

# newsletter

del

# GME

Gestore  
Mercati  
Energetici

in collaborazione con

gruppo **adnkronos**

## In questo numero

### MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico/gennaio 2010  
pagine 2, 3 e 4

### BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse elettriche europee/gennaio 2010  
pagine 5, 6

### MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili/gennaio 2010  
pagine 7 e 8

### MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di efficienza energetica/gennaio 2010  
pagina 9

### MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati verdi/gennaio 2010  
pagina 10

### BORSE CO<sub>2</sub> EUROPA

Andamento dei mercati delle emissioni in Europa/gennaio 2010  
pagina 11

### FOCUS

Quale futuro per le Iniziative Regionali dopo il Terzo Pacchetto  
Di Guido Cervigni e Clara Poletti -  
Università Bocconi  
pagine 1 e 12

### NOVITÀ NORMATIVE

pagine 13, 14

### APPUNTAMENTI

pagina 15, 16, 17 e 18

### GLOSSARIO

pagine 19 e 20

## QUALE FUTURO PER LE INIZIATIVE REGIONALI DOPO IL TERZO PACCHETTO

Di Guido Cervigni e Clara Poletti  
Università Bocconi

Il Terzo Pacchetto legislativo, approvato dal Parlamento e dal Consiglio Europeo nell'aprile dello scorso anno, ha confermato l'importanza assegnata dall'Unione Europea all'integrazione dei mercati elettrici nazionali. L'avvio di un processo strutturato ed esteso per l'integrazione dei mercati nazionali risale al febbraio del 2006, quando l'associazione dei regolatori europei (EREG) ha lanciato le cosiddette Iniziative Regionali nel settore Elettrico (ERI). Secondo il disegno dell'EREG, l'integrazione, sia nel settore elettrico che in quello del gas, avrebbe dovuto realizzarsi per fasi successive, con una prima armonizzazione delle regole di funzionamento dei mercati all'interno di regioni, ed una successiva convergenza verso un mercato unico europeo. Nell'aggregazione regionale l'Italia è stata collocata nella regione chiamata "Centro Sud", insieme ad Austria, Francia, Germania, Grecia e Slovenia.

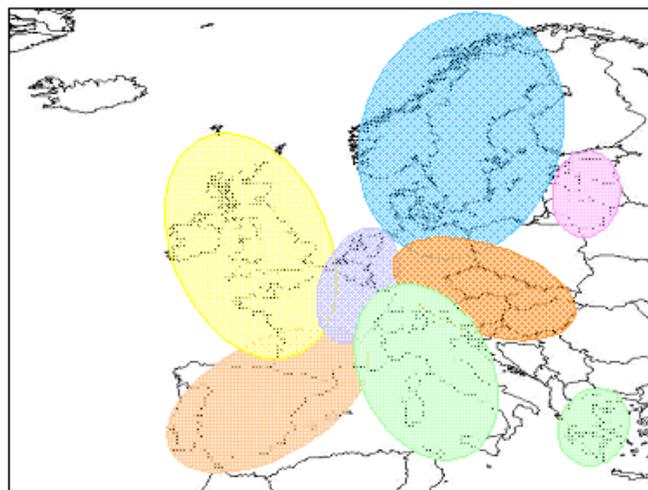
Nell'ambito delle ERI i regolatori, i governi degli Stati membri, gli operatori dei sistemi di trasmissione, i gestori dei mercati elettrici e gli altri portatori di interesse di ciascuna regione hanno discusso e lavorato in questi anni per definire ad attuare regole di mercato comuni, in particolare con

riferimento agli scambi transfrontalieri e alle regole di accesso alla rete di interconnessione. Esperienze concrete di armonizzazione dei mercati elettrici sono state effettivamente realizzate, mentre altre sono in fase di discussione. Si pensi, ad esempio, all'accoppiamento dei mercati all'ingrosso di Belgio, Francia e Olanda (BELPEX), che da tempo cerca un ulteriore allargamento verso la Germania.

Anche Danimarca e Germania stanno lavorando per il coordinamento dei loro mercati. Per quanto riguarda l'Italia, invece, sono ormai consolidate le procedure di allocazione congiunta con i Paesi confinanti della capacità di trasmissione transfrontaliera,

mentre è in fase di definizione un accordo per l'accoppiamento dei mercati con la Slovenia, che coinvolge le borse elettriche, i gestori di rete, gli enti regolatori ed i ministeri di entrambi gli Stati. Infine, meccanismi di coordinamento tra i TSO per il bilanciamento sono stati introdotti con successo nella regione che include Francia, Regno Unito e Irlanda.

Malgrado i progressi compiuti, le Iniziative Regionali hanno nel tempo mostrato i propri limiti, connessi innanzitutto con la loro natura volontaristica, che assegna un sostanziale diritto di veto a ciascun Paese, e con problemi di coordinamento.



Le iniziative regionali nel settore elettrico

## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2010

A cura del GME

Nel primo mese del 2010 si sono manifestati evidenti segnali di inversione di una tendenza in atto dalla fine del 2008: anche se con un modesto +1,4%, la variazione su base annua dei volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia è tornata in terreno positivo, dopo una serie di 14 segni meno. Sono tornati a crescere gli acquisti nazionali (+1,4%) ed ancor più le vendite delle unità di produzione dislocate sul territorio nazionale (+4,6%) favorite, queste ultime, dal contestuale calo delle importazioni (-14,2%). Significativa la crescita degli scambi O.T.C., che hanno messo a segno un +16,1% rispetto a gennaio 2009. Non ha invece invertito la tendenza al ribasso il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), che è sceso a 63,45 €/MWh, con un calo tendenziale del 24,0%; nelle ore di picco, in particolare, il PUN, con 84,82 €/MWh, ha registrato un minimo storico per il mese di gennaio, mai sceso dall'avvio del mercato sotto 100 €/MWh. La liquidità della borsa elettrica si è attestata al 64,1%.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) ha ancora registrato una consistente riduzione su base annua (-19,99 €/MWh; -24,0%), la tredicesima consecutiva, portandosi a 63,45 €/MWh, livello prossimo a quello di gennaio 2005. Il prezzo è sceso di 17,41 €/MWh (-17,0%) nelle ore di picco e di 20,49 €/MWh (-27,5%) nelle

ore fuori picco, attestandosi rispettivamente a 84,82 €/MWh e 54,01 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). I prezzi di vendita hanno registrato in tutte le zone un deciso calo tendenziale (-13,2% in Sicilia, tra il -24% ed il -30% nelle altre zone). Il Sud, con 56,13 €/MWh, si è confermato, per il quinto mese consecutivo,

la zona dal prezzo più basso; prezzi allineati poco sopra i 60 €/MWh nelle altre tre zone del continente, mentre in Sardegna il prezzo è sceso a 68,04 €/MWh.

La Sicilia, con 97,73 €/MWh, ha ancora segnato il prezzo di vendita più alto (Grafico 2).

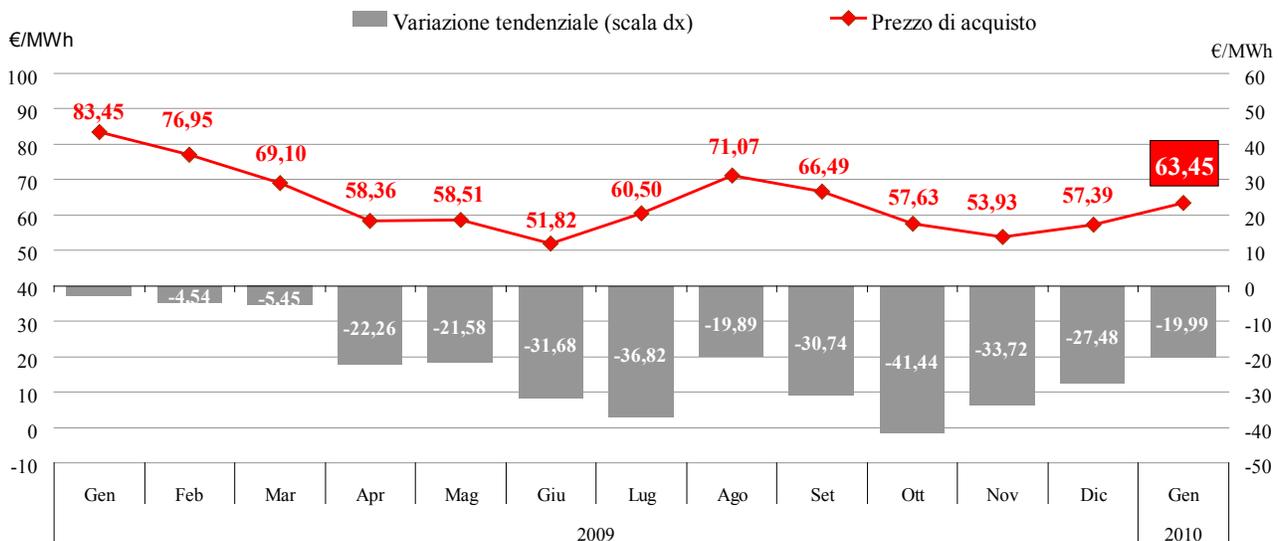
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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>63,45</b>	<b>83,45</b>	<b>-19,99</b>	<b>-24,0%</b>	<b>23.637</b>	<b>-5,3%</b>	<b>36.891</b>	<b>1,4%</b>	<b>64,1%</b>	<b>68,6%</b>
<i>Picco</i>	84,82	102,23	-17,41	-17,0%	29.717	-3,3%	46.975	4,4%	63,3%	68,4%
<i>Fuori picco</i>	54,01	74,50	-20,49	-27,5%	20.950	-5,7%	32.436	0,4%	64,6%	68,8%
<i>Minimo orario</i>	10,00	23,56			12.945		21.977		53,9%	61,5%
<i>Massimo orario</i>	174,62	168,07			33.859		51.335		73,5%	75,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

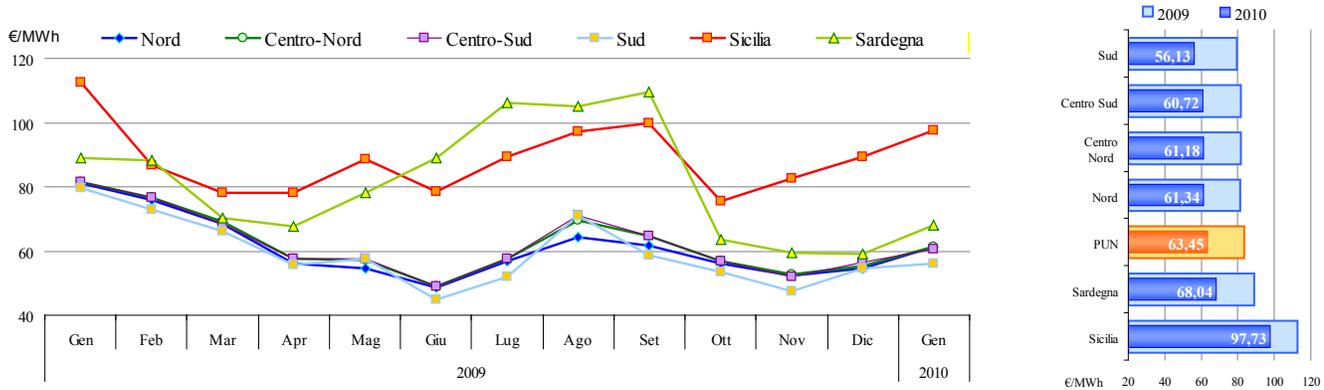


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2010

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 27,4 milioni di MWh, hanno segnato un aumento dell'1,4%, dopo una serie di quattordici ribassi consecutivi. Tale crescita scosta da un lato

la flessione degli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,6 milioni di MWh (-5,3%), dall'altro il deciso aumento dell'energia scambiata attraverso la PCE (contratti bilaterali), pari a 9,9 milioni di MWh

