

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

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

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee: ottobre 2008
pagine 5 e 6

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili/ottobre 2008
pagine 7 e 8

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: ottobre 2008
pagina 9

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: ottobre 2008
pagina 10

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: ottobre 2008
pagina 11

ANALISI

La performance ambientale europea
ed i target di riduzione delle emissioni
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 12, 13, 14, 15

FOCUS

L'europa resta leader sul clima, ma su
kyoto occorre più flessibilità
pagine 16 e 17

APPROFONDIMENTI

MTE, il mercato a termine dell'energia
elettrica
di Salvatore Zecchini,
Presidente Gestore del Mercato
Elettrico
pagina 18

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 19 e 20

APPUNTAMENTI

pagine 21 e 22

GLOSSARIO

pagina 23 e 24

MTE, IL MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA ELETTRICA

di Salvatore Zecchini,

Presidente Gestore del Mercato Elettrico

Il 2008 segna un'altra tappa importante nell'edificazione in Italia di un sistema elettrico fondato su un mercato concorrenziale. Il 3 novembre, infatti, il GME ha lanciato il mercato a termine MTE, in cui per la prima volta in Italia sono negoziati su un mercato regolamentato blocchi di energia elettrica per la consegna fisica a termine. Si tratta di un momento importante nel processo di liberalizzazione del sistema elettrico, in quanto si aggiunge un altro tassello per renderlo sempre più rispondente alle esigenze degli operatori. Questi hanno bisogno di strumenti di flessibilità aggiuntivi per potersi coprire in maniera efficiente contro la volatilità dei prezzi dell'elettricità.

L'introduzione di mercati regolamentati a termine

è stata da lungo tempo invocata dagli operatori per superare i limiti più evidenti derivanti dalle contrattazioni bilaterali OTC, le quali avendo livelli di trasparenza molto bassi e avvenendo in un contesto di evidenti asimmetrie informative tra produttori e consumatori, possono condurre all'adozione di pratiche discriminatorie, con prezzi differenziati per diverse categorie di consumatori, a seconda dei costi di gestione del rischio di controparte. La conseguenza principale è stata la proliferazione di contratti indicizzati in vario modo ai prezzi dei combustibili fossili (principalmente petrolio) o a loro panieri, nonché a indici in qualche modo rappresentativi del parco produttivo nazionale (es. ITEC).

L'MTE consente la negoziazione di energia elettrica su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli giornalieri offerti dall'attuale modello di mercato che riguarda le consegne per il giorno successivo. In particolare, gli operatori avranno a disposizione, con un anticipo massimo di 60 giorni rispetto all'inizio del periodo di consegna, 1 contratto mensile e 4 settimanali con profili "baseload" e "peakload".

Questa nuova piattaforma di contrattazione è stata sviluppata ponendo particolare attenzione alle esigenze di stabilità e sicurezza del sistema elettrico. Per questa ragione essa è perfettamente integrata con la PCE, su cui i contratti conclusi su MTE sono immediatamente registrati. In tal modo si evita che gli operatori abbiano posizioni scoperte, ossia che concludano contratti non in linea con le loro effettive capacità di immissione o prelievo di energia elettrica. Inoltre, ogni operatore ha la possibilità di monitorare in tempo reale l'evoluzione complessiva del proprio portafoglio energia e della sua esposizione, potendo visualizzare contemporaneamente tutte le negoziazioni eseguite, indipendentemente dalla loro provenienza (MTE o OTC). A ciò si aggiunga il fatto che l'energia acquistata o venduta su MTE entra subito nella piena disponibilità dell'operatore che, in base alle proprie esigenze, potrebbe in qualsiasi momento, prima che inizi il periodo di consegna, rinegoziarla liberamente, anche fuori mercato (OTC). Si tratta



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2008

A cura del GME

Nel mese di ottobre si è assistito ad una sensibile crescita sia congiunturale (+31,3%) che tendenziale (+59,8%) della domanda estera, favorita dai prezzi delle principali borse europee che, soprattutto nella seconda e nell'ultima settimana del mese, hanno spesso superato quelli italiani, con una punta prossima ai 300 €/MWh nella borsa tedesca (EEX). Il PUN, ormai prossimo ai 100 €/MWh, ha segnato un nuovo massimo storico, superando di circa 2 €/MWh quello registrato lo scorso luglio.

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 1,84 €/MWh su settembre (+1,9%)

e di 29,22 €/MWh (+41,8%) su ottobre 2007, si è portato al valore record di 99,07 €/MWh (Grafico 1). La maggiore crescita su base annua del PUN si è riscontrata anche ad ottobre nelle ore di bassa domanda: in particolare il rialzo è stato di 32,37 €/MWh (+69,9%) nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e di 28,32 €/MWh (+49,4%) nei giorni festivi, con il prezzo al suo massimo storico pari a 85,69 €/MWh. Più contenuto l'aumento del prezzo nelle ore di picco attestatesi a 128,84 €/MWh (+26,70 €/MWh; +26,1%) (Tabella 1). I prezzi di vendita sono aumentati rispetto a settembre in tutte le zone (con variazioni comprese tra il 2,0% del Centro Sud ed il 7,6% della Sardegna) ad eccezione della Sicilia

(-9,0%). Il prezzo del Nord e del Centro-Nord ha registrato per il secondo mese consecutivo un record assoluto, pari rispettivamente a 96,45 €/MWh e 97,63 €/MWh. Il prezzo del Nord ha anche segnato una variazione su base annua (+48,8%) quasi doppia rispetto a quella delle altre zone continentali (+25-27%). Tali dinamiche hanno allineato i prezzi delle zone continentali poco sopra i 96 €/MWh; di poco superiore il prezzo della Sardegna (102,96 €/MWh), che nel mese ha scontato una ridotta offerta interna. Infine la Sicilia che, pur avendo ridotto negli ultimi due mesi il differenziale di prezzo con le altre zone, ha segnato ancora il prezzo più alto pari a 132,53 €/MWh (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	%	%	%
Ottobre	99,07	69,86	29,22	41,8%	26.822	5,1%	38.781	2,2%	69,2%	67,3%
Giorno lavorativo	103,75	74,22	29,53	39,8%	28.534	6,3%	41.111	2,2%	69,4%	66,8%
ore di picco	128,84	102,14	26,70	26,1%	31.773	5,5%	46.002	1,7%	69,1%	66,6%
ore fuori picco	78,66	46,30	32,37	69,9%	25.294	7,2%	36.221	2,9%	69,8%	67,0%
Giorno festivo	85,69	57,38	28,32	49,4%	21.927	1,1%	32.118	2,3%	68,3%	69,1%
Minimo orario	29,53	21,44			16.273		25.825		62,9%	62,4%
Massimo orario	173,58	191,95			37.829		51.911		73,9%	73,6%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

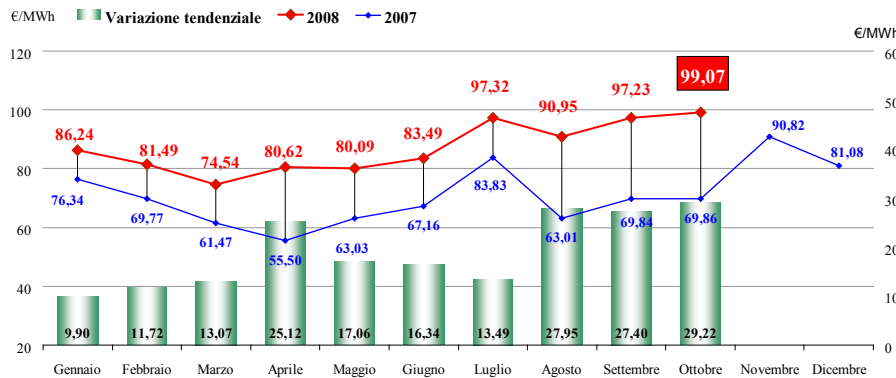
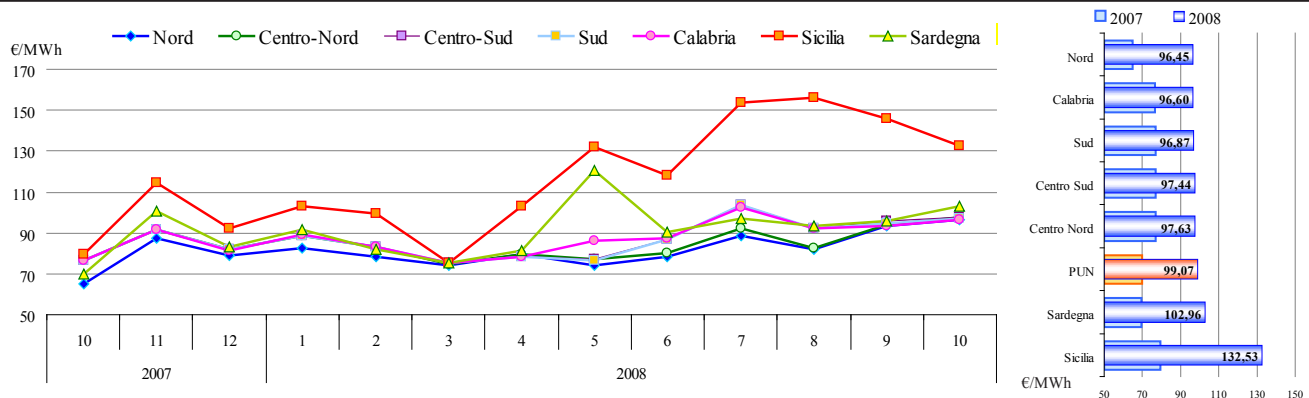


Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2008

[CONTINUA]

Ad ottobre nel Sistema Italia sono stati scambiati 28,9 milioni di MWh, in aumento del 2,2% rispetto allo stesso mese del 2007; di questi, 20,0 milioni di MWh sono transitati nella

borsa dell'energia elettrica, con una crescita su base annua del 5,1%, a fronte di una flessione dei contratti bilaterali del 3,7% (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in calo di 2,0

punti percentuali rispetto al mese precedente, si è portata al 69,2%, con un aumento di 1,9 p.p. rispetto ad ottobre 2007 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.982.356	5,1%	69,2%
Operatori	13.308.985	8,9%	46,1%
GSE	3.928.151	-1,3%	13,6%
Zone estere	1.706.329	19,8%	5,9%
Saldo programmi PCE	613.617	-49,1%	2,1%
Offerte integrative	425.273	138,4%	1,5%
Contratti bilaterali	8.909.753	-3,7%	30,8%
Bilaterali esteri	2.173.727	-28,2%	7,5%
Bilaterali nazionali	7.349.644	-1,0%	25,4%
Saldo programmi PCE	-613.617		-2,1%
VOLUMI VENDUTI	28.892.109	2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	11.901.680	-5,6%	
OFFERTA TOTALE	40.793.789	-0,2%	

