

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico:
novembre 2008
pagine 2, 3, 4 e 5

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: novembre 2008
pagine 6 e 7

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili: novembre 2008
pagine 8 e 9

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: novembre 2008
pagina 10

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: novembre 2008
pagina 11

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: novembre 2008
pagina 12

ANALISI

Il contributo dei biocarburanti allo
sviluppo delle fonti rinnovabili
di Clara Poletti e Pietro Lanzini -
IEFE - Università Bocconi
pagine 13, 14

APPROFONDIMENTI

Il prezzo del petrolio fra finanza e
fondamentali
di Davide Tabarelli
Presidente Nomisma Energia
pagina 15

NOVITÀ NORMATIVE

pagine 16 e 17

APPUNTAMENTI

pagina 18

GLOSSARIO

pagina 19 e 20

IL PREZZO DEL PETROLIO FRA FINANZA E FONDAMENTALI

di *Davide Tabarelli*
Presidente Nomisma Energia

Il prezzo del petrolio Brent a fine novembre 2008 è sceso sotto i 50 dollari per barile, valore non raggiunto dalla fine del 2005, inferiore di quasi 100 dollari rispetto al massimo raggiunto meno di cinque mesi prima. Qualsiasi mercato, di qualsiasi bene, che ha simili oscillazioni è un mercato che ha seri problemi di efficienza. Vale sempre ricordare un concetto molto banale, ma altrettanto solido, ovvero che il prezzo deve sempre riflettere i costi di produzione, in particolare quelli marginali che, nel caso del petrolio, sono inferiori ai 10 dollari per barile. Le previsioni delle principali banche d'affari, quelle rimaste dopo la scomparsa di Lehman Brothers, sono diventate improvvisamente ribassiste, dopo che lo scorso luglio tutte adottavano ipotesi di prezzi verso i 200 dollari. La caduta è di proporzioni raramente verificatasi negli ultimi 100 anni in qualsiasi mercato di commodity di una certa importanza.

Difficile non parlare di bolla che è scoppiata ed è piccola consolazione il fatto che ciò si sia verificato per tutte le materie prime, da quelle agricole ai metalli. Gli ingredienti ci sono tutti per parlare, con toni un po' esagerati, di fallimento del mercato. Sia nel precedente aumento, che nella successiva caduta, per capire occorre fare riferimento al più generale contesto finanziario dell'economia americana. Il legame fra prezzo del petrolio e Stati Uniti risale a quando questa industria fu creata alla fine dell'800 e tuttora perdura sui fondamentali grazie al fatto che sono il primo mercato mondiale con oltre 20 milioni di barili giorno, di cui metà relativi solo alla benzina, il

prodotto più pregiato che si ottiene dal barile. Sulla domanda mondiale di petrolio gli USA contano per quasi un quarto, mentre su quella di benzina per un terzo. Negli ultimi decenni, la centralità americana è stata riaffermata sui meccanismi di fissazione del prezzo, grazie allo straordinario successo del New York Mercantile Exchange (Nymex), la borsa a termine di New York diventato il luogo più importante per la fissazione dei prezzi del petrolio.



L'altra borsa, quella di Londra, l'ex International Petroleum Exchange, con l'acquisto da parte di Intercontinental Exchange di Houston nel 2001, è diventata un po' più americana e anche lei ruota di fatto intorno alle dinamiche di prezzo del Nymex. Due cifre sono sufficienti per dare un'idea del successo di queste borse: nel 1983 il Nymex stava quasi chiudendo e lanciò il contratto per il West Texas Intermediate (WTI) in marzo; allora un posto da negoziatore in borsa (seat) costava sui 25

mila dollari, mentre ad inizio 2008 ha superato i 4 milioni di dollari. I volumi di contratti scambiati giornalmente, per il solo greggio WTI, hanno superato la scorsa estate il record di 800 mila, pari a volumi fisici di 800 milioni di barili, 100 volte la produzione mondiale di greggio e oltre 1000 volte la produzione fisica della qualità WTI. E' su questa borsa che di fatto vengono fatti i prezzi del petrolio di tutto il mondo, attraverso le quotazioni dei contratti in scadenza, che poi determinano i prezzi spot WTI. I prezzi spot e quelle futures del greggio, riportati dai monitor delle principali agenzie del settore, come Reuters o Bloomberg, motivano poi le decisioni di acquisto e vendita dei raffinatori, sia sulla materia prima che sui prodotti finiti. Teoricamente dovrebbero essere le società

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2008

A cura del GME

Nel mese di novembre il PUN ha registrato, per la prima volta nel 2008, una flessione su base annua (-3,17 €/MWh); va tuttavia ricordato che novembre dello scorso anno fu caratterizzato da forti tensioni sui prezzi di tutti i mercati europei. Il prezzo di vendita della Sicilia, ancora ben superiore ai 100 €/MWh, negli ultimi mesi ha però progressivamente ridotto il divario con le altre zone, a novembre tutte sotto gli 88 €/MWh. Continua la crescita dei volumi di energia transitati nella borsa elettrica, che a novembre hanno rappresentato

il 70,0% dell'energia scambiata nel Sistema Italia.

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 11,42 €/MWh (-11,5%) rispetto al valore record di ottobre e di 3,17 €/MWh rispetto a quello di novembre 2007, si è portato a 87,65 €/MWh (Grafico 1). La riduzione su base annua, la prima del 2008, scende da un lato una riduzione del PUN di 17,89 €/MWh (-13,6%) nelle ore di picco, scese a 113,94 €/MWh, e dall'altro ancora un aumento nelle ore di bassa domanda, con un rialzo di soli 1,07 €/MWh (+1,6%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e di 9,87 €/MWh (+13,5%)

nei giorni festivi (Tabella 1).

I prezzi di vendita sono calati rispetto ad ottobre in tutte le zone, con variazioni più marcate nelle due isole. La Sardegna in particolare, con 84,49 €/MWh, ha segnato il prezzo più basso grazie anche alla ripresa dell'offerta interna; la Sicilia invece, pur proseguendo il trend di riduzione del differenziale di prezzo con le altre zone, con 109,49 €/MWh, ha registrato ancora il prezzo più alto. Rispetto ad un anno fa è ancora la Sardegna ad esibire il ribasso più consistente (-15,8%), quello più contenuto si è invece registrato nel Nord (-2,0%) (Grafico 2).

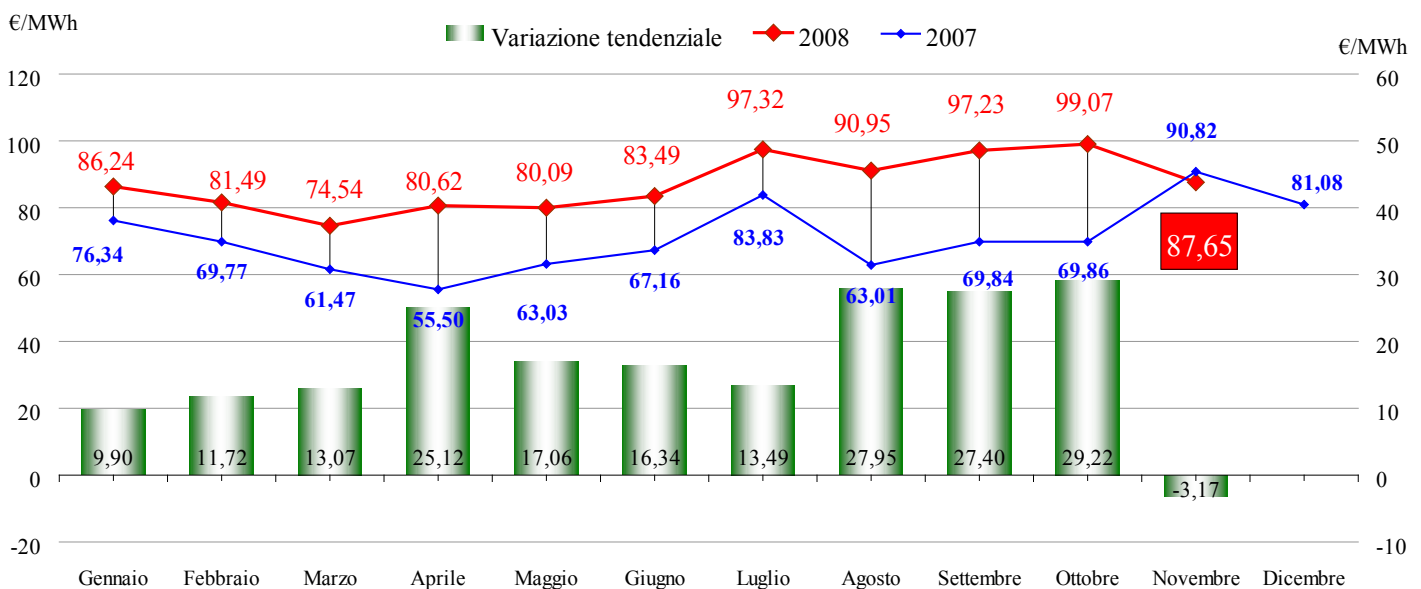
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2008	2007	Var vs 2007		Borsa		Sistema Italia		2008	2007
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Novembre	87,65	90,82	-3,17	-3,5%	27.053	0,9%	38.659	-1,7%	70,0%	68,2%
<i>Giorno lavorativo</i>	90,07	98,48	-8,41	-8,5%	29.086	1,6%	41.642	-1,4%	69,8%	67,8%
<i>ore di picco</i>	113,94	131,83	-17,89	-13,6%	32.848	0,4%	47.074	-1,8%	69,8%	68,3%
<i>ore fuori picco</i>	66,20	65,13	1,07	1,6%	25.324	3,1%	36.211	-0,8%	69,9%	67,3%
<i>Giorno festivo</i>	82,80	72,94	9,87	13,5%	22.986	1,8%	32.693	0,4%	70,3%	69,3%
<i>Minimo orario</i>	24,42	28,09			16.973		26.465		64,1%	61,7%
<i>Massimo orario</i>	160,15	242,42			39.014		53.018		75,2%	74,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