(+16,1%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto perso 4,5 punti percentuali su base annua attestandosi al 64,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

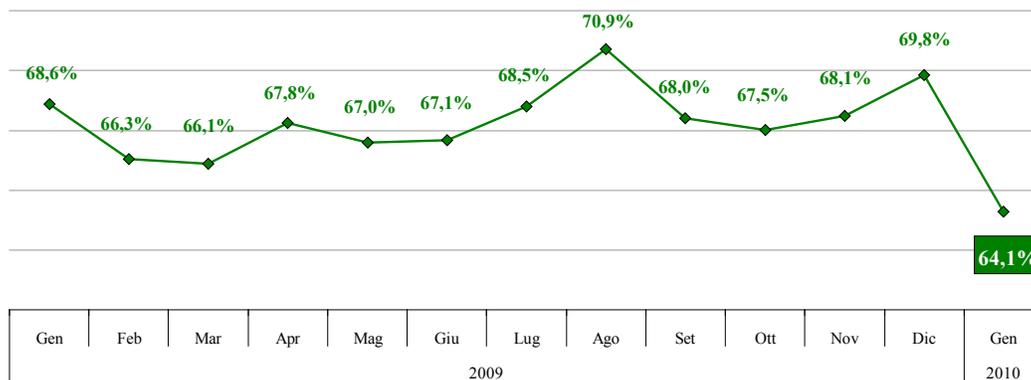
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.585.840</b>	<b>-5,3%</b>	<b>64,1%</b>
Operatori	10.772.669	-11,0%	39,2%
GSE	4.175.206	+16,3%	15,2%
Zone estere	2.531.556	-10,4%	9,2%
Saldo programmi PCE	106.409	+57,6%	0,4%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>9.861.380</b>	<b>+16,1%</b>	<b>35,9%</b>
Zone estere	1.380.153	-20,5%	5,0%
Zone nazionali	8.587.636	+25,9%	31,3%
Saldo programmi PCE	-106.409	-0,4%	
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>27.447.219</b>	<b>+1,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.161.960</b>	<b>+1,9%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>43.609.180</b>	<b>+1,6%</b>	

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>17.585.840</b>	<b>-5,3%</b>	<b>64,1%</b>
Acquirente Unico	5.752.709	-12,1%	21,0%
Altri operatori	10.794.601	-2,1%	39,3%
Pompaggi	342.213	+22,3%	1,2%
Zone estere	409.131	-3,6%	1,5%
Saldo programmi PCE	287.186	-5,0%	1,0%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>9.861.380</b>	<b>+16,1%</b>	<b>35,9%</b>
Zone estere	37.871	+22,3%	0,1%
Zone nazionali AU	3.104.172	+37,4%	11,3%
Zone nazionali altri operatori	7.006.523	+7,7%	25,5%
Saldo programmi PCE	-287.186		
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>27.447.219</b>	<b>+1,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>2.752.235</b>	<b>+37,2%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>30.199.455</b>	<b>+3,9%</b>	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 27,0 milioni di MWh, hanno registrato un aumento dell'1,4% su base annua; la crescita degli acquisti, seppur con differenti

dinamiche, ha interessato l'intero territorio nazionale, ad eccezione della zona Nord (-1,0%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 447 mila MWh, hanno invece segnato un calo

dell'1,9% (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 23,5 milioni di MWh, sono aumentate del 4,6% rispetto a gennaio 2009. A livello

## GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/GENNAIO 2010

[CONTINUA]

zonale in evidenza il Centro-Nord ed il Centro-Sud, con variazioni superiori al 20%; in controtendenza la Sardegna (-15,3%) ed il Sud (-5,1%). In diminuzione le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,9 milioni di MWh (-14,2%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela l'incremento tendenziale delle vendite degli impianti a ciclo

combinato (+15,8%) – sensibile in tutte le zone ad eccezione del Sud – degli impianti eolici (+50,4%) e geotermici (+1,7%). In riduzione invece le vendite degli impianti idroelettrici (-3,9%), in particolare a pompaggio (-16,6%), e degli impianti termoelettrici tradizionali (-13,2%); questi ultimi però nella zona Centro-Sud hanno segnato un forte incremento

(+230,8%) per l'entrata in servizio di due gruppi a carbone di Torre Valdariga Nord nel corso del 2009. La quota delle vendite degli impianti a ciclo combinato è salita pertanto al 56,5% (+5,5 punti percentuali rispetto ad un anno fa), a scapito di quella degli impianti termoelettrici tradizionali, scesa al 24,6% (-5,0 p.p.) (Tabella 5).

**Tabella 4: MGP, volumi macrozonal**

Fonte: GME

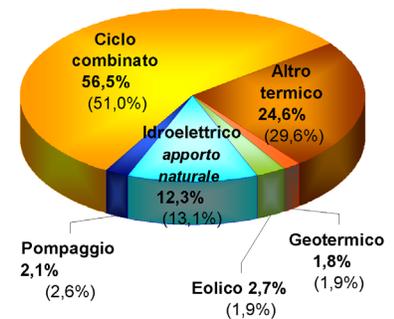
	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria
Nord	19.271.292	25.902	-0,6%	11.925.791	16.029	+3,6%	14.397.052	19.351	-1,0%
Centro Nord	3.492.627	4.694	+5,4%	1.920.897	2.582	+21,7%	3.032.064	4.075	+6,3%
Centro Sud	6.091.731	8.188	+15,8%	2.752.660	3.700	+26,8%	4.431.372	5.956	+3,6%
Sud	6.313.336	8.486	+0,8%	4.330.914	5.821	-5,1%	2.307.831	3.102	+5,9%
Sicilia	2.520.872	3.388	+11,8%	1.748.422	2.350	+4,6%	1.789.601	2.405	+3,4%
Sardegna	1.430.919	1.923	-2,8%	856.827	1.152	-15,3%	1.042.299	1.401	+0,3%
<b>Totale nazionale</b>	<b>39.120.778</b>	<b>52.582</b>	<b>+3,1%</b>	<b>23.535.511</b>	<b>31.634</b>	<b>+4,6%</b>	<b>27.000.218</b>	<b>36.291</b>	<b>+1,4%</b>
MzEstero	4.488.402	6.033	-9,9%	3.911.709	5.258	-14,2%	447.002	601	-1,9%
<b>Sistema Italia</b>	<b>43.609.180</b>	<b>58.614</b>	<b>+1,6%</b>	<b>27.447.219</b>	<b>36.891</b>	<b>+1,4%</b>	<b>27.447.219</b>	<b>36.891</b>	<b>+1,4%</b>

**Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto**

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Termoelettrico</b>	<b>12.956</b>	<b>+5,9%</b>	<b>2.138</b>	<b>+22,1%</b>	<b>2.901</b>	<b>+36,0%</b>	<b>5.185</b>	<b>-7,8%</b>	<b>2.053</b>	<b>+1,5%</b>	<b>978</b>	<b>-16,6%</b>	<b>26.210</b>	<b>+5,1%</b>
Ciclo combinato	9.414	+14,3%	1.346	+41,7%	1.645	-6,2%	3.191	+19,3%	1.727	+25,4%	537	+25,0%	17.860	+15,8%
Geotermico	-	-	578	+1,7%	-	-	5	+0,0%	-	-	-	-	583	+1,7%
Altro termico	3.542	-11,5%	214	-8,0%	1.256	+230,8%	1.989	-32,4%	326	-49,5%	441	-40,7%	7.767	-13,2%
<b>Idroelettrico</b>	<b>3.069</b>	<b>-5,3%</b>	<b>439</b>	<b>+18,3%</b>	<b>643</b>	<b>+0,7%</b>	<b>281</b>	<b>-1,4%</b>	<b>63</b>	<b>-31,4%</b>	<b>71</b>	<b>-42,0%</b>	<b>4.565</b>	<b>-3,9%</b>
Apporto naturale	2.603	-4,9%	414	+18,7%	528	+8,7%	281	-1,4%	21	+46,0%	52	-33,9%	3.900	-1,3%
Pompaggio	465	-7,4%	25	+12,7%	115	-24,7%	-	-	41	-46,2%	19	-56,3%	666	-16,6%
<b>Eolico</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>156</b>	<b>+6,4%</b>	<b>356</b>	<b>+57,2%</b>	<b>235</b>	<b>+75,7%</b>	<b>103</b>	<b>+59,5%</b>	<b>858</b>	<b>+50,4%</b>
<b>Totale Impianti</b>	<b>16.029</b>	<b>+3,6%</b>	<b>2.582</b>	<b>+21,7%</b>	<b>3.700</b>	<b>+26,8%</b>	<b>5.821</b>	<b>-5,1%</b>	<b>2.350</b>	<b>+4,6%</b>	<b>1.152</b>	<b>-15,3%</b>	<b>31.634</b>	<b>+4,6%</b>

Struttura delle vendite Sistema Italia



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2010, sono state 18,1 milioni di MWh, con un aumento del 33,2% rispetto allo stesso

me del 2009. A trainare la crescita i contratti standard Baseload (+104,3%) e Peak (+80,2%).

Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di

12,6 milioni di MWh (+15,7%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,0 milioni di MWh (+16,4%), che nei conti in prelievo, pari a 10,1 milioni di MWh (+15,4%) (Tabella 6).

**Tabella 6: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio 2010 e programmi**

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.277.143	+104,3%	34,6%	Richiesti	10.108.049	+13,8%	100,0%	10.149.426	+15,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	863.892	+37,0%	4,8%	di cui con indicazione di prezzo	2.240.837	+291,5%	22,2%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.450.548	+80,2%	8,0%	<b>Registrati</b>	<b>9.967.789</b>	<b>+16,4%</b>	<b>98,6%</b>	<b>10.148.566</b>	<b>+15,4%</b>	<b>100,0%</b>
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.104.220	+746,1%	20,8%	-	-	-
Totale Standard	8.591.583	+90,4%	47,4%	Rifiutati	140.260	-56,7%	1,4%	860	+22,1%	0,0%
Totale Non standard	9.547.507	+4,8%	52,6%	di cui con indicazione di prezzo	136.617	-57,8%	1,4%	-	-	-
<b>PCE bilaterali</b>	<b>18.139.090</b>	<b>33,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	<b>106.409</b>	<b>+57,6%</b>		<b>287.186</b>	<b>-5,0%</b>	
<b>MTE</b>	<b>3.720</b>	<b>100%</b>	<b>0,0%</b>							
<b>Totale PCE</b>	<b>18.142.810</b>	<b>+33,2%</b>	<b>100,0%</b>							
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>12.558.219</b>	<b>+15,7%</b>	<b>69,2%</b>							

## TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GENNAIO 2010

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

L'analisi dei primi dati del 2010 evidenzia quotazioni in ulteriore ripresa su tutte le principali borse europee, confermando le tendenze moderatamente rialziste già emerse nel corso di dicembre. Gli aumenti si concentrano un po' ovunque nella prima parte del mese, riflettendo, in un contesto di domanda in crescita dopo le festività natalizie, lo stato di ridotta disponibilità dell'offerta, causa peraltro di spikes di notevole intensità.

