altre geografie. Le turbolenze che hanno caratterizzato il mercato energetico negli ultimi anni, di portata mai osservata dall'inizio delle liberalizzazioni, non sembrano, almeno per ora, aver intaccato la vitalità che finora ha caratterizzato il mercato energetico italiano ed europeo.

Dopo due anni di continui incrementi dei prezzi dei combustibili, la fine del 2008 e l'inizio del 2009 ne hanno visto un drastico ridimensionamento, accompagnato da un calo decisivo della domanda di energia a livello europeo, recuperato soltanto in parte nei primi mesi del 2010. Le evoluzioni dei mercati si sono accompagnate ad una rapida evoluzione della legislazione comunitaria e della regolazione e legislazione nazionale in materia di energia, con un rafforzamento delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra e, almeno fino all'inizio del 2010, una continuazione, nei Paesi dell'Europa occidentale, delle politiche di incentivazione della generazione da fonti rinnovabili. Lo scenario competitivo, intanto, ha visto a livello comunitario la chiusura di alcuni grossi deal (Suez-Electrabel, Enel-Endesa, GDF-Suez, Eni-Distrigas) e la sempre più netta concentrazione delle attività nelle mani di pochi grandi operatori, mentre nell'Europa dell'est i governi nazionali hanno offerto sul mercato i vecchi monopoli di

Stato, alla ricerca di fondi e partner per l'ammodernamento e lo sviluppo del proprio parco di generazione e delle reti nazionali.

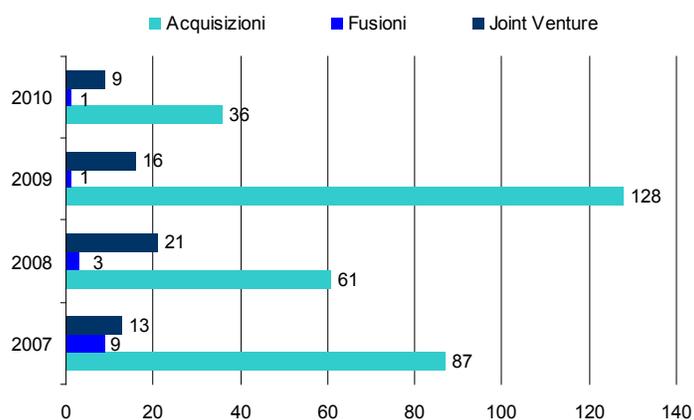
## Le operazioni realizzate

Gli anni 2007 e 2009 sono stati caratterizzati da una particolare intensità nell'attività di M&A in Europa<sup>1</sup>: in questi anni sono state registrate rispettivamente 109 e 145 operazioni, a fronte di sole 85 operazioni concluse nel 2008 e 46 operazioni nei primi nove mesi del 2010, che potrebbero aver risentito degli effetti della crisi economica (Figura 1). Le operazioni censite sono state in larga maggioranza delle acquisizioni, anche se si conta una buona percentuale (10% - 15%) di joint venture, realizzate principalmente per sviluppare nuova capacità di generazione o di importazione del gas. Meno numerose e, generalmente, di più grosso impatto sono state invece le operazioni di fusione, in grado di condizionare profondamente gli equilibri di mercato nazionali (AEM ed ASM, Iride ed Enia, ...) ed europei (Statoil e Norsk Hydro, Iberdrola e Scottish Power, Suez e GDF, ...).

La maggior parte delle operazioni sono state realizzate da operatori attivi in entrambi i settori (Figura 2), generalmente di dimensioni più rilevanti e dunque dotati anche di risorse più ingenti per la progettazione e la chiusura di un deal. Sono state molto attive, però, anche le imprese piccole e medie del settore elettrico, come pure gli operatori di natura principalmente finanziaria: queste due categorie di attori si sono concentrate principalmente nell'acquisizione o nella realizzazione di nuova capacità di generazione da fonti rinnovabili.

E' possibile inoltre rilevare, in Italia, ma anche negli altri Paesi europei, una certa preferenza, stabile nel tempo, per la chiusura di acquisizioni o joint venture sul suolo nazionale, piuttosto che all'estero. Le operazioni realizzate all'estero da imprese italiane sono, mediamente, circa il 30% del totale delle operazioni da questi intraprese. Nel caso italiano questa tendenza potrebbe essere parzialmente riconducibile alla maggiore accessibilità delle informazioni per REF, ma una tendenza analoga caratterizza anche gli altri Paesi dell'Unione, grossomodo con la stessa proporzione.

Figura 1. Operazioni di M&A in Europa dal 2007



Fonte: elaborazioni su database M&A, REF.

(1) Le osservazioni riportate nell'articolo circa l'evoluzione delle attività di M&A nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo che va dal 2007 ad oggi sono elaborate sulla base dei dati acquisiti attraverso il database M&A di REF, che raccoglie informazioni di natura qualitativa e quantitativa sulle principali operazioni di fusione, acquisizione e joint venture realizzate in Europa dal 1998 ad oggi da imprese Europee attive nei settori di energia elettrica e gas.

# L'attività di M&A in Europa: internazionalizzazione, espansione ad Est e ruolo delle fonti rinnovabili

(continua)

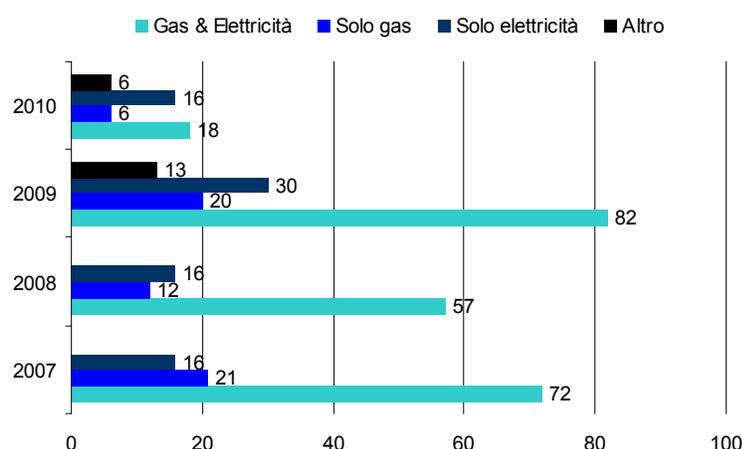
## Le principali tendenze

L'analisi dei dati raccolti a partire dal 2007 permette di individuare alcuni driver ed alcune tendenze generali:

### 1. Gli investimenti nelle fonti rinnovabili

Il primo driver è certamente l'interesse verso la generazione da fonti rinnovabili, tanto più forte alla luce delle dinamiche fortemente crescenti dei prezzi dei combustibili nel 2007 e in parte nel 2008, ed alla luce delle politiche di incentivazione messe in atto da diversi Paesi membri. A partire dal 2007, non meno di un quarto delle operazioni censite sono state investimenti in questo settore (Tabella 1), con una tendenza in aumento che non è stata scalfita né dal rallentamento indotto dalla crisi economica, né dalle turbolenze dell'anno 2008, quando la crisi finanziaria ha iniziato a propagarsi nei settori dell'elettricità e del gas.

Figura 2. Settore di attività dell'impresa che intraprende l'operazione



Fonte: elaborazioni su database M&A, REF.

Tabella 1. Percentuale delle operazioni nella generazione da fonti rinnovabili Fonte: elaborazioni su database M&A, REF.

	2007	2008	2009	2010
% sul totale delle operazioni	26%	31%	35%	37%
% sulle operazioni di imprese straniere in Italia	33%	50%	33%	0%
% sulle operazioni di imprese Italiane in Italia	8%	19%	26%	40%



# L'attività di M&A in Europa: internazionalizzazione, espansione ad Est e ruolo delle fonti rinnovabili

(continua)

I Paesi maggiormente interessati da questa dinamica e in grado di attrarre i maggiori investimenti sono stati in primo luogo la Spagna, in secondo luogo la Germania, il Regno Unito e l'Italia. La Spagna, in particolare, ha attuato una politica di incentivazione particolarmente decisa, che ha portato addirittura, negli ultimi mesi, alla grid parity delle fonti rinnovabili rispetto alle altre all'interno del suolo nazionale. L'Italia è stata invece caratterizzata dalla realizzazione di molti investimenti di piccole o piccolissime dimensioni: se da un lato questo si è rivelato subottimale da un punto di vista strettamente tecnologico, d'altro canto ha favorito l'ingresso di nuovi capitali provenienti dal mondo della finanza, attratti non solo dagli incentivi offerti, ma anche dalla relativa stabilità e dalle caratteristiche di rendimento anticiclico di questo tipo di investimenti. Anche l'Europa dell'est ha cercato di attrarre capitali stranieri, senza però rimanere del tutto passiva: di particolare rilievo sono soprattutto le attività di CEZ, l'ex incumbent della Repubblica Ceca, che ha realizzato investimenti di ammontare ragguardevole.

Una conseguenza dell'aumentato interesse nella generazione da fonti rinnovabili è stata, nel 2007 e nel 2008, il proliferare di operazioni di acquisizione di imprese tipicamente meccaniche,

attive nella realizzazione di componenti o di interi impianti e spesso in grado di offrire la prospettiva di un contenimento dei costi di realizzazione dei nuovi campi, particolarmente importante in un contesto di prezzi crescenti delle materie prime.

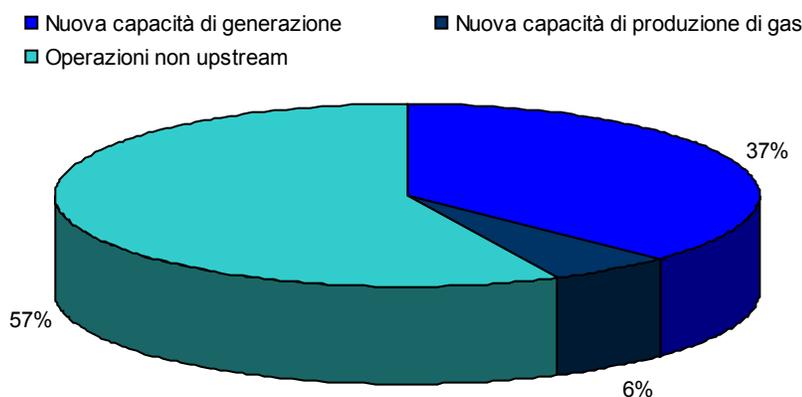
## 2. L'integrazione a monte in un contesto di prezzi crescenti delle commodity

L'integrazione a monte non è stata perseguita soltanto mediante l'espansione nel segmento verde, ma anche mediante l'acquisizione di impianti di generazione o di nuovi siti di produzione di idrocarburi (Figura 3).

Questa tendenza è stata del resto facilitata dall'interesse per i capitali stranieri dei Paesi dell'Europa dell'est, con Romania e Bulgaria in prima linea per il settore elettrico, Russia per il settore del gas. L'espansione a monte in questi Paesi ha consentito, oltre all'ottenimento di risorse a un prezzo relativamente più sicuro, anche la diversificazione del portafoglio di approvvigionamento e dell'energy mix, specialmente quando le operazioni hanno interessato degli impianti nucleari, talvolta recentemente dismessi.

Figura 3. Percentuale delle operazioni upstream nei due settori dal 2007

Fonte: elaborazioni su database M&A, REF.



Anche lo sviluppo delle reti di trasporto del gas ha saputo attrarre investimenti e soggetti di rilievo e, tra 2008 e 2009, si è inoltre assistito al fenomeno relativamente nuovo dell'acquisizione di reti di trasmissione o di distribuzione da parte di operatori prettamente finanziari, interessati ad attività con rendimenti relativamente stabili e sicuri nel tempo.