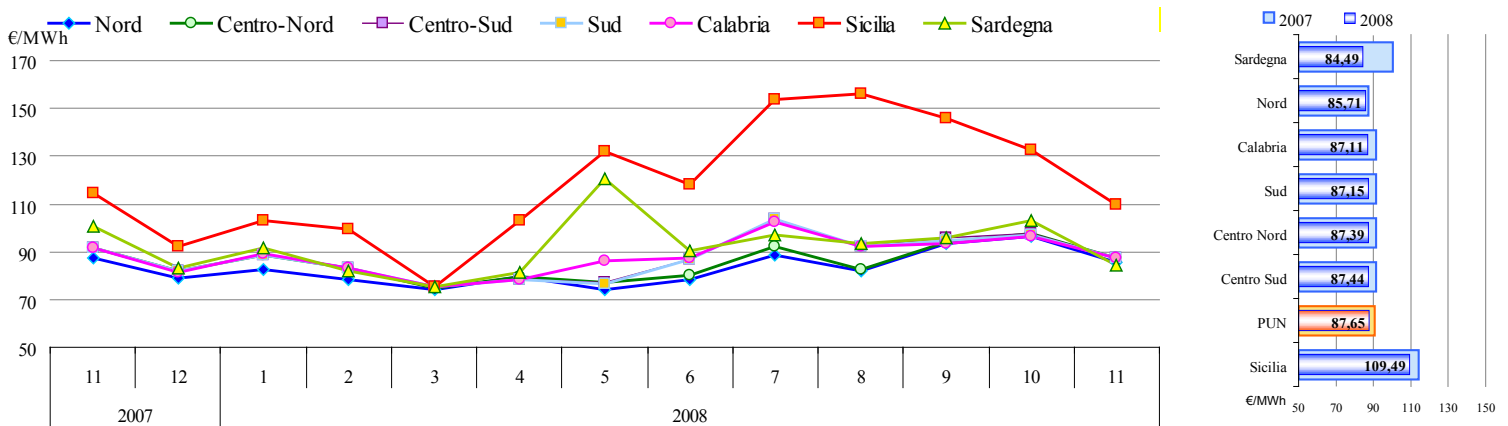


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2008

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A novembre nel Sistema Italia sono stati scambiati 27,8 milioni di MWh, con una riduzione dell'1,7% rispetto allo stesso mese del 2007; di questi 19,5 milioni di MWh

sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, con una crescita su base annua dello 0,9%, a fronte di una flessione dei contratti bilaterali del 7,1% (Tabelle 2 e 3). Pertanto

la liquidità del mercato, in aumento di 0,8 punti percentuali rispetto al mese precedente, si è portata al 70,0% con un aumento di 1,8 p.p. rispetto a novembre 2007 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

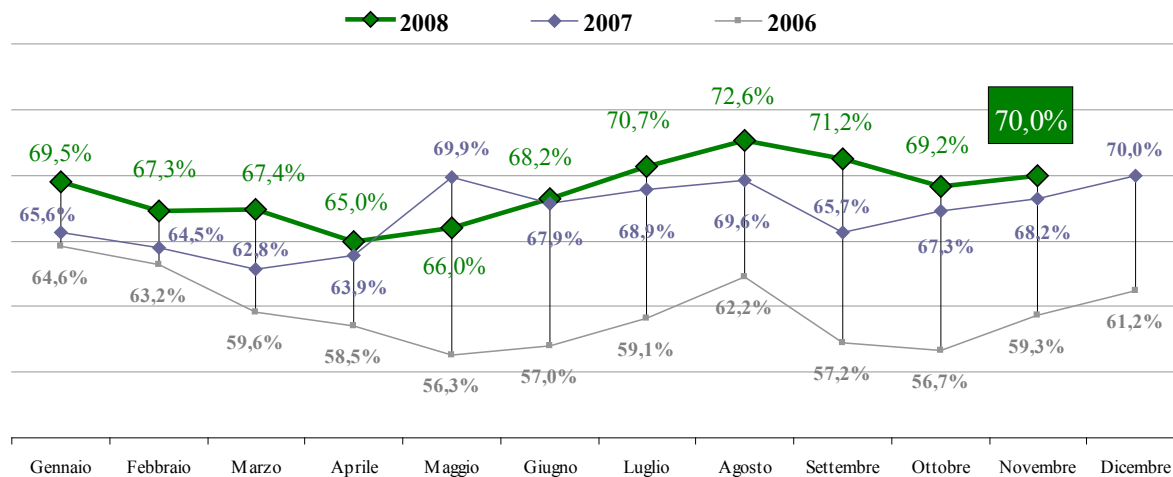
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.477.908	0,9%	70,0%
Operatori	11.860.427	-8,9%	42,6%
GSE	3.752.218	1,3%	13,5%
Zone estere	2.134.345	41,1%	7,7%
Saldo programmi PCE	603.991	-22,6%	2,2%
Offerte integrative	1.126.927	283,3%	4,0%
PCE (incluso MTE)	8.356.842	-7,1%	30,0%
Zone estere	2.071.549	3,9%	7,4%
Zone nazionali	6.889.284	-11,5%	24,8%
Saldo programmi PCE	-603.991	-	-2,2%
VOLUMI VENDUTI	27.834.750	-1,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	12.861.901	14,8%	
OFFERTA TOTALE	40.696.651	3,0%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.477.908	0,9%	70,0%
Acquirente Unico	6.880.482	-7,1%	24,7%
Altri operatori	11.348.457	9,0%	40,8%
Pompaggi	596.135	-15,3%	2,1%
Zone estere	528.852	-1,7%	1,9%
Saldo programmi PCE	3.150	-	0,0%
Offerte integrative	120.832	-50,4%	0,4%
PCE (incluso MTE)	8.356.842	-7,1%	30,0%
Zone estere	43.660	-30,8%	0,2%
Zone nazionali AU	1.602.989	22,7%	5,8%
Zone nazionali altri operatori	6.713.342	-12,0%	24,1%
Saldo programmi PCE	-3.150	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.834.750	-1,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.453.339	123,2%	
DOMANDA TOTALE	29.288.089	1,1%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2008

[CONTINUA]

L'offerta di energia elettrica, pari a 40,7 milioni di MWh (56.523 MWh medi orari), è aumentata del 3,0% rispetto a novembre 2007; l'energia offerta dalle unità di produzione nazionali, pari a 50.043 MWh medi orari, è aumentata dell'1,4%, mentre l'offerta estera, pari a 6.480 MWh medi orari, che un anno fa era stata parzialmente dirottata su altri mercati, ha segnato un aumento del 17,6% (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 27,3 milioni di MWh, ha registrato, sempre rispetto a novembre 2007, una

flessione tendenziale dell'1,6%, che ha interessato le sole macrozone continentali (Nord -1,8%; Sud -2,0%); sono invece cresciuti gli acquisti nelle due isole. Le esportazioni (acquisti sulle zone estere), pari a 0,6 milioni di MWh, si sono ridotte del 4,8% (Tabella 4).

La domanda è stata coperta dalle vendite delle unità di produzione nazionale per 23,6 milioni di MWh (-4,7%) e dalle importazioni (vendite sulle zone estere) per 4,2 milioni di MWh (+20,0%). La riduzione delle vendite nazionali ha interessato tutte le unità

di produzione ad eccezione di quelle localizzate in Sardegna (+4,3%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela il netto calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici (-16,9%) che ha interessato in maggior misura quelli tradizionali (-24,0%) ma anche i più moderni impianti a ciclo combinato (-12,0%), ed in particolare quelli localizzati nella MzNord (-25,3%). In forte aumento invece le vendite degli impianti idroelettrici (+68,0%) e di quelli eolici (+140,6%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

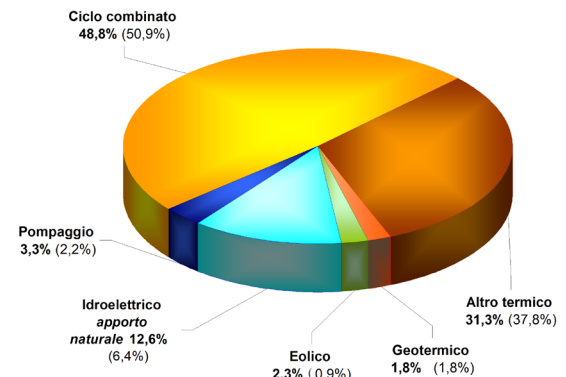
MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	19.177.589	26.636	-0,1%	12.614.610	17.520	-5,3%	15.178.441	21.081	-1,8%
MzSud	13.212.722	18.351	+3,5%	8.399.519	11.666	-5,4%	9.456.404	13.134	-2,0%
MzSicilia	2.123.747	2.950	-1,0%	1.546.608	2.148	-2,3%	1.604.400	2.228	+1,6%
MzSardegna	1.516.878	2.107	+5,5%	1.068.119	1.483	+4,3%	1.022.993	1.421	+0,7%
Totale nazionale	36.030.935	50.043	+1,4%	23.628.856	32.818	-4,7%	27.262.238	37.864	-1,6%
MzEstero	4.665.716	6.480	+17,6%	4.205.894	5.842	+20,0%	572.512	795	-4,8%
Sistema Italia	40.696.651	56.523	+3,0%	27.834.750	38.659	-1,7%	27.834.750	38.659	-1,7%

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	12.416	-22,4%	10.146	-11,6%	1.761	-12,7%	1.262	-3,1%	25.585	-16,9%
Ciclo combinato	7.557	-25,3%	6.048	+8,2%	1.103	-7,6%	530	+25,7%	15.239	-12,0%
Geotermico	-	-	562	-7,4%	-	-	-	-	562	-7,4%
Altro termico	4.859	-17,3%	3.535	-33,1%	659	-20,1%	731	-16,9%	9.784	-24,0%
Idroelettrico	4.207	+81,5%	623	+21,1%	91	+16,5%	40	-4,7%	4.961	+68,0%
Apporto naturale	3.481	+84,6%	438	+50,0%	10	+60,2%	9	+81,2%	3.939	+79,9%
Pompaggio	726	+68,1%	185	-16,9%	81	+12,6%	31	-15,6%	1.023	+34,1%
Eolico	-	-	454	+163,9%	157	+183,3%	95	+44,2%	707	+140,6%
Totale Impianti	16.623	-9,2%	11.223	-7,8%	2.010	-6,6%	1.397	-0,9%	31.253	-8,2%
Off.Integrative	897	+381,5%	443	+171,7%	138	+194,4%	86	+624,0%	1.565	+283,3%
Totale Vendite	17.520	-5,3%	11.666	-5,4%	2.148	-2,3%	1.483	+4,3%	32.818	-4,7%

Struttura delle vendite Sistema Italia



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/NOVEMBRE 2008

[CONTINUA]

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a novembre, sono state 12,3 milioni di MWh, con una diminuzione dello 0,8% rispetto allo stesso

mese del 2007; da rilevare la crescita dei contratti standard (+9,0%), tra cui in particolare quella dei profili baseload (+30,5%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti

energia di 10,0 milioni di MWh (-4,3%). Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,0 milioni di MWh (-8,4%); nei conti in prelievo 8,4 milioni di MWh (-7,1%) (Tabella 6).

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

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
PCE (netto MTE)	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	2.592.270	30,5%	21,0%	Richiesti	9.036.237	-7,7%	100,0%	8.359.991	-7,2%	100,0%
<i>Off Peak</i>	578.736	-25,9%	4,7%	di cui con indicazione di prezzo	225.600	0,5%	2,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	730.680	-10,5%	5,9%	Registrati	8.960.833	-8,4%	99,2%	8.359.991	-7,1%	100,0%
<i>Week-end</i>	3.600	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	159.581	-25,6%	1,8%	-	-	-
Totale Standard	3.905.286	9,0%	31,6%	Rifiutati	75.405	372,2%	0,8%	0	-	0,0%
Totale Non standard	8.432.012	-4,9%	68,3%	di cui con indicazione di prezzo	66.019	564,1%	0,7%	-	-	-
Totale	12.337.298	-0,9%	99,9%							
MTE				Saldo programmi	603.991	-22,6%		3.150	1851,0%	
<i>Baseload</i>	1.680	-	0,0%							
<i>Peak Load</i>	6.000	-	0,0%							
Totale	7.680	-	0,1%							
Totale PCE	12.344.978	-0,8%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	9.967.657	-4,3%	80,7%							

Nel primo mese di attività del Mercato a termine dell'energia (MTE) sono stati scambiati 240 contratti, per un totale di 57.600 MWh. Il prodotto mensile Dicembre 2008 è stato oggetto di 130 contratti (30 di tipo Baseload, 100 Peak Load), mentre tra i prodotti settimanali è stata scambiata la sola settimana 48 (30 contratti di tipo Baseload, 100 Peak Load). Non sono stati registrati contratti OTC.