Gli incrementi di maggior rilievo si riscontrano su NordPool (+34,8%), insolitamente volatile e al quarto rialzo consecutivo, e sulle borse dell'Europa centrale (+17/18%), risultando invece più contenuti nell'area mediterranea, dove IpeX cresce poco meno dell'11% e Omel si attesta addirittura in controtendenza, evidenziando una diminuzione superiore al 4%. Su base annua le differenze dai valori elevati registrati nei primi mesi del 2009, sebbene in calo, rimangono ancora sostenute (-18/-42%), con l'unica eccezione di Nordpool la cui crescita favorisce una decisa inversione di tendenza (+28,9%), molto forte soprattutto nelle ore di picco (+50,9%).

L'impennata di NordPool a 53,38 €/MWh, valore massimo degli ultimi 15 mesi, produce effetti anche nel ranking delle borse europee, spingendo la borsa scandinava al secondo posto subito dopo IpeX, anche questo mese caratterizzata dai prezzi più alti con i suoi 63,45 €/MWh. Si conferma inoltre lo scollamento tra gli exchange centro-europei, con Powernext attestatosi per il quarto mese consecutivo su livelli decisamente più elevati

di EEX (51,75 €/MWh vs. 42,21 €/MWh).

Gli andamenti analoghi manifestati dal prezzo italiano e dalle quotazioni delle borse dei paesi limitrofi mantengono il divario tra Pun e PME<sup>1</sup> sostanzialmente invariato e poco al di sotto dei 20 €/MWh. L'analisi del dettaglio giornaliero evidenzia differenziali di prezzo particolarmente accentuati nella prima parte del mese, quando il mercato italiano ha sofferto della limitata disponibilità dell'offerta interna e del calo delle importazioni.

In un mese in cui nel Nord Europa il ricorso alla borsa risulta tradizionalmente sostenuto, la presenza di tensioni sul mercato scandinavo, già evidenziate dal forte incremento del prezzo, ha spinto il volume degli scambi su Nordpool al massimo storico di 32,8 TWh, con

un incremento del 7,4% sul valore del 2009. Il calo della domanda e le condizioni di profonda incertezza segnalate dai mercati consolidano invece la costante e progressiva erosione della liquidità di Omel (18,1 TWh, -3,0%) e IpeX (17,6 TWh, -5,3%), ormai appaiate ad EEX (16,3 TWh), caratterizzata peraltro dall'incremento tendenziale più consistente (+31,3%).

<sup>1</sup> Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

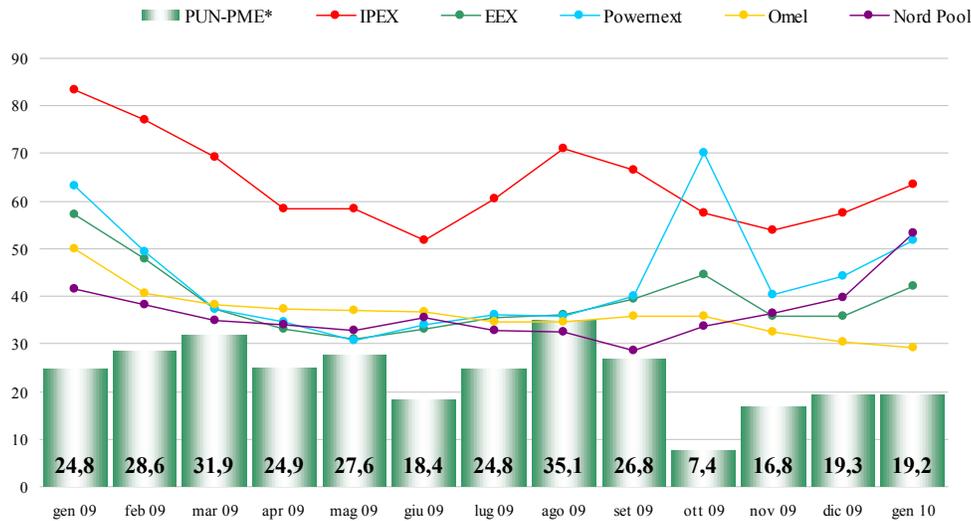
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	63,45	10,6%	-24,0%	17,6	-5,3%
	Peak	84,82	16,2%	-17,0%		
	Off peak	51,34	14,6%	-26,0%		
	Festivo	56,13	3,6%	-29,1%		
EEX	Base	42,21	18,3%	-26,1%	16,3	31,3%
	Peak	54,44	8,8%	-31,0%		
	Off peak	38,74	20,5%	-21,9%		
	Festivo	35,26	44,9%	-20,2%		
Powernext	Base	51,75	17,1%	-18,1%	4,8	-2,9%
	Peak	65,95	15,7%	-19,2%		
	Off peak	47,31	28,2%	-11,9%		
	Festivo	44,03	14,7%	-20,2%		
OMEL	Base	29,06	-4,5%	-41,8%	18,1	-3,0%
	Peak	37,84	11,0%	-32,4%		
	Off peak	23,70	-8,5%	-48,3%		
	Festivo	26,34	-16,0%	-45,2%		
NordPool	Base	53,38	34,8%	28,9%	32,8	7,4%
	Peak	68,12	50,9%	52,2%		
	Off peak	47,30	27,9%	19,1%		
	Festivo	46,54	27,3%	16,7%		
PME <sup>1</sup>	Base	44,26	16,2%	-24,5%	-	-
	Peak	57,13	9,7%	-28,2%		
	Off peak	40,66	21,7%	-19,7%		
	Festivo	36,93	30,4%	-21,2%		

## TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/GENNAIO 2010

[CONTINUA]

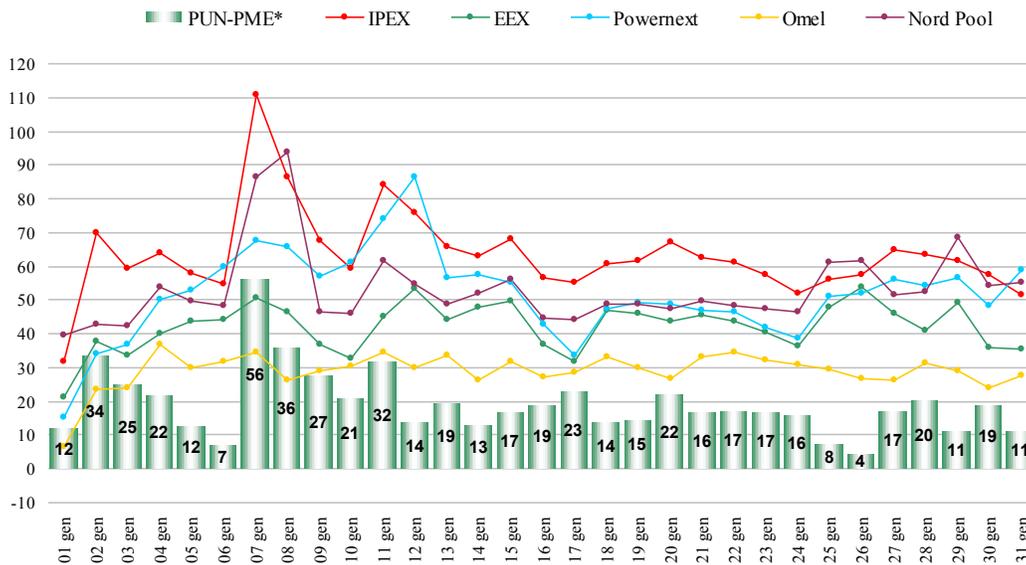
### Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



### Borse europee, andamento dei prezzi giornalieri. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



\* cfr nota 1 pagina precedente

## TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GENNAIO 2010

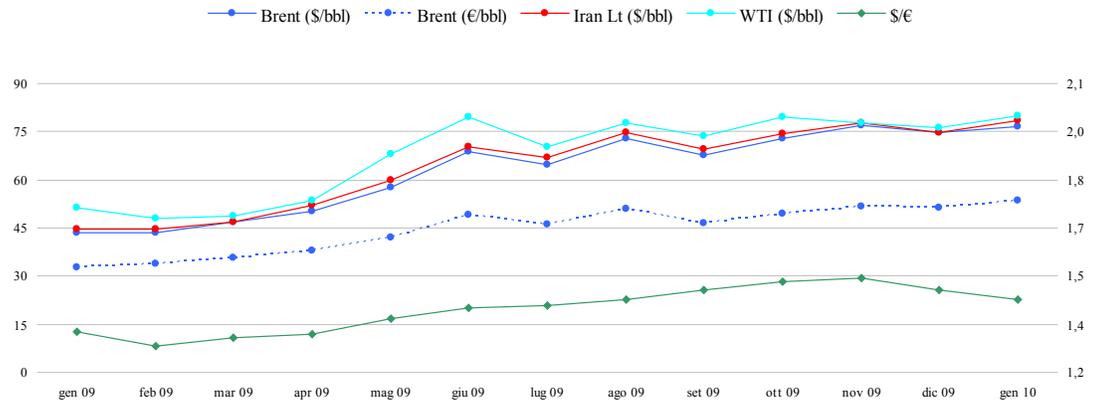
A cura del GME

La tendenza al rialzo, osservata sui mercati internazionali dei greggi nel corso del 2009, si riconferma nel mese di gennaio 2010, con prezzi su livelli massimi da ottobre 2008.

Nel dettaglio si evidenziano moderati aumenti congiunturali su tutti i greggi, con il Brent che si porta a 76,58 \$/bbl (+2,5%), il greggio mediorientale che si attesta a 78,44 \$/bbl (+5,1%) e il WTI quotato a 79,81 \$/bbl (+4,5%). Tali quotazioni mostrano inoltre sensibili incrementi tendenziali compresi tra +44/64%.

Per quanto riguarda il tasso di cambio, dopo aver mostrato un trend positivo per gran parte del 2009, evidenzia una seconda lieve riduzione congiunturale, portandosi a 1,43 \$/€ (-2,1%), inducendo incrementi di debole entità sui rialzi congiunturali dei greggi espressi in euro. Per contro, la sua sensibile variazione tendenziale positiva (+7,7%) determina un moderato ridimensionamento degli incrementi sulle quotazioni espresse in valuta europea. L'andamento dei greggi si riflette chiaramente sulle dinamiche osservate sugli oli combustibili e i gasoli che, in crescita del +5/7% rispetto al mese precedente, si attestano rispettivamente sui 30 €/MWh e sui 38 €/MWh. In termini tendenziali, i prodotti petroliferi mostrano incrementi sensibili e in linea con i greggi nel

**Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica** Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters



caso degli oli combustibili (+72/86%) e aumenti più contenuti in riferimento ai gasoli (+27%).

Passando all'analisi delle quotazioni internazionali del carbone, il dato che emerge con particolare evidenza è la convergenza del prezzo sudafricano al riferimento europeo, allineati sui 9 €/MWh e in crescita su base congiunturale rispettivamente del +21,0% e del +10,5%.

