

newsletter

del **GME**
Gestore
Mercati
Energetici

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico/
novembre 2009
pagine 2, 3, 4 e 5

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee/ novembre 2009
pagine 6 e 7

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili/ novembre 2009
pagine 8 e 9

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica/ novembre 2009
pagina 10

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi/ novembre 2009
pagina 11

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa/ novembre 2009
pagina 12

ANALISI

Oltre Copenhagen
di *Marzio Galeotti e Clara Poletti -
Università Bocconi*
pagina 13

FOCUS

Osservazioni in merito al rapporto
AIE su sviluppo e diffusione delle
energie rinnovabili
a cura del Dipartimento per l'energia
(MSE)
pagine 1 e 14

NOVITÀ NORMATIVE

pagine 15, 16, 17, 18 e 19

APPUNTAMENTI

pagina 20

GLOSSARIO

pagine 21 e 22

OSSERVAZIONI IN MERITO AL RAPPORTO AIE SU SVILUPPO E DIFFUSIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

A cura del Dipartimento per l'energia (MSE)

La scorsa settimana è stato presentato, presso il Ministero dello Sviluppo Economico, il rapporto dell'Agencia Internazionale per l'Energia "Sviluppo e diffusione delle energie rinnovabili - Principi per politiche efficaci". Negli stessi giorni a Copenaghen si discute di clima e di impegni di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. I temi sono tra loro intrecciati: **q u a l s i v o g l i a** strategia deve considerare un mix di strumenti (**e f f i c i e n z a** energetica, cattura



e confinamento dell'anidride carbonica, nucleare e fonti rinnovabili). L'Unione Europea ha già adottato obiettivi vincolanti al 2020, tra cui quello di coprire il 20% dei consumi complessivi di energia con fonti rinnovabili, obiettivo poi ripartito tra i diversi Stati membri. Il rapporto, ricco di dati, elaborazioni e analisi, è quindi di estrema attualità e rappresenta un utile strumento per quanti si trovano a dover definire il percorso per conseguire i risultati attesi. Di particolare rilevanza le osservazioni relative al nostro sistema di incentivazione, ritenuto generoso quanto ad interventi ma con un basso indice di efficacia, in considerazione delle necessarie e prossime evoluzioni (linee guida per l'autorizzazioni

degli impianti, nuovo conto energia, incentivazione non solo in relazione alla produzione di energia elettrica, ma anche per la produzione da calore da fonti rinnovabili).

Doverose alcune osservazioni in relazione al rapporto.

Il primo commento riguarda le indicazioni del rapporto sul "potenziale realizzabile" al 2020, che secondo l'Agencia ammonterebbe, a livello complessivo (paesi OCSE e BRICS: Brasile, Russia, India, Cina, Sudafrica) 2,5 volte la produzione attuale per l'elettricità, 30 volte la produzione attuale per il calore e 5 volte la produzione attuale per i biocarburanti. Per quanto concerne i dati

di potenziale realizzabile al 2020 forniti per l'Italia, pari a 158 TWh di elettricità, 28,4 TWh (2,5 Mtep) di biocarburanti domestici e 173,4 TWh (14,9 Mtep) di calore, si tratta di valori di molto superiori a quelli ai quali è pervenuto il Ministero per lo sviluppo economico, stimando il potenziale tecnicamente ed economicamente accessibile, che per l'elettricità, ad esempio, non supera i 100 TWh.

E' probabilmente necessario, sotto questo profilo, definire non solo il potenziale realizzabile, ma anche le condizioni di realizzabilità. E' infatti evidente che un pieno sfruttamento del potenziale tecnico solare consentirebbe di raggiungere i valori indicati dall'IEA; è però evidente che tale potenziale tecnico

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2009

A cura del GME

In uno scenario, viepiù consolidatosi nel corso del 2009, di alta offerta di energia elettrica, sia nazionale che estera, e di bassa domanda, in particolare di quella nazionale, a novembre il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha registrato ancora una consistente flessione su base annua (-38,5%). Lo stemperarsi delle tensioni sui prezzi delle altre borse europee, e di quella francese (Powernext) prima fra tutte, ha tuttavia ampliato il differenziale tra questi ed il PUN che ad ottobre aveva raggiunto un minimo appena superiore ai 7 €/MWh

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un calo di 3,70 €/MWh (-6,4%) su ottobre e di 33,72 €/MWh (-38,5%) su novembre 2008, si è portato a 53,93 €/MWh (Grafico 1). Prosegue, pertanto, la decisa flessione tendenziale del PUN che ha interessato tutti i gruppi di ore: -43,74 €/MWh (-38,4%) nelle ore di picco, -25,75 €/MWh (-38,9%) nelle

ore fuori picco dei giorni lavorativi e -32,15 €/MWh (-38,8%) nei giorni festivi (Tabella 1).

I prezzi di vendita hanno registrato ancora un calo tendenziale attorno al 40% in tutte le zone continentali, con il Sud che si conferma, per il terzo mese consecutivo, la zona dal prezzo più basso, pari a 47,64 €/MWh;

prezzi allineati poco sopra i 52 €/MWh nelle altre tre zone del continente. Più contenuta la flessione nelle due isole: in Sardegna il prezzo è sceso a 59,28 €/MWh (-29,8%), livello più basso da aprile 2007; mentre in Sicilia (-24,5%), unica zona in aumento su ottobre (+9,5%), si registra ancora il prezzo più alto pari a 82,66 €/MWh (Grafico 2).

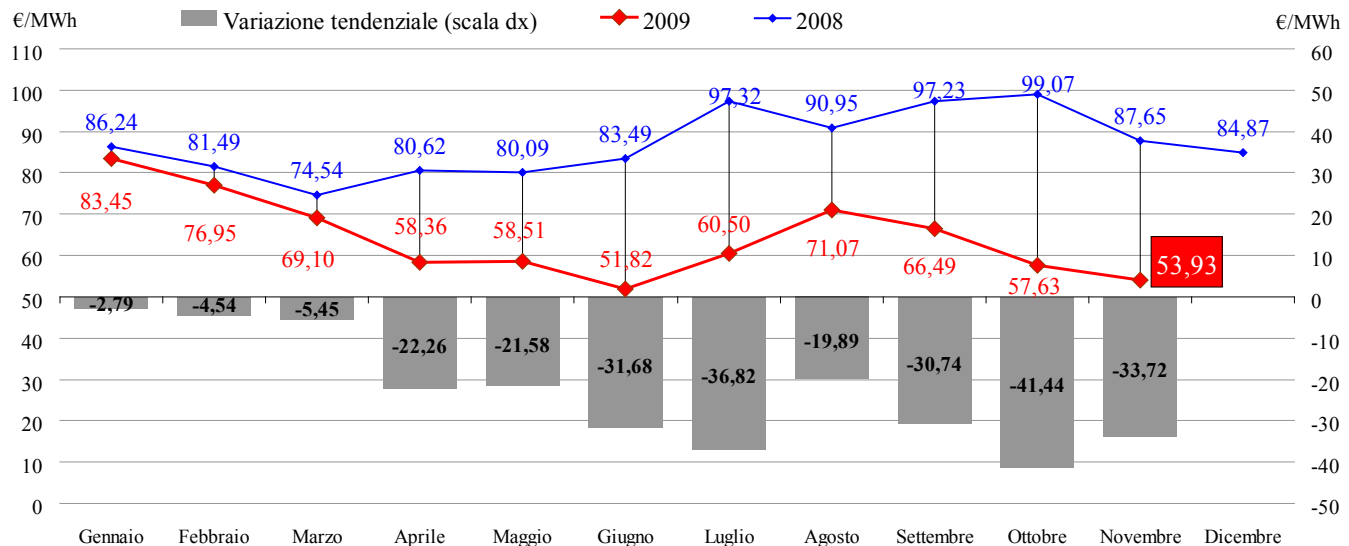
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2009	2008	Var vs 2008		Borsa		Sistema Italia		2009	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Novembre	53,93	87,65	-33,72	-38,5%	25.003	-7,6%	36.729	-5,0%	68,1%	70,0%
<i>Giorno lavorativo</i>	55,33	90,07	-34,74	-38,6%	26.626	-8,5%	39.379	-5,4%	67,6%	69,8%
<i>ore di picco</i>	70,20	113,94	-43,74	-38,4%	30.731	-6,4%	45.490	-3,4%	67,6%	69,8%
<i>ore fuori picco</i>	40,46	66,20	-25,75	-38,9%	22.521	-11,1%	33.268	-8,1%	67,7%	69,9%
<i>Giorno festivo</i>	50,65	82,80	-32,15	-38,8%	21.217	-7,7%	30.546	-6,6%	69,5%	70,3%
<i>Minimo orario</i>	13,49	24,42			14.867		23.377		63,0%	64,1%
<i>Massimo orario</i>	136,01	160,15			34.479		49.164		74,3%	75,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

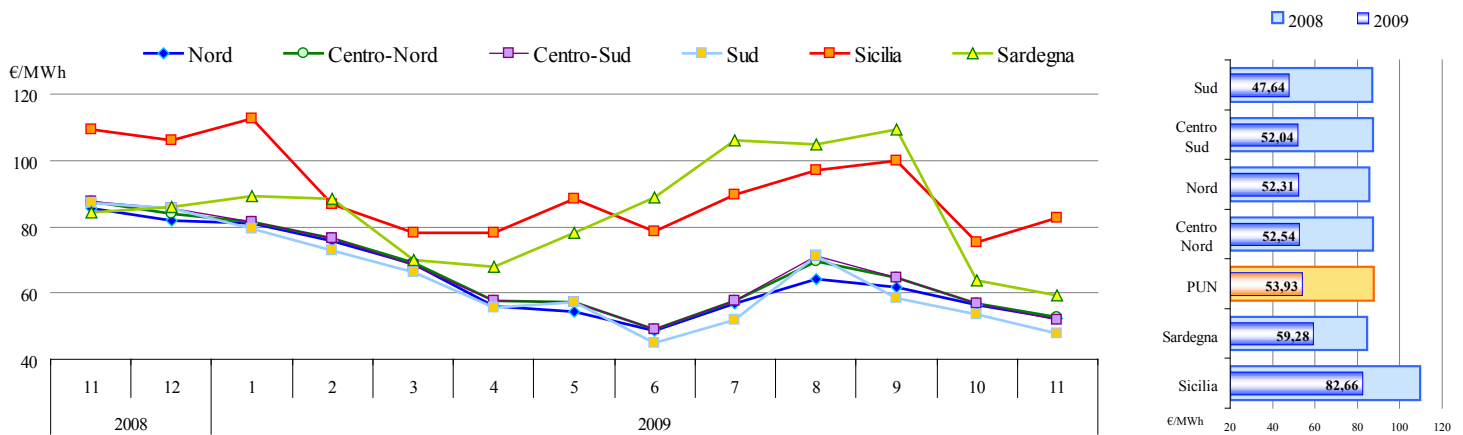


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,4 milioni di MWh, hanno ancora segnato una flessione (-5,0%), la tredicesima consecutiva. In calo anche

gli scambi nella borsa elettrica, pari a 18,0 milioni di MWh (-7,6%); in lieve aumento invece l'energia scambiata attraverso la PCE (contratti bilaterali), pari a 8,4 milioni di MWh

(+1,0%) (Tabelle 2 e 3).