Il prodotto Dicembre 2008 ha chiuso con un prezzo di riferimento pari a 92,50 €/MWh per il tipo Baseload e pari a 119,25 €/MWh per il tipo Peak Load (Grafico 4). A novembre 8 operatori hanno immesso almeno un offerta nel book di negoziazione ma solo 2 hanno scambiato un prodotto (Tabella 7).

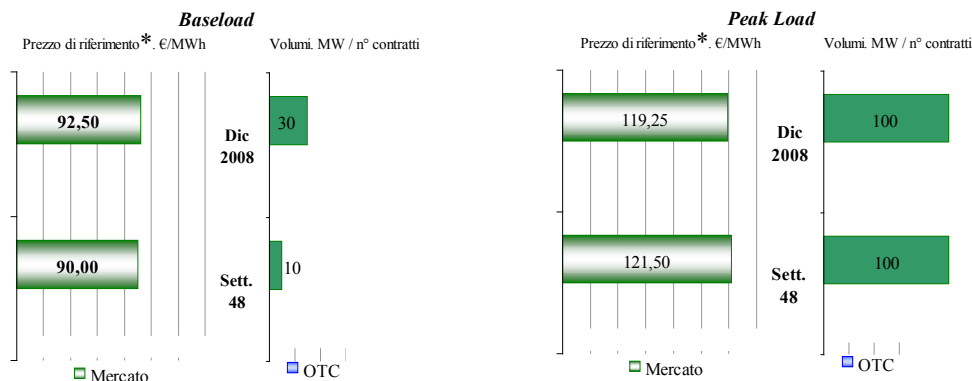
Tabella 7: MTE, partecipazione

Fonte: GME

Operatori	Mercato	OTC
con almeno un'offerta	8	
di vendita	5	
di acquisto	7	
con almeno un abbinamento	2	-
di vendita	1	-
di acquisto	1	-

Grafico 4: MTE, prezzi e volumi dei prodotti scambiati

Fonte: GME



* dell'ultima sessione in cui il prodotto è stato scambiato

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/NOVEMBRE 2008

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel mese di novembre i prezzi delle principali borse elettriche europee mostrano una significativa flessione, recependo approssimativamente con tre mesi di ritardo il vistoso segnale al ribasso proveniente dal Brent in €/MWh (-23,4%). In termini congiunturali le quotazioni risultano ovunque in calo: le riduzioni più vistose interessano EEX (-25,5%), Powernext (-24,4%) e IPEX (-11,5%), quest'ultima addirittura attestata su livelli più bassi di agosto; più modeste, invece, le diminuzioni registrate su NordPool (-9,2%) e Omel (-4,6%).

La brusca discesa dei prezzi interrompe inoltre la serie di incrementi tendenziali osservati sulle borse europee, inducendo dopo 13 mesi i primi ribassi a base annua sugli exchange francese (-21,5%) ed italiano (-3,5%), a fronte degli aumenti osservati su Omel (+40,7%) e NordPool (+12,1%) e alla sostanziale stabilità di EEX.

Nessuna variazione di rilievo nel ranking delle borse che risulta immutato nelle prime posizioni, evidenziando il primato di IPEX (87,65 €/MWh) su Powernext (69,32 €/MWh) e Omel (66,53 €/MWh), subentrata a EEX (63,72 €/MWh) in terza posizione; NordPool si conferma, invece, la borsa più conveniente con i suoi 51,27 €/MWh. In conseguenza di quanto osservato, ed in particolare del maggior ritardo con cui tipicamente IPEX recepisce le variazioni di prezzo dei combustibili, la forbice tra Prezzo Unico Nazionale (PUN) e Prezzo Medio

Europeo (PME)¹ (22,3 €/MWh) si allarga, sia in termini congiunturali (+10,2 p.p.) che tendenziali (+2,9 p.p.), con differenziali molto alti nella parte centrale del mese.

A novembre si registra un sensibile aumento tendenziale degli scambi su Powernext (+27,6%), al suo massimo storico, e su EEX (+18,6%), al terzo incremento consecutivo, a fronte della sostanziale stabilità riscontrata su IPEX (+0,9%) e NordPool (-0,6%) e della diminuzione di Omel (-12,5%), quest'ultima al terzo ribasso consecutivo. La borsa scandinava si conferma quella su cui transitano più volumi (26,6 TWh), seguita nell'ordine da IPEX (19,5 TWh), Omel (16,7 TWh) e dagli altri exchange continentali (5-12,4 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.

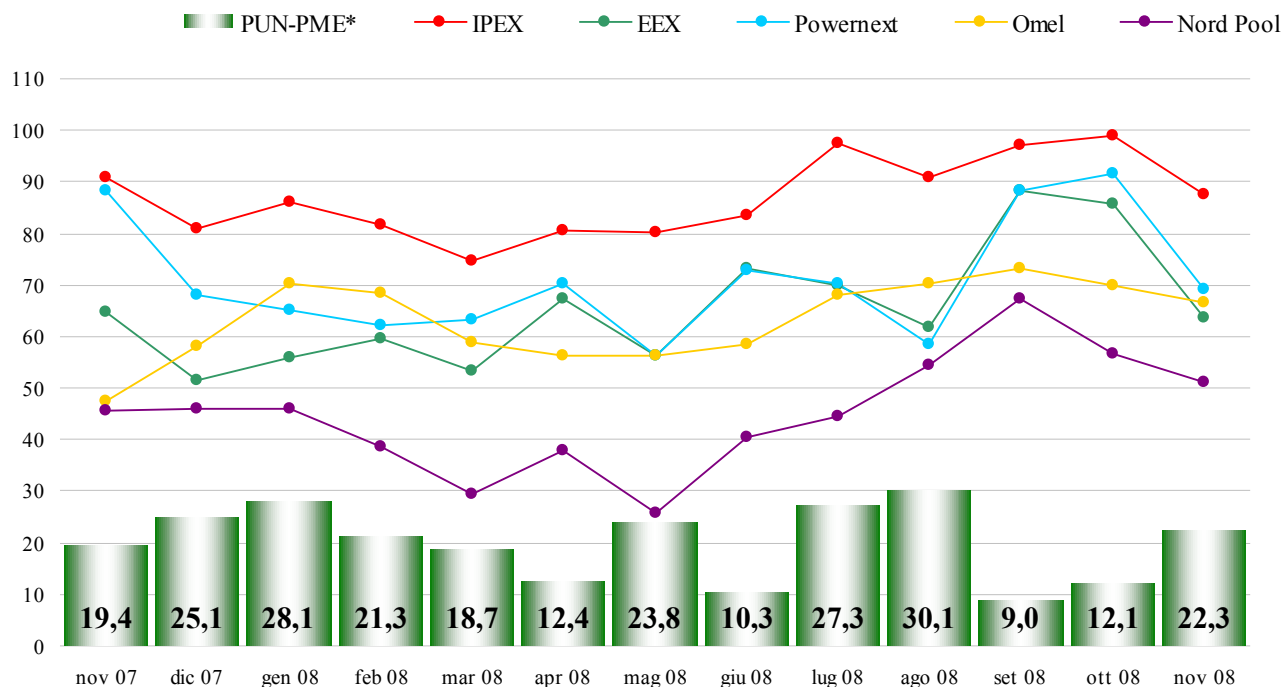
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	87,65	-11,5%	-3,5%	19,5	0,9%
	Peak	113,94	-11,6%	-13,6%		
	Off peak	66,20	-15,8%	1,6%		
	Festivo	82,80	-3,4%	13,5%		
EEX	Base	63,72	-25,5%	-1,8%	12,4	18,6%
	Peak	91,84	-22,4%	-17,2%		
	Off peak	52,33	-25,1%	18,5%		
	Festivo	46,98	-23,2%	32,7%		
Powernext	Base	69,32	-24,4%	-21,5%	5,0	27,6%
	Peak	92,90	-24,0%	-33,9%		
	Off peak	56,57	-24,4%	-15,1%		
	Festivo	58,49	-18,9%	10,7%		
OMEL	Base	66,53	-4,6%	40,7%	16,7	-12,5%
	Peak	73,30	-2,4%	31,6%		
	Off peak	61,06	-6,5%	45,1%		
	Festivo	65,24	-4,7%	49,8%		
NordPool	Base	51,27	-9,2%	12,1%	26,6	-0,6%
	Peak	55,77	-5,9%	13,9%		
	Off peak	49,08	-11,2%	10,3%		
	Festivo	48,95	-10,1%	12,3%		
PME ¹	Base	65,36	-24,9%	-8,4%	-	-
	Peak	92,13	-22,7%	-22,1%		
	Off peak	53,48	-24,7%	4,8%		
	Festivo	50,46	-20,8%	24,9%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/NOVEMBRE 2008

[CONTINUA]

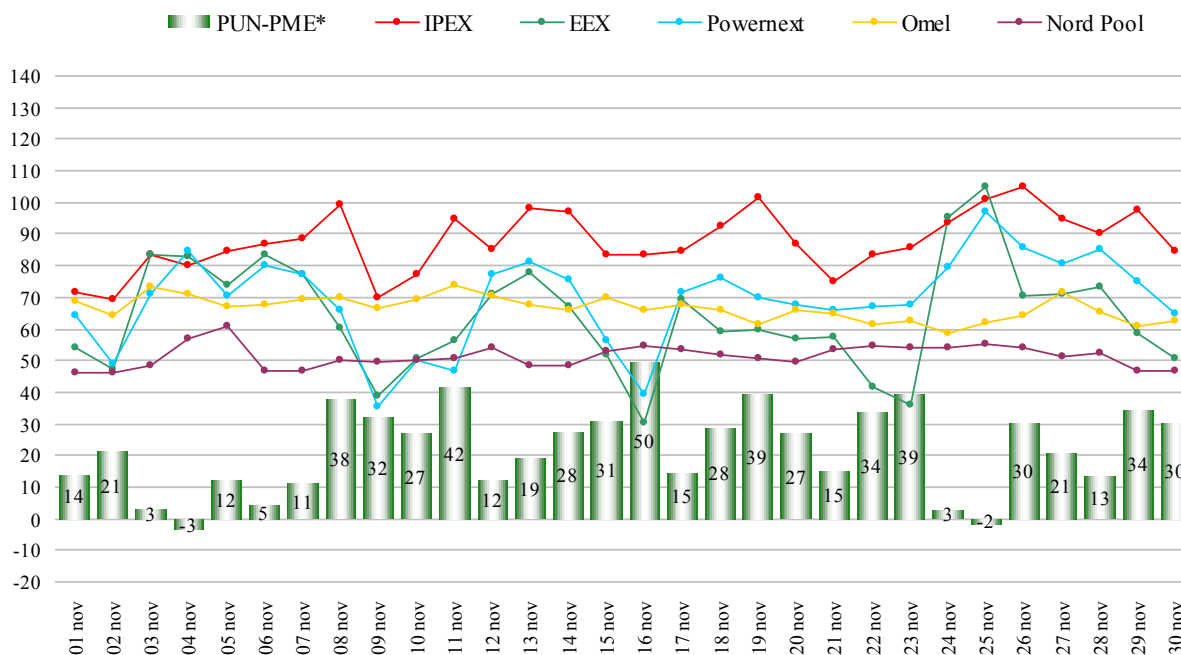
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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