La contemporanea crescita della quotazione asiatica attorno ai 12 €/MWh (+12% mensile) produce un ulteriore allargamento del differenziale di prezzo dagli altri carboni, arrivato a toccare i 3 €/MWh. Su base annua le

variazioni osservate confermano il vistoso trend di crescita del prodotto cinese (+29,3%), a fronte di incrementi piuttosto moderati rilevati sulle quotazioni europea e sudafricana (+2/6%).

Per quanto riguarda il gas, dinamiche di sensibile rialzo congiunturale si registrano sulle quotazioni europee, convergenti sui 15 €/MWh (+30%), con l'eccezione del PSV italiano che, dopo 5 mesi di ripetuti aumenti, scende a 20,41 €/MWh (-3,4%), riducendo il gap dalle altre quotazioni. Da segnalare come a livello tendenziale tali quotazioni risultino in decisa controtendenza con tutti gli altri combustibili, mostrando un deciso calo, compreso tra il 35 e il 41%.

### Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

	Prodotto	Quotazioni Ufficiali (UM) *				Quotazioni espresse in €/MWh #		
		UM	Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend
<b>Tassi di cambio</b>	\$/€	-	1,43	-2,1%	+7,7%	-	-	-
<b>Exchange Rates</b>	£/€	-	0,88	-1,7%	-3,3%	-	-	-
<b>Greggio</b>	<b>Dated Brent</b>	\$/bbl	76,58	+2,5%	+76,3%	39,23	+4,7%	+63,7%
<b>Crude Oil</b>	<b>Iran Lt Crk NB</b>	\$/bbl	78,44	+5,1%	+75,2%	40,18	+7,3%	+62,6%
	<b>WTI Crk NB</b>	\$/bbl	79,81	+4,5%	+55,5%	40,88	+6,7%	+44,4%
<b>Olio</b>	<b>Fuel Oil 1% Rot Brge</b>	\$/MT	464,31	+5,1%	+100,0%	28,55	+7,4%	+85,7%
<b>Combustibile</b>	<b>Fuel Oil 1% CIF NWEur</b>	\$/MT	466,26	+3,2%	+87,7%	28,67	+5,4%	+74,2%
<b>Fuel Oil</b>	<b>Fuel Oil 1% CIF Med</b>	\$/MT	475,30	+3,6%	+85,2%	29,23	+5,8%	+72,0%
<b>Gasolio</b>	<b>Gasoil 0,1% FOB ARA</b>	\$/MT	621,36	+2,9%	+36,6%	36,71	+5,1%	+26,8%
<b>Gas Oil</b>	<b>Gasoil 0,1% CIF Med</b>	\$/MT	639,50	+4,0%	+37,1%	37,78	+6,3%	+27,3%
	<b>Gasoil 0,1% FOB Med</b>	\$/MT	620,56	+3,5%	+36,7%	36,67	+5,7%	+26,9%
<b>Carbone</b>	<b>Coal CIM CIF ARA</b>	\$/MT	86,19	+8,2%	+10,1%	8,66	+10,5%	+2,2%
<b>Coal</b>	<b>Coal CIM FOB RichBay</b>	\$/MT	86,50	+18,5%	+14,1%	8,69	+21,0%	+5,9%
	<b>Coal Qinhdao Stm</b>	\$/MT	120,88	+9,7%	+39,3%	12,14	+12,0%	+29,3%
<b>Metano</b>	<b>Gas PSV DA</b>	€/MWh	20,41	-3,3%	-41,1%	20,41	-3,3%	-41,1%
<b>Gas</b>	<b>Gas Zeebrugge</b>	€/MWh	14,88	+29,5%	-35,4%	14,88	+29,5%	-35,4%
	<b>Gas Dutch TTF</b>	€/MWh	14,48	+30,3%	-39,0%	14,48	+30,3%	-39,0%

(\*) I valori riportati si riferiscono a medie aritmetiche di quotazioni giornaliere

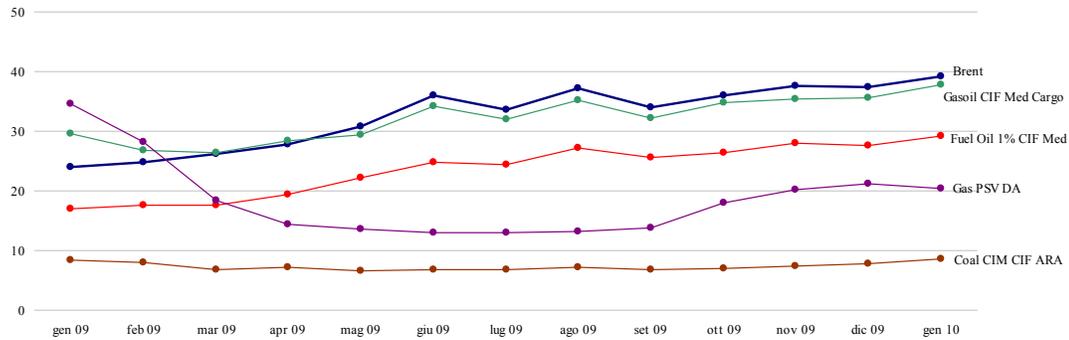
(#) Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

## TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/GENNAIO 2010

[CONTINUA]

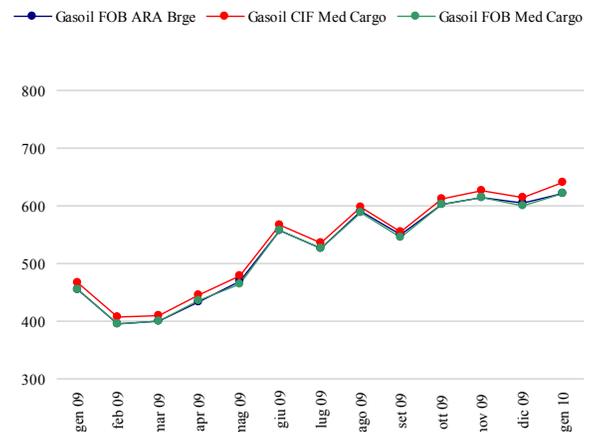
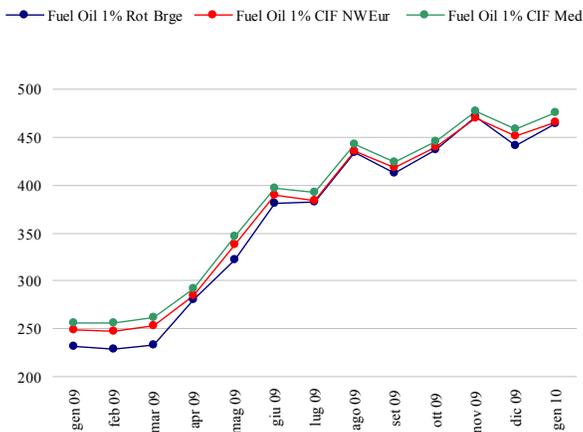
**Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)**

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



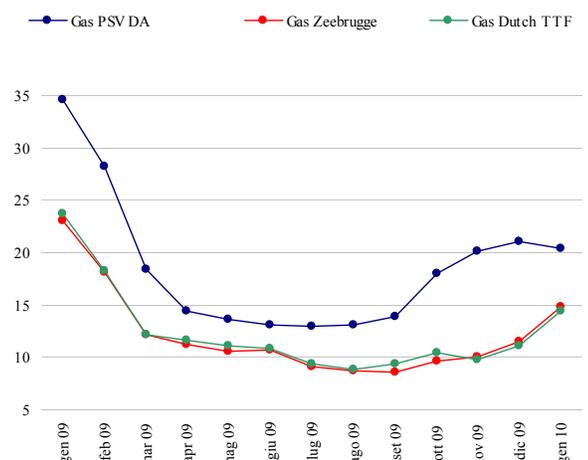
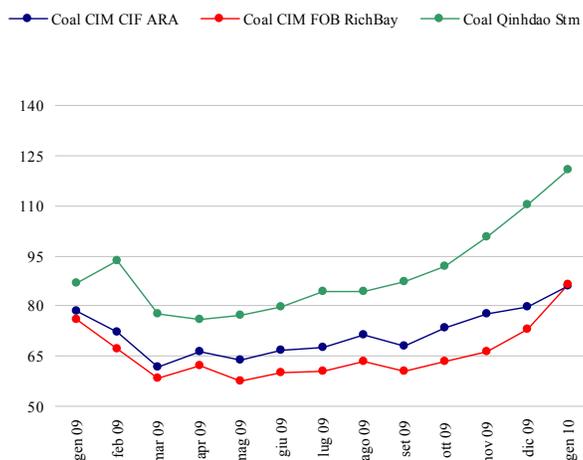
**Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**

**Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**



**Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)**

**Gas metano, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)**



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

## GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ GENNAIO 2010

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 106.123 TEE nel mese di gennaio, in aumento rispetto ai 78.834 TEE scambiati in dicembre

Dei 106.123 TEE scambiati, 52.578 sono stati di Tipo I, 49.915 di tipo II e 3.630 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di

gennaio, hanno registrato un aumento di oltre 1 € rispetto alle medie dei prezzi di dicembre.

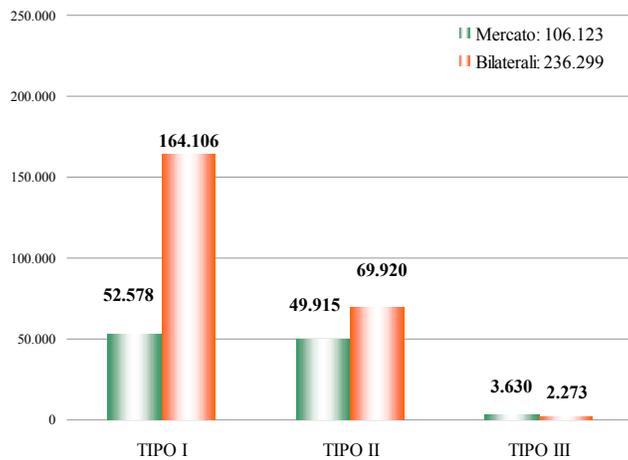
In particolare, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di € 87,08 (rispetto a € 85,80 di dicembre), i titoli di tipo II ad una media di € 87,34 (rispetto a € 85,46 di dicembre) ed i titoli di tipo III ad una media di € 87,12 (rispetto a € 85,59 di dicembre).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine gennaio 2010, hanno superato i 5,6 milioni.

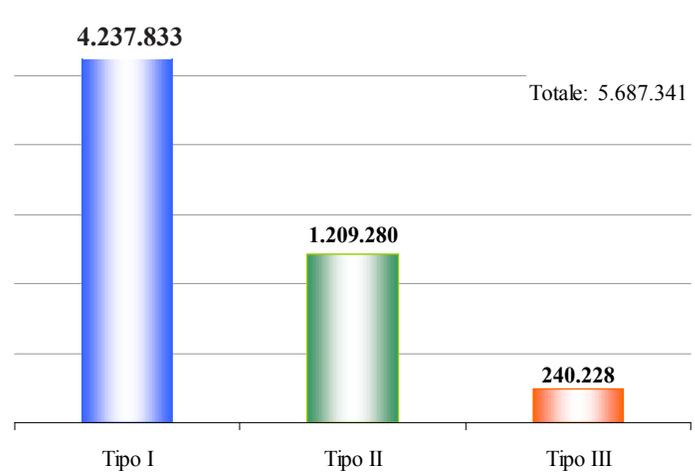
Nei prossimi mesi ci si attende un incremento dei volumi negoziati, sia sul mercato organizzato che bilateralmente, in vista della scadenza per l'adempimento dell'obbligo, fissata al prossimo 31 maggio.