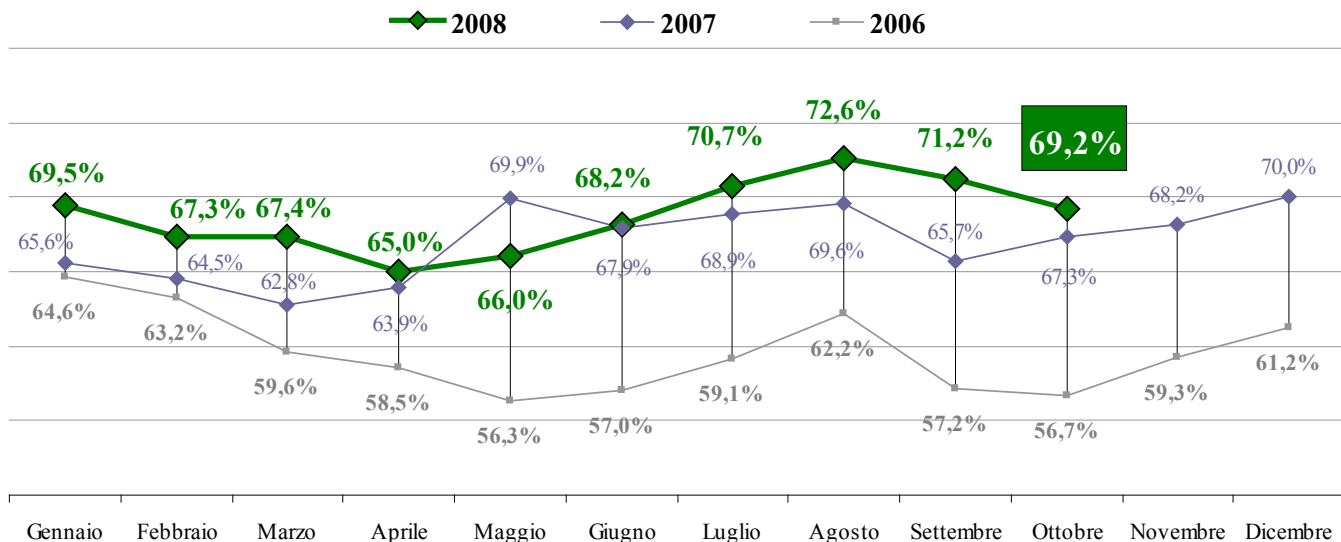
Tabella 3: MGP, domanda di energia

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.982.356	5,1%	69,2%
Acquirente Unico	6.236.016	-10,3%	21,6%
Altri operatori	12.061.205	11,3%	41,7%
Pompaggi	569.668	30,9%	2,0%
Zone estere	943.553	74,7%	3,3%
Saldo programmi PCE	895	-	0,0%
Offerte integrative	171.018	-28,6%	0,6%
Contratti bilaterali	8.909.753	-3,7%	30,8%
Bilaterali esteri	42.686	-44,7%	0,1%
Bilaterali nazionali AU	1.755.667	21,1%	6,1%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.112.296	-7,9%	24,6%
Saldo programmi PCE	-895		
VOLUMI ACQUISTATI	28.892.109	2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.839.178	193,8%	
DOMANDA TOTALE	30.731.287	6,4%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



L'offerta di energia elettrica, pari a 40,8 milioni di MWh (54.757 MWh medi orari), stabile rispetto ad ottobre 2007, sconta da un lato una lieve crescita dell'energia offerta delle unità di produzione nazionali (+0,8%; +369 MWh medi orari) e

dall'altro una decisa flessione dell'offerta estera (-7,0%; -468 MWh) (Tabella 4). La domanda nazionale di energia elettrica nazionale (acquisti), pari a 27,9 milioni di MWh, ha segnato un aumento dell'1,0% (+357 MWh medi orari) rispetto ad un anno

fa; a livello territoriale però la crescita si è registrata solo nelle macrozone Nord (+1,9%) e Sicilia (+2,0%). Le esportazioni (acquisti sulle zone estere) hanno quasi raggiunto 1 milione di MWh, con un aumento su base annua del 59,8% (Tabella 4).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/OTTOBRE 2008

[CONTINUA]

La domanda è stata coperta soprattutto dalle vendite delle unità di produzione nazionale pari a 25,0 milioni di MWh (+5,1%), che hanno compensato la flessione delle importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,9 milioni di MWh (-12,8%). L'aumento delle vendite nazionali

ha interessato tutto il continente, soprattutto il Nord (+8,2%); in calo le vendite in Sicilia (-5,0%) e soprattutto in Sardegna (-16,8%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato il calo su base annua delle vendite degli impianti termoelettrici

tradizionali (-222 MWh in media oraria; -2,2%), concentrato nella MzSud ed in Sardegna, e dall'altro l'aumento delle vendite degli impianti a ciclo combinato (+771 MWh; +4,4%), degli impianti idroelettrici (+480 MWh; +15,0%), e degli eolici (+298 MWh; +125,5%) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

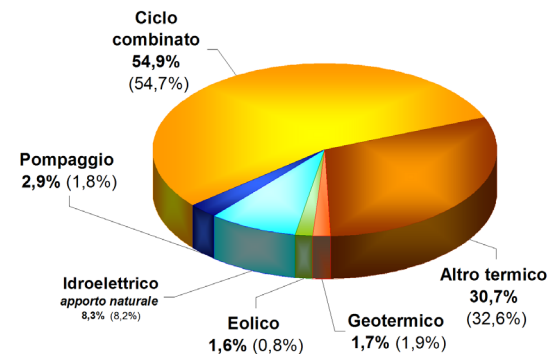
Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord	18.853.645	25.307	+1,9%	13.466.548	18.076	+8,2%	15.682.821	21.051	+1,9%
MzSud	13.517.893	18.145	+2,8%	9.058.539	12.159	+5,3%	9.641.487	12.942	-0,4%
MzSicilia	2.362.049	3.171	-9,0%	1.542.249	2.070	-5,0%	1.596.301	2.143	+2,0%
MzSardegna	1.446.891	1.942	-12,9%	944.717	1.268	-16,8%	985.262	1.322	-1,9%
Totale nazionale	36.180.477	48.564	+0,8%	25.012.054	33.573	+5,1%	27.905.871	37.458	+1,0%
MzEstero	4.613.312	6.192	-7,0%	3.880.056	5.208	-12,8%	986.239	1.324	+59,8%
Sistema Italia	40.793.789	54.757	-0,2%	28.892.109	38.781	+2,2%	28.892.109	38.781	+2,2%

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	14.888	+6,5%	10.930	+1,1%	1.852	-9,7%	1.123	-22,5%	28.793	+1,8%
Ciclo combinato	9.691	+4,9%	6.759	+13,9%	1.327	-18,1%	338	-38,4%	18.115	+4,4%
Geotermico	-	-	563	-6,5%	-	-	-	-	563	-6,5%
Altro termico	5.198	+9,6%	3.608	-15,5%	525	+22,4%	785	-12,8%	10.115	-2,2%
Idroelettrico	3.025	+13,1%	532	+21,1%	69	+24,1%	46	+110,2%	3.673	+15,0%
Apporto naturale	2.365	+2,1%	335	+21,0%	10	+300,1%	14	-8,7%	2.725	+4,4%
Pompaggio	660	+83,3%	197	+21,3%	59	+11,1%	32	+379,7%	948	+62,9%
Eolico	-	-	386	+147,1%	99	+165,1%	52	+16,1%	536	+125,5%
Totale Impianti	17.914	+7,6%	11.848	+3,9%	2.020	-5,7%	1.221	-19,4%	33.002	+4,1%
Off.Integrative	162	+208,3%	311	+120,1%	50	+36,4%	47	+451,6%	571	+138,4%
Totale Vendite	18.076	+8,2%	12.159	+5,3%	2.070	-5,0%	1.268	-16,8%	33.573	+5,1%



Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre, sono state 13,2 milioni di MWh, con un aumento del 2,5% rispetto allo stesso mese del 2007; da rilevare

la crescita dei contratti standard (+20,2%), tra cui in particolare quella dei profili baseload (+32,0%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,3 milioni di MWh (-5,8%). Nei conti

in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,5 milioni di MWh (-8,9%); nei conti in prelievo 8,9 milioni di MWh (-3,7%). In aumento i volumi dei programmi in immissione con indicazione di prezzo (Tabella 6).

Tabella 6: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

Profilo	Transazioni registrate			Programmi	Immissione			Prelievo		
	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	2.703.299	32,0%	20,5%	Richiesti	9.583.463	-8,6%	100,0%	8.910.649	-3,7%	100,0%
Off Peak	564.135	-18,3%	4,3%	di cui con indicazione di prezzo	329.137	50,5%	3,4%	-	-	-
Peak	938.412	23,2%	7,1%	Registrati	9.523.371	-8,9%	99,4%	8.910.649	-3,7%	100,0%
Week-end	1.200	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	272.431	42,0%	2,8%	-	-	-
Totale Standard	4.207.046	20,2%	31,8%	Rifutati	60.092	116,1%	0,6%	0	-	0,0%
Totale Non standard	9.012.004	-4,1%	68,2%	di cui con indicazione di prezzo	56.706	110,9%	0,6%	-	-	-
Totale	13.217.850	2,5%	100,0%							
Posizione netta	10.347.301	-5,8%	78,3%	Saldo programmi	613.617	-49,1%		895	-	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/OTTOBRE 2008

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	99,07	1,9%	41,8%	20,0	5,1%
	Peak	128,84	1,3%	26,1%		
	Off peak	78,66	0,7%	69,9%		
	Festivo	85,69	4,2%	49,3%		
EEX	Base	85,57	-3,1%	50,5%	12,7	19,5%
	Peak	118,35	1,6%	42,9%		
	Off peak	69,83	-6,8%	64,8%		
	Festivo	61,20	-10,0%	51,4%		
Powernext	Base	91,71	3,7%	47,5%	3,6	-9,5%
	Peak	122,28	3,8%	30,1%		
	Off peak	74,86	0,6%	76,0%		
	Festivo	72,08	7,1%	61,3%		
OMEL	Base	69,77	-4,5%	81,8%	15,8	-10,8%
	Peak	75,12	-5,1%	72,7%		
	Off peak	65,30	-4,8%	93,1%		
	Festivo	68,49	-3,1%	82,2%		
NordPool	Base	56,48	-16,3%	54,3%	24,7	0,9%
	Peak	59,05	-16,5%	53,3%		
	Off peak	55,30	-16,3%	59,5%		
	Festivo	54,47	-16,0%	48,8%		
PME¹	Base	86,99	-1,5%	49,4%	-	-
	Peak	119,18	2,0%	39,5%		
	Off peak	71,03	-5,0%	67,2%		
	Festivo	63,75	-5,7%	53,0%		

Nel mese in oggetto, dopo gli incrementi esplosivi di settembre, i prezzi dell'energia si confermano su valori decisamente elevati, senza risentire dell'ulteriore netta flessione subita dal Brent in €/MWh (-20,8%).