La liquidità del mercato ha pertanto perso 1,9 punti percentuali su base annua, attestandosi al 68,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.002.367	-7,6%	68,1%
Operatori	10.508.116	-11,4%	39,7%
GSE	4.187.367	+11,6%	15,8%
Zone estere	2.712.425	+27,1%	10,3%
Saldo programmi PCE	594.459	-1,6%	2,2%
PCE (incluso MTE)	8.442.452	+1,0%	31,9%
Zone estere	1.564.773	-24,5%	5,9%
Zone nazionali	7.472.138	+8,5%	28,3%
Saldo programmi PCE	-594.459		-2,2%
VOLUMI VENDUTI	26.444.819	-5,0%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.642.866	+29,4%	
OFFERTA TOTALE	43.087.685	+5,9%	

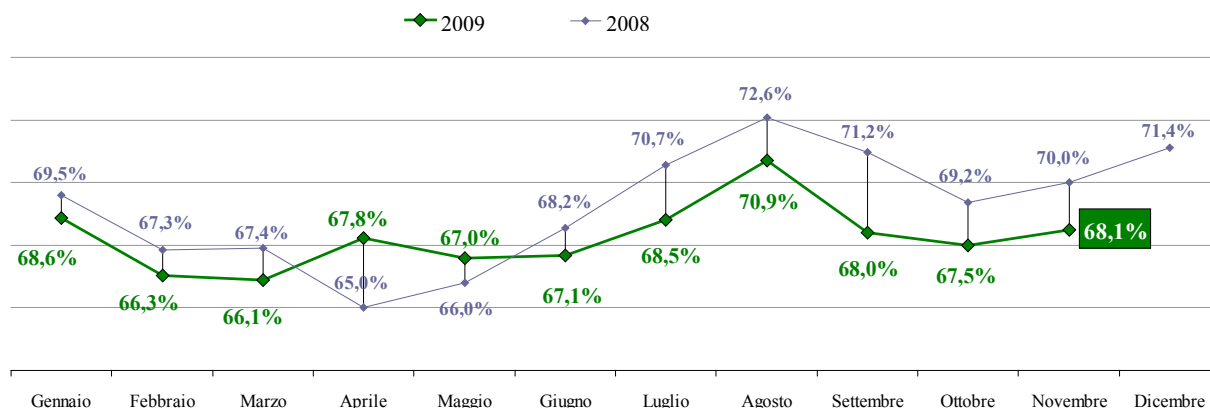
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	18.002.367	-7,6%	68,1%
Acquirente Unico	5.557.483	-19,2%	21,0%
Altri operatori	11.486.804	+1,2%	43,4%
Pompaggi	314.120	-47,3%	1,2%
Zone estere	612.166	+15,8%	2,3%
Saldo programmi PCE	31.795	+909,5%	0,1%
PCE (incluso MTE)	8.442.452	+1,0%	31,9%
Zone estere	44.731	+2,5%	0,2%
Zone nazionali AU	1.979.916	+23,5%	7,5%
Zone nazionali altri operatori	6.449.600	-3,9%	24,4%
Saldo programmi PCE	-31.795		
VOLUMI ACQUISTATI	26.444.819	-5,0%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.299.839	+58,2%	
DOMANDA TOTALE	28.744.658	-1,9%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2009

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,8 milioni di MWh, hanno registrato una contrazione del 5,4% su base annua, con una punta del -9,1% nella macrozona Sardegna. Gli acquisti sulle zone estere, pari a 657 mila MWh, in deciso ridimensionamento rispetto al picco di ottobre, hanno però segnato un aumento del 14,7% su base annua (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 22,2 milioni di MWh, sono diminuite

del 6,2% rispetto a novembre 2008. A livello macrozonale ancora in evidenza la Sardegna (-12,5%) ed il Nord (-11,1%); in controtendenza il Sud (+1,7%). In aumento le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,3 milioni di MWh (+1,7%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato l'incremento tendenziale delle vendite degli impianti a ciclo combinato (+18,9%) – particolarmente sensibile nella macrozona

Nord (+28,9%) e in Sicilia (+27,5%) – degli impianti eolici (+25,2%) e geotermici (+3,9%), dall'altro la decisa riduzione delle vendite degli impianti idroelettrici (-36,1%), in particolare a pompaggio (-64,2%), e degli impianti termoelettrici tradizionali (-17,9%). La quota delle vendite degli impianti a ciclo combinato è salita pertanto al 58,8% (+10 punti percentuali rispetto ad un anno fa) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonali

Fonte: GME

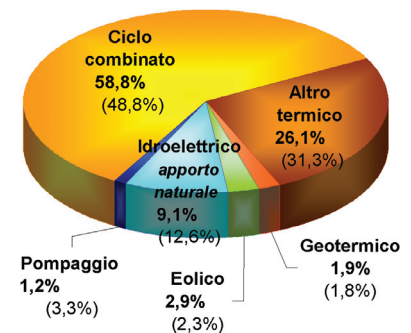
MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	18.831.258	26.155	-1,8%	11.220.129	15.584	-11,1%	14.281.174	19.835	-5,9%
MzSud	15.078.375	20.942	+14,1%	8.543.496	11.866	+1,7%	9.065.336	12.591	-4,1%
MzSicilia	2.456.425	3.412	+15,7%	1.469.314	2.041	-5,0%	1.511.444	2.099	-5,8%
MzSardegna	1.541.068	2.140	+1,6%	934.682	1.298	-12,5%	929.969	1.292	-9,1%
Totale nazionale	37.907.126	52.649	+5,2%	22.167.621	30.788	-6,2%	25.787.923	35.817	-5,4%
MzEstero	5.180.559	7.195	+11,0%	4.277.198	5.941	+1,7%	656.897	912	+14,7%
Sistema Italia	43.087.685	59.844	+5,9%	26.444.819	36.729	-5,0%	26.444.819	36.729	-5,0%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	13.165	+6,0%	10.619	+4,7%	1.789	+1,6%	1.162	-7,9%	26.735	+4,5%
Ciclo combinato	9.737	+28,9%	6.447	+6,6%	1.406	+27,5%	527	-0,6%	18.118	+18,9%
Geotermico	-	-	585	+3,9%	-	-	-	-	585	+3,9%
Altro termico	3.427	-29,5%	3.588	+1,5%	383	-41,9%	635	-13,2%	8.033	-17,9%
Idroelettrico	2.414	-42,6%	659	+5,8%	72	-20,8%	23	-42,7%	3.168	-36,1%
Apporto naturale	2.186	-37,2%	594	+35,5%	11	+4,0%	10	+22,8%	2.802	-28,9%
Pompaggio	227	-68,7%	65	-64,7%	61	-24,0%	12	-60,6%	366	-64,2%
Eolico	5	-	587	+29,4%	179	+14,0%	113	+18,5%	885	+25,2%
Totale Impianti	15.584	-6,3%	11.866	+5,7%	2.041	+1,5%	1.298	-7,1%	30.788	-1,5%

Struttura delle vendite Sistema Italia



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2009

[CONTINUA]

Nel Mercato dell'energia a Termine (MTE), che consente da novembre 2009 agli operatori di negoziare anche contratti con scadenza trimestrale ed annuale, sono stati scambiati 64 contratti con scadenza *dicembre 2009*, di cui 20 baseload e 44 peakload per un totale di 27.024 MWh. Nella Piattaforma Conti Energia

a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a novembre, sono state 15,3 milioni di MWh, con un aumento del 24,4% rispetto allo stesso mese del 2008. In crescita tutte le tipologie di contratto, in particolare, tra quelli standard, gli Off Peak (+52,6%) ed i Peak (+53,7%). Le transazioni

registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 11,5 milioni di MWh (+15,3%). Più modesti gli aumenti sia dei programmi registrati nei conti in immissione, pari a 9,0 milioni di MWh (+0,8%), che quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 8,5 milioni di MWh (+1,4%) (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a novembre 2009 e programmi

Fonte: GME

Transazioni registrate				Programmi	Immissione			Prelievo		
PCE (netto MTE)	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	2.973.398	+14,6%	19,4%	Richiesti	9.322.599	+3,2%	100,0%	8.474.314	+1,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	883.404	+52,6%	5,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.450.956	+543,2%	15,6%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.132.356	+53,7%	7,4%	Registrati	9.036.911	+0,8%	96,9%	8.474.247	+1,4%	100,0%
<i>Week-end</i>	4.320	+20,0%	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.167.164	+631,4%	12,5%	-	-	-
Totale Standard	4.993.478	+27,6%	32,5%	Rifiutati	285.688	+278,9%	3,1%	66	-	0,0%
Totale Non standard	10.353.691	+22,8%	67,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	283.793	+329,9%	3,0%	-	-	-
Totale	15.347.170	+24,4%	100,0%							
Posizione netta	11.494.827	+15,3%	74,9%	Saldo programmi	594.459	-1,6%		31.795	+909,5%	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/NOVEMBRE 2009

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel mese di novembre, a fronte di una lenta e progressiva ripresa dei prezzi registrata nel mercato dei combustibili, trova nuovo vigore la tendenza ribassista iniziata un anno fa sulle borse elettriche europee, alimentata dal mercato e del persistente trend calante in atto sulla domanda.

Nell'area mediterranea si osserva la terza diminuzione congiunturale consecutiva di IpeX (-6,4%), in un periodo dell'anno caratterizzato da quotazioni tradizionalmente crescenti, e il calo di Omel al suo minimo annuo (-9,5%), dopo mesi di sostanziale stabilità. Le riduzioni più consistenti si apprezzano tuttavia nell'Europa centrale, dove Powernext (-42,2%) ed EEX (-19,3%) si riportano sui valori di settembre, annullando gli incrementi indotti dalle forti tensioni registrate lo scorso mese sui due mercati. In questo contesto l'unica borsa che sembra rispettare la tradizionale stagionalità dei prezzi risulta NordPool, che, in controtendenza col resto d'Europa, mostra una variazione congiunturale positiva, salendo a ridosso del suo massimo annuo (+7,8%).

In termini tendenziali si confermano le dinamiche osservate nel corso degli ultimi dieci mesi, con flessioni ovunque comprese tra il 38% e il 51%, di nuovo con la sola eccezione della borsa scandinava, in calo più contenuto (-29,0%).

Il ritorno alla norma delle quotazioni di Powernext (40,47 €/MWh) spinge IpeX nuovamente al vertice del ranking europeo, in virtù dei suoi 53,93 €/MWh, livello peraltro prossimo ai minimi storici. Cambiamenti

degni di nota si rilevano anche in coda alla graduatoria, dove Omel (32,39 €/MWh) scalza NordPool dall'ultima posizione (36,38 €/MWh), assumendo il ruolo di exchange più conveniente.

La fine delle tensioni riscontrate sulle borse centro-europee favorisce un nuovo incremento del divario tra Pun e PME¹, cresciuto a 16,8 €/MWh (+9,4 €/MWh), valore comunque tra i più bassi dell'anno. L'andamento giornaliero dei prezzi evidenzia un rafforzamento del differenziale concentrato nella seconda parte del mese, in corrispondenza di una più cospicua diminuzione dei prezzi francese e tedesco.

L'analisi della liquidità conferma, con la sola eccezione di EEX, la generale diminuzione dell'energia contrattata in borsa, pur con variazioni che tendono ad affievolirsi rispetto ai mesi precedenti (-1,5/-7,6%), consolidando il primato di NordPool in termini di dimensioni (24,7 TWh).