TEE, titoli scambiati gennaio 2010

Fonte: GME

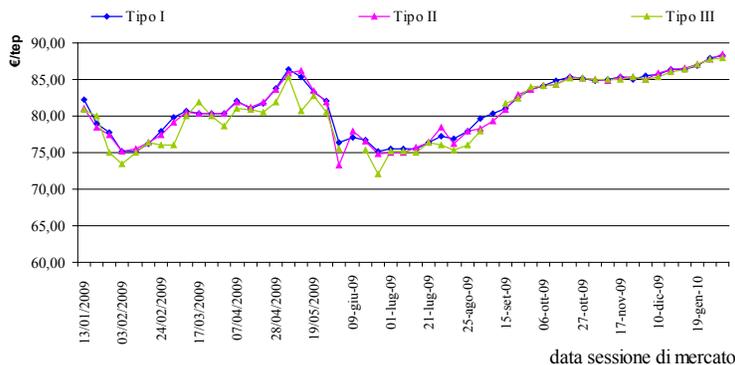


TEE, titoli emessi a fine gennaio 2010 (dato cumulato) Fonte: GME



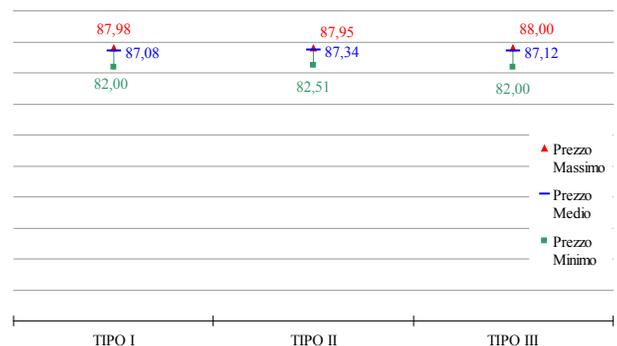
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009-2010)

Fonte GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio 2010

Media ponderata (€/tep) Fonte GME



## GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/GENNAIO 2010

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di gennaio sono stati scambiati 88.655 CV<sup>1</sup>, a fronte dei 190.419 CV negoziati nel mese di dicembre 2009. Gli scambi continuano ad essere concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 85.469 CV scambiati, in diminuzione rispetto ai 187.870 di dicembre. I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 340, in aumento rispetto ai 183 del mese precedente. Il mese di gennaio ha fatto anche registrare scambi sui CV relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV\_TRL) sia con anno di riferimento 2007 che 2008, con volumi pari rispettivamente a 951 e 1.895.

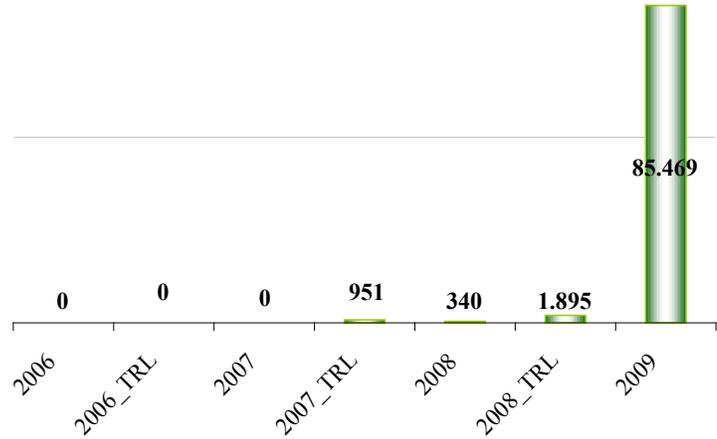
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 in gennaio è stato di € 87,89, in diminuzione di quasi due euro rispetto al mese precedente (€ 89,71).

Nel mese di febbraio è attesa la pubblicazione del prezzo a cui il GSE ritirerà, entro il 30 giugno prossimo, i CV in eccesso rispetto all'obbligo del 2009 e pari alla media dei prezzi di tutti i CV scambiati sul mercato del GME nel triennio 2007-2009. Dal computo della media saranno esclusi i prezzi dei CV lontani dai valori espressi dal mercato organizzato, secondo le indicazioni del Ministero dello sviluppo economico. Le richieste per il ritiro dei suddetti CV dovranno pervenire al GSE entro il 31 marzo 2010.

<sup>(1)</sup> 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.

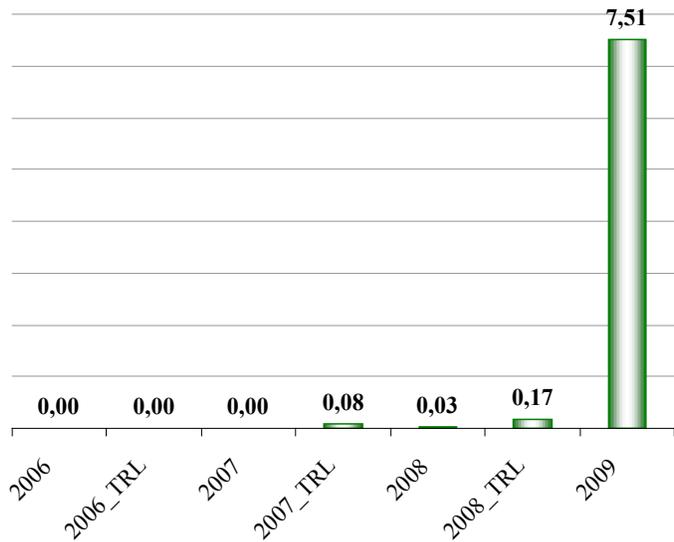
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni gennaio 2010)

Fonte: GME



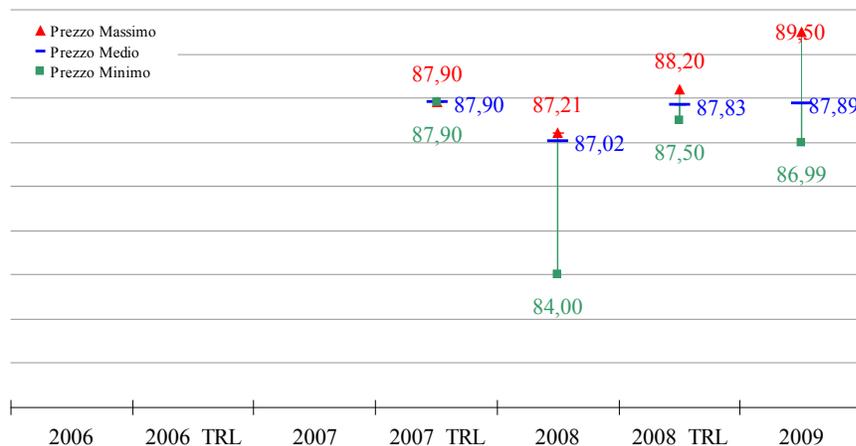
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni gennaio 2010). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



## ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/GENNAIO 2010

A cura del GME

Nel mese di gennaio le unità di emissione Dicembre 2010 hanno mantenuto un range di oscillazione compreso tra 12,45 €/tonn e 13,71 €/tonn, chiudendo il mese a 12,91 €/tonn.

La delusione per il mancato accordo vincolante di Copenhagen è stato assorbita dal mercato, con gli operatori che sono tornati a considerare i fondamentali economici. Tuttavia le statistiche sull'economia mondiale

continuano a fornire segnali contraddittori, senza fornire un quadro chiaro di come si evolverà la situazione nel futuro prossimo.

Nell'ultima parte di gennaio la correlazione tra mercati azionari e unità di emissione è stata meno forte del solito, mentre si è rafforzata quella con il mercato delle commodities, le quali hanno reagito alle temperature rigide in tutta Europa con un aumento dei prezzi, scontando un incremento dei consumi per riscaldamento.

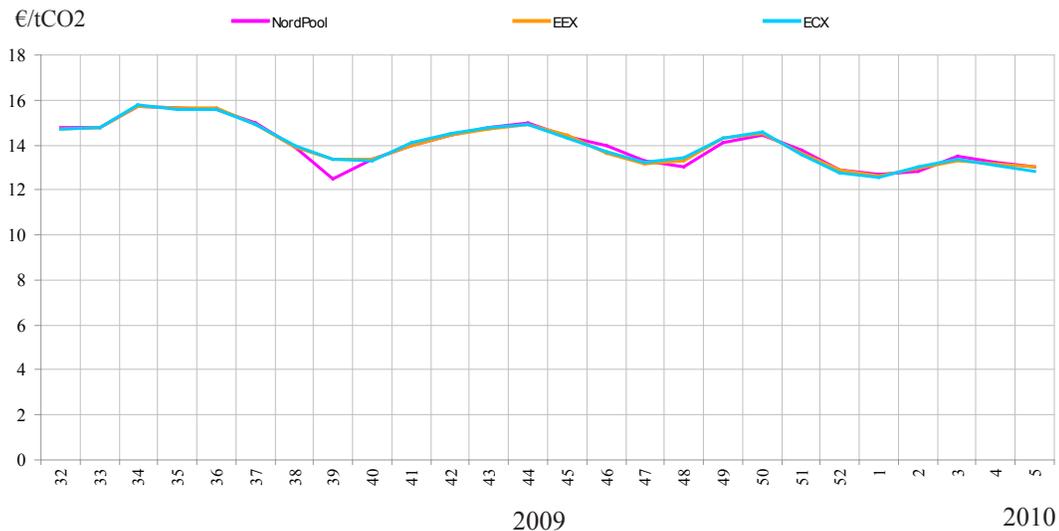
Qualora a febbraio fossero confermati

segnali consistenti di ripresa delle economie mondiali, il trend rialzista instauratosi dopo la discesa "post Copenhagen" potrebbe essere confermato.

Nel corso del mese di gennaio 2010 la media delle unità scambiate giornalmente è stata pari a 18,29 milioni di unità, in netto aumento rispetto ai 14,28 milioni di EUA di dicembre. Il totale dei volumi scambiati a novembre è stato pari ad oltre 365,8 milioni di EUA, con un controvalore attestatosi intorno ai 4,8 miliardi di €.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



# QUALE FUTURO PER LE INIZIATIVE REGIONALI DOPO IL TERZO PACCHETTO

Di Guido Cervigni e Clara Poletti - Università Bocconi

[continua dalla prima]

I maggiori progressi verso l'armonizzazione ed integrazione dei mercati si sono registrati in quelle regioni in cui c'era un interesse comune sia dei regolatori che dei gestori di rete ed i governi hanno supportato attivamente l'iniziativa sin dall'inizio. A tal proposito è importante sottolineare come il coinvolgimento dei governi si sia spesso articolato al di fuori della governance disegnata dalle ERI. Ad esempio, l'integrazione della Spagna e del Portogallo nel mercato MIBEL ha preso avvio da un accordo bilaterale del 2004, che ha successivamente portato all'attuazione delle necessarie modifiche legislative.