In termini congiunturali Powernext e IPEX, ai loro massimi storici, risultano le uniche borse in lieve crescita (rispettivamente +3,7% e +1,9%), a fronte delle riduzioni osservate su Omel (-4,5%), EEX (-3,1%) e soprattutto NordPool (-16,3%).

Consolidando un trend in atto ormai da 13 mesi, le quotazioni dell'energia permangono su livelli nettamente più elevati di un anno fa: l'incremento tendenziale, seppur più contenuto rispetto ai mesi precedenti, si attesta su valori di poco superiori al 40% in Italia, attorno al 50% nel Centro-Nord Europa e addirittura prossimi all'82% in Spagna.

In virtù delle modeste variazioni registrate rispetto a settembre, il ranking delle borse non ha subito significative variazioni, segnalando ancora IPEX in prima posizione (99,07 €/MWh), Powernext (91,71 €/MWh) ed EEX (85,57 €/MWh), immediatamente dopo, e NordPool ai livelli più bassi (56,48 €/MWh). Complessivamente la forbice tra Prezzo Unico Nazionale (PUN) e Prezzo Medio Europeo (PME)¹ si mantiene su livelli bassi (12,1 €/MWh), mostrando un modesto incremento sia congiunturale che tendenziale, soprattutto per effetto delle forti differenze emerse nei giorni festivi. Da portare all'attenzione, per contro, la

giornata del 6 ottobre in cui il PME è risultato più alto del PUN di circa 22 €/MWh.

Ad ottobre si osserva un ulteriore incremento tendenziale degli scambi su IPEX (+5,1%) e su EEX (+19,5%), che vede rafforzato il dato già rilevante del mese precedente, a fronte della sostanziale stabilità riscontrata su NordPool (+0,9%) e delle diminuzioni di Powernext (-9,5%) ed Omel (-10,8%), quest'ultima al terzo ribasso consecutivo. NordPool si conferma la borsa su cui transitano più volumi (24,7 TWh), seguita nell'ordine da IPEX (20,0 TWh), Omel (15,8 TWh) e dagli altri exchange continentali (3,6-12,7 TWh).

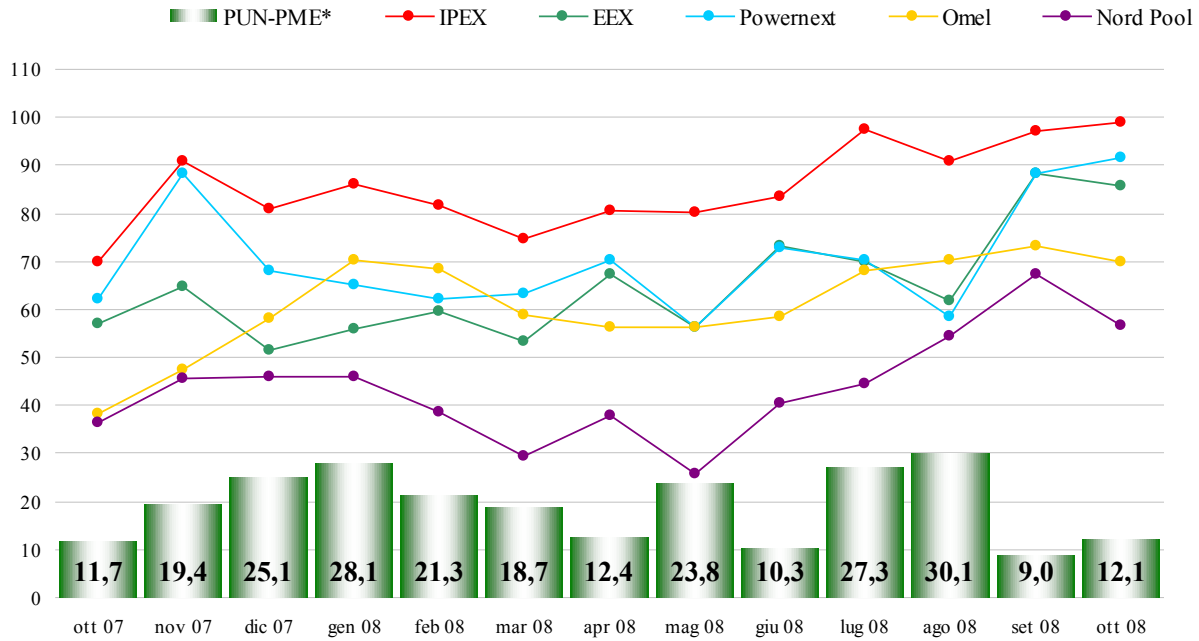
¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/OTTOBRE 2008

[CONTINUA]

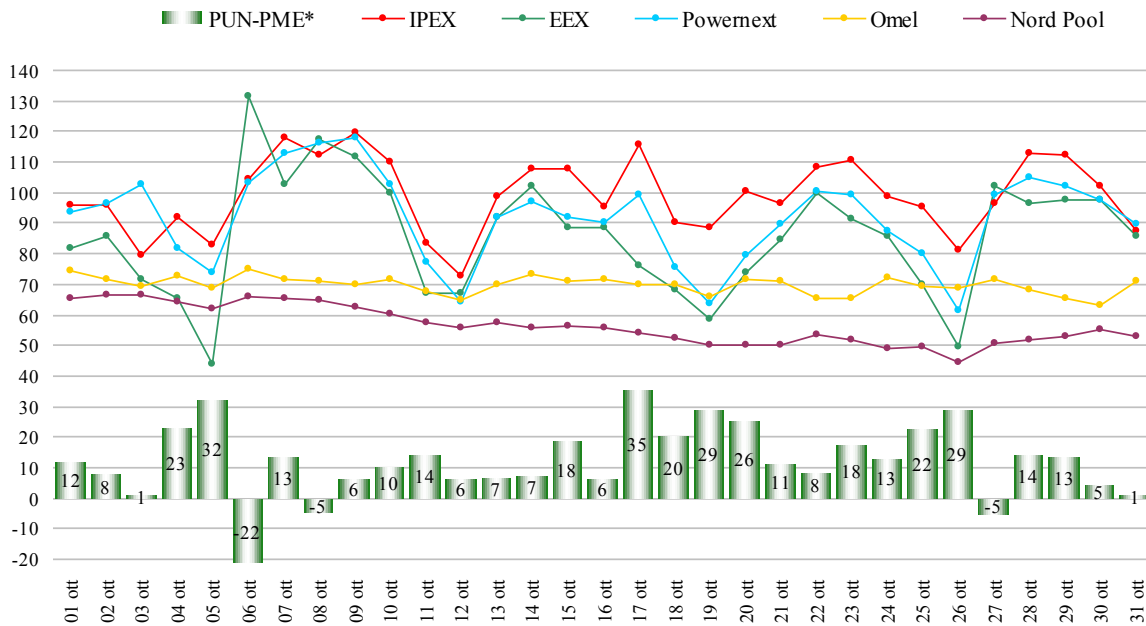
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

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

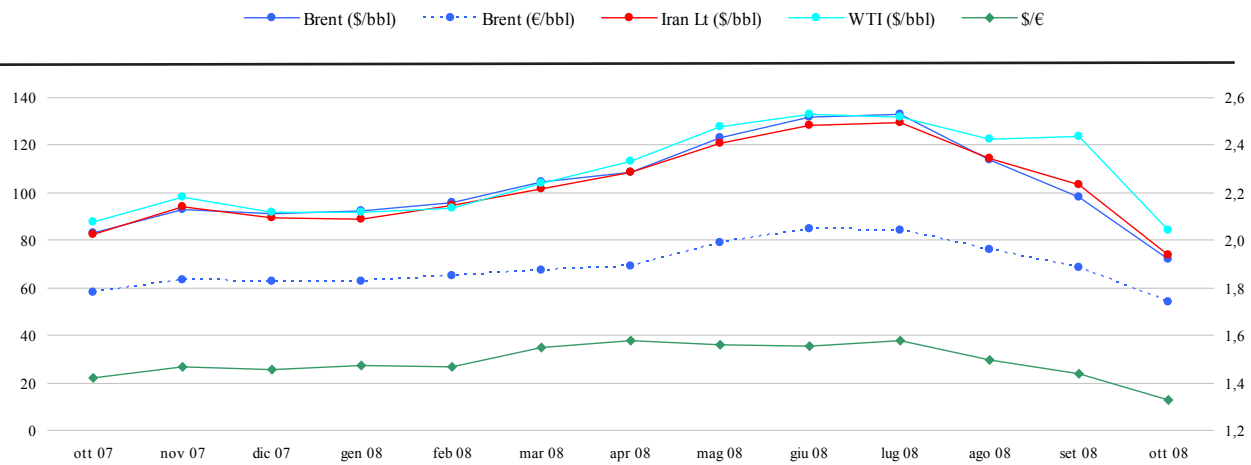
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/OTTOBRE 2008

A cura del GME

Nel mese di ottobre il greggio prosegue la sua caduta libera, consolidando il trend in atto dal mese di agosto. Sul mercato europeo la netta flessione riporta dopo 14 mesi il Brent su valori inferiori all'anno precedente: il petrolio quotato sulla piazza di Londra cala infatti drasticamente a 71,99 \$/bbl, evidenziando una riduzione superiore al 26% sul valore di settembre e pari al 13,1% in termini tendenziali. Dinamiche simili si apprezzano, peraltro, anche sul greggio mediorientale e sul WTI, attestati rispettivamente attorno ai 74 \$/bbl e agli 84 \$/bbl e interessati da decrementi congiunturali in linea con le diminuzioni osservate sul Brent (-28,7% e -31,7%) e da cali tendenziali lievemente più modesti (-10,5% e -3,7%). Il contemporaneo ulteriore deprezzamento dell'euro sul dollaro spinge il tasso di cambio al nuovo minimo annuo di 1,33 \$/€ (-7,5% congiunturale, -6,7% sul 2007), riuscendo solo parzialmente a frenare il tracollo del Brent in €/MWh, stimato su livelli prossimi al 21% sul dato di settembre e al 7% rispetto al 2007.