## 3. La dimensione geografica

Come in parte anticipato, una delle tendenze più importanti de-

gli ultimi quattro anni è stata l'espansione verso est dei maggiori player europei. I piccoli stati dell'Europa orientale sono stati principalmente degli spettatori, pur con alcune eccezioni: oltre al caso già menzionato di CEZ, si pensi per esempio alla tenace strategia difensiva dell'ungherese MOL rispetto al tentativo, poi fallito, di scalata ostile da parte dell'austriaca OMV tra 2008 e 2009. La stessa CEZ, inoltre, ha realizzato importanti acquisizioni nella distribuzione di energia elettrica in Albania e nell'estrazione del carbone in Germania. L'espansione verso est sembra comunque destinata a rallentare nei prossimi

# L'attività di M&A in Europa: internazionalizzazione, espansione ad Est e ruolo delle fonti rinnovabili

(continua)

anni, contestualmente al completamento della liberalizzazione in questi Paesi.

La Russia invece, pur beneficiando degli investimenti principalmente dei suoi partner italiani (Eni ed Enel) e francesi (EDF), ha attuato una forte strategia espansiva soprattutto verso il mercato europeo a valle, rafforzando i propri contatti e acquistando delle quote di imprese di vendita attive a livello regionale o locale (si pensi alla joint venture con A2A, la A2A beta) in cambio di una garanzia di forniture a volumi e prezzi competitivi. Un'altra priorità è stata quella di attrarre in patria capitali stranieri per lo sviluppo di nuova capacità di generazione di elettricità e di estrazione del gas naturale, anche in considerazione delle maggiori necessità di produzione che insorgeranno contestualmente alla progressiva espansione verso la Cina delle esportazioni russe di gas. Molte delle maggiori imprese europee, tra cui ENI, E.ON e GDF, sono entrate con quote di controllo in diversi progetti di espansione oppure nei nuovi progetti di gasdotti, per i quali sono già stati stipulati contratti di lungo periodo. Queste espansioni si sono rivelate strategiche, nell'ultimo anno, in considerazione della posizione di indebitamento di Gazprom, che ha già determinato un ridimensionamento del piano di investimenti, anche in conseguenza del mutare degli scenari di domanda per gli anni a venire, e che potrebbe, secondo alcuni osservatori, rivelarsi tale da determinare l'abbandono di alcuni progetti di gasdotto.

## 4. L'Italia: le tendenze osservate e i nodi ancora irrisolti

Per quanto riguarda l'Italia, esiste un persistente interesse delle imprese straniere specialmente nelle fonti rinnovabili: la larga maggioranza delle operazioni intraprese tra 2007 e 2010 ha riguardato infatti lo sviluppo di campi eolici.

Per quanto riguarda gli operatori italiani, si segnalano invece due principali tendenze (Figura 4):

- l'espansione all'estero, che ha visto come protagonisti indiscussi Enel ed ENI, attivi rispettivamente nell'acquisto di nuova capacità di generazione (OGK-5 in Russia, Electrica Muntenia Sud in Romania e diversi impianti da rinnovabili nell'Europa orientale) e nell'acquisto di due grosse società, l'inglese Burren Energy e la belga Distrigas;

- il consolidamento delle proprie quote di mercato sul territorio nazionale, anche nell'ottica del raggiungimento di un sempre maggiore potere negli equilibri strategici e del conseguimento di importanti economie di scala.

Tra le operazioni realizzate con questa finalità si contano diverse fusioni tra gli operatori regionali di medie dimensioni (AEM e ASM, ACSM Como e AGAM Monza, Iride ed Enia, ...), e acquisizioni minori da parte degli altri operatori, in una generale tendenza verso la formazione, nelle regioni settentrionali e centrali, di pochi poli di dimensioni medio-grandi.

Figura 4. Attività delle imprese italiane

Fonte: elaborazioni su database M&A, REF.



Rimangono però irrisolte diverse questioni che potranno condizionare il futuro dello scenario competitivo nei prossimi mesi e che sono ai primi posti nell'agenda del nuovo Ministro dello Sviluppo Eco-

nomico: la spinosa questione degli ambiti territoriali di riferimento e della legislazione in materia di concessioni per la distribuzione gas e la riforma del sistema di supporto alle fonti rinnovabili.

# Novità normative di settore

A cura del GME

## ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera EEN 12/10 | “Verifica del conseguimento degli obiettivi specifici aggiornati di risparmio energetico in capo ai distributori obbligati nell’anno 2009 e disposizioni alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico in materia di erogazione del contributo tariffario ai distributori risultati totalmente o parzialmente adempienti” | pubblicato il 2 settembre 2010 | [Download](#) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/012-10een.htm>**

Con la delibera in oggetto l’AEEG, nell’ambito del processo di verifica degli obiettivi di risparmio di energia primaria posti a carico delle imprese di distribuzione obbligate ai sensi dell’art. 1 del decreto ministeriale 21 dicembre 2007, attesta il conseguimento degli obiettivi nazionali aggiornati per l’anno solare 2009 e, conseguentemente, emana le relative disposizioni per l’erogazione del contributo tariffario da corrispondere alle imprese di distribuzione parzialmente o totalmente adempienti.

Per l’anno 2009, ai sensi della deliberazione AEEG EEN 36 del 29 dicembre 2008, l’entità del contributo tariffario unitario da riconoscere ai distributori obbligati per il conseguimento dell’obiettivo aggiornato di risparmio energetico è pari a 88,92 euro per tonnellata equivalente di petrolio (tep).

Secondo il quadro regolatorio vigente, l’erogazione del contributo tariffario totale spettante a ciascun distributore obbligato - ai sensi dell’art. 5 della deliberazione AEEG n. 219 del 16 dicembre 2004 - è effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico su specifica richiesta dell’Autorità.

Ciò premesso, il Regolatore, con il provvedimento de quo, delibera di dare mandato alla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico ad effettuare, entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento, il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato che sia risultato totalmente o parzialmente adempiente al proprio obiettivo di risparmio energetico per l’anno 2009, secondo il dettaglio indicato nella Tabella 1 allegata alla presente deliberazione.