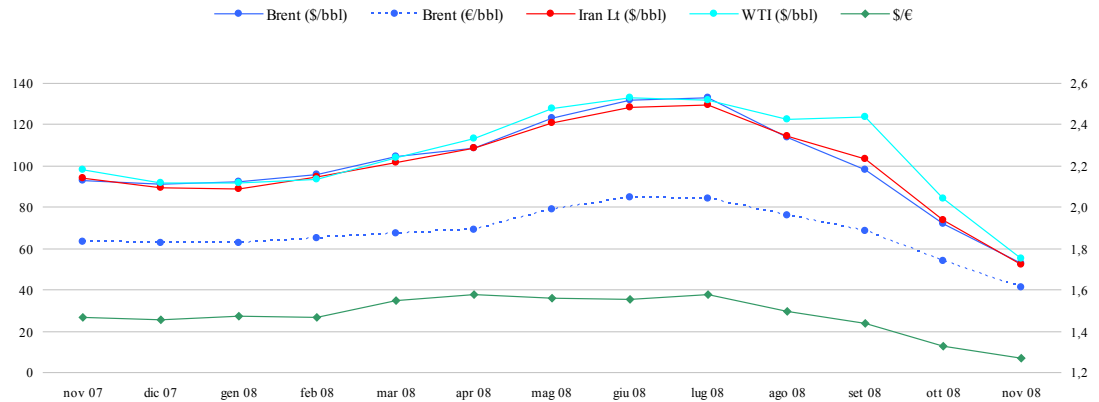
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/NOVEMBRE 2008

A cura del GME

A novembre la corsa al ribasso del greggio non accenna ad arrestarsi, favorendo un consolidamento delle tendenze emerse negli ultimi 4 mesi sui mercati internazionali del petrolio. In Europa il Brent torna sui livelli di 3 anni fa, scendendo a 53 \$/bbl ed evidenziando una riduzione del 27% in termini congiunturali e del 43% rispetto ad un anno fa. Quotazioni e variazioni analoghe si riscontrano sul greggio mediorientale, in calo attorno ai 52 \$/bbl (-29% sul mese scorso, -44% tendenziale), e sul WTI, prossimo ai 55 \$/bbl in virtù di una riduzione congiunturale moderatamente più elevata (-34% su ottobre, -43% sul 2007). L'ulteriore sensibile deprezzamento dell'euro sul dollaro, segnalato dalla diminuzione del tasso di cambio a 1,27 \$/€ (-4,2%, -13,3% sull'anno precedente), valore minimo degli ultimi 2 anni, non riesce di fatto a limitare la ripida discesa del Brent in €/MWh, attestato su livelli inferiori al 23% rispetto al mese scorso e al 34% rispetto al dato del 2007. In linea con lo scenario presentato per il greggio, anche sui mercati dei combustibili non perde

Greggio a tasso di cambio, andamento mensile. Media Aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



vigore il trend calante che nel giro di 3 mesi ha portato i prezzi a dimezzarsi: in termini congiunturali si confermano le significative riduzioni (in €/MWh) delle quotazioni dell'olio combustibile (tra -24% e -29%), del gasolio (attorno al -17%) e del carbone (tra -14% e -19%), mentre apprezzabili, seppur meno vistosi, risultano i cali sul gas (-6/9%). Su base annua i persistenti ribassi spingono i prezzi dei prodotti petroliferi e del carbone europeo su valori decisamente inferiori al 2007 (tra -31% e -21% i primi, -17% il secondo), rafforzando le inversioni

di tendenza che ad ottobre avevano solo parzialmente interessato questi mercati ed indebolendo, d'altro canto, la crescita del carbone extra-europeo (+15,3% quello sudafricano, +28,5% l'asiatico) e del metano (+19,3% il PSV, +4,9% il TTF), in lieve diminuzione solo sulla piazza di Bruges (-1,5%). Da segnalare il sostanziale annullamento della forbice tra le varie tipologie di carbone (1,3 €/MWh) e per contro l'allargamento del divario della quotazione gas italiana da quelle europee (7 €/MWh).

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Prodotto	UM	Quotazioni Ufficiali (UM) *			Quotazioni espresse in €/MWh #			
		Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend	
Tassi di cambio	\$/€	-	1,27	-4,2%	-13,3%	-	-	-
Exchange Rates	£/€	-	0,83	5,9%	17,4%	-	-	-
Greggio	Dated Brent	\$/bbl	52,82	-26,6%	-43,2%	30,34	-23,4%	-34,5%
Crude Oil	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	52,46	-28,9%	-44,3%	30,14	-25,8%	-35,7%
	WTI Crk NB	\$/bbl	55,41	-34,4%	-43,4%	31,83	-31,5%	-34,7%
Olio	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	294,78	-32,2%	-38,3%	20,33	-29,2%	-28,8%
Combustibile	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	294,59	-28,0%	-40,7%	20,32	-24,8%	-31,6%
Fuel Oil	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	304,70	-27,9%	-39,8%	21,01	-24,7%	-30,6%
Gasolio	Gasoil FOB Rot Brge	\$/MT	559,46	-20,4%	-32,3%	37,07	-16,9%	-21,9%
Gas Oil	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	564,21	-20,9%	-34,6%	37,38	-17,5%	-24,5%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	543,35	-21,0%	-35,1%	36,00	-17,6%	-25,2%
Carbone	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	92,51	-23,1%	-27,9%	10,42	-19,7%	-16,8%
Coal	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	88,75	-18,4%	-0,1%	10,00	-14,8%	15,3%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	100,50	-23,0%	-11,4%	11,32	-19,7%	28,5%
Metano	Gas PSV DA	€/MWh	30,59	-6,5%	19,3%	30,59	-6,5%	19,3%
Gas	Gas Zeebrugge	€/MWh	23,54	-8,7%	-1,5%	23,54	-8,7%	-1,5%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	23,84	-8,3%	4,9%	23,84	-8,3%	4,9%

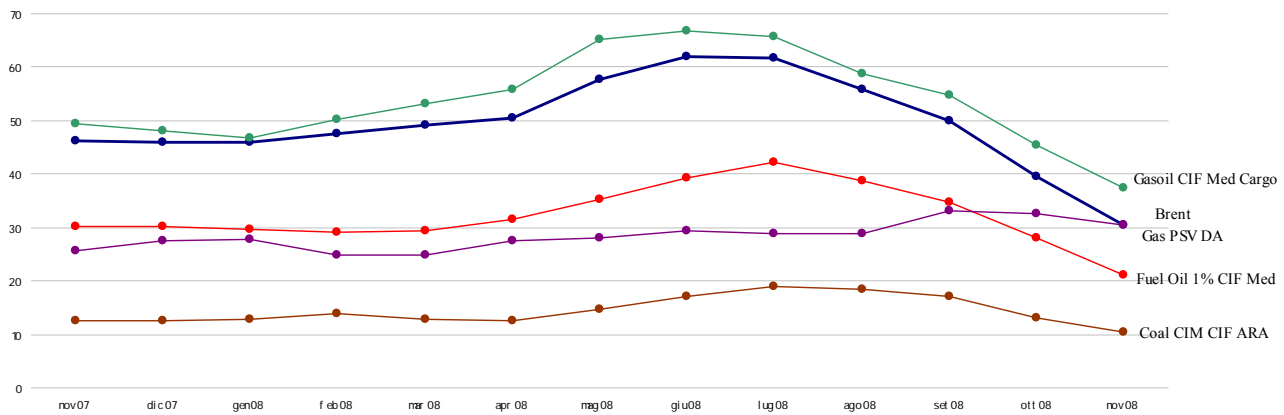
* I valori riportati si riferiscono alla media aritmetica delle quotazioni giornaliere

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

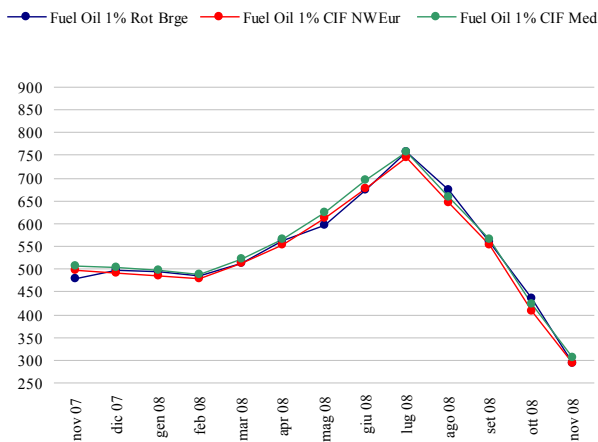
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/NOVEMBRE 2008

[CONTINUA]

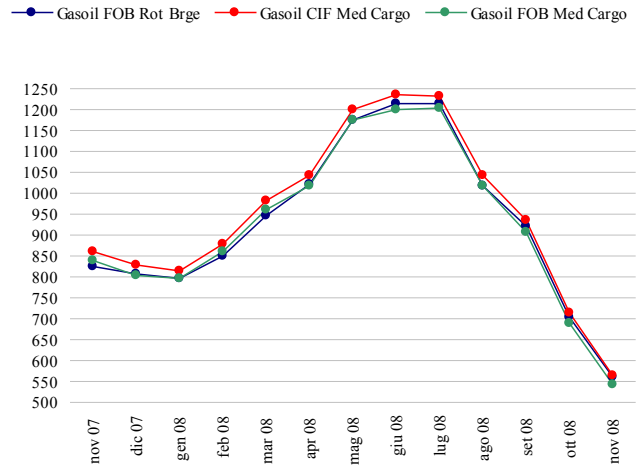
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)



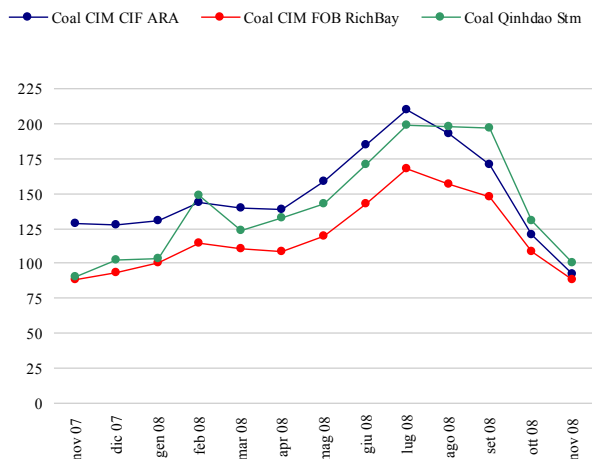
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)