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Questo trend marcato e persistente investe direttamente i mercati dei prodotti petroliferi, del carbone e del gas che recepiscono in maniera sostanzialmente omogenea i ribassi congiunturali riscontrati sul greggio. Limitandoci per uniformità alle sole variazioni in €/MWh, sui mercati europei si segnalano le diminuzioni rilevanti delle quotazioni degli oli combustibili (tra -15,9% e -20,0%), del gasolio (attorno al -17%) e del carbone ARA (-24,0%), riconducibili alla flessione del Brent; ancor più marcata la riduzione del coal asiatico, al primo calo dopo tre mesi di sostanziale stabilità (-28,3%) e con un andamento che sembra

particolarmente influenzato dal WTI. Dopo il violento rimbalzo del mese scorso, di nuovo in discesa anche il prezzo del gas, che torna a diminuire in misura molto più significativa sulle piazze nord-europee (tra -14% e -16%) che al punto di scambio italiano (-0,6%). Su base annua la crescita, seppur meno vistosa, si conferma sostenuta sul carbone, in particolare quello extra-europeo (+79,9% il Qinhdao cinese, +60,8% il Rich Bay sudafricano), e sul metano (tra il 26% e il 48%), mentre le deboli inversioni di tendenza osservate sulle quotazioni dei prodotti derivati e del gasolio risultano neutralizzate dalla perdita di potere dell'euro.

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	\$/€	-	1,33	-7,5%	-6,7%	-	-	-
Exchange Rates	£/€	-	0,79	-1,5%	13,0%	-	-	-
Greggio Crude Oil	Dated Brent	\$/bbl	71,99	-26,7%	-13,1%	39,61	-20,8%	-6,9%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	73,78	-28,7%	-10,5%	40,60	-23,0%	-4,2%
	WTI Crk NB	\$/bbl	84,47	-31,7%	-3,7%	46,48	-26,2%	3,2%
Olio Combustibile	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	434,87	-22,2%	2,1%	28,73	-15,9%	9,4%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	409,10	-26,0%	-4,3%	27,02	-20,0%	2,5%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	422,70	-25,4%	-3,0%	27,92	-19,4%	3,9%
Gasolio Gas Oil	Gasoil FOB Rot Brge	\$/MT	703,21	-23,8%	-1,5%	44,63	-17,6%	5,5%
	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	713,59	-23,7%	-3,6%	45,29	-17,5%	3,3%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	688,03	-24,0%	-5,0%	43,67	-17,9%	1,7%
Carbone Coal	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	120,30	-29,7%	4,0%	12,98	-24,0%	11,4%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	108,80	-26,1%	50,1%	11,74	-20,1%	60,8%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	130,60	-33,6%	67,9%	14,09	-28,3%	79,9%
Metano Gas	Gas PSV DA	€/MWh	32,48	-0,6%	48,2%	32,48	-0,6%	48,2%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	25,78	-16,2%	26,2%	25,78	-16,2%	26,2%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	25,99	-14,1%	27,8%	25,99	-14,1%	27,8%

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

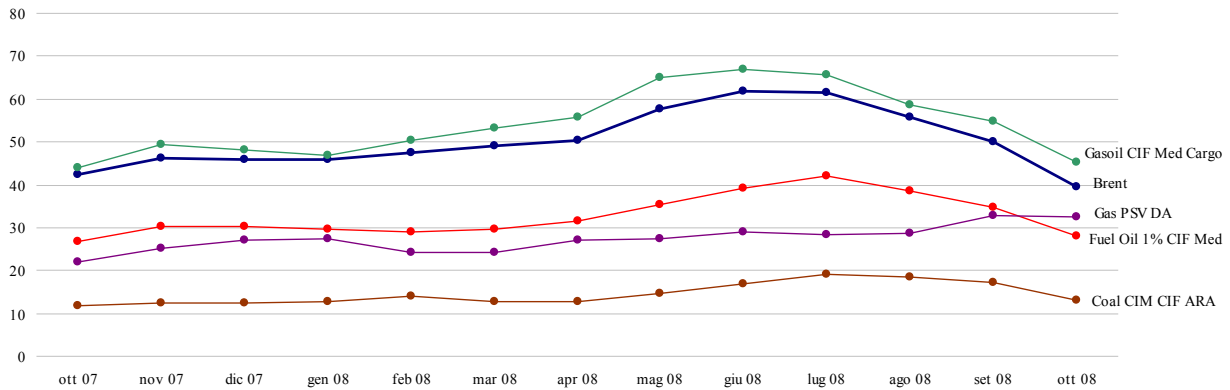
Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/OTTOBRE 2008

[CONTINUA]

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

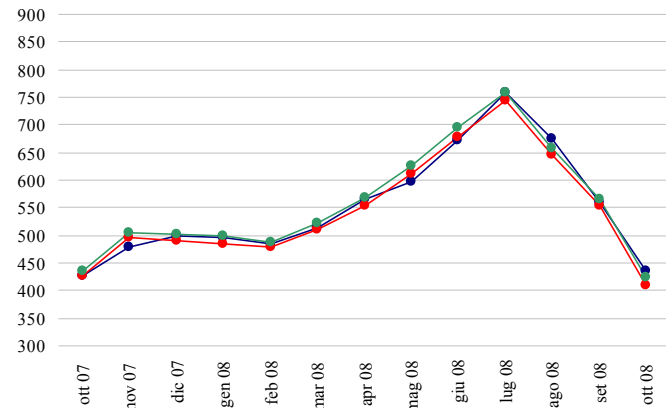
Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



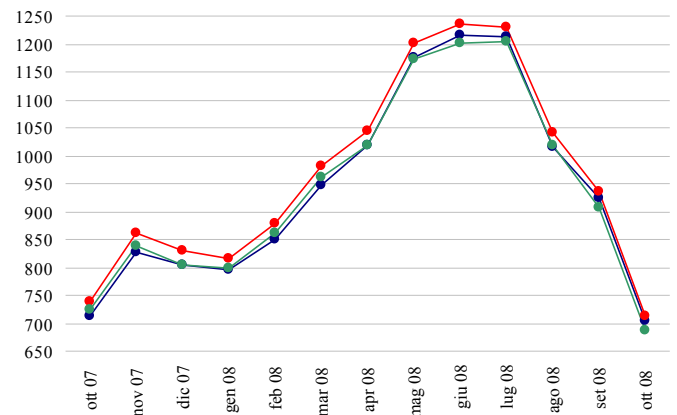
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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

Fuel Oil 1% Rot Brge Fuel Oil 1% CIF NWEur Fuel Oil 1% CIF Med



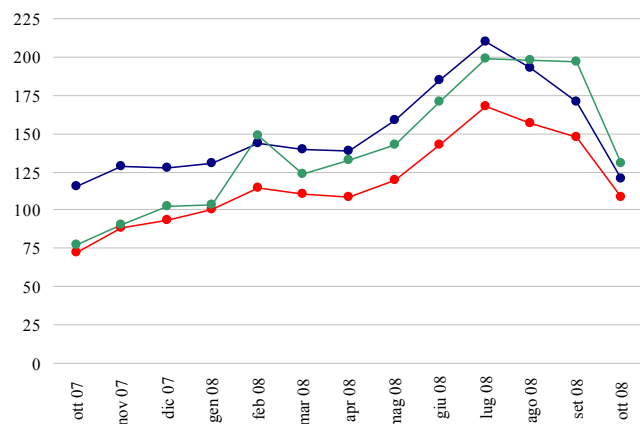
Gasoil FOB Rot Brge Gasoil CIF Med Cargo Gasoil FOB Med Cargo



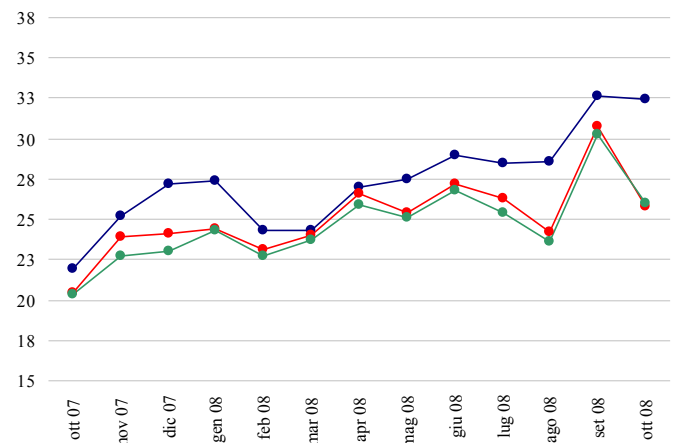
Carbone, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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

Coal CIM CIF ARA Coal CIM FOB RichBay Coal Qinhdao Stm



Gas PSV DA Gas Zeebrugge Gas Dutch TTF



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

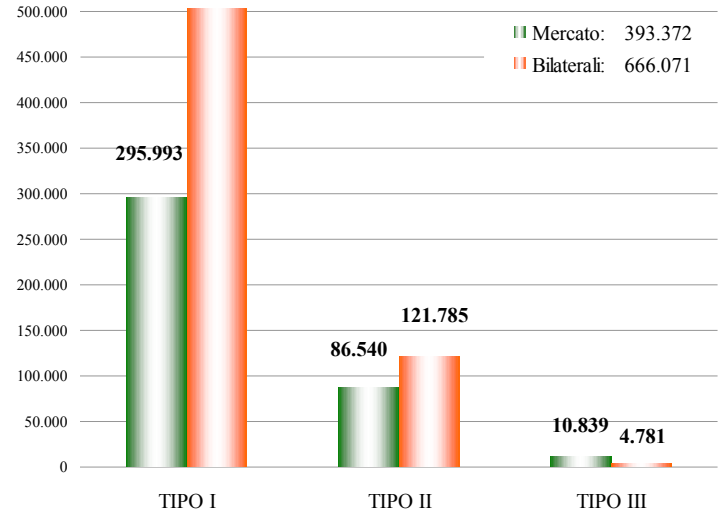
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ OTTOBRE 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 48.809 TEE nel mese di ottobre, pari quasi ad un terzo dei TEE scambiati a settembre. Dei 48.809 TEE scambiati, 37.019 erano di Tipo I, in netto calo rispetto ai 112.425 scambiati nel mese di settembre, 5.291 di Tipo II, in forte diminuzione rispetto ai 37.301 del mese precedente. Nel mese di ottobre sono stati scambiati 6.499 titoli di Tipo III, mostrando un netto rialzo rispetto ai 717 titoli di Tipo III scambiati a settembre. Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di €77,58, in notevole aumento rispetto al prezzo medio ponderato di settembre (€63,32), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €75,06, con un incremento di oltre €10,00 rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€63,24). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III del mese di ottobre è stato di €20,72, pari ad un rialzo del 11% rispetto a settembre. La diminuzione di liquidità registrata nel mese di ottobre è da attribuirsi sia al ritardo nel rilascio dei TEE per il terzo trimestre dell'anno, sia ad una più intensa attività relativa alle transazioni bilaterali. La scarsità di TEE in circolazione, anche in relazione alle quantità necessarie per l'adempimento degli obblighi 2008, ha comportato un aumento dei prezzi registrati nel mercato organizzato, senza abbandonare l'ormai consolidato allineamento di prezzo tra titoli di tipo I e II.