¹ 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.

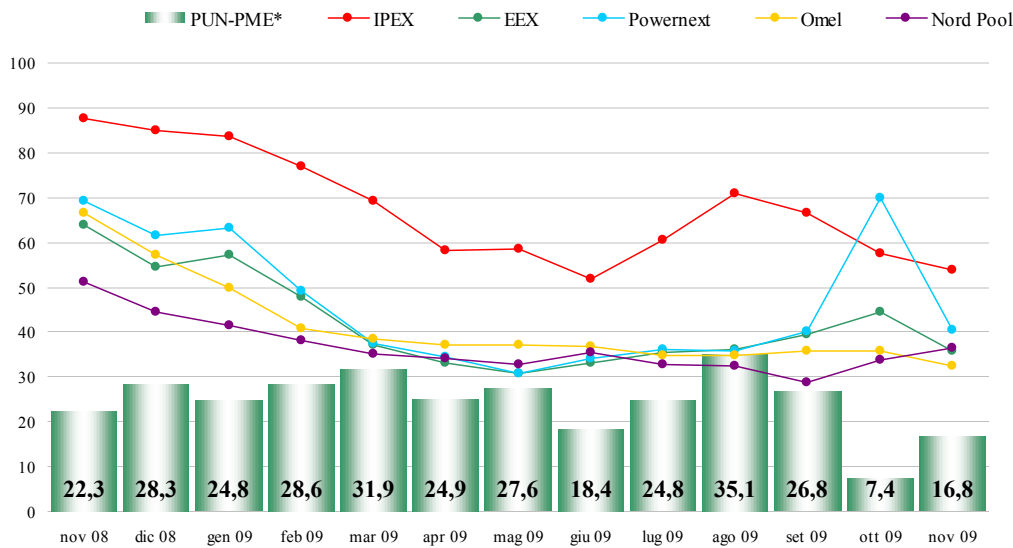
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	53,93	-6,4%	-38,5%	18,0	-7,6%
	Peak	70,20	-9,5%	-38,4%		
	Off peak	40,46	-8,5%	-38,9%		
	Festivo	50,65	2,1%	-38,8%		
EEX	Base	35,94	-19,3%	-43,6%	12,6	1,6%
	Peak	48,50	-22,5%	-47,2%		
	Off peak	27,93	-26,6%	-46,6%		
	Festivo	30,64	1,0%	-34,8%		
Powernext	Base	40,47	-42,2%	-41,6%	5,0	-1,5%
	Peak	55,79	-53,7%	-39,9%		
	Off peak	32,36	-25,4%	-42,8%		
	Festivo	32,05	-22,0%	-45,2%		
OMEL	Base	32,39	-9,5%	-51,3%	16,0	-4,0%
	Peak	37,90	-2,2%	-48,3%		
	Off peak	29,08	-11,6%	-52,4%		
	Festivo	29,82	-16,4%	-54,3%		
NordPool	Base	36,38	7,8%	-29,0%	24,7	-6,9%
	Peak	39,75	7,5%	-28,7%		
	Off peak	34,48	5,7%	-29,7%		
	Festivo	34,68	11,0%	-29,2%		
PME ¹	Base	37,18	-25,9%	-43,1%	-	-
	Peak	50,44	-32,2%	-45,3%		
	Off peak	29,18	-26,1%	-45,4%		
	Festivo	31,04	-8,1%	-38,5%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/NOVEMBRE 2009

[CONTINUA]

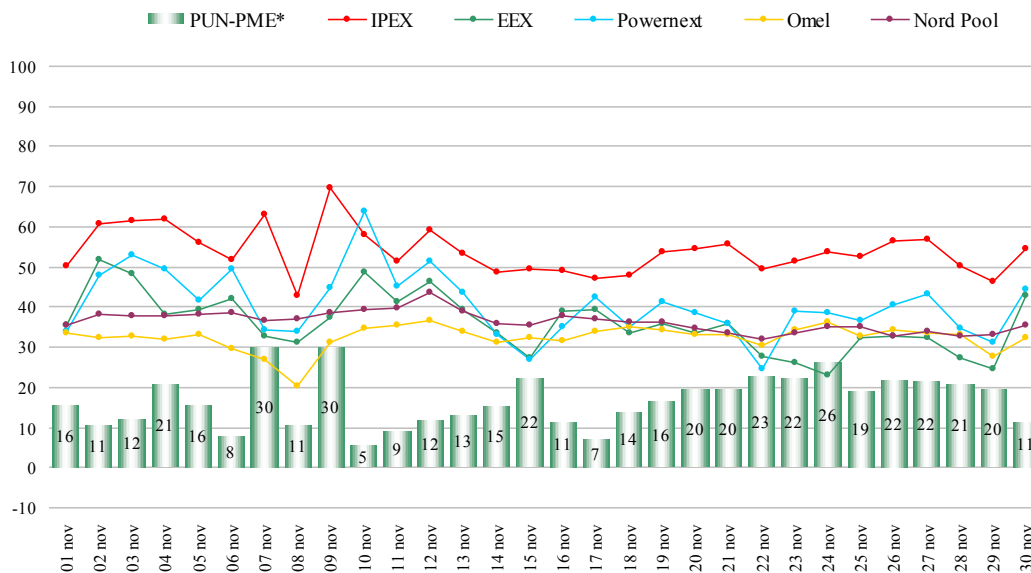
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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/NOVEMBRE 2009

A cura del GME

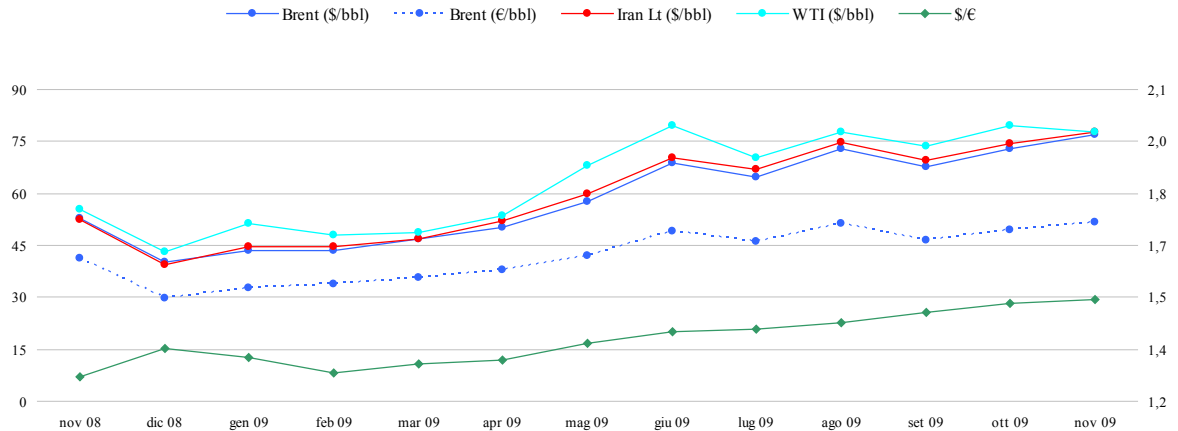
Il trend positivo osservato da inizio anno sui mercati internazionali dei greggi si conferma ancora per il mese di novembre, portando i prezzi su livelli massimi annui. In particolare il greggio del Mar del Nord e quello mediorientale si portano su livelli più alti, rispettivamente di 76,89 \$/bbl (+5,2%) e 77,66 \$/bbl (+4,4%), mostrando un forte aumento rispetto ai valori osservati lo scorso anno (+46/48%). In controtendenza la quotazione americana, che scende a 77,88 \$/bbl (-2,1%) annullando il gap con le altre quotazioni di riferimento.

Il tasso di cambio consolida la tendenza al rialzo attestandosi a 1,49 \$/€ (+0,7%), registrando un forte incremento tendenziale (+17,3%) che induce un sensibile ridimensionamento dell'entità dei rialzi tendenziali dei greggi espressi in euro.

Il trend di crescita registrato sui greggi si riflette chiaramente su tutti i derivati petroliferi, risultando evidente sull'olio combustibile, che sale a 28 €/MWh (+6/7%), ed in parte anche sul

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



gasolio, che si attesta a 35 €/MWh (+1/2%). Da segnalare, al pari di quanto osservato sui greggi, la prima inversione delle differenze tendenziali – dopo 13 mesi – sui prezzi dell'olio combustibile (+33/36%), a fronte di variazioni che rimangono ancora negative per il gasolio (-4/10%).

Dinamiche analoghe di crescita si registrano per il carbone, che si attesta sui 6/10 €/MWh (+4/8%), con la quotazione cinese che diverge ulteriormente dalle altre. Il gas conferma

la tendenza a rialzo con forti aumenti sulla quotazione italiana – che sale a 20,15 €/MWh (+12,7%) registrando il quinto aumento consecutivo del differenziale di prezzo con il resto dell'Europa – e sulla quotazione belga che si attesta a 10,05 €/MWh (+4,4%). In controtendenza la quotazione olandese che scende a 9,81 €/MWh (-5,4%). In termini tendenziali, il gas e il carbone confermano ancora variazioni negative.

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Tassi di cambio Exchange Rates	Prodotto	Quotazioni Ufficiali (UM) *				Quotazioni espresse in €/MWh #		
		UM	Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend
	\$/€	-	1,49	0,7%	17,3%	-	-	-
	£/€	-	0,90	-1,8%	8,0%	-	-	-
Greggio Crude Oil	Dated Brent	\$/bbl	76,89	5,2%	45,8%	37,66	4,4%	24,3%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	77,66	4,4%	48,0%	38,04	3,7%	26,2%
	WTI Crk NB	\$/bbl	77,88	-2,1%	40,6%	38,14	-2,8%	19,8%
Olio Combustibile Fuel Oil	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	471,56	7,8%	60,0%	27,73	7,0%	36,4%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	470,15	6,9%	59,6%	27,64	6,1%	36,1%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	476,44	6,9%	56,4%	28,01	6,2%	33,3%
Gasolio Gas Oil	Gasoil FOB ARA Brge	\$/MT	612,37	2,0%	5,5%	34,59	1,2%	-10,0%
	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	624,14	2,9%	10,6%	35,26	2,1%	-5,7%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	609,90	2,7%	12,2%	34,45	1,9%	-4,3%
Carbone Coal	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	77,53	5,7%	-16,2%	7,45	4,9%	-28,5%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	66,47	4,4%	-25,7%	6,38	3,7%	-36,7%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	100,50	9,2%	0,0%	9,65	8,4%	-14,7%
Metano Gas	Gas PSV DA	€/MWh	20,15	12,7%	-34,1%	20,15	12,7%	-34,1%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	10,05	4,4%	-57,3%	10,05	4,4%	-57,3%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	9,81	-5,4%	-58,8%	9,81	-5,4%	-58,8%

I valori riportati si riferiscono alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere

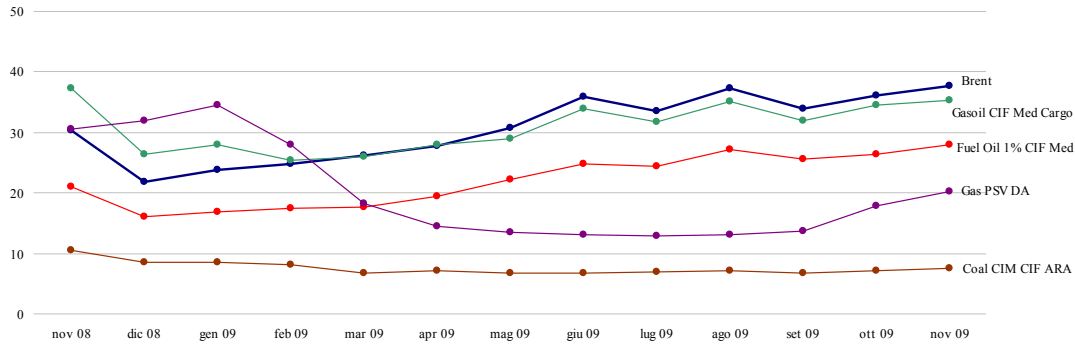
Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/NOVEMBRE 2009

[CONTINUA]

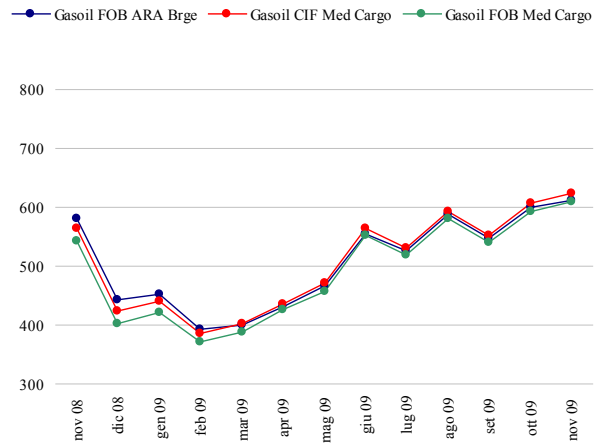
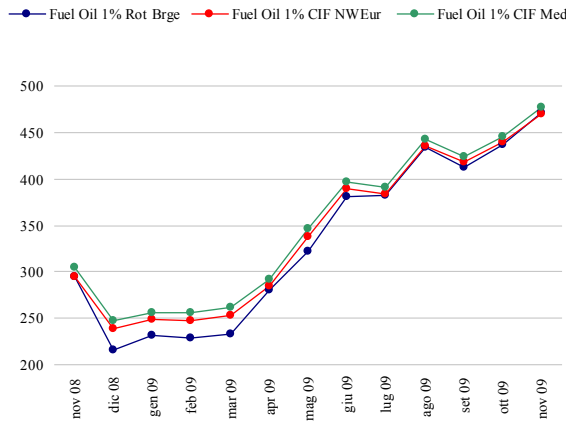
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



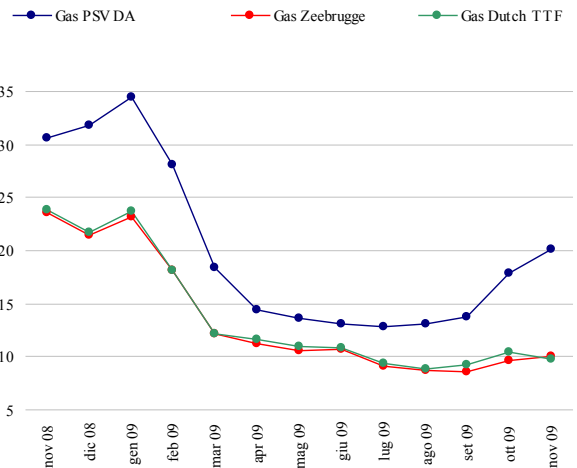
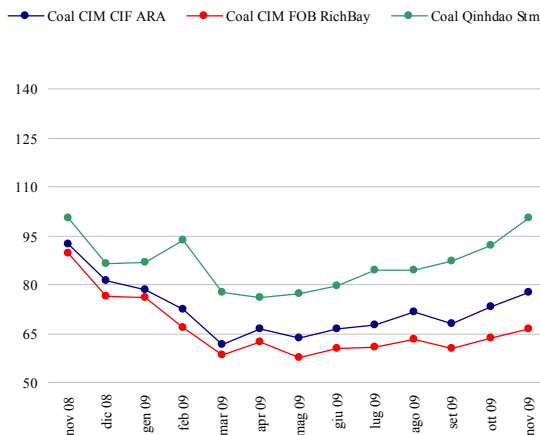
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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

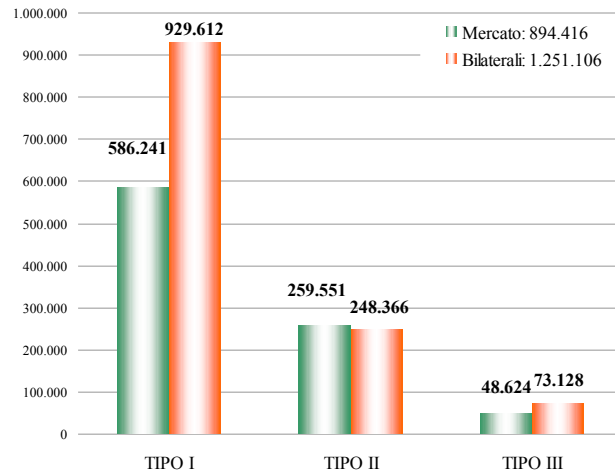
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ NOVEMBRE 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 114.918 TEE nel mese di novembre, in aumento rispetto ai 81.397 TEE scambiati nel mese di ottobre. Dei 114.918 TEE scambiati, 81.327 sono stati di Tipo I, 30.120 di tipo II e 3.471 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di novembre, hanno mantenuto un andamento piuttosto costante intorno al livello di €85. In particolare il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di €84,97, quasi invariato rispetto al prezzo medio ponderato di settembre (€84,87). Per quanto riguarda i titoli di tipo II, il prezzo medio ponderato è stato pari a €85,16, con un lieve incremento rispetto al prezzo medio ponderato del mese di settembre (€84,73). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III è infine stato di €85,03, anch'esso in rialzo rispetto a settembre (€84,88). Si segnala la delibera AEEG EEN 21/09 del 24.11.2009 con la quale viene fissato il livello del rimborso tariffario che verrà riconosciuto ai soggetti obbligati relativamente all'anno 2010 e pari, nello specifico, a 92,22 €/tep.

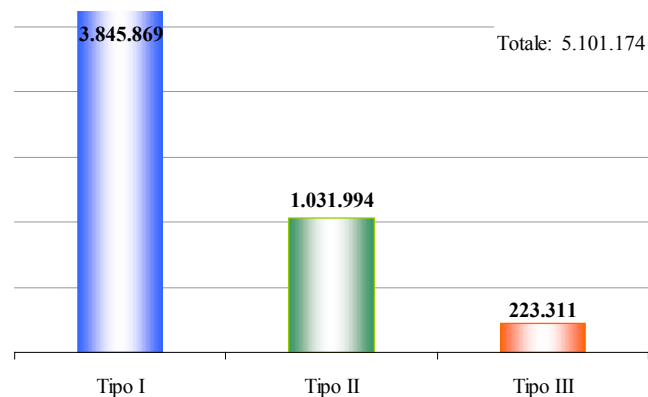
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2009 al 30 novembre 2009

Fonte: GME

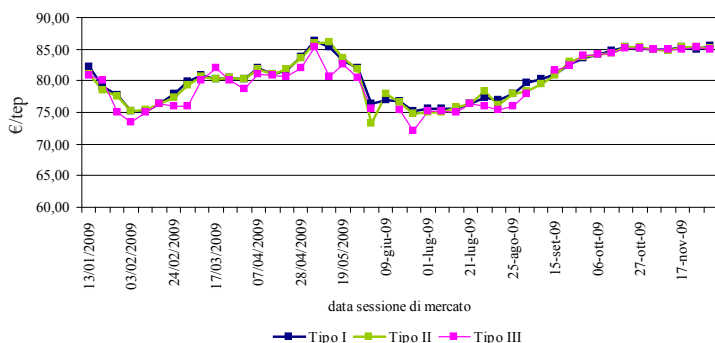


TEE, titoli emessi (dato cumulato)

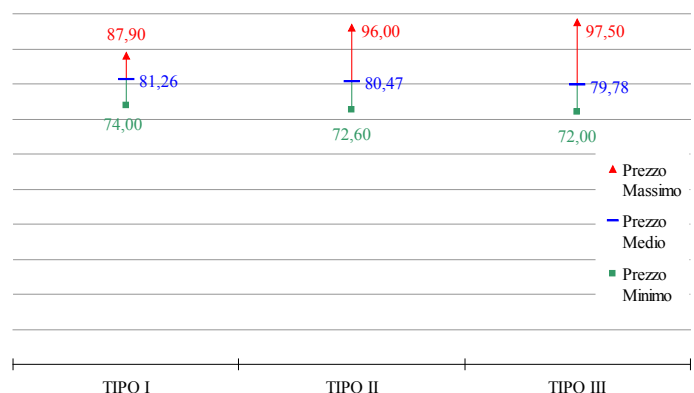
Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009)



TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio-novembre 2009 Media ponderata (€/tep)



Fonte: GME

GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/NOVEMBRE 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di novembre sono stati scambiati 238.657 CV¹, mentre nel mese di ottobre sono stati scambiati 105.348 CV.

Anche nel mese di novembre, così come in ottobre, gli scambi si sono concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 235.294 CV scambiati, in aumento rispetto ai 103.177 di settembre. I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 1.685, in lieve aumento rispetto ai 1.509 scambiati nel mese precedente. Il mese di novembre ha fatto anche registrare qualche scambio sui CV con anno di riferimento 2007 e 2008 relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL), con volumi pari rispettivamente a 1.378 e 300.

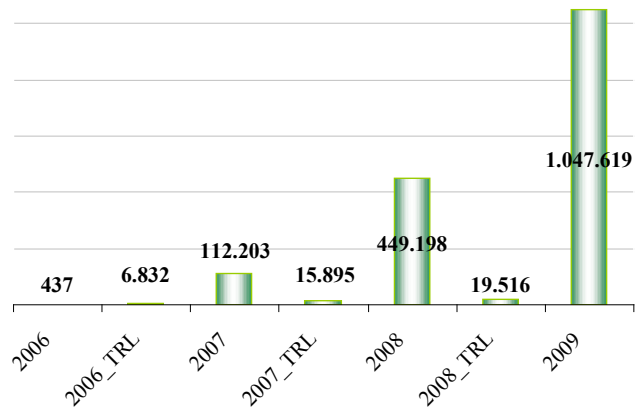
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 è stato di €88,56, in lieve aumento rispetto al mese precedente (€88,05).

Le aspettative circa il prezzo di ritiro dei CV da parte del GSE nel prossimo anno continuano ad influenzare in modo determinante le contrattazioni in questa ultima parte dell'anno. Giova ricordare che tale prezzo di ritiro sarà noto solo alla fine dell'anno, quando sarà possibile calcolare il prezzo medio ponderato di tutti i CV scambiati attraverso il mercato del GME (sessioni organizzate + Piattaforma Bilaterali CV). Da tale calcolo saranno esclusi sia i prezzi dei bilaterali macroscopicamente lontani dai prezzi del mercato organizzato, sia i prezzi dei CV ritirati dal GSE nel 2009, mentre saranno compresi i CV venduti dal GSE attraverso le sessioni dedicate tenutesi il 9, 16 e 30 maggio 2009.

¹Da 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.