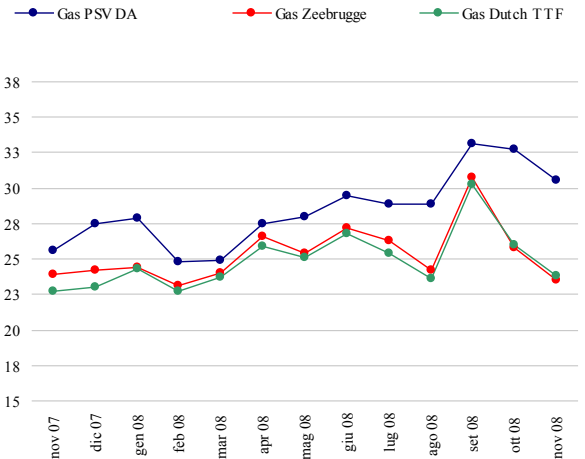
Gasolio, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)



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 2008

A cura del GME

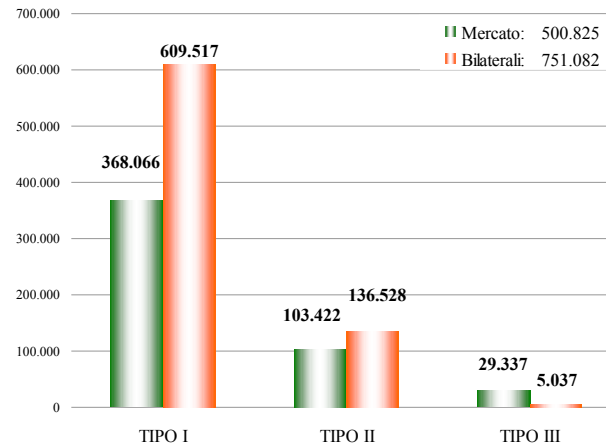
Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati nel mese di novembre 107.453 TEE, pari ad oltre il doppio dei TEE scambiati ad ottobre (48.809). Dei 107.453 TEE scambiati, 72.073 sono stati di Tipo I, in netto aumento rispetto ai 37.019 scambiati nel mese di ottobre, 16.882 di Tipo II, pari ad oltre il triplo degli scambi del mese precedente (5.291). Nel mese di novembre sono stati scambiati 18.498 titoli di Tipo III, mostrando un notevole incremento rispetto ai 6.499 titoli di Tipo III scambiati nel mese di ottobre.

Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di €89,08, in notevole aumento rispetto al prezzo medio ponderato di ottobre (€77,58), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €88,94, con un incremento di oltre €10,00 rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€75,06). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III nel mese di novembre è stato di €78,81, registrando un balzo del 73% rispetto ad ottobre (€20,72).

L'incremento di liquidità registrato nel mese di novembre è da attribuirsi sia all'avvenuto rilascio dei TEE per il terzo trimestre dell'anno, sia ad una più intensa attività relativa agli scambi riguardanti i titoli di Tipo III, il cui prezzo è andato avvicinandosi a quello delle altre tipologie di TEE.

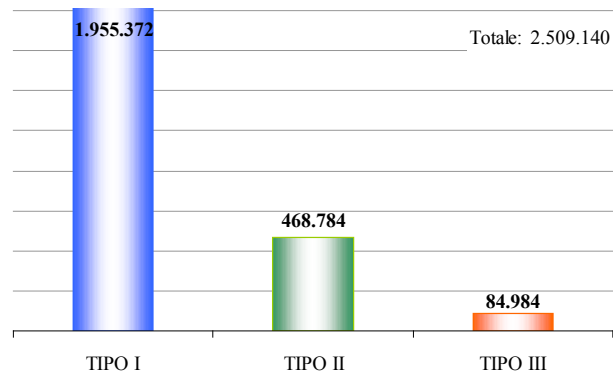
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 30 novembre 2008

Fonte: GME



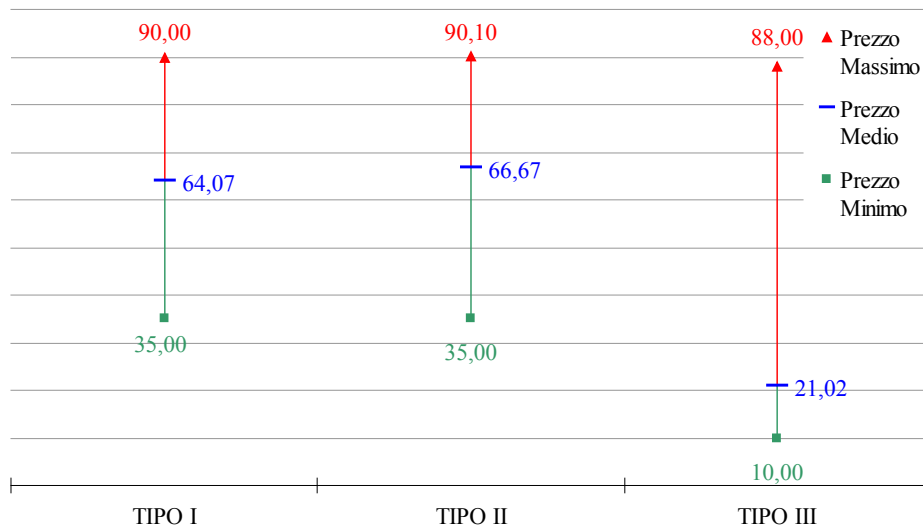
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia (sessioni 2008). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/NOVEMBRE 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati a novembre 122.223 CV¹, con volumi in netto aumento rispetto ai 43.054 scambiati nel mese di ottobre. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 6.702, in calo rispetto ai 19.884 scambiati nel mese di ottobre, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 106.171, facendo segnare un notevole incremento rispetto ai 22.970 scambiati nel mese precedente. Nel mese di novembre sono stati scambiati anche 9.350 CV con anno di riferimento 2006, la cui scadenza sarà tra pochi mesi (marzo 2009).

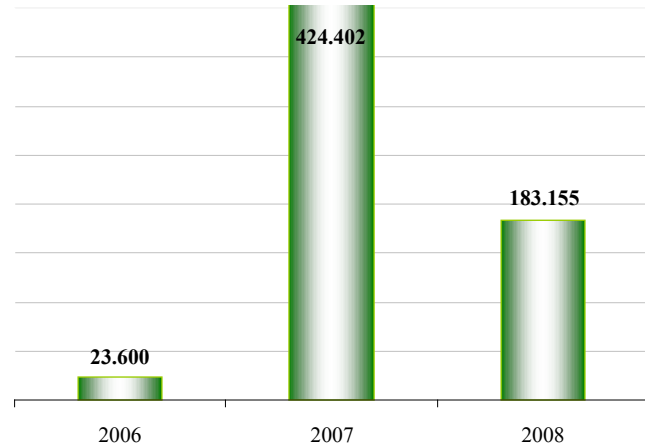
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €96,02, in netto rialzo rispetto al mese precedente (€73,26). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato di €96,21, con un incremento del 21,5% rispetto ai €75,47 del mese di ottobre. I CV con anno di riferimento 2006 hanno registrato un prezzo medio ponderato di €95,59, in forte aumento rispetto al mese precedente (€73,00).

Il trend rialzista del prezzo dei CV 2008 continua, con aumenti di oltre il 20% rispetto al mese precedente ed un'intensa attività in vendita e in acquisto alimentata da previsioni di ulteriore aumento dei prezzi nei mesi futuri. Da segnalare il passaggio del GME a controparte centrale negli scambi dal 1 novembre 2008.

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

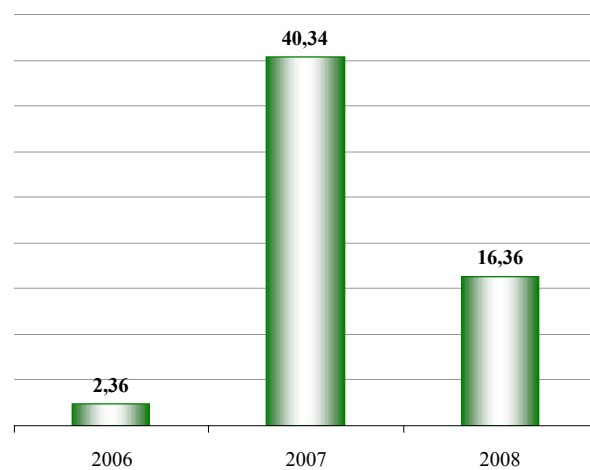
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 30 novembre 2008)

Fonte: GME



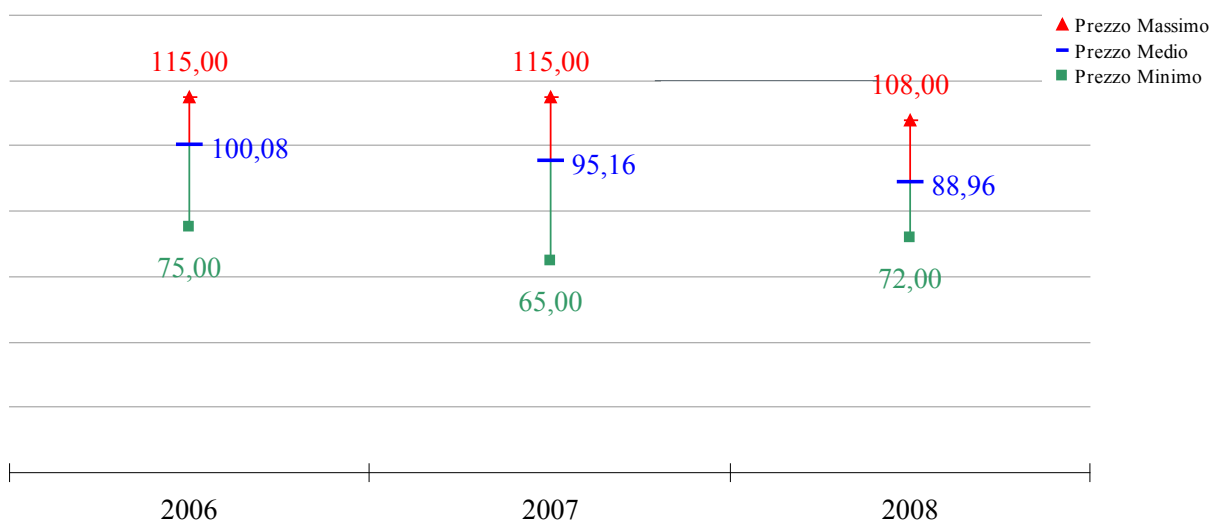
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni 2008). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/NOVEMBRE 2008

A cura del GME

Il mese di novembre ha registrato il perdurare della fase ribassista dei prezzi delle EUA, sia nel mercato forward che in quello spot, che hanno toccato, per il contratto EUA 2008 di maggiore liquidità, il valore minimo degli ultimi venti mesi, con scambi al di sotto dei €15.00 t/CO₂. Particolarmente critica si è rivelata la terza settimana del mese, con l'EUA 2008 scambiato a €14.80 nello European Climate Exchange, in calo del 17% rispetto a sette giorni prima, per poi recuperare verso la fine del mese, assestandosi attorno a €15.50. Le cause del prolungarsi di questa fase di discesa dei prezzi sono collegabili alla crisi finanziaria globale che non ha risparmiato il settore delle commodities,

con calo dei prezzi di petrolio, carbone, gas e, di conseguenza, energia elettrica nei mercati continentali. Tale scenario ha influito anche sul mercato della CO₂, in quanto un rallentamento dell'economia in Europa equivale, in teoria, a minori emissioni ed aumento della probabilità di avere un mercato EU ETS nuovamente "lungo" nei prossimi anni.