■ **Delibera ARG/elt 143/10 21/10 | “Approvazione dello schema di “Master Agreement” recante obiettivi e criteri per la gestione delle congestioni sull’interconnessione Italia-Slovenia attraverso un meccanismo di “Market Coupling” a decorrere dall’anno 2011” | pubblicata il 13 settembre 2010 | [Download](#) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/143-10arg.htm>**

Con il provvedimento in commento, l’AEEG, nel processo

d’integrazione dei mercati elettrici nazionali della Regione Centro-Sud europea mediante l’applicazione di un meccanismo tecnico di accoppiamento dei mercati spot definito Market Coupling, approva lo schema del documento Master Agreement (nel seguito: MA) trasmesso al Regolatore dalle società GME e TERN, in data 3 settembre 2010, per la relativa verifica di approvazione.

Sotto il profilo normativo, il processo di integrazione del mercato elettrico italiano con gli altri mercati elettrici comunitari, trova fondamento nelle disposizioni poste dalla Legge n.2/09 - art. 3, comma 10ter, lettera a) - nonché nelle ulteriori direttive ministeriali di attuazione della citata legge, contenute nell’art. 3, comma 5, lettera d), del Decreto 29 aprile 2009 del Ministero dello Sviluppo Economico.

Il documento MA contiene le disposizioni, i principi generali e le competenze sulla base delle quali attivare formalmente il progetto di Market Coupling fra il mercato spot Italiano e il corrispondente mercato Sloveno. Lo schema di MA contiene inoltre una condivisione tra le parti in ordine alla definizione della struttura contrattuale e di governance del progetto che sarà sviluppato nel rispetto degli imprescindibili criteri di neutralità, trasparenza, efficienza, sicurezza e non discriminazione.

Scopo puntuale del MA è di stabilire, in maniera preventiva, i principi e le direttrici principali per i futuri sviluppi del progetto di Market Coupling fra Italia e Slovenia, sulla base delle quali realizzare la redazione dei successivi accordi di collaborazione e di implementazione operativa del progetto.

Nello specifico lo schema di MA prevede che i Gestori di rete dei due paesi coinvolti (TERNA -ELES) assumano transitoriamente il ruolo di shipping agent per l’anno 2011 sull’interconnessione Slovenia-Italia e che gli stessi gestiscano gli oneri e i proventi finanziari derivanti dall’esercizio di tale ruolo, secondo le regole fissate dai rispettivi Regolatori nazionali. Inoltre il MA delinea, nel prosieguo, un progetto orientato verso la costituzione del Mercato Interno dell’Elettricità su base comunitaria, in conformità alle norme contenute nel nuovo regolamento della CE n. 714/2009 per la gestione delle interconnessioni transfrontaliere.

Da ultimo, con la sottoscrizione del MA, le parti coinvolte - rispettivamente le borse elettriche dei due paesi, GME e B-SP/Borzen e, come sopra anticipato, i due Gestori di rete nazionali TERN e ELES - si impegnano, in una seconda fase di progetto che si aprirà a partire dal gennaio 2012, ad analizzare e verificare, sulla base delle esperienze accumulate nella prima fase e sotto il coordinamento delle Autorità di Regolazione nazionali, le soluzioni operative inizialmente delineate, allo scopo di consolidare la funzionalità del modello di Market Coupling e garantire la continuità del progetto nel medio/lungo termine secondo un’ottica di incremento dell’efficienza di sistema.

# Novità normative di settore (continua)

## GAS

■ **Comunicato del GME agli operatori del mercato del Gas** | “Sviluppo della P-GAS: da oggi operativi gli interventi a supporto della risoluzione delle criticità emerse a seguito dell’interruzione del TransitGas” | pubblicato il 27 settembre 2010 | [Download](http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=65) <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=65>

Con l’informativa in oggetto il GME ha comunicato che, in data 24 settembre 2010, il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche al Regolamento della P-GAS, predisposte dal GME ai sensi dell’art. 3, comma 5, del medesimo Regolamento, a seguito di specifica richiesta formulata dallo stesso Ministero, con comunicazione del 13 settembre u.s.. Tale intervento normativo si è reso necessario al fine di favorire la risoluzione delle criticità conseguenti all’interruzione del metanodotto della società TransitGas S.A.

Le modifiche apportate al Regolamento sono finalizzate a far fronte, tramite l’ampliamento delle funzionalità della piattaforma P-GAS, alle criticità che emergeranno nei prossimi mesi invernali dalla temporanea indisponibilità di funzionamento operativo del metanodotto TransitGas S.A..

Gli interventi di modifica riguardano unicamente l’adeguamento dell’Allegato 3 del Regolamento P-GAS, laddove è stato previsto - con esclusivo riferimento alle sole offerte di quote di gas, diverse da quelle di cui all’articolo 11, comma 2, della Legge 7/07, scambiate nell’ambito del comparto Import - l’estensione del relativo periodo di negoziazione dei contratti mensili, stabilendo che tali contratti potranno essere negoziati a partire dal primo giorno di mercato aperto del sesto mese antecedente a quello di consegna e fino al penultimo giorno di mercato aperto del mese antecedente l’inizio del periodo di consegna. Detti contratti sono negoziabili nell’ambito del comparto Import della P-GAS.

Resta inteso che, per quanto concerne i contratti aventi ad oggetto quote di gas di cui agli obblighi stabiliti all’articolo 11, commi 1 e 2, della Legge 7/07, restano inalterati i termini di negoziazione in precedenza stabiliti.

Per le ulteriori disposizioni di dettaglio il GME rinvia a quanto disposto nella versione aggiornata del “Regolamento della Piattaforma di negoziazione per l’offerta di gas naturale”, alle relative “Disposizioni tecniche di funzionamento”, nonché alla ulteriore documentazione pubblicata sul sito web del GME nella sezione “I mercati/piattaforma gas”.