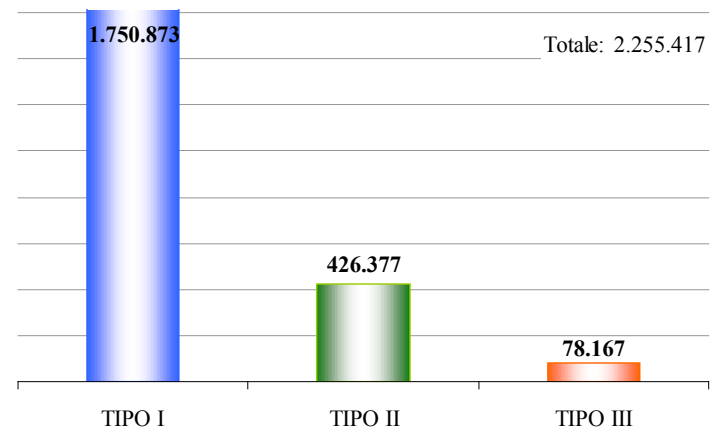
TEE, titoli scambiati dal primo gennaio al 31 ottobre 2008

Fonte: GME



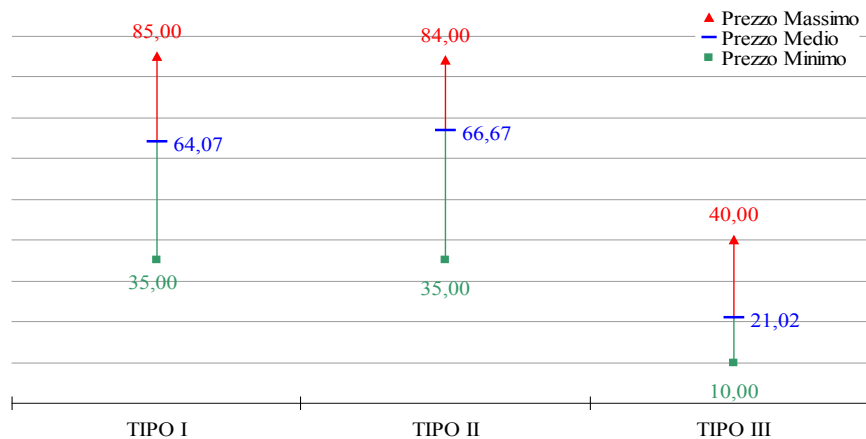
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/OTTOBRE 2008

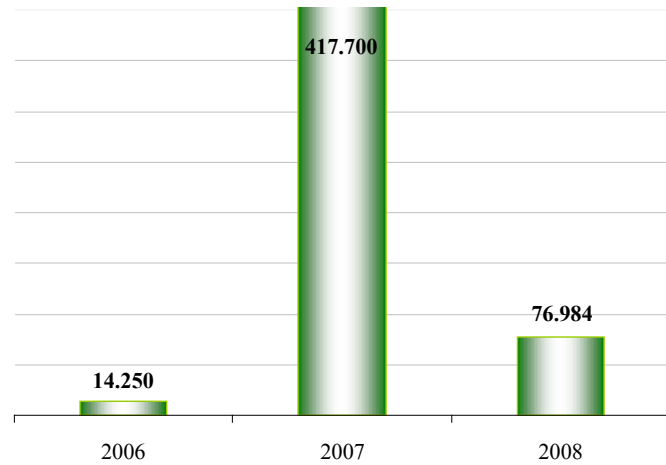
A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 43.054 CV¹, con volumi in netto aumento rispetto ai 29.102 scambiati nel mese di settembre. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 19.884, in forte aumento rispetto ai 13.272 scambiati nel mese di settembre, mentre i CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 22.970, facendo segnare un netto incremento rispetto ai 15.830 scambiati nel mese precedente. Nel mese di ottobre sono stati scambiati anche 100 CV con anno di riferimento 2006 e 100 CV 2006 della nuova tipologia relativa alla produzione da teleriscaldamento (Tipo CV TRL_2006). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €73,26 in leggerissimo calo rispetto al mese precedente (€73,83). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato di €75,47, con un incremento del 2,1% rispetto ai €73,83 del mese di settembre. I CV con anno di riferimento 2006 sono stati scambiati a €73,00, mentre i CV TRL_2006 a €71,29. Continua il rialzo del prezzo dei CV 2008, aumentato di oltre il 4% negli ultimi due mesi, a seguito di una maggiore attività in acquisto e una minore propensione dei venditori a fare cassa nell'immediato con i CV relativi alla produzione 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.

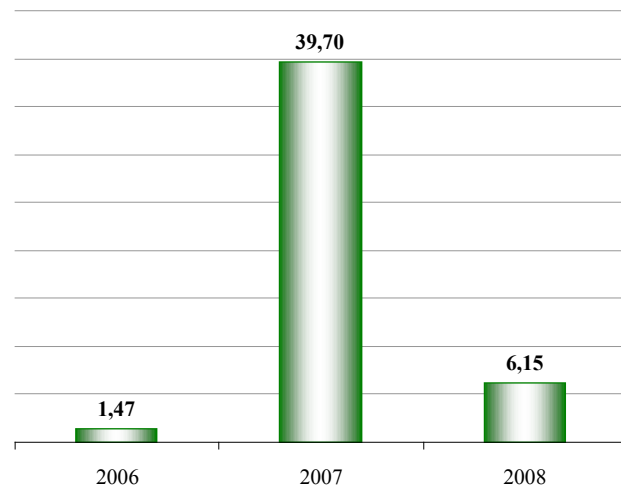
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2008 al 31 ottobre 2008)

Fonte: GME



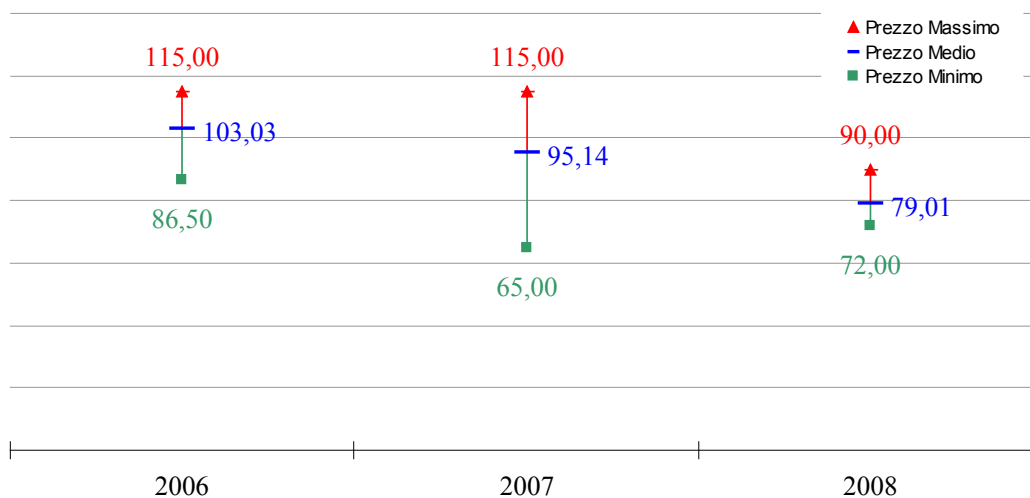
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2008). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/OTTOBRE 2008

A cura del GME

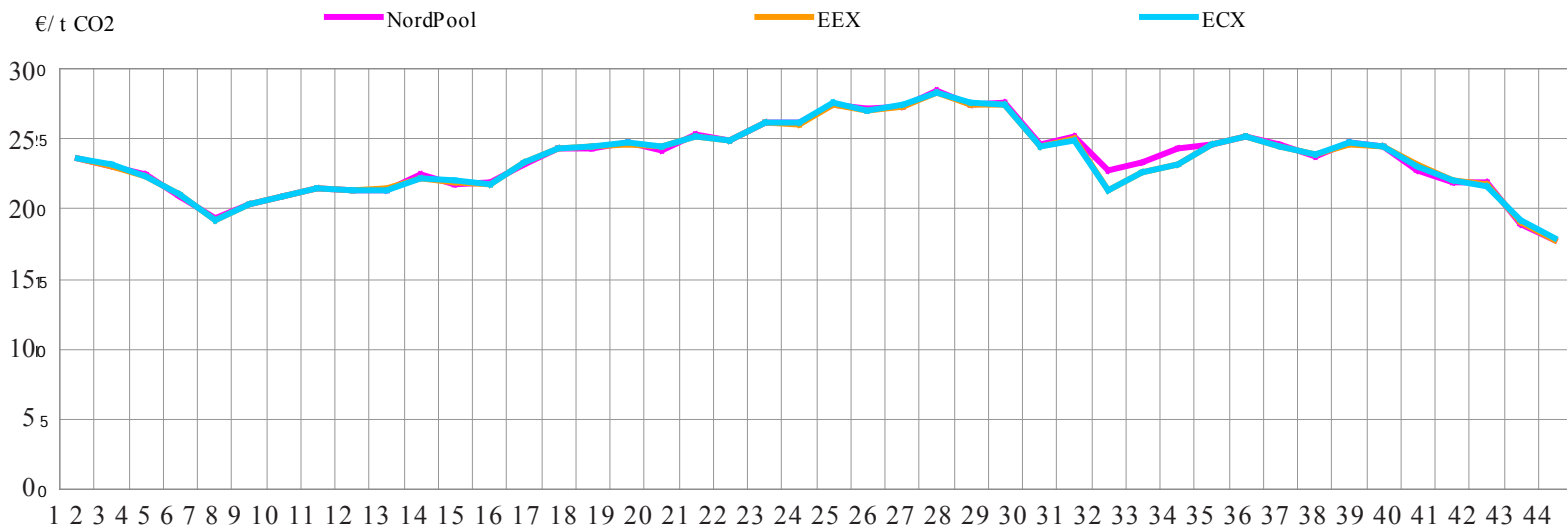
Il mese di ottobre ha confermato la fase discendente dei prezzi delle EUA nel mercato forward iniziata nel mese di settembre, con un trend ribassista che ha portato il valore delle EUA con consegna a dicembre 2008 al di sotto della soglia di €18.00 t/CO₂, il che equivale ai valori minimi registrati negli ultimi 18 mesi. Questo calo dei prezzi, registrato anche nel mercato spot, è frutto della recente crisi finanziaria globale che ha prodotto un elevato timore di recessione economica in Europa. Un rallentamento sempre più probabile dell'economia negli Stati Membri nel corso del prossimo anno ha certamente generato tensione e volatilità