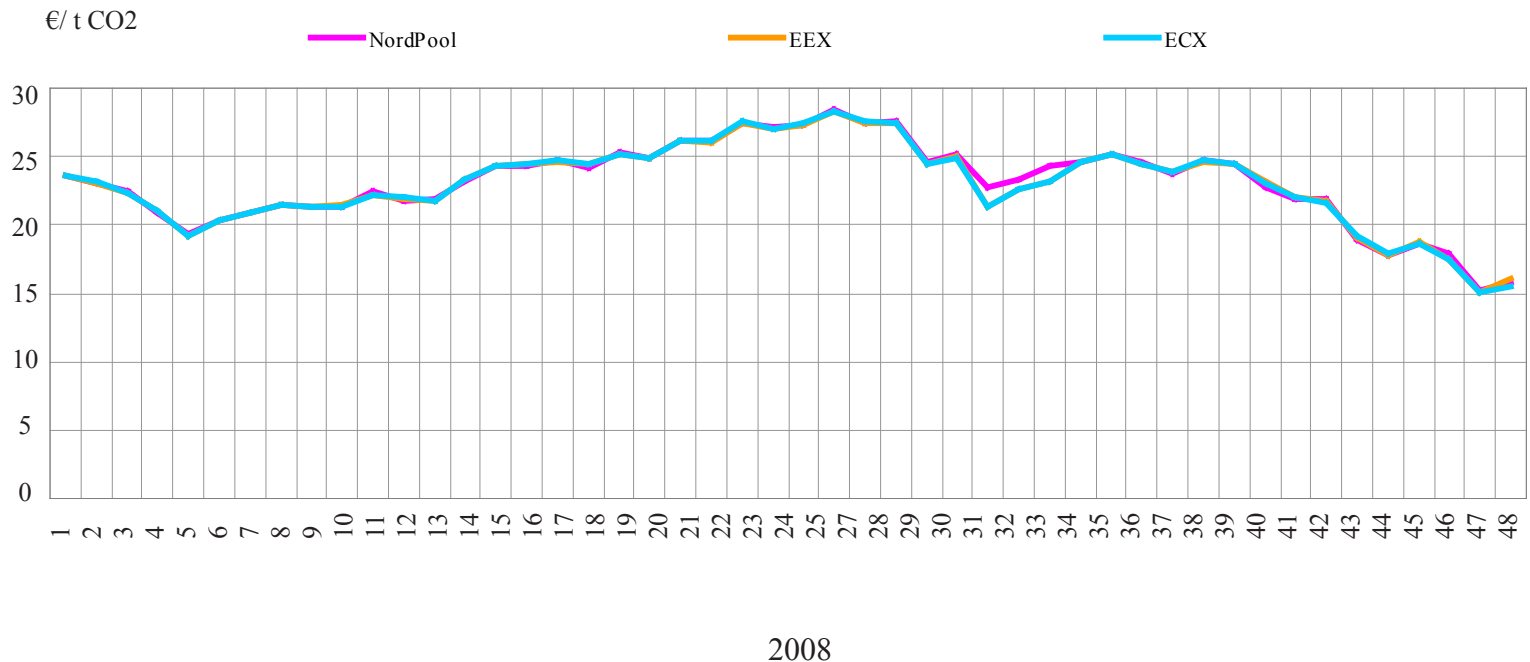
Tuttavia, non è ancora possibile fare previsioni precise a riguardo e si dovrà attendere aprile/maggio 2009 per conoscere le emissioni verificate degli impianti europei per l'anno 2008. Ad aggravare la situazione d'incertezza di questo mercato contribuisce anche il ritardo nell'approvazione della proposta di revisione post-2012 per quanto concerne l'EU ETS, con la presidenza francese di turno che sta tuttavia premendo per un'approvazione delle revisioni entro

la primavera del prossimo anno. Nel frattempo, per quanto riguarda l'Italia, giungono buone notizie sul tanto atteso rilascio delle quote 2008 sui conti degli impianti soggetti all'EU ETS. Dopo che il Comitato ETS ha reso esecutiva la decisione di assegnazione delle quote di CO₂ per il periodo 2008-2012 a seguito del nulla osta della Commissione Europea, tutto sembra ormai pronto per il rilascio "fisico" delle quote, che permetterà la ripresa degli scambi spot di EUA tra gli impianti italiani in vista del 30 aprile 2009, termine per la restituzione delle quote relative alle emissioni 2008.

Anche il GME si prepara al riavvio della piattaforma di negoziazione delle unità di emissione, che includerà nuove funzionalità e novità di rilievo, come il passaggio del GME a controparte centrale negli scambi.

EUA, mercato a termine (dicembre 2008), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2008

IL CONTRIBUTO DEI BIOCARBURANTI ALLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI

di Clara Poletti e Pietro Lanzini - IEFE -
Università Bocconi

L'allarme crescente per i cambiamenti climatici sta inducendo molti paesi ad adottare politiche di controllo delle emissioni di gas clima-alteranti, tipicamente generate dai combustibili fossili come carbone, gas e petrolio. Quest'ultimo è utilizzato in maniera pressoché esclusiva nel settore dei trasporti, un comparto la cui espansione non conosce battute d'arresto. In presenza di un prezzo del petrolio che nei mesi passati ha raggiunto livelli record e una percentuale di emissioni da trasporti crescente, l'Unione Europea, Stati Uniti e Brasile, insieme a molti altri paesi, stanno attivamente supportando la produzione di biocarburanti liquidi: bioetanolo e biodiesel. Dieto allo sviluppo dei biocarburanti, ci sono scelte non solo economiche ma anche politiche. Gli Stati Uniti hanno fissato un obiettivo di 36 miliardi di galloni di etanolo l'anno entro il 2022, sei volte la produzione attuale, un quarto dei consumi totali di benzina. Per quanto riguarda l'Unione Europea, nell'ambito del cosiddetto pacchetto 20-20-20, è attualmente in discussione una proposta di Direttiva sui biocarburanti che prevede l'imposizione di un obiettivo vincolato del 10% di immissione al consumo di biocarburanti nel settore trasporti entro

il 2020. La quota di biocarburanti dovrebbe contribuire all'adempimento degli obblighi di sviluppo delle fonti rinnovabili che, come noto, per l'Italia fissano un target del 17% dei consumi finali lordi di energia da raggiungere entro il 2020.

L'impatto ambientale, economico e sociale dei biocarburanti è un tema attualmente molto dibattuto. Come fonte di energia rinnovabile i biocarburanti aiutano a mitigare il riscaldamento globale ed a ridurre la dipendenza dal petrolio. Essi possono anche fornire nuovi ampi mercati per i produttori agricoli, il che potrebbe stimolare la crescita del settore rurale e dei redditi degli agricoltori. Numerosi aspetti critici sono tuttavia sollevati nel dibattito. Tra questi, due in particolare: quello della cosiddetta land competition e quello dell'effettiva efficacia nella riduzione delle emissioni. La prima questione si riferisce alla possibile competizione tra destinazioni alimentari e destinazioni energetiche nell'uso di una risorsa scarsa, qual'è la terra coltivabile. Uno studio CE del 2007 (DG Agri) stima che, per raggiungere l'obiettivo del 10% di biocarburanti immessi al consumo, sarebbe necessario dedicare alle colture energetiche circa 17,5 milioni di ettari di terreno (contro i 4 attuali), sui circa 100 milioni di terre arabili disponibili sul suolo comunitario. E questo adottando ipotesi ottimistiche, quali migliorie tecnologiche, incrementi nelle rese

agricole ed un rapido sviluppo dei cosiddetti advanced biofuels. Questi biocarburanti, oggi non competitivi in virtù degli alti costi di produzione, evitano la competizione con gli usi alimentari in virtù del tipo di materia prima utilizzata.

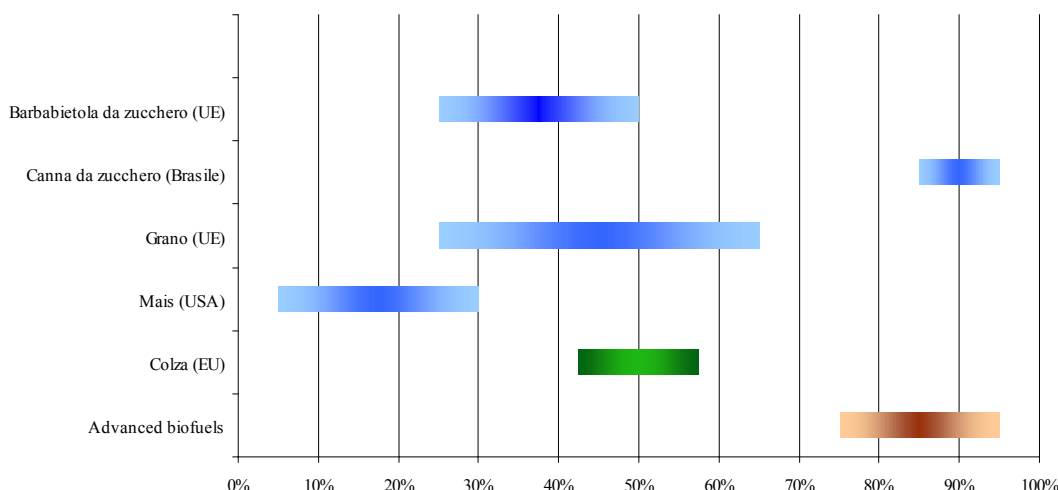
Si pensi ad esempio al caso della jatropha: pianta non edibile originaria dell'America Centrale e molto diffusa in India ed Africa, cresce su terreni marginali e semiaridi ove altre colture perirebbero, assicurando l'assenza di qualsiasi competizione per i terreni agricoli. Dai suoi frutti si ricava un olio che opportunamente trattato fornisce biodiesel.

La seconda questione si riallaccia alla grande eterogeneità che contraddistingue non solo le diverse categorie di biocarburanti, ma anche i diversi prodotti all'interno di una medesima tipologia, in termini di effettivi risparmi di emissioni clima-alteranti. Molti fattori influenzano infatti il risultato finale, quali ad esempio l'eventuale destinazione ad usi energetici di terreni ad elevata biodiversità e il ricorso più o meno intensivo a diserbanti e fertilizzanti, responsabili di emissioni di gas ad effetto serra quale l'N₂O.

La seguente figura mostra le principali tipologie di biocarburanti ed i relativi risparmi di emissioni nocive, ben illustrando la maggior efficacia degli advanced biofuels, soprattutto se paragonati ai biocarburanti del contesto europeo attuale.