■ **Delibera ARG/gas 137/10** | “Approvazione di una proposta di modifica del codice di rete predisposto dalla società Snam Rete Gas S.p.A ai sensi delle deliberazioni dell’Autorità dell’energia elettrica e il gas 1 dicembre 2009, ARG/gas 184/09 e 14 dicembre 2009, ARG/

gas 192/09 e obblighi informativi in capo alle imprese di trasporto ai fini della gestione delle allocazioni del gas agli utenti” | pubblicato il 3 settembre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/137-10arg.htm) <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/137-10arg.htm>

Con il provvedimento in commento l’Autorità considera positivamente verificata e approva, per quanto di propria competenza, la proposta di aggiornamento del Codice di Rete presentata, con comunicazione del 30 luglio 2010, da Snam Rete Gas S.p.A in applicazione a quanto richiesto dall’AEEG con la delibera ARG/Gas n. 192 del 15 dicembre 2009.

La versione aggiornata del Codice di Rete di Snam Rete Gas S.p.A. - pubblicata in allegato al provvedimento (Allegato A) - include le ultime modifiche in materia di allocazione del gas agli utenti della rete, disposte dal Regolatore ai sensi dell’art. 16bis della deliberazione AEEG n. 137 del 17 luglio 2002, le quali prevedono che ai fini della corretta formulazione del bilancio di trasporto del singolo utente, la società Snam Rete Gas S.p.A., in qualità di impresa maggiore di trasporto, riceva puntualmente le informazioni inerenti i prelievi dei singoli utenti, registrati dalle altre imprese minori di trasporto presso i punti di riconsegna presenti nelle reti locali.

Nello specifico, l’attuale sistema di regolazione in materia di condivisione dei dati sui flussi di prelievo, prevede che le imprese minori di trasporto comunichino all’impresa maggiore di trasporto le informazioni rilevanti al fine della definizione del bilancio giornaliero di trasporto degli utenti ed, in particolare, dei quantitativi di gas prelevati da ciascun utente presso il complesso dei punti di riconsegna della propria rete locale.

■ **Comunicato agli operatori dell’AEEG** | “Aggiornamento del codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio Spa” | pubblicato il 24 settembre 2010 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100923stocced.htm) <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/10/100923stocced.htm>



# Novità normative di settore (continua)

Con il comunicato in commento l'Autorità informa gli operatori del settore Gas che è disponibile sul proprio sito web la nuova versione aggiornata del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio Spa, pubblicata dal Regolatore ai sensi dell'art. 2 della delibera AEEG ARG/gas n. 55 del 7 maggio 2009.

La pubblicazione della versione aggiornata del Codice di stoccaggio della società Edison Stoccaggio Spa - come già indicato nella precedente e relativa deliberazione di approvazione dell'AEEG ARG/gas n. 49 dell'8 aprile 2010 - è operata dal Regolatore senza l'onere della preventiva consultazione e della preventiva acquisizione del parere del Comitato dell'AEEG, in deroga a quanto disposto dall'art. 2, comma 2, e dall'art. 3, della citata deliberazione ARG/gas 55/09.

La versione aggiornata del Codice di stoccaggio di Edison Stoccaggio Spa contiene le necessarie modifiche per l'applicazione, ai sensi di quanto disposto dall'art. 8, comma 3, della precedente delibera AEEG ARG/Gas n. 165 del 2 novembre 2009, di un servizio di bilanciamento per gli utenti dello stoccaggio unicamente su base mensile, nelle more del completo aggiornamento dei sistemi necessario per l'offerta ed erogazione in futuro del servizio di bilanciamento utenti su base settimanale.

■ **Comunicato agli operatori dell'Acquirente Unico** | **“Esito della procedura di selezione dei fornitori di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011 (FUI anno termico 2010-2011)”** | **pubblicato il 21 settembre 2010** | [Download](#) | <http://www.acquirenteunico.it>

Con l'informativa in oggetto, l'Acquirente Unico S.p.A. pubblica, ai sensi dell'art. 6, comma 3, della Delibera dell'AEEG ARG/Gas n.131 del 9 agosto 2010 recante “Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza per il periodo 1 ottobre 2010 – 30 settembre 2011”, gli esiti della procedura di individuazione dei fornitori di ultima istanza del gas naturale per l'anno termico 2010-2011 secondo la ripartizione geografica delle quattro macro aree di riferimento: Nord-occidentale / Nord-orientale / Centrale / Centro sud-Meridionale.

Nello specifico, in esito al risultato della procedura ad evidenza pubblica, la società Eni Gas & Power S.p.A. si è aggiudicata la fornitura di ultima istanza su tutte le macro aree indicate, per lotti di fornitura pari a 30 milioni Sm<sup>3</sup> gas su ciascuna macro area di riferimento.

■ **Delibera ARG/gas 150/10** | **“Integrazioni alla disciplina in materia di mercato regolamentato delle capacità e del gas, di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 26 febbraio 2004, n. 22/04”** | **pubblicato il 28 settembre 2010** | [Download](#) | <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/150-10arg.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'Autorità, nell'ambito della disciplina del mercato regolamentato della capacità e del gas istituito ai sensi della deliberazione AEEG n. 22 del 26 febbraio 2004 e definito come Punto di Scambio Virtuale (nel seguito: PSV), e contestualmente, nell'ambito delle competenze istituzionali di verifica e approvazione delle modifiche al Codice di Rete Gas - disciplinate ai sensi della delibera AEEG n. 137 del 17 giugno 2002 -, approva positivamente e pubblica, in allegato alla delibera de qua, la documentazione trasmessa da Snam Rete Gas in data 27 settembre 2010, contenente in dettaglio:

- la proposta di aggiornamento delle "Condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale", con i relativi allegati ed il "Modulo di adesione" al PSV (Allegato A);
- la proposta di aggiornamento del Codice di Rete Gas con in evidenza tutte le ultime integrazioni apportate (Allegato B).

L'aggiornamento della documentazione trasmessa consegue all'applicazione, da parte di Snam Rete Gas, delle disposizioni di cui alla delibera AEEG ARG/gas n. 165 del 2 novembre 2009, con la quale il Regolatore ha previsto - nelle more dell'avvio entro aprile 2010 del sistema di bilanciamento di merito economico previsto dall'art. 11, comma 2, del Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n.130 - l'introduzione temporanea di una quinta sessione aggiuntiva presso il PSV che consenta agli operatori della piattaforma, con frequenza settimanale, la registrazione di operazioni di bilanciamento riferite alle transazioni concluse nel corso settimana precedente.