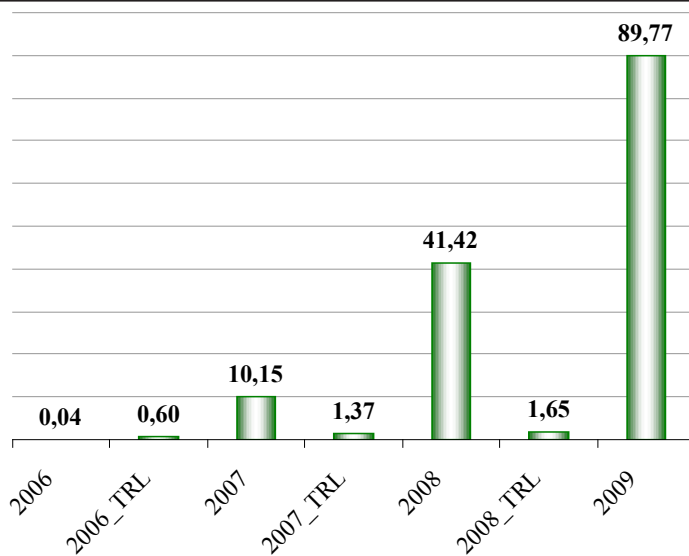
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni gennaio- novembre 2009)

Fonte: GME



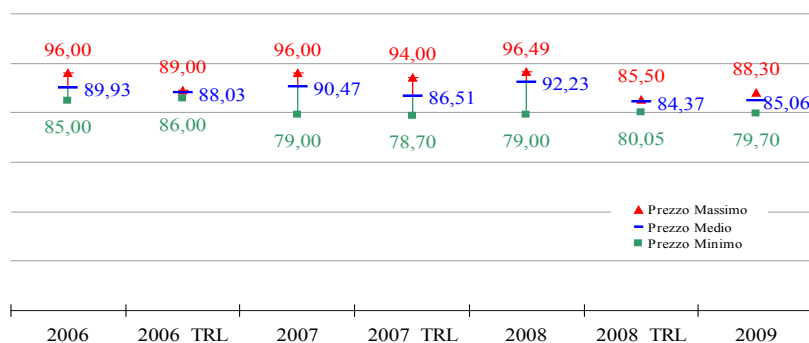
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni gennaio-novembre 2009), Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni gennaio-novembre 2009). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



▲ Prezzo Massimo
 ■ Prezzo Medio
 ■ Prezzo Minimo

ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/NOVEMBRE 2009

A cura del GME

Nel mese di novembre le unità di emissione con consegna dicembre '09 hanno registrato una diminuzione dei prezzi, scesi dal livello di 14,50 €/tonn circa di inizio mese a poco sopra i 13 €.

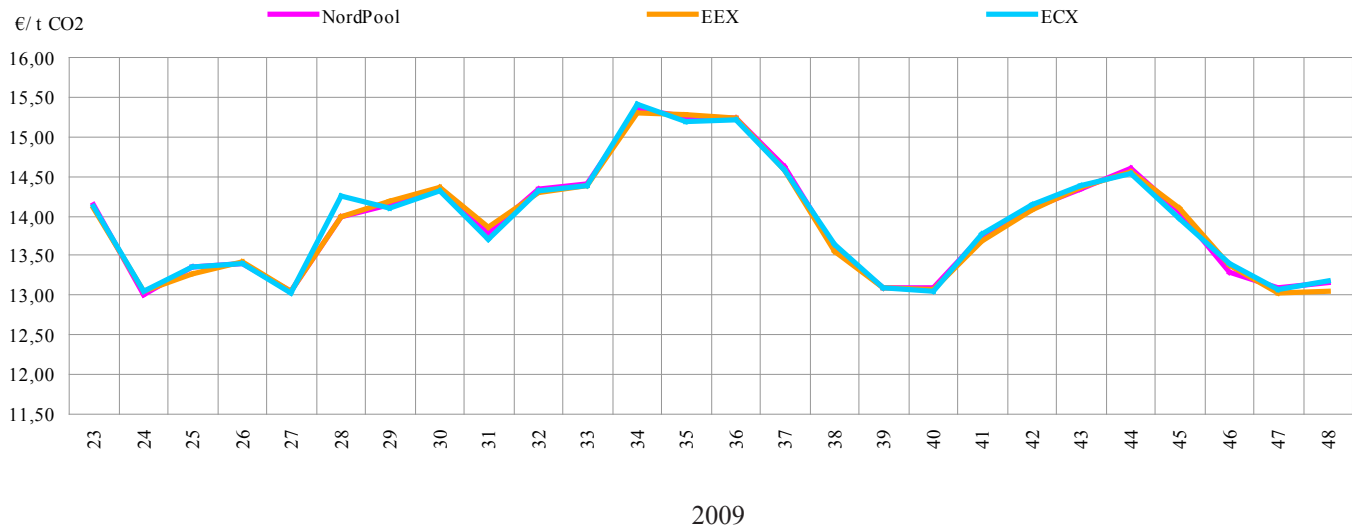
Le incertezze sull'esito del summit di Copenhagen, unite a segnali contraddittori sulla crescita delle economie mondiali,

hanno esercitato una pressione al ribasso sul mercato. Anche il prezzo del Brent è sceso dai massimi, attestandosi intorno ai 75\$ al barile a fine novembre. Ancorchè sia ancora valida la forte correlazione tra prezzo delle unità di emissione e mercati azionari, qualora da Copenhagen dovesse uscire un accordo forte sulla riduzione delle emissioni, sottoscritto dalle maggiori economie mondiali, i mercati *carbon* potrebbero trovare un nuovo

impulso indipendentemente dall'andamento dei mercati finanziari e delle commodities energetiche. Nel corso del mese scorso la media delle unità scambiate giornalmente è stata pari a 18,4 milioni di unità, in netto aumento rispetto ai 16,1 milioni di EUA di ottobre. Il totale dei volumi scambiati a novembre è stato pari ad oltre 385 milioni di EUA, con un controvalore intorno ai 4,6 miliardi di €.

EUA, mercato a termine (dicembre 2009), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



OLTRE COPENHAGEN

di Marzio Galeotti e Clara Poletti - Università Bocconi

Mentre è in corso l'appuntamento cruciale della conferenza sul clima a Copenaghen, iniziato il 7 dicembre, mentre si intensificano gli incontri tra i paesi coinvolti nel negoziato, mentre si fa più intensa e specifica la discussione sugli interventi in seno all'Unione Europea, si alza sempre più forte la voce di chi ritiene che la battaglia per contenere entro i 2°C l'aumento della temperatura terrestre (rispetto all'età preindustriale) sia già persa.

A sostenerlo sono, tra l'altro, autorevoli studiosi come il Prof. Carlo Carraro, membro dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). In Inghilterra, nelle ultime settimane, si è tenuta una conferenza dal titolo evocativo, "4 Degrees and Beyond", il cui obiettivo principale era quello di presentare alcune ricerche (tra cui quelle del prestigioso Met Office Hadley Centre) che dibattono gli effetti di un incremento pari a 4°C nei prossimi 50 anni. Fino ad oggi si è discusso ed operato per il raggiungimento dell'obiettivo dei 2°C, attraverso quelle che vengono normalmente definite politiche di "mitigazione" dei cambiamenti climatici. Su questa linea si è mossa anche la strategia per l'energia e del clima dell'Unione Europea. Oggi si comincia a mettere seriamente sul tavolo delle scelte il problema dell'adattamento alle inevitabili alterazioni del clima con politiche in grado di fronteggiare un incremento della temperatura più vicino ai quattro che ai due gradi. D'altronde, una volta emessa, una tonnellata di CO₂ resta in atmosfera per un periodo che va dai 50 ai 200 anni. Secondo gli scienziati, una volta raggiunto il picco di emissioni di gas climalteranti, le concentrazioni in atmosfera si stabilizzerebbero in un lasso di tempo tra 100 e 300 anni, la temperatura dopo alcuni secoli, l'aumento del livello del mare in un periodo compreso tra secoli e millenni. Questo non significa tuttavia che le misure di mitigazione possano essere allentate, anzi. Da questo punto di vista le già tenui

speranze della sottoscrizione a Copenaghen di un accordo vincolante da parte di Cina e Stati Uniti sembrano ormai completamente annullate. Già nel 1997 si sapeva che il Protocollo firmato a Kyoto lambiva appena il problema del cambiamento climatico. Un primo passo che serviva non tanto a operare un concreto e consistente taglio alle emissioni di gas-serra, quanto a rodare gli ingranaggi di un meccanismo molto complicato. Tuttavia, a termine del processo di ratifica ci si era cominciati a chiedere cosa fosse necessario fare nel secondo periodo, quello dal 2012, chiamato normalmente



del "post-Kyoto". Mentre le conoscenze scientifiche su questi temi si facevano più precise – come certificato dai rapporti dell'IPCC del 2001 prima e del 2007 poi – si è arrivati alla Conferenza di Bali del 2007. In quell'occasione è stato avviato un percorso, la cosiddetta BAP (Bali Action Plan), che avrebbe dovuto condurre al nuovo trattato. Il nuovo appuntamento era dunque per il 2009 a Copenaghen. La BAP era un nitido esempio di non decisione: poiché prendere impegni ad effetto immediato era troppo costoso, economicamente e politicamente, si decideva di non decidere, o più propriamente si decideva che si sarebbe deciso. Mentre dunque crescevano le attese su Copenaghen, purtroppo tardavano a prodursi accordi su aspetti del negoziato. Elementi essenziali del trattato avrebbero dovuto essere:

- impegni ambiziosi di riduzione delle emissioni da parte dei Paesi sviluppati,

compresi gli Stati Uniti, dell'ordine del 25-40% rispetto al 1990 entro il 2020;

- un'azione adeguata da parte dei Paesi in via di sviluppo per ridurre la crescita delle loro emissioni, a circa il 15-30% in meno rispetto ai livelli normali al 2020;
- un accordo finanziario per aiutare i Paesi in via di sviluppo a mitigare le emissioni e ad adattarsi ai cambiamenti climatici, dell'ordine di €100 miliardi/anno entro il 2020.

Quest'anno si sono svolti frenetici incontri, prima a Bonn, poi a Bangkok, infine a Barcellona, dei gruppi di lavoro avviati a Bali. A questa attività negoziale si è sovrapposta quella concepita in seno al G8 a presidenza italiana, da Siracusa a L'Aquila, e al nuovo gruppo del MEF, il Major Economies Forum, lanciato proprio da Obama come occasione di dialogo tra i capi dei maggiori paesi sia ricchi che in via di sviluppo, riunitosi a Washington, Parigi, Città del Messico. Tuttavia i progressi fatti si sono rivelati più lenti di quanto sperato, tanto che il segretario esecutivo della Convenzione sul Clima dell'ONU Yvo de Boer ad inizio novembre ha dichiarato di non aspettarsi la firma di un accordo vincolante a Copenaghen. Insomma ci si comincia ad adagiare all'idea che alla Conferenza di Copenaghen (COP15) seguirà una seconda Conferenza ad un anno di distanza (COP15-bis), come del resto è già successo a Bonn per la COP6-bis nel 2001. L'Unione Europea intanto prosegue per una strada già segnata fino al 2020, per di più in piena compliance secondo gli ultimi dati rispetto agli obblighi del protocollo di Kyoto. Quanto al nostro continente sarà bene che nessuno ceda alle sirene di coloro che sostengono che senza l'impegno degli altri il nostro risulta inutilmente oneroso. Molti Paesi – sia sviluppati che non – si sono dati degli obiettivi di sostenibilità ambientale che intendono perseguire a prescindere. Efficienza energetica e energie rinnovabili sono gli ingredienti di quella che la perdurante crisi economica ha consacrato come green economy.