Figura 1: Riduzione dei Gas effetto serra rispetto a benzina e gasolio (%)

Fonte: elaborazione IEFE su dati GBEP 2008



Nota: in azzurro i sostituti della benzina, in verde i sostituti del gasolio, in rosso i sostituti di entrambi (seconda generazione)

IL CONTRIBUTO DEI BIOCARBURANTI ALLO SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI

[CONTINUA]

L'impressione generale che si ricava dal dibattito è di un mutato atteggiamento nei confronti dei biocarburanti di prima generazione, anche a seguito delle polemiche emerse nei mesi scorsi sulla presunta connessione tra sviluppo dell'industria dei biocarburanti ed incremento dei prezzi agricoli. Un ulteriore segnale in questa direzione è venuto lo scorso 20 novembre dai Ministri dell'Agricoltura dell'Unione Europea che, nell'ambito del cosiddetto Health Check della Politica Agricola Comune (PAC), hanno trovato un accordo politico sull'abolizione del regime obbligatorio del set aside (oggi temporaneamente sospeso) e dell'Energy Crop Premium (ECP). Questa decisione può infatti essere letta come un allontanamento dai biocarburanti tradizionali e come un incentivo a puntare con decisione sugli advanced biofuels. Il regime obbligatorio di set aside, introdotto

in Europa una ventina di anni fa per limitare le eccedenze di produzione cerealicola, prevedeva che una quota dei terreni arabili fosse lasciata obbligatoriamente a riposo. Tra le deroghe a tale imposizione le colture dedicate al settore energetico, che potevano quindi essere coltivate su terreni ove era in vigore il regime. L'anno scorso il set aside obbligatorio copriva oltre 3,8 milioni di ettari sul territorio comunitario, a cui si aggiungevano 2,8 milioni di ettari di campi lasciati volontariamente a riposo. L'abolizione di tale regime significherebbe chiaramente la fine di una sorta di privilegio di cui hanno goduto in questi anni le colture energetiche, che si vedrebbero di conseguenza equiparate in tutto e per tutto alle colture destinate ai mercati tradizionali quale quello alimentare. L'Energy Crop Premium, invece, è uno strumento introdotto nel 2004 per favorire

la nascente industria agro energetica tramite un sussidio di 45 Euro l'ettaro per le colture destinate a biofuel. Dopo un inizio in sordina, l'ECP ha avuto un notevole successo nel 2007, con 2,8 milioni di ettari per cui è stata fatta richiesta di sussidio. Essendo il budget europeo fissato a 90 milioni di Euro, è stato necessario applicare un coefficiente (70,3%) alle erogazioni, per soddisfare tutte le richieste senza sfiorare il budget medesimo. Focalizzandosi sul contesto italiano, al 2007 vi erano circa 35.000 ettari beneficiari dell'ECP, contro gli oltre 700.000 della Francia e gli oltre 600.000 della Germania.

La seguente tabella riassume il trend degli ultimi quattro anni per quanto concerne i terreni coltivati a biocarburanti in Europa, disaggregandoli nelle tre macrocategorie di terreni set aside, terreni a ECP e terreni che non godono di alcuna tipologia di incentivo.

Tabella 1: Terreni coltivati a biofuel in Europa

Fonte: elaborazione Iefe su dati CE

(dati in milioni ha)	2004	2005	2006	2007
Su area set aside, di cui	0,5	0,9	1,0	1,0
- olii vegetali	0,5	0,7	0,8	0,8
(colza)	0,4	0,7	0,8	0,8
- cereali	0,0	0,1	0,1	0,1
Su area a Energy Crop Premium, di cui	0,3	0,6	1,3	2,8
- olii vegetali	0,2	0,4	0,9	2,0
(colza)	0,2	0,4	0,8	2,0
- cereali	0,0	0,1	0,2	0,3
Su aree senza alcun incentivo, di cui	0,8	1,6	1,4	0,2
- olii vegetali (colza)	0,8	1,3	0,9	0,1
- cereali	0,0	0,3	0,4	0,0
TOTALE	1,6	3,1	3,7	4,0

Per quanto concerne l'Italia, per raggiungere il target del 5,75% di biocarburanti al 2010 (ex Direttiva 2003/30/CE, in questo caso non vincolante) sarebbero necessari oltre 2,1 milioni di ettari di terra, a fronte di un potenziale teorico stimato di 600.000 ettari (dati Nomisma Energia) e di un'effettiva coltivazione a feedstocks energetici, che nel 2007 non ha superato i 35.000 ettari (dati Assocostieri). Pare dunque necessario un massiccio ricorso all'importazione da Paesi terzi, sia UE che extra-UE (suddest asiatico, Brasile, USA). Si è visto come molte

speranze siano riposte nei summenzionati advanced biofuels, per la loro capacità di non esacerbare la competizione tra utilizzi alternativi di terreni agricoli assicurando nel contempo maggiori vantaggi ambientali in termini di emissioni nocive evitate. La Proposta di Direttiva è molto sensibile al tema in questione, proponendo che solo i biocarburanti che assicurano un determinato risparmio in termini di emissioni di gas ad effetto serra (nello specifico il 35%, ma da più parti si chiedono criteri ancora più restrittivi) contino al fine del rispetto

dei target comunitari. La discussione sulle modalità di implementazione dell'obiettivo è tuttavia ancora aperta. Il processo decisionale è stato, inoltre, ulteriormente rallentato dalla crisi finanziaria che ha di recente investito i mercati internazionali e rimesso di fatto in discussione il pacchetto 20-20-20. E' in quest'ottica che si legge la decisione del Parlamento Europeo di annullare il precedente orientamento a votare il pacchetto medesimo prima del voto del Consiglio Europeo previsto al prossimo summit, in programma l'11-12 dicembre 2008.

IL PREZZO DEL PETROLIO FRA FINANZA E FONDAMENTALI

[CONTINUA DALLA PRIMA]

che raffinano a determinare gli andamenti del greggio, in quanto loro, in base alla domanda di prodotti, decidono se acquistare meno o di più, facendo scendere o salire il prezzo. Da tempo questo legame, almeno per i grossi movimenti, è scomparso, e sono i mercati a termine del greggio che anticipano totalmente qualsiasi movimento dei fondamentali, siano essi rialzisti o ribassisti. Questo valeva già una decina di anni fa, ma negli ultimi due anni, con l'entrata massiccia della finanza, il legame con i fondamentali attraverso la raffinazione è andato a ridursi ulteriormente. La finanza è stata la causa principale di questa forte variabilità, grazie da una parte all'enorme disponibilità di liquidità sul mercato americano e, dall'altra, alla facilità di entrata sulle borse a termine da parte di investitori che hanno scommesso al rialzo per diversi mesi. La crisi finanziaria statunitense si è manifestata prima con i problemi legati al mercato immobiliare e ai mutui subprime, ma poi ha avuto una sua evidenza, comprensibile solo ora, con il balzo delle quotazioni di tutte le commodity e in particolare di quelle del greggio. Le perdite, o i minori guadagni, di fine 2007 delle banche d'affari, le ha spinte a cercare nuovi investimenti più arditi, ma con guadagno certo e immediato, attraverso investimenti sul mercato delle commodity, e quello del petrolio è diventato il preferito. A fine 2007 il petrolio oscillava sotto i 90 dollari, ma solo da dicembre, i prezzi hanno cominciato a salire verso la soglia dei 100 dollari, superata poi ad inizio anno; nei successivi mesi, fino a metà luglio, è stata una continua rincorsa al rialzo fino al record di 147 dollari. I fondamentali davano una mano, con una domanda globale che era annunciata ancora molto sostenuta, in quanto di recessione non si parlava ancora e la Cina sembrava destinata, con la celebrazione delle olimpiadi, ad una crescita economica a due cifre perpetua. Sul lato dell'offerta i paesi OPEC tergiversavano sulla necessità di aumentare la produzione, mentre l'Arabia Saudita, il paese con la capacità marginale inutilizzata, ha cominciato solo da giugno 2008, quando si era già oltre i 130 dollari, a pompare maggiori volumi di greggio. Anche se si tratta di spiegazioni più colorate, quasi conspirative, occorre anche ricordare come alcune grandi banche di investimento fossero direttamente coinvolte nel prevedere forti

aumenti dei prezzi del greggio, con indicazioni prima a 100 e poi a 200 dollari, pur gestendo enormi volumi di investimenti, di operatori terzi o con i propri soldi, in fondi indicizzati al prezzo del petrolio. In sostanza si era di fronte ad un caso di profezie che si auto avveravano: le grandi banche facevano previsioni a 150-200 dollari spingendo tutti a scommettere al rialzo con acquisti che progressivamente spingevano i prezzi a nuovi record. Nei mesi successivi le quotazioni si sono sgonfiate con una velocità che era impossibile pronosticare e che i fondamentali di nuovo possono spiegare solo in parte.

Certamente la domanda americana sta crollando per effetto di una recessione che si preannuncia grave almeno quanto quella dell'82, ma quella globale, grazie all'Asia, continua a crescere. I problemi sul lato dell'offerta, in Nigeria, Iran e Iraq sono tutt'altro che risolti, mentre l'OPEC, oltre a far continue riunioni per tagliare la produzione, ha già rinviato numerosi investimenti in espansione. Sono di nuovo ragioni finanziarie che aiutano a spiegare il crollo, ovvero la necessità di disinvestire da parte di numerose banche e di numerosi fondi che avevano nel portafoglio contratti a termine di acquisto che progressivamente rinnovavano. Dopo tanta instabilità è ovviamente difficile fare previsioni per il 2009. I fondamentali lasciano intravedere una forte frenata della domanda e pertanto è lecito attendersi prezzi decisamente più bassi rispetto a quello del 2008 e del 2007 verso la soglia dei 45 dollari. Tuttavia, l'unica cosa certa è il forte condizionamento di un sistema finanziario americano in profonda crisi, con tassi di interesse in calo e con crisi forte di liquidità. Ciò porta alla conclusione che, al di là dei valori di convergenza, di fronte avremo un



mercato caratterizzato ancora a lungo da forti oscillazioni in una direzione o nell'altra. Si sa, l'Italia è il paese al mondo che più dipende nella generazione elettrica da idrocarburi, i cui costi sono legati al prezzo del petrolio, e quello che, per tale ragione, ha le tariffe elettriche in assoluto più alte fra i paesi industrializzati. Possiamo tirare un sospiro di sollievo per il ritorno dei prezzi del greggio a valori più normali, riflettendo sul fatto positivo che il sistema elettrico e del gas italiano ha retto tutto sommato bene allo shock del 2008 e, nonostante qualche rara e inascoltata tentazione amministrativa, i prezzi sono rimasti liberi e le tariffe sono variate in linea con i meccanismi fissati in precedenza. Rimane una eccessiva dipendenza da fonti legate al petrolio che sarebbe utile ridurre, anche a beneficio dei meccanismi di mercato elettrico italiano.

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Documento di consultazione GME | Proposta di modifica ai sistemi di garanzia e regolazione dei pagamenti adottati dal GME | 18 novembre 2008 | Download

Nell'ottica di accogliere le richieste da tempo formulate dagli operatori in ordine alla necessità di rendere il sistema di garanzia e regolazione dei pagamenti del Mercato Elettrico più flessibile e meno oneroso, il Gestore del mercato elettrico S.p.A. ha pubblicato il documento di consultazione de quo nell'ambito del quale vengono ipotizzate modifiche al ciclo dei pagamenti, da attuarsi in due fasi temporali. In una prima fase si propone di allineare il ciclo dei pagamenti in essere sul Mercato elettrico a pronti (MPE) e sulla Piattaforma dei conti energia (PCE) a quello adottato con riferimento al Mercato a termine dell'energia elettrica – MTE (ciclo dei pagamenti mensile). In una seconda fase, invece, pur lasciando immutata la frequenza temporale del periodo di fatturazione (mensile), si ipotizza di ridurre le tempistiche dei pagamenti ad una settimana (ovvero con cadenza temporale inferiore alla settimana stessa), fermo restando, comunque, che l'implementazione di tale seconda fase è subordinata a modifiche del quadro normativo relativo alle norme applicabili al sistema di garanzia e pagamenti, nonché alla normativa fiscale applicabile alle contrattazioni concluse sui mercati gestiti dal GME.