Tale aggiornamento, inoltre, introduce novità operative connesse e funzionali all'avvio futuro del mercato del Gas naturale del GME. E' stata infatti prevista la possibilità, per i soggetti abilitati al PSV, di registrare, nell'ambito di tale sistema, anche le transazioni che verranno concluse dagli operatori



# Novità normative di settore (continua)

sul costituendo mercato del Gas.

Da ultimo, con la medesima trasmissione, Snam Rete Gas ha altresì predisposto, al fine di introdurre le definizioni pertinenti e funzionali agli aggiornamenti sopra richiamati, la modifica del "Glossario", delle "Definizioni" e del Capitolo 9 del proprio Codice di Rete.

**Delibera VIS 108/10 | "Avvio di istruttoria conoscitiva sulla situazione del mercato del gas naturale nel periodo estivo, anche a seguito dell'interruzione del gasdotto Transgas che collega il sistema del gas naturale italiano con quello del nord Europa" | pubblicato il 1 ottobre 2010 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/10/108-10vis.htm>**

In esito all'esame delle criticità sorte, per il sistema nazionale del gas naturale, in seguito all'indisponibilità del sistema di trasporto gestito dalla società Transgas S.A., il Ministero dello Sviluppo Economico, con lettere agli operatori e all'AEEG del 2 settembre 2010, recanti "Disposizioni urgenti per il riempimento degli stoccaggi in vista del prossimo inverno", ha emanato indirizzi per la salvaguardia della continuità e della sicurezza degli approvvigionamenti, per il funzionamento degli stoccaggi e per la riduzione della vulnerabilità del sistema nazionale del gas naturale.

Il MSE ha richiesto agli operatori del sistema gas di pervenire ad un completo e pronto riempimento degli stoccaggi - pur in presenza dell'interruzione delle importazioni attraverso il punto di entrata di passo Gries, a valle del gasdotto Transgas - e ha previsto l'obbligo, per i titolari di capacità di stoccaggio, di assicurare il pieno utilizzo delle capacità di iniezione loro assegnate.

Contemporaneamente, l'AEEG con propria deliberazione ARG/gas n.142 del 13 settembre 2010, ha adottato disposizioni transitorie ed urgenti in materia di sospensione dei correttivi di bilanciamento per la gestione dei servizi di trasporto e stoccaggio, volti ad agevolare il pieno utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite, in linea con le finalità indicate dal Ministero competente.

Nonostante l'intervento di semplificazione applicato dal Regolatore, la medesima Autorità non ha riscontrato un apprezzabile aumento dei quantitativi complessivamente iniettati

in stoccaggio da parte degli operatori. Inoltre le informazioni pubblicate dalla società austriaca Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG-GmbH), relative all'utilizzo della capacità di trasporto conferita sull'omonimo gasdotto al confine italo-austriaco, lato Austria, confermano la presenza di significative capacità di iniezione non utilizzate.

A seguito di quanto osservato, con la delibera in oggetto, l'Autorità ritiene opportuno avviare - ai sensi dell'art. 41, comma 1, della Direttiva 2009/73/CE, che stabilisce, tra i diversi compiti delle autorità di regolazione nazionali, la vigilanza tanto sul livello di trasparenza dei prezzi all'ingrosso, quanto sul grado di apertura del mercato e sulla concorrenza a livello dei mercati all'ingrosso e al dettaglio - un'istruttoria conoscitiva in merito alla situazione del mercato del gas naturale e alla perdurante difficoltà a completare il riempimento degli stoccaggi in vista del prossimo periodo invernale, anche in considerazione dell'urgenza legata al prossimo termine della campagna di iniezione per lo stoccaggio.

Per quanto segnalato, l'avvio della presente istruttoria conoscitiva è finalizzato all'acquisizione, presso le imprese di trasporto e presso gli utenti del servizio di trasporto e di stoccaggio, delle informazioni e dei dati utili alla predisposizione degli eventuali interventi di competenza da parte dell'AEEG.



## Agenda GME

13 ottobre

**La riforma del mercato del gas naturale: cosa è stato fatto e cosa c'è ancora da fare**

Lucca, Italia

Organizzatore: Assocarta

<http://www.miac.info/convegni.htm>

18 ottobre

**Crisi finanziaria e futuro delle rinnovabili: come conciliare i problemi di finanza pubblica con adeguati incentivi e stabilità della regolamentazione?**

Milano, Italia

Organizzatore: The Adam Smith Society

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

25 ottobre

**Nuovi mercati energetici e opportunità per le imprese italiane: quali prospettive? Cerimonia di chiusura della V edizione del Corso di Alta Formazione in Energy Finance**

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

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

3-6 novembre

**Fiera Key Energy**

Rimini, Italia

Organizzatore: RiminiFiera

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

4 novembre

**Certificati bianchi: risultati e proposte di miglioramento (Fiera Key Energy)**

Rimini, Italia

Organizzatore: FIRE

<http://www.fire-italia.it/>

6 novembre

**Certificati verdi e trading (Fiera Key Energy)**

Rimini, Italia

Organizzatore: ANEV

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

24-25 novembre

**E-MART Energy 2010**

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Synergy

<http://www.emart-energy.com/>



## Gli altri appuntamenti

11-13 ottobre

**Innovative Smart Grid Technologies Europe**

Gothenburg, Svezia

Organizzatore: IEEE Power & Energy Society (PES)

<http://www.ieee-isgt-2010.eu/>

12 ottobre

**EREG Workshop on Gas Balancing**

Brussels, Belgio

Organizzatore: ERGEG

<http://www.energy-regulators.eu>

13 ottobre

**Avvio Gruppo di acquisto ENERGIA ELETTRICA**

Benevento, Italia

Organizzatore: CONFINDUSTRIA BENEVENTO

<http://www.confindustria.it/ADM/EvenNew.nsf/DOCST/A4D695B273433380C12577B60031745D?OpenDocument>