Alle debolezze delle ERI si è cercato di dare risposta attraverso un miglior coordinamento tra le diverse regioni. A fine 2008 il Florence Forum ha, infatti, sollecitato l'ERGEG a costituire un gruppo di esperti di coordinamento, il Project Coordination Group (PCG). A questo gruppo partecipano la Commissione Europea, i regolatori, l'associazione dei TSO europei e quella dei gestori di mercato, nonché l'associazione dei produttori di energia elettrica e quella dei trader. I rappresentanti degli Stati Membri non sono membri del PCG, ma sono coinvolti nei lavori. Obiettivo del PCG è quello di proporre un unico modello per l'armonizzazione dei meccanismi di soluzione delle congestioni tra regioni, identificando anche una possibile roadmap con misure concrete per l'attuazione del modello stesso. Il modello standard di disegno del mercato dovrà riguardare sia i mercati forward, che quelli del giorno prima, gli infra-giornalieri ed i mercati per

il bilanciamento. I verbali delle riunioni del PCG e le proposte ad oggi formulate sono disponibili sul sito web dell'ERGEG.

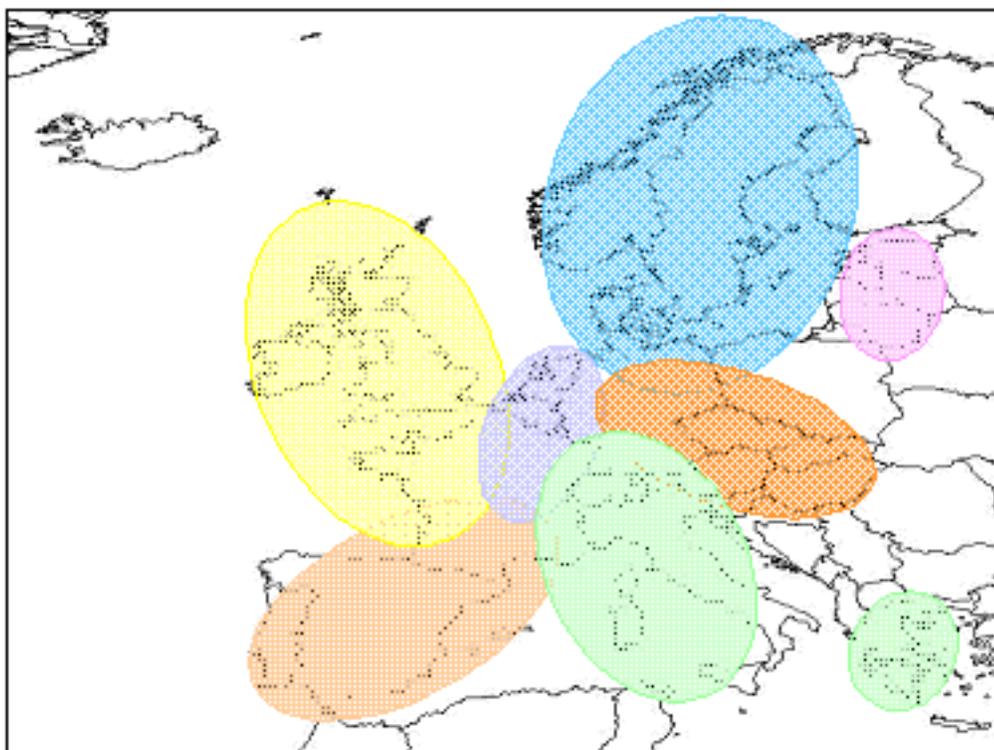
Il PCG ha rappresentato in qualche misura un primo tentativo di passare da un approccio che possiamo chiamare "bottom-up", di

Rimane da capire se e in che misura il nuovo approccio top-down porterà al superamento del modello bottom-up nel disegno del mercato e dei meccanismi di soluzione delle congestioni. Le regioni, e dunque i singoli Stati Membri, potrebbero vedere ridurre il

proprio ruolo nella fase di decisione del modello di riferimento, ma mantenere il controllo sulla fase di attuazione e di adattamento a livello decentrato. Resta inoltre da definire il ruolo dei gestori di mercato e quello dei gestori dei sistemi di trasmissione nazionali nel futuro scenario. La gestione dei mercati secondo regole armonizzate è infatti compatibile con diversi scenari di governance.

In particolare un punto aperto nel dibattito è in che misura l'integrazione dei mercati elettrici nazionali possa avvenire in modo decentralizzato, attraverso il coordinamento tra i gestori dei mercati dei diversi Paesi, o richieda la creazione di un qualche meccanismo centralizzato. In tale contesto, un approccio centralizzato potrebbe sollevare problemi di compatibilità con l'assetto legislativo di quei paesi (quali Italia e Spagna), dove la legislazione nazionale assegna ai relativi gestori di mercato il compito di organizzare e gestire il mercato elettrico interno.

I prossimi mesi saranno dunque ricchi di novità da monitorare attentamente.



armonizzazione di modelli regionali, ad un approccio "top-down", di definizione centralizzata di regole da applicare poi a livello periferico. Questo cambiamento di direzione è diventato ancora più evidente dopo l'approvazione del Terzo Pacchetto. Il regolamento n. 714/2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, approvato dal Consiglio Europeo e dal Parlamento Europeo prevede, infatti, che la Commissione Europea approvi un codice di rete, definito su proposta dell'ACER (Agenzia per la cooperazione tra i regolatori nazionali dell'energia) e sentita la Rete Europea dei Gestori dei Sistemi di Trasmissione dell'energia elettrica (REGST).

## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

**Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009 | “Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l’anno 2010, dell’energia elettrica di cui all’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79” | pubblicato sul sito del Ministero dello sviluppo il 13 gennaio 2009 | Download**

Sul sito web del Ministero dello sviluppo economico, in data 13 gennaio 2010, è stato pubblicato il Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009 recante la “Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l’anno 2010, dell’energia elettrica di cui all’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79”.

Il decreto in commento prevede, all’articolo 2, che l’energia elettrica ritirata dal GSE (4.100 MW) in applicazione del regime di incentivazione Cip 6/92 sia ceduta, dal medesimo Gestore, tramite procedure concorsuali, ai clienti del mercato libero per una quota pari all’83% del totale e all’AU per il restante 17%.

Il successivo articolo 3 prevede inoltre che, per il I° trimestre dell’anno 2010, il prezzo di assegnazione dell’energia elettrica derivante dagli impianti convenzionati Cip 6/92 sia pari a 57 euro/MWh e che lo stesso venga in corso d’anno adeguato trimestralmente dall’Autorità, con modalità analoghe al 2009, in funzione dell’andamento, calcolato su base trimestrale, dell’indice dei prezzi, di cui all’articolo 5 del decreto del Ministro delle Attività Produttive del 19 dicembre 2003.

In argomento si riporta che l’AEEG, con la deliberazione ARG/elt n. 331/07 del 19 dicembre 2007, ha adottato un meccanismo di aggiornamento del prezzo CIP6 che:

- adegua in corso d’anno il prezzo CIP6 sulla base dell’andamento trimestrale dei prezzi registrati nel mercato del giorno prima ed in particolare del prezzo di acquisto di cui al comma 30.4, lettera c), dell’Allegato A alla deliberazione n. 111 del 9 giugno 2006 (PUN);

- fissa come riferimento il valore della media del PUN nell’ultimo trimestre dell’anno precedente a quello per il quale si determina l’aggiornamento.

Da ultimo, il MSE prevede, al fine di assicurare la copertura dei costi sostenuti dal GSE, che l’AEEG includa negli oneri generali di sistema i costi e i ricavi derivanti al Gestore medesimo dall’applicazione delle disposizioni contenute nel DM in oggetto.

**Delibera GOP 71/09 | “Avvalimento, da parte dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas, delle società Gestore dei servizi elettrici S.p.A. e Acquirente Unico S.p.A., ai sensi dell’articolo 27, comma 2, della legge 23 luglio 2009, n. 99” | pubblicata il 13 dicembre 2009 | Download**

Ai sensi dell’articolo 27, comma 2, della legge n. 99/09, l’Autorità per l’energia elettrica e il gas ha la facoltà di avvalersi delle società GSE S.p.A. e AU S.p.A. per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori di energia, nonché per l’espletamento di attività tecniche sottese all’accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti a titolo di maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell’energia, senza che da tale avvalimento derivino nuovi o maggiori oneri a carico della finanza pubblica.

In applicazione del citato articolo e dando seguito a quanto in precedenza disposto con la delibera GOP 42/09 del 22 ottobre 2009, con il provvedimento in commento, il Regolatore approva il “Disciplinare” di avvalimento delle società GSE e AU (“Allegato A” alla delibera in oggetto).

Altresì con la presente, l’AEEG individua un primo insieme di attività oggetto di avvalimento, indicando che:

- tramite la società GSE procederà alle verifiche e sopralluoghi sugli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, da fonti assimilate alle rinnovabili e sugli impianti di cogenerazione, secondo le modalità indicate nella deliberazione n. 60/04 del 22 aprile 2004 e nel rispetto del Regolamento per le verifiche sugli impianti di produzione approvato con la deliberazione n. 215/04 del 16 dicembre 2004;

- tramite la società AU procederà:

a. alla gestione dello “Sportello del consumatore di energia” secondo le modalità indicate nel Regolamento approvato con la deliberazione GOP 28/08 del 14 maggio 2008 e successive modifiche e integrazioni;

b. alle attività di progettazione e realizzazione di un sistema informativo centralizzato avente ad oggetto la gestione dei profili descrittivi dei clienti finali;

c. alle attività relative al contenimento del rischio creditizio per il mercato dell’energia elettrica al

dettaglio, fra cui, in particolare, la definizione, entro 6 mesi dell’entrata in vigore della deliberazione ARG/elt 191/09 del 11 dicembre 2009, del Regolamento per l’implementazione del sistema indennitario previsto dall’Allegato B della medesima delibera.

Da ultimo, l’Autorità anticipa che ulteriori attività in regime di avvalimento potranno essere successivamente identificate, con particolare riferimento agli accertamenti sugli impianti di produzione per la verifica della potenza destinata al funzionamento dei servizi ausiliari, agli accertamenti sul riconoscimento degli oneri da Emission Trading di cui alla deliberazione ARG/elt 77/08 del 11 giugno 2008, agli accertamenti sulle modalità di effettuazione del servizio di misura da parte dei distributori di energia elettrica nonché per altre attività funzionali alla tutela dei consumatori finali.

**Delibera EEN 1/10 | “Rettifica di errore materiale nella determinazione degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria nell’anno 2010 in capo ai distributori di gas naturale soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 (rettifica della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 21 dicembre 2009, EEN 25/09)” | pubblicata il 15 gennaio 2009 | Download**

Con il presente provvedimento l’AEEG modifica quanto in precedenza determinato con la delibera EEN 25/09 del 21 dicembre 2009 (cfr. Newsletter del GME n. 23). In particolare, l’Autorità rettifica la quantità totale di gas naturale complessivamente distribuita sul territorio nazionale nell’anno 2008 dai distributori



## LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

obbligati nell'anno 2010, indicata all'art. 2, comma 2, della deliberazione EEN 25/09, e, conseguentemente, provvede a rideterminare e ripubblicare, in sostituzione della precedente, la "Tabella B" recante il dettaglio degli obiettivi specifici di risparmio di energia primaria per l'anno 2010 a carico dei distributori obbligati di gas naturale.