nel mercato delle commodities influenzando il comportamento dei principali players industriali. A conferma del livello di volatilità registrata, il contratto EUA 2008 ha subito una variazione tra massimo e minimo riscontrati nel mese di ottobre pari al 27,6%. Nel caso dell'EU ETS, in particolare, annunci di tagli alla produzione nel settore dell'acciaio e rallentamento degli altri comparti industriali coperti dai PNA fanno ipotizzare una probabile, e inattesa, diminuzione delle emissioni nel 2009 e 2010, con il rischio di ripetere la situazione di sovrallocazione già sperimentata nella Prima Fase con successivo crollo dei prezzi. La paura del ripetersi di una simile situazione ha prodotto quindi un'intensa attività di vendita di permessi tra i soggetti industriali,

con le utilities più che disposte a coprirsi a prezzi scontati. Anche i volumi registrati nei mercati hanno risentito di questa situazione, con scambi record sia in borsa (127 milioni di EUA scambiate in ECX) che OTC. Buone notizie giungono anche per quanto riguarda il mercato spot del carbon, con il rilascio, nel mese di ottobre, delle quote 2008 da parte di Regno Unito (pari al 12% del totale EU ETS), Svezia, Slovenia, Malta e parte del Belgio. Il mese di ottobre ha infine visto l'attivazione del tanto atteso link tra CITL e ITL, che permetterà ai Registri degli Stati Membri l'import dei crediti derivanti da progetti CDM/JI favorendo anche la nascita di un mercato spot sufficientemente liquido di CERs ed ERUs primari.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



2008

LA PERFORMANCE AMBIENTALE EUROPEA ED I TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

di Clara Poletti, IEFE - Università Bocconi

Malgrado le tensioni innescate dalla crisi finanziaria internazionale e le perplessità sollevate da alcuni Stati Membri, tra cui l'Italia, nella scorsa riunione del 15 e 16 ottobre il Consiglio Europeo ha riconfermato la volontà di proseguire nell'implementazione del cosiddetto Green Package. Le relative proposte di Direttiva dovrebbero essere approvate entro il prossimo mese di dicembre.

Il Green Package prevede la definizione di obiettivi vincolanti per gli Stati membri dell'Unione Europea relativamente alle emissioni di gas ad effetto serra (GHG) e alla quota di fonti energetiche rinnovabili a copertura dei consumi finali lordi di energia. In particolare, entro il 2020 la quota di fonti energetiche rinnovabili sui consumi finali lordi dovrebbe raggiungere il 20% a livello europeo. Entro la stessa data, le emissioni di GHG dell'Unione Europea dovrebbero ridursi del 20% rispetto ai livelli del 1990. Questo equivale ad una riduzione del 14% rispetto al 2005.

Questi obiettivi UE sono stati declinati a livello di singolo Stato Membro. Per l'Italia la Commissione Europea ha proposto un obiettivo di riduzione delle emissioni GHG dei settori non ammessi al mercato europeo di scambio dei certificati di emissione (EU non-ETS) pari al 13%. Dato il vincolo complessivo del 20% sul totale delle emissioni, i settori ETS dovranno di conseguenza ridurre del 21% rispetto al 1990. Per le fonti rinnovabili il target dell'Italia è invece pari al 17%.

Le proposte formulate dalla Commissione Europea nel Green Package si inseriscono in un contesto normativo che già prevede obiettivi per gli Stati membri, sia con riferimento al controllo delle emissioni di gas ad effetto serra, che all'aumento della quota di fonti energetiche rinnovabili. In particolare, per quanto riguarda la riduzione delle emissioni di GHG, l'Unione Europea nel 2002 ha assunto degli impegni vincolanti con l'adesione al Protocollo di Kyoto. Nell'ambito del Protocollo l'UE-15

si è impegnata a ridurre, entro il periodo 2008-2012, le proprie emissioni di gas ad effetto serra dell'8% rispetto ai valori del 1990. Il Green Package propone, dunque, un rafforzamento dell'obiettivo di Kyoto su un orizzonte temporale più lungo. Alla realizzazione degli obiettivi di Kyoto contribuiscono tutti gli Stati membri dell'UE-15, inclusa l'Italia, secondo proporzioni definite dal cosiddetto Accordo di Burden Sharing del 2002 (Decisione del Consiglio 2002/358/CE). In base a tale accordo la percentuale di riduzione assegnata all'Italia è del 6,5%.

L'analisi delle performance ambientali rispetto ai target previsti dal Protocollo di Kyoto rappresenta un importante punto di partenza per verificare in che misura l'Europa, e l'Italia in particolare, sia riuscita ad avvicinarsi ad un percorso virtuoso di riduzione delle emissioni. Dall'ultimo rapporto pubblicato dall'European Environmental Agency

(EEA - Rapporto n. 5/2008) emerge come nel 2006 le emissioni dell'Unione Europea a 15 fossero ancora superiori al livello previsto dal Protocollo di Kyoto (-2,7% rispetto ai livelli del 1990 invece di -8%). Tuttavia, l'EEA stima che le misure incrementalmente già programmate dagli Stati Membri saranno in grado di portare al raggiungimento dell'obiettivo. In questo quadro di avvicinamento al target, presentano tuttavia dinamiche in controtendenza tre paesi, l'Italia, la Danimarca e la Spagna, per i quali l'EEA prevede il mancato raggiungimento dell'obiettivo (Tabella 1). Tra questi, la Spagna ha sperimentato un periodo di crescita economica molto vivace negli ultimi quindici anni. Questo ha trascinato le emissioni di GHG del Paese verso un percorso di crescita. La Danimarca invece è un Paese fortemente esportatore, le cui emissioni dipendono quindi anche dalla domanda estera.



LA PERFORMANCE AMBIENTALE EUROPEA ED I TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

[CONTINUA]

Tabella 1: Riduzione % delle emissioni di GHG rispetto al 1990

	Target Kyoto (1)	Variazione effettiva 2006 (2)
	-8,0%	-2,7%
Italia	-6,5%	+9,9%
Danimarca	-21,0%	+1,7%
Spagna	+15,0%	+49,5%
Germania	-21,0%	-18,5%
Francia	0,0%	-4,0%
Regno Unito	-12,5%	-16,0%

Fonte: Rapporto dell'European Energy Agency n. 5/2008

Le emissioni dell'Italia sono cresciute del 9,9% rispetto al 1990 (567,9 MtCO₂eq). Per raggiungere l'obiettivo di riduzione strutturale indicato dal Protocollo di Kyoto si dovrebbe disaccoppiare la dinamica delle emissioni climalteranti dalla crescita della popolazione e dell'economia. In altri termini, l'aumento dei livelli complessivi di attività nell'economia, legato ai normali processi di crescita, non dovrebbe tradursi in un aumento delle emissioni di GHG. Si tratta di un obiettivo sicuramente

impegnativo, che tuttavia la gran parte dei paesi europei firmatari del Protocollo di Kyoto sta perseguendo con determinazione. Affinché si realizzi il disaccoppiamento tra emissioni GHG e crescita economica è necessario ridurre l'intensità di carbonio dell'economia, misurata come rapporto tra emissioni di GHG e PIL reale. Questa è tuttavia una condizione necessaria ma non sufficiente. Per avere una riduzione delle emissioni del tempo e non un semplice rallentamento della crescita, il tasso di

riduzione dell'intensità di carbonio deve essere superiore al tasso di crescita del PIL. Come si rileva dalla Tabella 2, dal 1990 ad oggi l'Italia ha ridotto la propria intensità di carbonio (-13% rispetto al 1990), ma in misura non sufficiente. Le emissioni sono cresciute e la crescita è stata guidata prevalentemente dal settore energetico, che comprende le attività di produzione, trasformazione e trasporto di energia.