13-14 ottobre

**Energy Market Drivers**

Dusseldorf, Germania

Organizzatore: Montel

<http://events.montel.no/>

## Gli altri appuntamenti (continua)

13-14 ottobre

### 1° Conferenza nazionale Enermanagement

Roma, Italia

Organizzatore: Fire, Gruppo Italia Energia

<http://www.enermanagement.eu/>

13-14 ottobre

### Ziff Energy's 4th International Operations Excellence Seminar

Texas, Usa

Organizzatore: Ziff Energy Group

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

13-14 ottobre

### Energy Risk Europe Trading and Derivatives

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Incisive Media

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

14 ottobre

### International Workshop on "The State of International Climate Finance: Is It Adequate and Is It Productive?"

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3423&sez=Events&padre=79>

15 ottobre

### Seminari sulla Regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas

Udine, Italia

Organizzatore: Università degli studi Udine

<http://scuolasuperiore.uniud.it/notizie/notizie/seminari-sulla-regolamentazione-dei-settori>

15 ottobre 2010

### I sistemi di approvvigionamento energetico nazionale.

Trieste, Italia

Organizzatore: Confindustria Trieste

<http://www.triestecittadellascienza.com/index.php?page=3&idnews=3764&&page=3&idnews=3734>

18 ottobre

### Energia Elettrica dall'Africa

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione Ing. Luigi de Januario - Sezione Energia di ANIMP

<http://www.animp.it>

18 ottobre

### EREGE Workshop on the draft Framework Guideline on CACM in electricity

Brussels, Belgio

Organizzatore: ERGEG

[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

19-20 ottobre

### 2nd Annual European Emissions Markets: From Policy to Strategy

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com>

19-20 ottobre

### 2nd Annual European Nuclear Power Conference

Parigi, Francia

Organizzatore: C5

<http://www.c5nuclear.com/>

19 ottobre

### INTEGRARE L'EFFICIENZA ENERGETICA CON LE RINNOVABILI

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della Terra

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

19-21 ottobre

### Profili di Consumo e Previsioni di Carico nei sistemi Elettrico e Gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

<http://www.iir-italy.it/>

19-21 ottobre

### European Future Energy Forum

Londra, UK

Organizzatore: Turret Media, BEC

<http://www.europeanfutureenergyforum.com/ede10>

20-21 ottobre

### 3rd China-Russia-Central Asia Oil and Gas Summit

Beijing, Cina

Organizzatore: Argus Media

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

21 ottobre

### Climate Change and Economic Growth: Impacts and Interactions

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM-IEFE

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3237&sez=Events&padre=82>

21-22 ottobre

### Exploration & Production Technology Summit

Houston, Usa

Organizzatore: WTG Events

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

## Gli altri appuntamenti (continua)

21-22 ottobre

### EIF 2010 International Energy Congress

Ankara, Turchia

Organizzatore: Domino Kongre & Organizasyon

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

25 ottobre

### Cattura e Stoccaggio della CO2 per un futuro energetico a basse emissioni

Roma, Italia

Organizzatore: WEC Italia

<http://www.wec-italia.org>

25 ottobre

### European Dialogue on Climate and Energy

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3235&sez=Events&padre=79>

26 ottobre

### Attività di ricerca e sviluppo, di interesse generale per il sistema elettrico nazionale, svolte nell'ambito dell'Accordo di Programma MSE/ENEA

Roma, Italia

Organizzatore: MSE/ENEA

<http://www.enea.it/eventi/eventi2010/RicercaSistemaElettrico261010/EneaRicercaSistema261010.html>

26 ottobre

### Low Carbon Mobility

Roma, Italia

Organizzatore: Unei, Assoelettrica

<http://www.assoelettrica.it>

26-27 ottobre

### Global Refining Strategies Summit

Texas, Usa

Organizzatore: WTG Events

<http://www.globalrefiningsummit.com>

26-27 ottobre

### 8th Atlantic Canada and NE U.S. Power Summit

NB, Usa

Organizzatore: ALM

[www.insightinfo.com/atlanticpower](http://www.insightinfo.com/atlanticpower)

26-29 ottobre

### Oil & Gas Investment Asia 2010

Singapore

Organizzatore: Terrapinn

[www.terrapinn.com/2010/asiaoilgas](http://www.terrapinn.com/2010/asiaoilgas)

27 ottobre

### Le accise su elettricità e gas naturale oggi: principali criticità e prospettive

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET, MIP - Politecnico di Milano e The Adam Smith Society

<http://www.mip.polimi.it/> <http://www.adamsmith.it/> <http://www.agenziadogane.it/>

27-28 ottobre

### EnergyTech 2010

Tel-Aviv, Israele

Organizzatore: QBiz Group

[www.energytech.co.il](http://www.energytech.co.il)

27-28 ottobre

### Upstream Oil & Gas Supply Chain Management Summit

Houston, TX, Usa

Organizzatore: World Research Group

<http://worldrg.com/showConference.cfm?confCode=GW10003>

28 ottobre

### Energia per lo sviluppo. Scenari, Fonti, Ambiente

Trapani, Italia

Organizzatore: CONFINDUSTRIA TRAPANI - Associazione degli Industriali della Provincia

[http://www.confindustria.it/ADM/EvenNew.nsf/22BBC84A90DC51FBC12577AF00498D7A/\\$File/Programma\\_TRAPANI.pdf](http://www.confindustria.it/ADM/EvenNew.nsf/22BBC84A90DC51FBC12577AF00498D7A/$File/Programma_TRAPANI.pdf)

29 ottobre

### Seminari sulla Regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas

Udine, Italia

Organizzatore: Università degli studi Udine

<http://scuolasuperiore.uniud.it/notizie/notizie/seminari-sulla-regolamentazione-dei-settori>

1-3 novembre

### Carbon Market Insights Americas 2010

New York, Usa

Organizzatore: Point Carbon Conference Team <http://www.pointcarbon.com/events/conferences/cmia2010/>