OSSERVAZIONI IN MERITO AL RAPPORTO AIE SU SVILUPPO E DIFFUSIONE DELLE ENERGIE RINNOVABILI

[continua dalla prima]

è accessibile solo se si realizzeranno le riduzioni di costo e le conseguenti esigenze di sostegno.

Connesso a questo aspetto ve n'è un secondo. Le fonti rinnovabili non sono inesauribili, e anzi comportano, in alcuni casi, un problema di concorrenza tra diversi usi: è certamente, già oggi, il caso dell'idroelettrico e delle biomasse. Tuttavia questa concorrenza potrebbe realizzarsi su base sperequate, dal momento, ad esempio, che l'uso energetico delle biomasse è incentivato, a differenza dell'uso alimentare o industriale. Sarebbe allora opportuno stabilire priorità di utilizzo, evitando dunque di sostenere l'uso a scopi energetici di prodotti destinabili all'alimentazione e, inoltre, spostando l'incentivo dall'uso energetico della biomassa alla produzione di biomasse, specifiche per uso energetico e coltivate o raccolte in aree non destinate alle produzioni agroalimentari. Siffatta competizione potrebbe presentarsi a breve anche sull'uso del suolo: già oggi assistiamo a progetti di destinazione a impianti fotovoltaici di terreni in precedenza destinati a produzioni agroalimentari. Si tratta di un fenomeno da tenere sotto osservazione e se del caso da controllare. Un ulteriore aspetto relativo al rapporto che merita attenzione riguarda i costi di incentivazione. Le raccomandazioni dell'Agenzia sono senz'altro condivisibili laddove si sottolinea la necessità che gli incentivi siano transitori e decrescenti nel tempo. E' tuttavia palese la difficoltà di dare concreta attuazione a questa raccomandazione, soprattutto in un Paese come l'Italia, nel quale a mano a mano che si realizza il processo di diffusione bisognerà accedere a risorse rinnovabili sempre più marginali (e dunque costose) e superare vincoli paesaggistici e storici sempre più stringenti, che imporranno soluzioni tecnologiche e impiantistiche più complesse (e dunque costose).

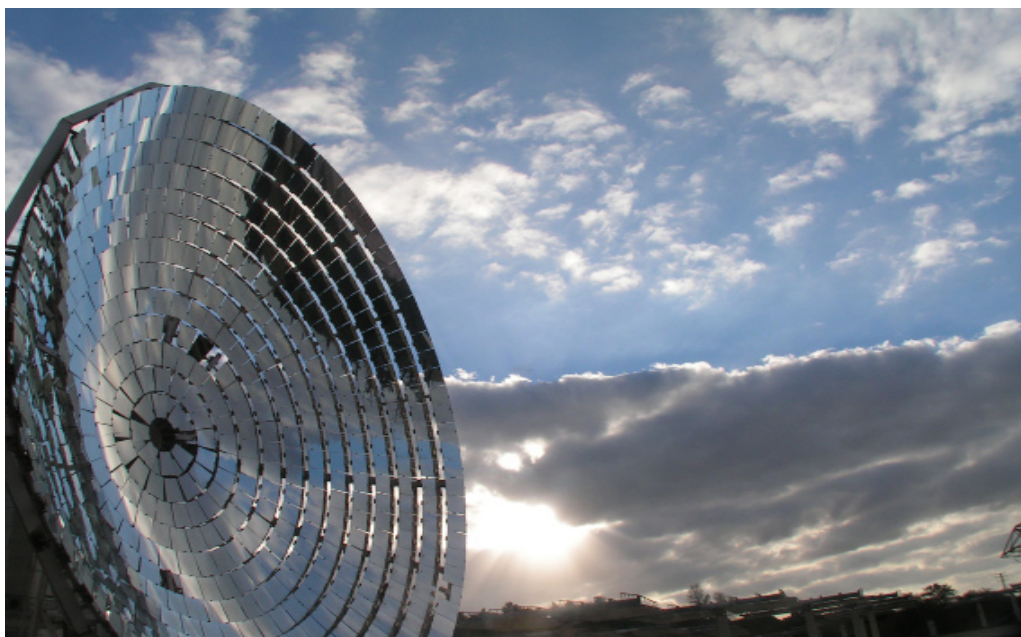
Ne consegue l'esigenza di una più attenta valutazione dei costi delle fonti rinnovabili, da accompagnare con un sostegno allo sviluppo dell'imprenditoria e dell'occupazione, che possono contribuire a mitigare le preoccupazioni dei consumatori-pagatori degli incentivi. C'è poi da segnalare, sempre in materia di costi di sostegno, la necessità di rendere ancor più trasparenti tali costi. E' noto, infatti, che le fonti rinnovabili su cui si punta

per il futuro (in particolare le nuove fonti rinnovabili) hanno oneri diretti (gli incentivi) ma anche oneri indiretti, come quelli connessi alla non programmabilità della produzione.

Si ritiene inoltre che un più marcato accento debba essere posto sulla ricerca come strumento funzionale, nel medio-lungo termine, a una più marcata penetrazione delle fonti rinnovabili. Si tratta di un aspetto che riguarda diverse opzioni tecnologiche: certamente tutte le tecnologie per la produzione di elettricità da solare, così come le nuove frontiere della geotermia (Enhanced geothermal systems), le smart grid e ancora altre opzioni. Ebbene, su molti temi sarebbe auspicabile una più

parte il grande idroelettrico, realizzabili su scala media e piccola; chiamano in causa tante comunità locali e in molti casi presuppongono un ruolo attivo del cittadino; hanno oneri non solo di sostegno ma anche di gestione (si pensi al fotovoltaico: il GSE gestisce 57.000 impianti, per poco più di 700 MW); richiedono, in alcuni casi, significativi investimenti di ammodernamento della rete. Si tratta, con tutta evidenza, di problemi reali, che impongono una riflessione su quale debba essere l'evoluzione del sistema e del mercato dell'energia.

Fatte queste osservazioni si riconosce che il rapporto dell'Agenzia costituisce, rispetto a



accentuata collaborazione internazionale: così come avviene sulla fusione nucleare, ancora oggetto di dimostrazione di fattibilità tecnica, a maggior ragione dovrebbe essere realizzata per le fonti rinnovabili, che non hanno problemi di fattibilità tecnica, quanto piuttosto di abbattimento dei costi.

Per quanto riguarda le barriere non economiche correlate allo sviluppo delle fonti rinnovabili è opinione condivisa che costituiscono un ostacolo formidabile alla diffusione delle stesse fonti. Tuttavia, il tema andrebbe investigato più a fondo, partendo da alcune specifiche caratteristiche delle fonti rinnovabili. Ad esempio: sono diffuse e, a

precedenti studi, una positiva evoluzione, con dati e analisi più raffinate. Se ne apprezza l'affinamento dell'indice di efficacia delle politiche per le rinnovabili, che pare adeguato, ora, a sollecitare una più approfondita riflessione sul quadro regolamentare in atto nel nostro Paese, nel quale, a una situazione di maggior rischio d'investimento percepito, corrisponde un più elevato livello degli incentivi.

Proprio perché condividiamo quanto raccomandato dall'Agenzia, stiamo cercando di operare per pervenire a un quadro più stabile, certo e, in ultima analisi, con minor rischio.

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Delibera ARG/gas n.165/09 | “Interventi urgenti di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78” | pubblicata il 2 novembre 2009 | Download |

Con il presente provvedimento, l’Autorità, ai sensi del decreto legge 1 luglio 2009, n. 78, come modificato dalla legge 3 agosto 2009, n. 102, definisce gli interventi necessari ed urgenti in materia di adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale.

In relazione agli adeguamenti della disciplina del bilanciamento, l’AEEG richiede pertanto alla società Snam Rete Gas S.p.A. (di seguito: SRG), gestore della rete nazionale di trasporto gas, di predisporre una proposta di modifica delle “Condizioni per la cessione di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale” (Regolamento PSV), approvate dal Regolatore con delibera ARG/gas n. 122/09 del 15 settembre 2009, al fine di istituire una nuova sessione di bilanciamento settimanale per l’effettuazione di transazioni, giornaliera e multi giornaliera, che:

- si svolga con cadenza almeno settimanale, non prima del secondo giorno di ciascuna settimana;
- consenta la registrazione di transazioni per la cessione di partite di gas naturale relative a ciascuno dei giorni gas della settimana precedente;
- sia aperta alla partecipazione di tutti i soggetti abilitati ad operare al PSV.

In particolare, con riferimento alla nuova sessione di bilanciamento settimanale, l’Autorità disciplina che mediante successivo provvedimento provvederà a definire i criteri per la gestione di una piattaforma centralizzata funzionale all’operatività di tale sessione; nei considerata alla delibera, l’AEEG indica che la gestione di tale piattaforma informatica potrà essere eventualmente affidata al Gestore dei Mercati Energetici S.p.A, al quale dovrà essere preventivamente consentito da parte di SRG di poter registrare al PSV, anche per conto delle proprie controparti, le transazioni per le quali assumerà il ruolo di controparte centrale.

Per quanto riguarda la regolazione dei servizi

di stoccaggio, la deliberazione de quo introduce in capo alle imprese di stoccaggio - con finalità di promozione, nel rispetto dei vigenti livelli di sicurezza, dell’offerta di servizi di punta e fruizione dei servizi di stoccaggio ai clienti finali industriali e termoelettrici - la gestione di un servizio di bilanciamento agli utenti del servizio di trasporto, attraverso il quale:

- l’impresa di stoccaggio rende disponibile le prestazioni di extra punta di erogazione, le ulteriori capacità ottenute, anche non strutturalmente mediante l’ottimizzazione degli stoccaggi nel corso dell’anno termico, nonché le capacità che risultano disponibili sulla base dell’andamento prevedibile dell’esercizio degli stoccaggi;
- gli utenti titolari del servizio di stoccaggio di modulazione possono rendere disponibili all’impresa di stoccaggio le capacità di stoccaggio di cui dispongono, fermi restando i connessi obblighi di giacenza minima di cui all’articolo 14 della deliberazione dell’Autorità n. 119/05 del 21 giugno 2005.

Ai sensi delle disposizioni poste dall’articolo 6 della delibera in oggetto, le capacità di stoccaggio rese disponibili per il servizio di bilanciamento utenti sono conferite disgiuntamente sulla base di procedure concorsuali, assicurando non discriminazione e parità di trattamento a tutti gli utenti del

servizio di trasporto. Le imprese di stoccaggio comunicano all’Autorità i risultati di dettaglio e pubblicano sul proprio sito internet, entro il giorno successivo alla loro conclusione, i risultati aggregati della procedura di assegnazione.

Gli eventuali proventi che dovessero derivare, per le imprese di stoccaggio, dalla gestione continuata delle assegnazioni concorsuali, dovranno essere versati dalle medesime alla Cassa conguaglio per il settore elettrico, presso la quale viene istituito, ai sensi dell’articolo 7, comma 1, un Fondo bilanciamento utenti gas.