**Decreto-Legge 25 gennaio 2010, n. 3 | Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 20 del 26-1-2010 | Download**

Con il presente decreto-legge, il Legislatore emana, per il triennio 2010-2012, le disposizioni transitorie necessarie ed urgenti a far fronte alle crescenti criticità del sistema di approvvigionamento per la gestione in sicurezza del fabbisogno elettrico sulle isole maggiori (Sicilia-Sardegna), nelle more di una soluzione strutturale conseguibile mediante il potenziamento delle infrastrutture di collegamento fra dette isole e il continente, nonché della realizzazione delle infrastrutture di interconnessione (interconnector) con l'estero di cui all'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n. 99.

A tal fine, l'articolo 1 del provvedimento de quo istituisce un nuovo servizio volontario di fornitura di energia elettrica volto a rendere disponibile a Terna sulle isole maggiori, secondo istruzioni dalla stessa impartite, ulteriori risorse per la gestione in sicurezza del sistema elettrico che si sostanziano nella possibilità di riduzione istantanea dei prelievi dalla rete da parte dei soggetti titolari di centri di consumo.

Il medesimo articolo dispone altresì che l'AEEG, con successivo provvedimento e sentito il parere del Ministero dello sviluppo economico, definisca la regolazione del nuovo servizio in conformità ai principi e ai criteri contestualmente indicati nel decreto-legge in oggetto, con particolare riferimento:

- ai requisiti e alle caratteristiche dei soggetti candidati a prestare il nuovo servizio selezionati da Terna tramite procedura concorsuale;
- ad un sistema di penali per l'eventuale risoluzione anticipata dell'impegno a prestare il nuovo servizio che deve essere, in ogni caso, contrattualizzato tra Terna ed il soggetto selezionato su base triennale in modo tale che vi siano adeguate garanzie di permanenza in

servizio della potenza complessivamente riducibile su base istantanea;

- alla definizione di un cap al corrispettivo massimo di remunerazione per la fornitura del nuovo servizio che in ogni caso non potrà risultare superiore al doppio del prezzo di cui alla delibera dell'Autorità n. 286 del 15 dicembre 2006 previsto per la remunerazione del servizio ordinario di interrompibilità istantanea;

- alle quantità massime messe a bando tramite procedura concorsuale che devono risultare rispettivamente pari a 500 MW in Sicilia e 500 MW in Sardegna.

L'articolo 1 disciplina inoltre l'incompatibilità dell'assegnazione del nuovo servizio con la contestuale prestazione dell'ordinario servizio di interrompibilità e con i vantaggi derivanti dall'esecuzione dei contratti di fornitura di energia elettrica dall'estero tramite gli interconnector, di cui all'articolo 32, comma 6, della legge n.99/09, in quanto la regolazione di quest'ultimi servizi si basa, allo stesso modo ed in maniera inconciliabile rispetto alle disposizioni in oggetto, sull'erogazione di una modulazione in riduzione dei prelievi dalla rete elettrica.

Da ultimo, proprio in ragione dell'incompatibilità tra la disciplina del nuovo servizio e i diritti assegnati in precedenza in esito alle procedure per gli interconnector, di cui all'articolo 32 della legge n.99/09 - già concluse da Terna nel mese di dicembre 2009 - risulterà necessario procedere, con le medesime modalità indicate all'articolo 32 della legge n.99/09, con una riassegnazione degli eventuali diritti "rinunciati" da parte dei soggetti che si rendessero disponibili alla fornitura del nuovo servizio istituito mediante il presente decreto-legge.

**Delibera ARG/elt 3/10 | "Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 per l'anno 2010" | pubblicata il 27 gennaio 2009 | Download**

Con la presente delibera l'AEEG quantifica per l'anno 2010, ai fini della definizione del prezzo di collocamento dei certificati verdi emessi dal GSE, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

In particolare, l'articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 prevede che i certificati verdi emessi dal GSE, ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99, siano collocati sul mercato da parte del Gestore medesimo ad un prezzo pari alla differenza tra il valore convenzionale di 180 euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, come definito dall'Autorità in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Con precedente deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, il Regolatore ha definito i criteri per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che quest'ultimo sia posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari, come indicato all'articolo 6, Titolo III°, dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 del 6 novembre 2007 (Condizioni economiche del Ritiro Dedicato).

Ciò premesso, l'Autorità con il provvedimento de quo delibera che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica - definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 e applicando i criteri previsti alla citata delibera ARG/elt 24/08 - risulta, per il 2010, pari a 67,18 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul mercato da parte del GSE nell'anno in corso risulterà pari a 112,82 €/MWh.





11 febbraio  
**Green Technologies Investment Forum**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: Iban  
[www.iban.it](http://www.iban.it)

11 febbraio  
**Electricity 10-year network development plan**  
 Brussels, Belgio  
 Organizzatore: Ergeg  
[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

11 febbraio  
**Integration of Wind Generation Brussels**  
 Brussels, Belgio  
 Organizzatore: Ergeg  
[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

11 febbraio  
**Challengers and Opportunities for 100% Renewable Power System by 2050**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: IEFE – FEEM  
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=2584&sez=Events&padre=82>

11 – 12 febbraio  
**Solar Future**  
 Istanbul, Turchia  
[www.solarfutureconference.com](http://www.solarfutureconference.com)

11-12 febbraio  
**III Seminario Mercados de Electricidade e Gás Natural**  
 Porto, Portogallo  
[www.fep.up.pt/conferencias/energia2010/](http://www.fep.up.pt/conferencias/energia2010/)

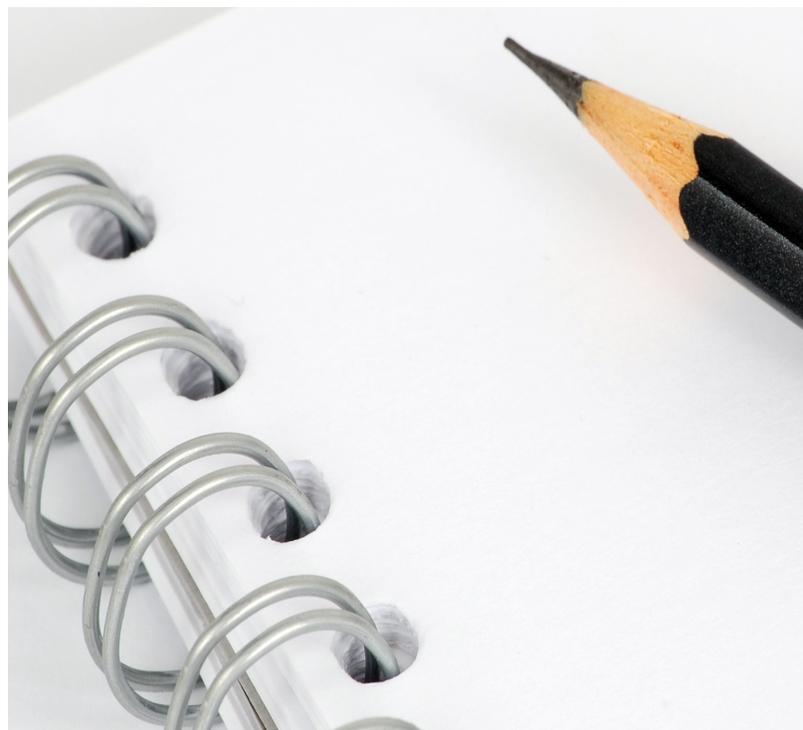
11 – 12 febbraio  
**Conferenza dell'Industria Solare in Italia - CIS-IT 2010**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Solarpraxis  
[www.solarpraxis.de/conferences/italian/](http://www.solarpraxis.de/conferences/italian/)

12 febbraio  
**Cerimonia di Apertura undicesima edizione Master Safe in Gestione delle Risorse Energetiche**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Safe  
<http://www.aiget.org/index.php?pagina=4&id=6>

12 febbraio  
**Dopo Copenhagen. Le sfide energetiche e ambientali del 2020**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Kyoto Club  
<http://www.qualenergia.it/view.php?id=362&contenuto=Appuntamento>

15 – 17 febbraio  
**Geo Power Americas 2010**  
 San Francisco  
 Organizzatore: Green Power Conferences  
[www.geopowerseries.com](http://www.geopowerseries.com)

16 febbraio  
**Qualità ambientale ed energetica nell'edilizia**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Reteambiente  
<http://www.reteambiente.it/formazione-energia/EN6>



16 febbraio  
**Convegno Nazionale Nimby Forum - Cantiere Italia. Quando lo sviluppo è una corsa a ostacoli**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Aris  
[www.arisweb.it](http://www.arisweb.it)

16 febbraio  
**E3-Day**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: Chloride  
<http://www.chloridepower.com/it-it/Italia/News--Events/Events/E3-DAY---Milano-16-febbraio-2010/>

17 – 19 febbraio  
**Platts 6th Annual Nuclear Energy Conference**  
 Bethesda, Usa  
 Organizzatore: Platts  
<http://www.platts.com/Conference.aspx>

18 febbraio  
**I mercati energetici liberalizzati**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: Customer Asset Improvement  
[http://www.caispa.com/pdf/Conv.\\_18\\_febbr\\_10\\_invito\\_1\\_altro.pdf](http://www.caispa.com/pdf/Conv._18_febbr_10_invito_1_altro.pdf)

18 febbraio  
**Il vento fa bene all'Italia**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Legambiente in collaborazione con Anev  
<http://www.100ambiente.it/index.php?archives/632-II-vento-fa-bene-all'Italia-Convegno.html>

18 febbraio  
**PPP e Project Finance per le energie rinnovabili**  
 Bari, Italia  
 Organizzatore: Business International  
[www.businessinternational.it](http://www.businessinternational.it)

18 febbraio  
**X workshop annuale dell'Osservatorio sulle Alleanze e le Strategie nel Mercato Pan-Europeo delle Utilities**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: AGICI  
[www.agici.it/eventi/18\\_02\\_10.php](http://www.agici.it/eventi/18_02_10.php)

18 -19 febbraio  
**European Gas Forum 2010**  
 Madrid, Spagna  
 Organizzatore: Jacob Fleming Confereneces  
<http://www.jacobfleming.com/jacob-fleming-group/conferences/oil-gas/EuropeanGas2010>

18 febbraio  
**Il project financing per la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Reteambiente  
<http://www.reteambiente.it/formazione-energia/EN6>

22-23 febbraio  
**CERI 2010 Natural Gas Conference**  
 Alberta, Canada  
 Organizzatore: CERI  
[www.ceri.ca](http://www.ceri.ca)

23-25 febbraio  
**Renewable Energy World Conference & Expo North America**  
 Austin, TX, USA  
 Organizzatore: Penn Well  
[www.renewableenergyworld-events.com/index.html](http://www.renewableenergyworld-events.com/index.html)

23 febbraio  
**La sfida del 20-20-20 per la metallurgia italiana**  
 Dalmine, Italia  
 Organizzatore: AIM - Associazione italiana di metallurgia  
<http://www.fast.mi.it/>

23 febbraio 2010  
**Realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Reteambiente  
<http://www.reteambiente.it/formazione-energia/EN6>

24 - 25 febbraio  
**Riduzione delle Emissioni di CO2**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: IIR  
<http://www.iir-italy.it/a4373>