Il termine della consultazione entro il quale i soggetti interessati potranno far pervenire proprie osservazioni è il 4 gennaio 2009.

Delibera ARG/elt 156/08 | 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 2009: modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 11 giugno 2008, n. ARG/elt 77/08 | 30 ottobre 2008 | Download

Con la deliberazione in oggetto l'AEEG ha dato seguito a quanto disposto all'articolo 5, comma 5.3, della deliberazione 11 giugno 2008 ARG/elt 77/08, ove è previsto che i

mercati ed i prodotti di riferimento, al fine dell'applicazione, ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'applicazione della direttiva 2003/87/CE, siano individuati dall'AEEG entro il 30 ottobre dell'anno precedente a quello rilevante ai fini del riconoscimento degli oneri, tenendo conto dei volumi scambiati e del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati.

In particolare l'AEEG, dato atto di non aver registrato, nel corso dell'anno 2008, significative variazioni per quanto riguarda i volumi scambiati ed il grado di standardizzazione dei prodotti negoziati tali da giustificare una modifica dei mercati e dei prodotti di riferimento già individuati per l'anno 2008, ha deliberato, con riferimento all'anno 2009, di confermare i mercati e i prodotti di riferimento già individuati per l'anno 2008. Segnatamente:

- i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di PEUA (1) sono:

- a. EEX – European Energy Exchange, contratto EUA Future dicembre 2009;
- b. ECX – European Climate Exchange, contratto EUA Future dicembre 2009;
- c. Nord Pool ASA, contratto EUA Future dicembre 2009;

- i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo di PFLEX (2) sono:

- a. EEX – European Energy Exchange,

contratto CER Future dicembre 2009;

b. ECX – European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2009;

c. Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2009.

Inoltre, mediante la delibera in oggetto, l'AEEG ha disposto, a modifica ed integrazione della delibera ARG/elt 77/08, che, nel caso di impianti Cip n. 6/92 “misti” (impianto la cui potenza complessiva è in parte destinata al GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 ed in parte nella disponibilità del soggetto titolare del medesimo impianto), ovvero nell'anno in cui scade la convenzione per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, ai fini del calcolo complessivo del numero di quote ammesse al riconoscimento degli oneri, in deroga a quanto previsto all'articolo 3, comma 3.1, della deliberazione ARG/elt 77/08, vanno considerate le sole quote assegnate e rese con riferimento all'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92. Ciò qualora l'assegnazione delle quote di emissione sia stata effettuata distinguendo tra l'energia elettrica ritirata dal GSE ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92 e la rimanente quantità di energia elettrica, e qualora siano disponibili le attestazioni di assegnazione al Cip6.

A tal fine il produttore, all'atto dell'invio dei dati annuali di cui all'articolo 2, comma 2.3,



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

della deliberazione ARG/elt 77/08, “trasmette alla Direzione Mercati dell’Autorità ogni elemento utile, incluso il numero delle quote assegnate per l’energia elettrica ritirata ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92, unitamente alle predette attestazioni.”

(1) *P^{FLEX}* è il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli CER (Certified Emission Reduction) ed ERU (Emission Reduction Unit) calcolate, con riferimento all’anno in oggetto, per ciascuno dei mercati regolamentati e dei prodotti di cui al punto 5.3 della Deliberazione ARG/elt 77/08.

(2) *P^{EUA}* è il minor valore tra le medie aritmetiche dei prezzi di chiusura giornalieri dei titoli EUA (European Union Allowance) calcolate, con riferimento all’anno in oggetto, per ciascuno dei mercati regolamentati e dei prodotti di cui al punto 5.3 della Deliberazione ARG/elt 77/08.

Seminario AEEG | Direzione Mercati: regolazione per il settore elettrico per l’anno 2009 | Milano 17 novembre 2008 | Download |

Il 17 novembre u.s. la Direzione Mercati dell’AEEG ha organizzato un seminario ricognitivo volto ad illustrare agli operatori del settore elettrico gli interventi regolatori posti in agenda per l’anno solare 2009.

Con particolare riferimento all’azione regolatoria avente impatto sull’attività di gestione del mercato elettrico svolta dal GME, si segnalano:

- Modifica alla deliberazione AEEG n. 111/06, specificamente: superamento del regime transitorio riguardante le offerte integrative presentate da Terna sul mercato all’ingrosso del giorno prima (MGP); apertura del mercato di aggiustamento (MA) anche al lato della domanda (Unità di Consumo ed Unità di Produzione Virtuali) e, conseguentemente, chiusura della Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB).

- Cambiamenti nelle modalità di Assegnazione della capacità di trasporto per gli scambi transfrontalieri: aste esplicite congiunte per il medio/lungo periodo su tutte le frontiere in entrambe le direzioni secondo un meccanismo analogo a quello utilizzato per il 2008, salvo la sostituzione, per i diritti acquisiti sulla

capacità di transito, del principio “use it or lose it” mediante l’introduzione del principio “use it or sell it” (rivendita automatica nelle aste giornaliere dei diritti annuali e mensili non nominati); nomina congiunta bilaterale fra i paesi (A-B e non più A-A) per i diritti acquistati su base giornaliera per tutte le frontiere ad esclusione di Francia ed Austria.

- Entrata in vigore delle nuove modalità di esercizio dell’attività di monitoraggio di cui alla Deliberazione ARG/elt 115/08 (Testo integrato del monitoraggio del mercato all’ingrosso dell’energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento): riduzione della frequenza temporale di invio, da parte dei soggetti istituzionali incisi dalla norma (Terna-GME-GSE), dei report informativi necessari all’attività di monitoraggio dell’AEEG, da mensile a settimanale; introduzione di strumenti applicativi più efficaci per il monitoraggio al fine di procedere ad analisi puntuali su eventuali comportamenti anti concorrenziali posti in essere da parte degli operatori sui mercati all’ingrosso; introduzione di un processo di simulazione “what if” al fine di evidenziare possibili pratiche monopolistiche o collaborative; realizzazione e introduzione di un codice anagrafica unico per gli impianti e per gli operatori, la cui definizione è oggetto di specifico documento di consultazione dell’AEEG DCO 34/08

Documento di consultazione - DCO 34/08 |

Realizzazione di una anagrafica comune per gli impianti di produzione di energia elettrica e per gli operatori elettrici. Razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore elettrico | 18 novembre 2008 | Download |

Con il documento di consultazione de quo l’AEEG, nell’ottica di una semplificazione dei processi, della riduzione delle incombenze derivanti dagli obblighi informativi in capo agli operatori elettrici (titolari di impianti di produzione di energia elettrica, soggetti che hanno la disponibilità di impianti di generazione elettrica, soggetti firmatari di convenzioni col GSE per la cessione di energia in ritiro amministrato o per l’ottenimento di incentivi, utenti del dispacciamento, operatori di mercato), propone soluzioni operative volte alla realizzazione di un’anagrafica unica di sistema per gli impianti di produzione di energia elettrica e per gli operatori elettrici nell’ambito della quale procedere ad identificare in modo univoco gli impianti di produzione e i soggetti non istituzionali operanti nel settore (operatori elettrici) di modo da permettere un allineamento dei database gestiti dai diversi soggetti istituzionali e sistemici del settore elettrico (Autorità e GME, Terna, GSE, gestori di rete, ecc.).

Il termine della consultazione entro il quale i soggetti interessati potranno inoltrare le proprie osservazioni è il 12 dicembre 2008.



AGENDA GME

9 dicembre 2008

Quattro anni dalla partenza della borsa elettrica
Roma, ItaliaOrganizzatore: Quotidiano Energia-Energia Elettrica
link » [vai a pagina informativa](#)

10 dicembre 2008

Il ruolo dei mercati elettrici nell'evoluzione dei prezzi al consumo
Roma, Italialink » [vai alla pagina informativa](#)

16 dicembre 2008

La gestione strategica delle emissioni di CO2 in aziendaOrganizzatore: Business International
link » [vai alla pagina informativa](#)

9 dicembre 2008

Fundamentals of Energy Options (FOEO)

Londra, UK

Organizzatore: The Oxford Princeton Programme
link » [vai alla pagina informativa](#)

10-12 dicembre 2008

3rd international conference on integration of renewable and distributed energy resources

Nice, Francia

Organizzatore: Otti-GDF Suez-Technofi
link » [vai alla pagina informativa](#)

10-12 dicembre 2008

ENERGAIA 2008 - Salone delle Energie Rinnovabili

Montpellier, Francia

Organizzatore: Les Maisons de la Région Languedoc-Roussillon
link » [vai a pagina informativa](#)

10-13 dicembre 2008

Energy India 2008

Bangalore, India

Organizzatore: Hannover Messe
link » [vai a pagina informativa](#)

11 dicembre 2008

Giornata di approfondimento sul fotovoltaico

Milano, Italia

Organizzatore: Aper
link » [vai alla pagina informativa](#)

12 dicembre 2008

FINANZA & SOSTENIBILITA' ENERGETICA

Milano, Italia

Organizzatore: Finlombarda
link » [vai alla pagina informativa](#)

15-16 dicembre 2008

Climate change and energy security: major challenges of european energy policy

Brussels, Belgio

Organizzatore: Université catholique de Louvain and the Energy Law Research Forum
link » [vai a pagina informativa](#)

16-18 dicembre 2008

CEE Power & Gas 2008

Vienna, Austria

Organizzatore: Terrapinn Ltd
link » [vai a pagina informativa](#)

8-9 gennaio 2009

1st European Electricity Grid Reliability Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: European Parliament
link » [vai alla pagina informativa](#)

17-20 gennaio 2009

KLIMAHOUSE 2008

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera di Bolzano
link » [vai alla pagina informativa](#)

27-29 gennaio 2009

THE EUROPEAN GAS CONFERENCE 2009 2ND ANNUAL MEETING

Vienna, Austria

Organizzatore: THE ENERGY EXCHANGE
link » [vai alla pagina informativa](#)

9-11 febbraio 2009

3RD RENEWABLE ENERGY POLICY CONFERENCE

Brussels, Belgio

Organizzatore: EREC - European Renewable Energy Council
link » [vai a pagina informativa](#)

17-18 marzo 2009

Annual European Energy Policy Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: The Centre for European Policy Studies - Epsilon Events
link » [vai a pagina informativa](#)

31 marzo-1 aprile 2009

Profili di consumo e previsioni di carico nei sistemi elettrico e gas: metodi, modelli, strumenti e soluzioni realizzate

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca
link » [vai a pagina informativa](#)

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 zonali 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 del Mercato Elettrico 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 del Mercato Elettrico 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 del Mercato Elettrico 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 Mercato Elettrico, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Elettrici – 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.