2-4 novembre

### BWEA's 32nd Annual Conference and Exhibition

Glasgow, Regno Unito

Organizzatore: Renewable UK

<http://www.bwea.com/32/index.html>

3-4 novembre

**ESCO Europe 2010**

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: Synergy

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

3-4 novembre

**Energija**

Maribor, Slovenia

Organizzatore: Agency PR Plus

<http://www.energija10.si/en-program.php#>

3-4 novembre

**Il Minieolico**

Rimini, Italia

Organizzatore: Anev

<http://www.anev.org/modules/Documents/eodocuments/Formazione2010/Pubblicita-A4ANEV.pdf>

5 - 6 novembre

**Certificati Verdi e trading**

Rimini, Italia

Organizzatore: Anev

<http://www.anev.org/modules/Documents/eodocuments/Formazione2010/Pubblicita-A4ANEV.pdf>

3-5 novembre

**10th Annual Outage Response & Restoration**

New Orleans, LA, Usa

Organizzatore: Marcus Evans

[http://www.marcusevansch.com/OR&R\\_Listing](http://www.marcusevansch.com/OR&R_Listing)

3-5 novembre

**EUCI: Small, Modular Nuclear Reactor Systems Symposium**

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Forward Networking <http://www.forwardnetworking.com/site/category/communities/>

4-5 novembre

**6th Emerging Europe Energy Summit**

Grand Hyatt Istanbul Hotel, Istanbul, Turchia

Organizzatore: Conventure

<http://www.conventure.ro/energy2010>

8 novembre (termine invio domanda di ammissione)

**Master Safe in Gestione delle Risorse Energetiche**

Organizzatore: SAFE – Sostenibilità Ambientale Fonti Energetiche

<http://master.safeonline.it/iscrizioni/bando.php>

8-9 novembre

**2010 Advanced Energy Conference**

New York, Usa

Organizzatore: Stony Brook

<http://www.aertc.org/conference2010/>

9 - 10 novembre

**Gestione delle morosità e recupero crediti per le forniture di energia elettrica e gas**

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

[www.iir-italy.it/](http://www.iir-italy.it/)

9-11 novembre

**5th International Conference on Non-Conventional Renewable Energy Investment**

Santiago, Cile

Organizzatore: Trade Chile

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

9-12 novembre

**Biofuels 2010**

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: The Energy Exchange

[www.wraconferences.com/bio10](http://www.wraconferences.com/bio10)

10-11 novembre

**Argus Asian Bitumen 2010**

Singapore

Organizzatore: Argus Media

<http://www.argusasphalt.com/asiabitumen/>

10-11 novembre

**Tank Storage Asia 2010**

Kuala Lumpur, Malesia

Organizzatore: Horsesh Media

<http://www.tankstorageevents.com/tsasia/index.shtml>

12 novembre

**Seminari sulla Regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas**

Udine, Italia

Organizzatore: Università degli studi Udine

<http://scuolasuperiore.uniud.it/notizie/notizie/seminari-sulla-regolamentazione-dei-settori>

15-17 novembre

**Marcus evans 2nd Annual European Cross-Border Gas Trading Forum**

Vienna, Austria

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=16981&SectorID=3>

15-17 novembre

**World Independent & Junior Oil and Gas Congress**

London, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/independentoil>

16 novembre

**Oil & Gas Outlook Arctic 2010**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/2010/arcticoil>

16-18 novembre

**2010 Midwest Biomass Conference**

IA, Usa

Organizzatore: Midwest Biomass Conference

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

16-18 novembre

**International Biorefining Conference & Trade Show**

Pittsburgh, PA, Usa

Organizzatore: Biorefining Magazine

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

18-19 novembre

**First International Conference on Green & Sustainable Technology: Research & Workforce Development**

Greensboro, NC, Usa

Organizzatore: North Carolina State Energy Office

<http://greenconference.ncat.edu>

18-21 novembre

**Expobit 2010**

Catania, Italia

Organizzatore: Interproject

<http://www.expobit.it>

22-23 novembre

**Energy Trading and Risk Management**

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Marcus Evans

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

25 novembre

**Uncertain long-run emissions targets, CO2 price and global energy transition: a general equilibrium approach**

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3419&sez=Events&padre=82>

26 novembre

**Seminari sulla Regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas**

Udine, Italia

Organizzatore: Università degli studi Udine

<http://scuolasuperiore.uniud.it/notizie/notizie/seminari-sulla-regolamentazione-dei-settori>

26-28 novembre

**Energy Expo**

Civitanova Marche, Italia

Organizzatore: Marche Fiere

[www.energy-expo.it](http://www.energy-expo.it)

30 novembre – 1 dicembre

**The Smart Energy Networks Europe**

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Marketforce

[www.marketforce.eu.com/SmartEnergy10](http://www.marketforce.eu.com/SmartEnergy10)

30 novembre - 1 dicembre

**1° Smart Grid International Forum**

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.smartgridinternationalforum.eu/>

30 novembre – 2 dicembre

**Shale Gas World**

Varsavia, Polonia

Organizzatore: Terrapin

<http://www.terrapinn.com/2010/shalegas/>

8-10 dicembre

**Gabon International Gas, Oil and Mining Conference and Exhibition (GIGOM 2010)**

Libreville, Gabon

Organizzatore: CubicGlobe

<http://www.gigom-gabon.com/>

10 dicembre

**Seminari sulla Regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas**

Udine, Italia

Organizzatore: Università degli studi Udine

<http://scuolasuperiore.uniud.it/notizie/notizie/seminari-sulla-regolamentazione-dei-settori>

9-12 dicembre

**RENEX - International Trade Fair for Renewable Energy, Energy Efficiency, Water, Water Treatment, Environmental and Fluid Control Technologies**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: HFUSA

<http://www.hmsf.com/renex/eng/index.asp>

15-18 dicembre

**ENERGY INDIA - International Trade Fair for Energy Efficiency and Decentralized Renewable and Conventional Energies**

Mumbai, India

Organizzatore: HFUSA

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

Pubblicazione mensile in formato elettronico  
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07  
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico  
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.  
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma  
www.mercatoelettrico.org  
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con  
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.  
ref. - Ricerche per l'economia e la finanza S.r.l.  
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

## COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.