24 - 26 febbraio  
**Corso di formazione per negozianti di strumenti derivati su energia (IDEX)**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana  
[www.academy.borsaitalia.it](http://www.academy.borsaitalia.it)

24-25 febbraio  
**International Oil, Gas and Energy Conference 2010**  
 Berlino, Germania  
 Organizzatore: Aries Forth  
<http://www.inoge-expo.com>

25 - 26 febbraio  
**Energy Derivatives: concetti chiave, utilizzo e aspetti critici**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: IIR  
<http://www.iir-italy.it/a4373>



25-26 febbraio  
**Business Plan e Piano Economico Finanziario per impianti FV**  
 Bologna, Italia  
 Organizzatore: Business International  
[www.businessinternational.it](http://www.businessinternational.it)

25-27 febbraio 2010  
**CEP - Clean Energy**  
 Stoccarda, Germania  
 Organizzatore:  
<http://www.cep-expo.de/index.php?L=1&id=7>

25-28 febbraio  
**IPS 2010 - International Power Summit**  
 Londra, UK  
<http://www.internationalpowersummit.com/>

25 febbraio  
**Customer Complaint Handling**  
 Brussels, Belgio  
 Organizzatore: Ergeg  
[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

2 marzo  
**Il nuovo Fondo Rotativo per Kyoto. Question Time con gli esperti del Ministero per l'Ambiente e della Cassa Depositi e Prestiti**  
 Roma, Italia  
 Organizzatore: Business International  
[www.businessinternational.it](http://www.businessinternational.it)

1-4 marzo  
**Settimana Ambiente**  
 Milano, Italia  
 Organizzatore: Gruppo Scientifico Italiano Studi e Ricerche (GSISR)  
[www.gsizr.org](http://www.gsizr.org)

2-4 marzo  
**Ecobuild**  
 Earls Court – London, UK  
 Organizzatore: International Business Events Limited  
<http://www.ecobuild.co.uk/>

3-5 marzo  
**European Electricity Pricing forum**  
 Berlino, Germania  
 Organizzatore: Markusevans  
<http://www.marcusevans.com/html/eventdetail.asp?eventID=16201&SectorID=3&divisionID=>

3-5 Marzo  
**World Sustainable Energy Days 2010**  
 Wels, Upper Austria, Austria  
 Organizzatore: O.Ö.Energiesparverband  
<http://www.wsed.at>

4-6 marzo  
**Energethica 2010**  
 Genova, Italia  
 Organizzatore: Emtrad srl.  
<http://www.energethica.it/>

5-6 Marzo  
**MIT Energy Conference 2010**  
 Boston, Massachusetts, USA  
 Organizzatore: MIT  
[www.mitenergyconference.com](http://www.mitenergyconference.com)

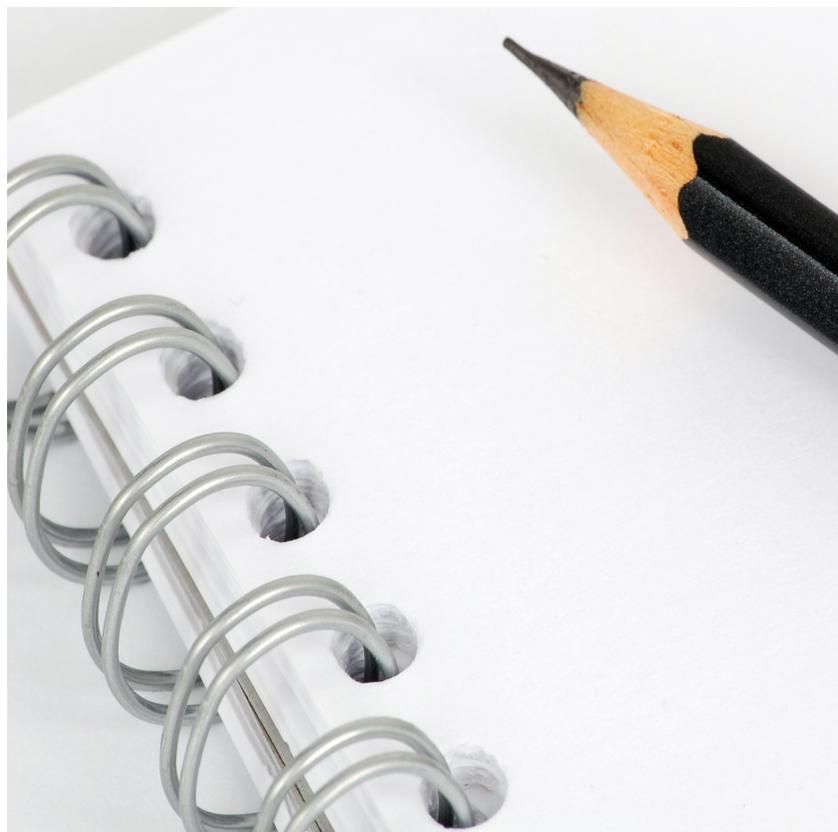
8-12 Marzo  
**CERAWeek 2010: CERA's 29th Executive Conference and Related Events**  
 Houston TX, USA  
 Organizzatore: CERA  
<http://www2.cera.com>

10-11 marzo  
**4th Renewable Energy Finance Forum - Central and Eastern Europe**  
 Praga, Repubblica Ceca  
 Organizzatore: Euromoneyenergy  
<http://www.euromoneyenergy.com/EventDetails/0/1027/4th-Renewable-Energy-Finance-Forum-Central-and-Eastern-Europe.html>

11-12 Marzo  
**Biomass Trade & Power**  
 Golden Tulip Rotterdam-Centre, Rotterdam, Olanda  
 Organizzatore: Centre for Management Technology  
<http://www.cmtevents.com/aboutevent.aspx?ev=100306&>

12 – 17 marzo  
**Forum Ricerca e Innovazione**  
 Padova, Italia  
 Organizzatore: Università degli Studi di Padova, Forum Ricerca e Innovazione  
<http://www.rieforum.org>

15 marzo  
**Reconciling Domestic Energy Needs and Global Climate Policy: Challenges and Opportunities for China and India**  
 Venezia, Italia  
 Organizzatore: FEEM  
[www.feem.it](http://www.feem.it)



16-17 marzo  
**Il mercato del Gas Naturale: organizzazione e tecniche di trading e risk management**  
 Londra, UK  
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana  
[www.academy.borsaitalia.it](http://www.academy.borsaitalia.it)

17 marzo  
**EURELECTRIC Conference Building a Secure & Sustainable Electricity Future**  
 Brussels, Belgio  
 Organizzatore: EURELECTRIC  
[www.eurelectric.org](http://www.eurelectric.org)

17 marzo  
**ERGEG Position Paper on Smart Grids**  
 Brussels, Belgio  
 Organizzatore: Ergeg  
[www.energy-regulators.eu](http://www.energy-regulators.eu)

**ARA: Amsterdam-Rotterdam-Anversa**

Porto di consegna

**Brge: Barge**

Mezzo di trasporto utilizzato

**Cargo**

Mezzo di trasporto utilizzato

**CIF: Cost Insurance Freight**

Costo, Assicurazione e Nolo. È il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di assicurazione e il nolo fino alla destinazione convenuta, escluse le spese di imbarco.

**CIM CIF ARA**

Quotazione (CIF) del carbone dell'Europa centrale.

**CIM FOB RichBay:**

Quotazione (FOB) del carbone del Sud Africa

**Certificati Verdi**

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

**Clean Development Mechanism (CDM)**

È uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

**Dated Brent**

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato petrolifero londinese.

**Emission Trading Scheme (ETS)**

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

**EEX**

European Energy Exchange

**EXAA**

Energy Exchange Austria

**ERUs (Emission Reduction Units)**

Cfr. Joint Implementation (JI)

**EUA (European Union Allowances)**

Cfr. Unità di Emissione (UE)

**Fuel Oil**

Olio combustibile a basso tenore di zolfo (BTZ).

**FOB (Free On Board)**

Franco a bordo. Il valore di mercato di beni o merci (alla frontiera doganale di un Paese), inclusi i costi di trasporto e movimentazione fino al porto d'imbarco convenuto.

**Gas Dutch TTF**

Quotazione del gas metano Olandese.

**Gas PSV DA**

Quotazione del gas metano sul Punto di Scambio Virtuale per l'Italia.

**Gas Zeebrugge**

Quotazione del gas metano belga

**HGB**

Amburgo

**Iran Lt Crk NB**

Greggio a basso contenuto di zolfo utilizzato come quotazione nel mercato medio orientale.

**Italian Power Exchange (IPEX)**

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

**Joint Implementation (JI)**

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni

attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

**Liquidità**

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (incluso i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

**MED: Mediterraneo**

Abbreviazione comunemente usata nel trasporto per indicare il carico o lo scarico ad un porto situato sul Mediterraneo.

**Macro zona**

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.

Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono:

MzNord (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), MzSicilia (comprendente le zone Sicilia e Priolo), MzSardegna (comprendente la zona Sardegna) e MzSud (comprendente le rimanenti zone).

**Mercato di Aggiustamento (MA)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale.

Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato del Giorno Prima (MGP)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al prezzo unico nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

**Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)**

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi.

Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (pay as bid).

**NWE**

Europa nord occidentale, in particolare ARA, HBG, FR, GB. Porto di consegna.

**Ore di picco**

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 7:00 e le 22:00, ovvero i periodi rilevanti da 8 a 22.

Dal 1/1/2006: nei soli giorni lavorativi, sono le ore comprese tra le 8:00 e le 20:00, ovvero i periodi rilevanti da 9 a 20.

**Ore fuori picco**

Dal 1/4/2004 al 31/12/2005: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 7:00 e tra le 22:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 7, 23 e 24.

Dal 1/1/2006: tutte le ore dei giorni festivi; nei giorni lavorativi, le ore comprese tra le 0:00 e le 8:00 e tra le 20:00 e le 24:00, ovvero i periodi rilevanti da 1 a 8 e da 21 a 24.

**Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)**

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

**Piattaforma dei Conti Energia (PCE)**

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

**PNA (Piano Nazionale di Assegnazione)**

Piano Nazionale di Allocazione delle quote di CO2 previsto dalla Direttiva 2003/87/CE.

**Prezzo unico nazionale (PUN).**

Media dei prezzi zionali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

**Prezzo Medio Europeo (PME)**

Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

**Prezzo zonale (Pz)**

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

**Punto di scambio virtuale (PSV)**

Punto virtuale situato tra i Punti di Entrata e i Punti di Uscita della Rete Nazionale di Gasdotti (RN), presso il quale gli Utenti e gli altri soggetti abilitati possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas immesso nella RN. Punto di uscita (RN)

**Qinhdao Stm**

Quotazione (FOB) del carbone cinese

**Titoli di efficienza energetica (TEE)**

I titoli di efficienza energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti, sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

**Unità di Emissione (UE)**

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO2, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'Emission Trading Scheme.

**WTI Crk NB**

West Texas Intermediate, greggio americano a basso contenuto di zolfo utilizzato come greggio nel mercato petrolifero americano.

**Zona**

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

## Newsletter del GME

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.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

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

[relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org](mailto:relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org)

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Gruppo Adnkronos

Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente (IEFE) - Università Bocconi

## 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.