Delibera ARG/elt n.155/09 | “Mercati e contratti di riferimento ai fini del riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE per l’anno 2010” | pubblicata il 2 novembre 2009 | Download

Con la deliberazione in oggetto l’AEEG, al fine del riconoscimento ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE, comunica i mercati e i prodotti di riferimento per l’individuazione di tali oneri per l’anno 2010. In applicazione dell’articolo 5, comma 5.3, del provvedimento ARG/elt 77/08 del 11 giugno 2008, i mercati



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

e prodotti di riferimento sono annualmente individuati dall'Autorità entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello di competenza, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati.

Rispetto a quanto indicato nel corso dell'anno precedente con delibera ARG/elt n.156/08 del 22 ottobre 2008, con la presente l'Autorità rileva che, con riferimento ai titoli EUA (European Union Allowance), nel corso del 2009 si è verificato un considerevole aumento delle negoziazioni totali nell'ambito di prodotti spot, mentre non si sono registrate rilevanti variazioni nell'ambito delle negoziazioni di prodotti future. In considerazione di ciò, le negoziazioni totali nell'ambito di contratti spot sono attualmente confrontabili e assimilabili con le negoziazioni totali nell'ambito di contratti future; tale analisi permette di modificare per l'anno 2010, limitatamente ai titoli EUA, i prodotti di riferimento, passando da un benchmark basato su prodotti future ad un benchmark basato su prodotti spot.

Con riferimento, diversamente, ai titoli CER (Certified Emission Reduction) ed ERU (Emission Reduction Unit), nonostante nell'anno in corso, rispetto al 2008, si sia verificato un aumento delle negoziazioni totali di contratti spot e una contestuale riduzione delle negoziazioni totali di contratti future, le negoziazioni totali di contratti spot risultano al momento ancora notevolmente inferiori rispetto alle negoziazioni totali di contratti future; tale considerazione non giustifica di fatto, per l'anno 2010, una modifica dei mercati e dei prodotti di riferimento.

Per quanto indicato, l'Autorità con il provvedimento in oggetto delibera che:

1. con riferimento all'anno 2010, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{EUA} sono:

- A. ECX - European Climate Exchange, contratto EUA daily future (spot);
- B. Nord Pool ASA, contratto EUA spot;
- C. EEX - European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- D. Bluenext, contratto EUA spot.

2. con riferimento all'anno 2010, i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di P_{FLEX} sono:

- A. EEX - European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2010;
- B. ECX - European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2010;
- C. Nord Pool ASA, contratto CER

Future dicembre 2010.

Delibera GOP 46/09 | “Approvazione della “Disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas” | pubblicata il 9 novembre 2009 | Download

Con la delibera in oggetto l'AEEG approva, ai sensi dell'articolo 2, comma 27, della legge 14 novembre 1995, n. 481, la “Disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas” (contenuta nell'Allegato A al provvedimento in oggetto).

In materia, l'Autorità, con la deliberazione n. 61/97 del 20 maggio 1997, aveva dettato disposizioni sullo svolgimento dei procedimenti di sua competenza prevedendo diverse forme di partecipazione dei soggetti interessati ai procedimenti di regolazione.

In considerazione dell'attuale mutato quadro normativo e del tempo trascorso dall'adozione della deliberazione n. 61/97, l'AEEG ha ritenuto necessario applicare una nuova ed autonoma disciplina dei procedimenti di regolazione che tenga conto dell'esperienza sino ad oggi maturata.

In particolare, il Regolatore, con la pubblicazione dell'Allegato A alla delibera de quo, adotta una più articolata disciplina della consultazione in quanto ritiene che

essa costituisca un importante strumento di democrazia deliberativa, di trasparenza e di qualità della regolazione, funzionale a sviluppare e migliorare ulteriormente il dialogo con i consumatori e gli operatori dei mercati energetici.

Con la delibera GOP 9/09 del 4 marzo 2009, l'Autorità ha avviato un procedimento per acquisire le osservazioni di tutti i soggetti interessati alla nuova disciplina dei procedimenti di regolazione, ponendo, contestualmente, in consultazione una prima bozza relativa allo schema generale del provvedimento, i cui elementi principali interessavano:

- a. il contenuto essenziale della delibera di avvio del procedimento di regolazione;
- b. modalità e termini della consultazione;
- c. esclusioni e deroghe alla consultazione;
- d. la motivazione dell'atto di regolazione.

Ultimata la fase di consultazione di cui alla delibera GOP 9/09, con il presente provvedimento, l'Autorità accoglie alcune osservazioni segnalate da parte degli operatori di settore, tra le quali:

- con riferimento al contenuto essenziale della delibera di avvio del procedimento, la previsione che in tale delibera possa essere indicato anche il nome del funzionario incaricato degli adempimenti operativi e che nella stessa venga indicato se il procedimento è sottoposto ad Analisi di



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

Impatto Regolatorio (AIR).

- con riferimento al termine per la presentazione delle osservazioni, che detto termine non possa, di norma, essere inferiore a trenta giorni - salva la possibilità di ridurlo fino a sette giorni nei casi di motivata urgenza - mentre, con riferimento alle modalità di consultazione, che siano prese in considerazione solo le osservazioni e le proposte argomentate e rese in forma non anonima, confermando inoltre che la consultazione avvenga di regola con modalità telematiche.

- con riferimento alla motivazione dell'atto di regolazione, che lo stesso sia debitamente motivato prendendo in considerazione le eventuali osservazioni e proposte presentate dagli operatori in sede di consultazione e che la stessa AEEG possa diffondere una relazione tecnica esplicitiva delle modalità di applicazione dell'atto medesimo.

Infine, in relazione alla pubblicità dell'atto di regolazione, ai sensi dell'articolo 32 della legge n. 69/2009, il provvedimento in commento prevede che gli atti di regolazione vengano pubblicati sul sito internet dell'Autorità. La rinnovata "Disciplina della partecipazione ai procedimenti di regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas" si applicherà ai procedimenti di regolazione avviati a partire dal 1 gennaio 2010 con conseguente abrogazione dell'art. 5 della deliberazione dell'Autorità n. 61/97.

Delibera ARG/elt n.179/09 | "Determinazione delle misure e dei corrispettivi di cui all'articolo 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" | pubblicata il 20 novembre 2009 | [Download](#)

L'articolo 32 della legge 23 luglio 2009, n.99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", al fine di contribuire alla realizzazione un mercato unico europeo dell'energia elettrica, è volto a disciplinare la realizzazione di infrastrutture di interconnessione con l'estero, in particolare con i Paesi confinanti con il nord dell'Italia, nei limiti di un incremento complessivo di 2000 MW di capacità di

trasporto transfrontaliera. In applicazione di tale articolo, Terna, provvede, a fronte di specifico finanziamento da parte di soggetti investitori terzi, a programmare, costruire ed esercire a seguito di specifici mandati dei medesimi soggetti uno o più potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione con l'estero nella forma di «interconnector» ai sensi del regolamento (CE) n. 1228/2003 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 26 giugno 2003, nonché le necessarie opere di decongestionamento interno della rete di trasmissione nazionale.

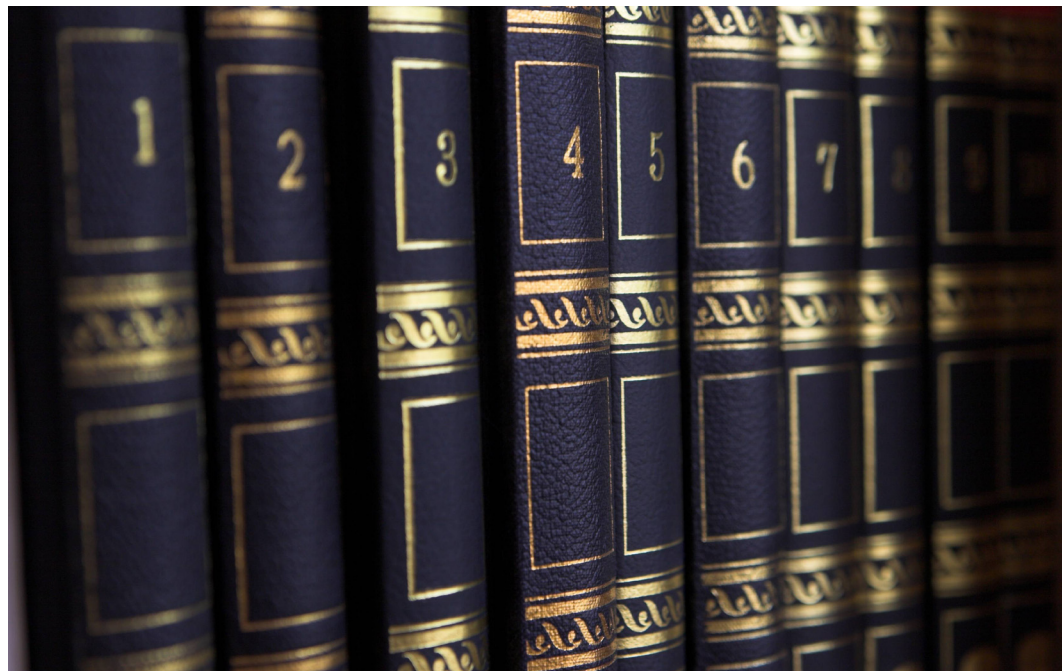
Con comunicazione del 12 novembre 2009, Terna ha trasmesso all'Autorità un elenco, dettagliato e corredato di informazioni relative ai costi standard minimi di realizzazione e di potenziamento, delle infrastrutture di interconnessione con l'estero, realizzabili ai sensi di quanto disposto dall'articolo in commento. Il Gestore della rete nazionale è inoltre per legge chiamato ad organizzare una procedura concorsuale per la selezione dei soggetti che intendono sostenere il finanziamento dei singoli interconnector, specificando le condizioni contrattuali da stipulare con i soggetti aggiudicatari per la programmazione e la progettazione dell'opera di interconnessione. Il perfezionamento di tale contratto rimane comunque subordinato al rilascio, ai soggetti finanziatori, di apposita esenzione - mediante decreto del Ministro delle Attività Produttive - per una durata pari

a 20 anni, dall'accesso a terzi sulla capacità di trasporto che tali infrastrutture rendano in futuro disponibile.

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto, l'AEEG adotta - ai sensi del comma 6 dell'articolo 32 della legge n.99/09 e sulla base delle informazioni di cui alla comunicazione di Terna, nonché utilizzando altri parametri ed elementi di costo, relativi, tra l'altro, alla vita utile degli investimenti, ai costi di gestione e al costo del capitale - le disposizioni volte a consentire, nel periodo intercorrente tra la conclusione del contratto di mandato per la programmazione e la progettazione delle interconnessioni e fino all'effettiva messa in servizio dell'interconnector, per un periodo comunque non superiore a sei anni, l'esecuzione, nei limiti della capacità di trasporto oggetto della richiesta di esenzione, degli eventuali contratti di approvvigionamento all'estero di energia elettrica per la fornitura ai clienti finali selezionati nel corso delle procedure concorsuali di cui sopra.

In particolare, tali disposizioni prevedono, al fine di rendere possibile l'esecuzione continuata dei contratti di approvvigionamento all'estero, nelle more dell'effettiva realizzazione ed entrata in esercizio degli interconnector, la gestione da parte di Terna, a fronte di esplicita richiesta presentata da parte dei soggetti finanziatori delle infrastrutture, di un servizio di importazione virtuale.