Tabella 2: indicatori economici, energetici ed ambientali - Italia

	1990	1995	2005	2006	Variazione 2006/1990 %
Prodotto Interno Lordo (PIL) (000 M€ 1995)	798.637	839.042	997.842	1.006.242	26%
Consumo interno lordo di energia (ktoe)	153.098	161.262	186.766	185.900	21%
Popolazione (000 abitanti)	56.778	56.844	59.131	59.619	5%
GHG emissioni (total GHG) (MCO ₂ equ)	516,9	530,3	579,5	568,5	9,9%
Intensità di carbonio del sistema energetico (C/E)	2,74	2,68	2,57	2,52	-8%
Intensità energetica (TPES/PIL)	1,92	1,92	1,87	1,85	-4%
Intensità di carbonio dell'economia (totale GHG/PIL)**	0,65	0,63	0,58	0,56	-13%

* emissioni GHG della categoria energia per unità di PIL

** emissioni GHG di tutte le categorie per unità di PIL

Fonte: UNFCC, ISTAT, Ministero dello Sviluppo Economico

LA PERFORMANCE AMBIENTALE EUROPEA ED I TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

[CONTINUA]

I GHG del settore energetico sono aumentati del +18% dal 1990 al 2006, da 135 MtCO₂eq a 159 MtCO₂eq. Questa rapida dinamica è spiegata da due fattori principali: la forte crescita dei consumi di energia per la generazione elettrica e la pessima performance ambientale delle attività diverse dalla produzione di energia elettrica incluse nel settore energetico, in particolare dell'attività di raffinazione di prodotti petroliferi. Per quanto riguarda il primo fattore, lo switching verso combustibili a minore intensità di carbonio ed i miglioramenti d'efficienza non sono stati sufficienti a controbilanciare l'effetto quantità legato al forte aumento della domanda. Come

conseguenza, malgrado una riduzione del 5,5% delle emissioni di carbonio per unità di energia consumata, le emissioni di GHG sono aumentate del 13% dal 1990 al 2006. Con riferimento al secondo fattore, le statistiche indicano per l'attività di raffinazione non solo un aumento dei consumi di energia (+13%), ma anche un sensibile aumento della quantità di emissioni per unità di energia (+36%). Complessivamente le emissioni di GHG sono pertanto aumentate del +62%. Un altro importante settore che nel periodo in considerazione ha aumentato sensibilmente le proprie emissioni è quello dei trasporti, che rappresentano la più grande fonte di emissioni

di GHG in Italia tra i settori di consumo finale. In particolare, il trasporto su strada è responsabile in larga misura delle emissioni di questo settore. Anche per i trasporti si è registrata una forte espansione del settore dal 1990, con un aumento dei consumi energetici del 33% circa. Dati i deboli miglioramenti nell'intensità di carbonio per unità di energia consumata (-6,7%), le emissioni sono aumentate del 24% tra il 1990 ed il 2006. L'unico settore di consumo finale che ha ridotto le proprie emissioni è quello manifatturiero (-9,4%).

Tabella 3: Consumi di energia (E), emissioni GHG e intensità di carbonio per unità di consumo di energia (GHG/E) per settore - % crescita tra 1990 e 2006

	%GHG	%E	%GHG/E
Industria energetica	18,0	15,2	2,5
Trasporti	23,7	32,6	-6,7
Industria	-9,4	12,2	-19,2
Usi domestici	2,9	19,2	-13,6
Servizi	44,5	62,2	-10,9
Altri	-10,1	0,9	-11,0
Totale	11,8	21,4	-7,9

Fonte: UNFCC, Ministero dello Sviluppo Economico

Tra i sette gas ad effetto serra il più importante è il biossido di carbonio, che da solo rappresenta circa l'85% delle emissioni totali dell'Italia. Se confrontiamo la performance dell'Italia, in termini di emissioni di CO₂, con quella dell'UE-15 e dei principali Paesi europei vediamo

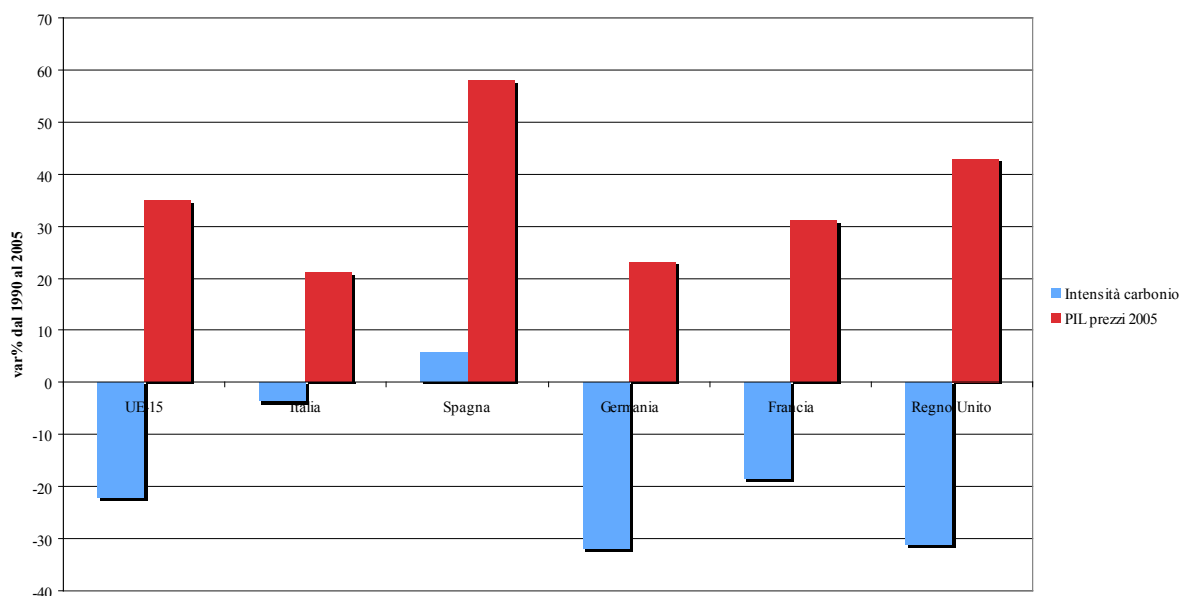
che l'Italia, malgrado tassi di crescita dell'economia più bassi della media UE-15, ha realizzato una riduzione della propria intensità di CO₂ (rapporto tra Mt di CO₂ e PIL a prezzi 2005) di gran lunga inferiore alla media europea. In particolare, Francia, Germania e Regno Unito hanno

diminuito l'intensità di CO₂ a tassi più che doppi rispetto all'Italia. Per un'analisi più dettagliata si veda il documento recentemente pubblicato dalla Direzione Generale Energia e Trasporti della Commissione Europea (Trend to 2030 – update 2007).

LA PERFORMANCE AMBIENTALE EUROPEA ED I TARGET DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI

[CONTINUA]

Intensità di CO2 e PIL reale



Nota: PIL reale è il PIL a prezzi 2005
Fonte: Trend to 2030 – update 2007, DGTREN

L'analisi delle statistiche sembra suggerire che il problema odierno dell'Italia non sia tanto quello di calibrare al margine i target del Green Package, quanto di decidere se si crede effettivamente nella necessità di ridurre i gas serra e di agire di conseguenza.

Link

http://reports.eea.europa.eu/eea_report_2008_5/en

http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/figures/trends_2030_update_2007/index_en.htm



Intervista esclusiva a Thomas C. Heller : la crisi ci aiuterà a ripensare il nostro sistema energetico

L'EUROPA RESTA LEADER SUL CLIMA, MA SU KYOTO OCCORRE PIÙ FLESSIBILITÀ

Thomas C. Heller, professore all'Università di Stanford (Usa), è un esperto internazionale di controllo del clima e questioni energetiche dal punto di vista del diritto. Membro del Comitato scientifico dello Iefe - Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente dell'Università Bocconi, è stato in Italia recentemente per tenere un seminario sullo 'Stato dei negoziati sul clima: dalla Cina alla crisi finanziaria'. Intervistato in esclusiva, ha fatto il punto sulla questione della revisione del Protocollo di Kyoto e il ruolo dell'Europa, anche alla luce della crisi dei mercati mondiali.

Professore, gli obiettivi di riduzione delle emissioni, tra cui il Piano UE 2020, sono stati elaborati nella convinzione che gli altri paesi del mondo avrebbero seguito l'esempio, invece questo non sta accadendo. Secondo lei, se le cose resteranno tali vale la pena proseguire su questa strada?

Io ritengo che l'Europa abbia assunto il ruolo di leader in tema di salvaguardia di clima e ambiente. Una posizione di avanguardia, che rispetto molto e che non sono affatto sicuro non abbia un effetto di traino sugli altri Paesi. Negli Stati Uniti, ad esempio, al Congresso è stata depositata una proposta di legge molto severa in materia, tipo quelle avanzate dall'Unione europea, che probabilmente sarebbe stata approvata prima della crisi finanziaria e credo sarà comunque approvata dalla prossima amministrazione, sia che vinca McCain che Obama. Anche altri Paesi, come il Giappone, stanno muovendo passi ambiziosi in questo senso, che potenzialmente potrebbero segnare un percorso diverso da quello che ha compiuto la Ue; ma la mia impressione è che la pressione esercitata dalle posizioni avanzate di Bruxelles stia senz'altro avendo un grosso impatto a livello globale. Quello di cui non sono certo è che gli altri Paesi debbano percorrere esattamente la medesima strada: gli Usa, ad esempio, per ragioni che hanno a che fare con la loro storia e cultura, si avvarranno maggiormente delle nuove tecnologie, ma probabilmente si porranno uno scopo nel complesso analogo a

quello della Ue. Dunque mi pare fondamentale che all'interno dei negoziati di Copenaghen 2009 siano valorizzate queste differenze, affinché sia riconosciuta la volontà di tutti i Paesi di puntare, seppure in maniera diversa, in modo credibile nella stessa direzione. Ribadisco che l'atteggiamento europeo ha avuto un deciso impatto sugli altri Paesi, soprattutto su quelli del mondo industrializzato: quello che serve adesso è sufficiente flessibilità e creatività da parte dei governi per assicurarsi che tutti condividano lo



Thomas C. Heller. Nato nel 1944 a Filadelfia, Thomas C. Heller insegna dal 1978 alla School of Law dell'Università di Stanford (Usa) discipline legate al diritto internazionale,

controllo internazionale del clima, alle politiche energetiche globali e al rapporto fra governi e organizzazioni non governative nel favorire la costruzione di strutture legali nei Paesi in via di sviluppo. Ha creato corsi innovativi sul ruolo della legge nelle economie emergenti e sul diritto comparato nelle economie industrializzate. È stato visiting professor all'Istituto universitario europeo di Firenze, all'Università Cattolica di Lovanio e all'Università di Hong Kong e ricercatore per la Commissione economica sull'America Latina e i Carabi. Heller è anche membro del Comitato scientifico dello Iefe - Istituto di Economia e Politica dell'Energia e dell'Ambiente dell'Università Bocconi.

stesso fine, tenendo ben presenti le differenti storie nazionali e le circostanze politiche e economiche che condizioneranno il modo in cui ciascuno Stato seguirà le indicazioni Ue, per ottenere il massimo della qualità.

L'Europa si è assunta autonomamente degli impegni di riduzione delle emissioni più gravosi rispetto a quelli previsti dal Protocollo di Kyoto. Ritieni che questo maggior impegno della Ue a livello locale rispetto agli altri Paesi possa avere un effettivo riscontro in

termini di riduzione a livello globale?