La gestione di tale servizio prevede



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

annualmente l'individuazione da parte del Gestore di rete, mediante procedura con regolamento d'asta soggetto all'approvazione dell'Autorità, di uno o più soggetti (Shipper) che si impegnino con Terna, a fronte del riconoscimento di un corrispettivo mensile, a trasferire e rendere costantemente disponibile sul mercato italiano (segnatamente sulla piattaforma PCE) a favore dei soggetti finanziatori richiedenti, la corrispondente quantità di energia da quest'ultimi ceduta ai medesimi Shipper sui differenti mercati esteri in esecuzione dei loro contratti di approvvigionamento transfrontaliero.

L'Autorità, tra l'altro, con la presente delibera, determina i corrispettivi, espressi in euro/MW/anno, che i clienti finali selezionati sono tenuti a riconoscere a Terna, in ragione del costo efficiente per la gestione e l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento all'estero, e, contestualmente, disciplina le modalità per la copertura a consuntivo delle eventuali differenze, maturate in capo a Terna, tra detti corrispettivi annuali ed i costi sostenuti dalla stessa per rendere possibile l'esecuzione continuata, nel corso del periodo di realizzazione degli interconnector, del servizio di importazione virtuale, prevedendo che dette differenze siano oggetto di conguaglio attraverso il corrispettivo di cui all'articolo 44 dell'Allegato A alla deliberazione n.111/06 del 9 giugno 2006.

Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 24 novembre 2009 | "Approvazione delle modifiche alla Disciplina del mercato elettrico per l'attuazione del progetto di integrazione tra mercato fisico gestito dal Gme e mercato finanziario gestito da Borsa Italiana" | pubblicato il 25 novembre 2009 | Download

Il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il Decreto ministeriale 24 novembre 2009 dal titolo "Approvazione delle modifiche alla Disciplina del mercato elettrico per l'attuazione del progetto di integrazione tra mercato fisico gestito dal Gme e mercato finanziario gestito da Borsa Italiana", pubblicato sul sito del MSE in data 25 novembre 2009.

Il decreto in oggetto dispone l'approvazione da parte del Ministero dello sviluppo

economico delle modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico al fine di recepire le disposizioni di cui all'art. 10, comma 6, del decreto ministeriale 29 aprile 2009 in materia di integrazione tra mercato regolamentato dei prodotti derivati su sottostante elettrico (IDEX), gestito da Borsa Italiana S.p.A., e mercato a termine con consegna fisica (MTE), gestito dal Gestore dei mercati energetici S.p.A..

L'integrazione de quo introduce la facoltà, per i soggetti che hanno concluso contratti derivati sulla piattaforma IDEX, che sono ammessi ad operare anche sul mercato elettrico (ME) e che, contestualmente, dispongano di un conto energia sulla PCE, di esercitare l'opzione di consegna fisica per i contratti finanziari derivati aventi periodo di consegna mensile, nel rispetto delle norme regolamentari previste al Titolo III°, Capo III°, del nuovo Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico.

Le modifiche apportate al nuovo Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico - allegato al decreto in commento e costituente parte integrante e sostanziale del medesimo - sono approvate dal Ministro, ai sensi della procedura di cui all'articolo 3.4 della Disciplina del mercato elettrico, senza la necessità di percorrere la prevista

fase di consultazione considerando l'ampia partecipazione garantita da parte degli operatori nel corso dello svolgimento delle precedenti attività del Tavolo per la riforma del mercato elettrico.

Il presente decreto ministeriale, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana e sul sito del Ministero dello sviluppo economico, assume validità dalla data di prima pubblicazione.

Delibera ARG/elt n.181/09 | "Verifica di conformità delle proposte di modifica dei capitoli 3, 4 e 7 del Codice di trasmissione, dispacciamento sviluppo e sicurezza della rete e dei relativi allegati A.22, A.23, A.26, A.31 e A.60 predisposte da Terna S.p.A." | pubblicata il 25 novembre 2009 | Download

In attuazione di quanto disposto dalla legge 2/2009, gli articoli 5 e 8 del decreto del Ministro dello sviluppo economico 29 aprile 2009 hanno introdotto, nell'ambito della regolazione del sistema elettrico nazionale, una riforma del mercato del dispacciamento a partire dal 1 gennaio 2010. Inoltre, sempre con riferimento alla gestione dei servizi di dispacciamento, le deliberazioni dell'Autorità ARG/elt n.52/09 del 29 aprile



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

2009 e il Testo Integrato Settlement (TIS) - di cui all'Allegato A della delibera ARG/elt n. 107/09 del 30 luglio 2009 - andando a modificare l'Allegato A alla delibera dell'Autorità n.111/06 del 9 giugno 2006, hanno richiesto un ulteriore adeguamento delle regole di dispacciamento contenute nel Codice di rete di Terna.

Nel rispetto delle citate esigenze di adeguamento, Terna, con successive comunicazioni, ha inviato all'Autorità la proposta di modifica dei seguenti capitoli del Codice di rete:

3 - Gestione, esercizio e manutenzione della rete

4 - Regole di dispacciamento

7 - Regolazione partite economiche

e dei relativi allegati:

A.22 Procedura di selezione delle risorse nella fase di programmazione del MSD

A.23 Procedura di selezione delle risorse nel Mercato di bilanciamento

A.26 Contratto tipo di dispacciamento in immissione e in prelievo

A.31 Individuazione dei raggruppamenti di impianti essenziali per la riserva terziaria

A.60 Dati tecnici UP rilevanti valevoli ai fini del Mercato elettrico

Con la delibera in oggetto, l'AEEG, valutata in via definitiva la conformità delle proposte di modifica alle recenti disposizioni normative, delibera di verificare positivamente le versioni modificate dei capitoli del Codice di rete e dei relativi allegati come predisposti ed inviati da Terna. Il presente provvedimento entra in vigore dalla data di pubblicazione sul sito dell'Autorità ed è trasmesso contestualmente a Terna e al Ministero dello sviluppo economico.

Delibera EEN 21/09 | “Disposizioni in materia di contributo tariffario per il conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l’anno 2010 di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 come modificati e integrati dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007” | pubblicata il 26 novembre 2009 | [Download](#)

Secondo quanto disposto con i Decreti Ministeriali 20 luglio 2004, come successivamente modificati ed integrati mediante il Decreto Ministeriale 21 Dicembre

2007 recante “Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili”, l'AEEG, con il presente provvedimento, determina e pubblica per l'anno 2010 il valore del contributo unitario per ogni TEE - espresso in €/tep - a copertura dei costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento degli obiettivi di risparmio di energia primaria posti a loro carico dai richiamati decreti ministeriali. In applicazione di quanto previsto dall'articolo 6, comma 1, del decreto ministeriale 21 dicembre 2007 e dall'articolo 7, commi 3 e 4, del decreto legislativo n.115/08, e al fine di fornire elementi di maggiore certezza agli operatori attivi sul mercato dei TEE, in precedenza l'Autorità, con delibera EEN 36/08 del 29 dicembre 2008, ha:

- definito una formula per l'aggiornamento annuale del contributo tariffario unitario - previsto dall'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 219/04 del 16 dicembre 2004 - da applicarsi a partire dall'anno d'obbligo 2009 e fino al termine del periodo di attuazione degli obblighi previsti dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 (di seguito: formula di aggiornamento);

- stabilito di aggiornare e pubblicare

entro il 30 novembre di ogni anno il valore risultante dall'applicazione della citata formula di aggiornamento. La formula di aggiornamento determina una variazione del valore annuale del contributo tariffario unitario in funzione della media aritmetica delle variazioni percentuali dei prezzi medi dell'energia per i clienti finali domestici calcolata su un campione di tre diversi indici di riferimento (valore medio della tariffa monoraria D2 dell'energia elettrica venduta ai clienti domestici, valore medio del prezzo del gas naturale per un consumatore domestico tipo, valore medio del prezzo del gasolio per riscaldamento) e su un arco temporale di riferimento pari ai precedenti dodici mesi.

Con la delibera in oggetto, l'Autorità comunica che tra il periodo ottobre 2007 - settembre 2008 e il periodo ottobre 2008 - settembre 2009 i prezzi dell'energia per i clienti finali domestici, in considerazione delle variazioni assunte dai tre indici di riferimento considerati, sono diminuiti in media del 3,71%. In considerazione di tale variazione percentuale media, il valore del contributo tariffario unitario relativo al conseguimento degli obiettivi di risparmio energetico per l'anno 2010 in applicazione della formula di aggiornamento di cui sopra risulta pari a 92,22 €/tonnellata equivalente di petrolio.



8 – 10 dicembre
Emerging Unconventional Resources Conference & Exhibition
 Shreveport, Usa
 Organizzatore: Pennwell
www.emergingunconventionalresources.com

10 dicembre
Presentazione dell'Indice di Sostenibilità FEEM: "Oltre il GDP. L'Italia nella classifica mondiale dello sviluppo sostenibile"
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Enrico Mattei
<http://www.feem.it>

11 dicembre
An invitation to discover the renewable energies in Italy
 Organizzatore: DLA Piper, Invitalia
 Shanghai, Cina
<http://www.dlapiper.com>

11 dicembre
Cibo ed energia: un approccio sostenibile
 Roma, Italia
 Organizzatore: ENEA
<http://www.enea.it/eventi/eventi2009/Cibo-Energia111209/workshop111209.html>

12 – 15 dicembre
Middle East and Africa Power and Energy Exhibition - "ELECTRIX"
 Cairo, Egitto
 Organizzatore: Egytec
www.electrix-egypt.com

14 dicembre
European Energy Regulators' Event Stakeholder Workshop: Smart Metering
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: EER
http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME

14-18 dicembre
FOTOVOLTAICO, MINIEOLICO E CONTO ENERGIA
 Napoli, Italia
 Organizzatore: ANEA - Agenzia Napoletana Energia e Ambiente
www.anea.eu

15 dicembre
Le reti tecnologiche locali: ruolo delle istituzioni per un quadro normativo stabile per accrescere affidabilità, qualità, sicurezza
 Roma, Italia
 Organizzatore: Fondazione EnergyLab
www.energylabfoundation.org

17 dicembre
The Political Economy of Regulation: Theory and Evidence from U.S. States
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei, IEFÉ
www.iefé.unibocconi.it

18 dicembre 2009
Piano Strategico Europeo ed Italiano per le Tecnologie Energetiche
 Roma, Italia
 Organizzatore: APRE - Agenzia per la Promozione della Ricerca Europea
<http://www.apre.it/Eventi/giornata.asp?id=921>



18 - 19 gennaio
Il back office dei prodotti derivati su energia (IDEX): un percorso formativo
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

21 – 22 gennaio
Platts 3rd annual Carbon Trading Conference
 Houston, Usa
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/Conference.aspx>

27-29 gennaio
Il mercato del gas naturale: organizzazione e tecniche di trading e risk management
 Milano, Italia
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/>

28 gennaio
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
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2138&t=events>

28-29 gennaio
The European Gas Conference 2010, 3rd Annual Meeting
 Vienna, Austria
 Organizzatore: The Energy Exchange
<http://www.theenergyexchange.co.uk/3/13/articles/65.php>

28-29 gennaio
The Economics of Energy Markets
 Toulouse, Francia
 Organizzatore: IDEI
<http://idei.fr/>

29 gennaio
Energy Management. Aziende a confronto su processi di analisi dei consumi energetici, modalità di acquisto dell'energia, interventi di efficientamento
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it>

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

HBG

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

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.