Effettivamente non credo che sarebbe un comportamento molto saggio se l'Europa dovesse muoversi da sola su questo cammino. Ma, come ho già detto, non credo sia probabile che l'Europa agisca da sola, anche se altri Paesi potrebbero non comportarsi esattamente nel suo stesso modo o alla stessa velocità. Certo è che per molte ragioni il Protocollo di Kyoto appare inefficace nel ridurre le emissioni in modo significativo, e la performance degli strumenti che propone è risultata inadeguata.

Nel processo di negoziazione verso Copenaghen occorrerà perciò andare oltre il Protocollo e addirittura ripensare il modo in cui regoleremo il clima e faremo pagare agli Stati le emissioni di carbonio. Ma non ho dubbi che il segnale di una volontà da parte dell'Europa di impegnarsi ancora più a fondo di quanto Kyoto richiede è un elemento assolutamente centrale per muovere in avanti l'intero sistema. Bisogna sottolineare l'importanza anche di un altro impegno che l'Europa si è assunta nell'attuale dibattito sul clima. Bruxelles rimane ferma nell'idea che si possa traghettare le nostre società verso un'economia con basse emissioni di CO2 senza danni economici sostanziali, ed è certa che ciò possa funzionare da stimolo per un nuovo programma di investimenti - anche in termini occupazionali - che siano più etici per il 21° secolo. Perciò non si tratta semplicemente di una questione di costi a breve termine, ma occorre considerare anche che l'Europa nutre la convinzione che ci siano possibilità di transizione verso sistemi energetici diversamente strutturati, ed è una fiducia che influenza il resto del mondo nel prendere in considerazione le alternative, in vista di un'economia 'a basso tasso di carbonio'.

La lotta ai cambiamenti climatici non ha speranze di successo senza la partecipazione dei Paesi emergenti, che d'altro canto vogliono poter crescere senza restrizioni, come è stato finora per l'Occidente. Dunque: quale contributo si deve pretendere da Cina e India? E quale apporto possono realisticamente dare sui cambiamenti climatici? Sono meno a mio agio con l'idea che Cina,

Intervista esclusiva a Thomas Heller: la crisi ci aiuterà a ripensare il nostro sistema energetico

L'EUROPA RESTA LEADER SUL CLIMA, MA SU KYOTO OCCORRE PIÙ FLESSIBILITÀ

[CONTINUA]

Sudafrica, Brasile, Messico e India abbiano già avviato programmi nazionali che stanno restringendo l'aumento di CO₂. Possiamo sperare che questi programmi non limiteranno necessariamente anche il loro sviluppo economico, cosicché Paesi che hanno avuto una storia di monopoli o di controllo dei mercati - come è stato per la maggior parte di queste grandi economie emergenti - abbiano ancora enormi opportunità di accrescere le loro performance economiche e ambientali. Il programma nazionale della Cina, che vale la pena di considerare con attenzione, include ad esempio impegni molto precisi riguardo al risparmio energetico, alla realizzazione di nuove centrali elettriche, all'utilizzo delle energie rinnovabili. Ci sono senz'altro seri dubbi sulla capacità di questi governi di portare avanti gradualmente, facilmente e velocemente gli impegni presi. Ma se riflettiamo bene su quello che gli Stati emergenti stanno proponendo nel loro interesse nazionale - considerando anche i danni che i cambiamenti climatici possono causare loro nel corso del secolo e ai quali sono molto vulnerabili - ci sarà più facile renderci conto che c'è un forte movimento che risponde a quello che l'Europa sta facendo, e che sarà aiutato dalla capacità

di quest'ultima di fornire sia esempi che tecnologia, oltre che aiuti finanziari. In ogni caso, la crescita di India e Cina dovrà per forza fare i conti con il tema dei cambiamenti climatici.

Professore, la crisi finanziaria internazionale sta mettendo in discussione anche il raggiungimento degli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto. In che misura ritiene che questa crisi possa avere influenza sul trading delle quote di emissione? Pensa, poi, che la crisi possa rendere più onerosa la stessa riduzione delle emissioni?

L'impatto della crisi che stiamo attraversando deve essere ancora interamente compreso. Allo stato attuale è molto difficile, soprattutto negli Usa, immaginare nuove infrastrutture, necessarie ad ogni livello, che cambino la composizione corrente del nostro 'portfolio energetico'; al momento non si può ancora vedere alcuna nuova infrastruttura in fase di costruzione, i progetti sono semplicemente rimandati per la crisi dei mercati finanziari. In più, chi dovrebbe realizzare queste nuove infrastrutture è oggi molto preoccupato per la crescita della domanda, che è ristretta dalla recessione, in conseguenza della

caduta dei mercati. E in Paesi come gli Stati Uniti muoversi in questa direzione sarà più difficile, perché ci sono legislatori che pensano che l'incremento dei costi necessari al cambiamento sarà nell'immediato molto gravoso, e perciò ci sarà probabilmente un ritardo nel passaggio a una nuova legislazione.

Detto questo, penso che l'instabilità dei mercati finanziari sia sintomatica dei problemi di stabilità a lungo termine delle istituzioni come le concepiamo ora. E poiché, per tornare al tema della nostra chiacchierata, il problema cruciale riguardo al clima è certamente quello di un aggiustamento, rispetto ai nostri modelli di sviluppo, fra il mondo occidentale e i Paesi emergenti, e poiché occorre fare i conti con il fatto che le risorse saranno più costose e il carbonio non potrà più essere trattato come un bene gratuito, tutto questo spingerà a ripensare il sistema che abbiamo, inclusa la questione del clima come un elemento dei cambiamenti strutturali stimolati dalla crisi. Perché ritenere che c'è uno status quo al quale possiamo aderire è adesso molto più chiaramente un'illusione di quanto poteva esserlo poco tempo fa.



MTE, IL MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA ELETTRICA

[CONTINUA DALLA PRIMA]

di caratteristiche che consentono allo stesso tempo di limitare i costi di negoziazione e di rendere più agevole l'accesso per gli operatori di dimensioni medio-piccole, che risultano verosimilmente essere i soggetti più penalizzati dall'attuale struttura poco trasparente delle contrattazioni OTC.

MTE è un mercato organizzato in funzione degli operatori elettrici. La microstruttura del mercato, le regole di negoziazione, nonché quelle di immissione e gestione degli ordini sono state semplificate al massimo, per venire incontro a quei soggetti che possono avere difficoltà ad acquisire l'expertise e il know how, oltre alle strutture di trading e back-office, che sono indispensabili per operare sui mercati a termine finanziari. Coerentemente con tale approccio, le garanzie continuano ad essere basate su fidejussioni, mentre il GME agendo da controparte centrale, garantisce il buon fine delle transazioni. Si facilita, pertanto, la gestione del rischio di controparte, elemento che ha scoraggiato la partecipazione alle transazioni bilaterali di un numero non trascurabile di operatori, limitandone la possibilità di affrontare efficacemente il rischio di prezzo. L'incremento della trasparenza delle negoziazioni a termine è assecondato anche dalla possibilità di registrare ai fini del clearing e settlement le transazioni concluse OTC. Gli operatori possono così accordarsi liberamente sul prezzo e avvalersi ugualmente dei vantaggi offerti da un mercato a controparte centrale dal punto di vista della gestione del rischio di credito.

Sebbene nella fase iniziale non sia possibile negoziare su MTE contratti con delivery period superiore al mese, il suo ruolo viene reso più evidente dal contemporaneo avvio di IDEX, il mercato di futures sull'energia elettrica, organizzato da Borsa Italiana ed avente come sottostante il PUN. MTE costituisce, infatti, un imprescindibile anello di congiunzione tra le contrattazioni puramente finanziarie e il mercato fisico, in quanto consente al sistema elettrico di beneficiare della liquidità apportata anche da operatori finanziari, riducendo nel contempo il rischio di eccessi speculativi che potrebbero incidere negativamente sulla stabilità e sul buon funzionamento del sistema stesso.

In questa prospettiva, si sta esplorando la

possibilità di allungare il periodo di consegna su MTE, in linea con le attese degli operatori che desiderano contratti con scadenze più lunghe e costi di negoziazione contenuti.

La recente evoluzione delle quotazioni dei prodotti energetici sui mercati finanziari internazionali ha contribuito in modo sostanziale a spingere i prezzi dell'elettricità e la loro volatilità verso l'alto. L'esistenza di mercati a termine trasparenti e liquidi, aventi come sottostante il prezzo che si forma sulla borsa elettrica, contribuirà a rendere più efficiente l'intero settore e ancor più rappresentativo il PUN. Avere a disposizione un indicatore trasparente ed affidabile del prezzo a termine dell'elettricità (con e senza vincolo di consegna fisica dell'energia) su un orizzonte temporale sufficientemente lungo diminuirà i costi associati alle strategie di copertura e contribuirà a rendere più stabili ed efficienti anche i prezzi dei contratti bilaterali, visto che il prezzo a termine tenderà a costituire un limite oltre il quale nessun acquirente sarebbe disposto a pagare i propri approvvigionamenti futuri. Una più rapida risposta dei prezzi di borsa ai fondamentali sottostanti fornirà, inoltre, nuove opportunità di trading sul mercato a pronti, creando i presupposti necessari per contenere, o anche far diminuire i costi dell'energia, con benefici

che si estenderebbero ai consumatori finali, siano essi industriali o domestici.

In conclusione, si può sostenere che esistono fondati motivi per essere ottimisti sullo sviluppo del ricorso al mercato, anche se restano ancora spazi per il miglioramento. È un ottimismo che nasce dal fatto che nel settore si sono raggiunti quei livelli minimi di concorrenzialità, in mancanza dei quali neanche la possibilità di svolgere negoziazioni a termine su mercati regolamentati produrrebbe effetti apprezzabili su operatori ed investitori. Il ruolo svolto dalla borsa elettrica in tal senso, al di là delle critiche che le vengono periodicamente mosse, è stato fondamentale, avendo contribuito a creare le condizioni necessarie affinché gli investimenti in nuova capacità produttiva venissero incentivati, generando un'adeguata overcapacity. Questa a sua volta sta introducendo elementi sempre più evidenti di concorrenza tra produttori, come conferma il deciso miglioramento, soprattutto nell'anno in corso, dei principali indicatori di concentrazione e di competitività. Il risultato è stato che i prezzi all'ingrosso dell'elettricità si sono riavvicinati a quelli prevalenti nei paesi europei confinanti, nonostante il pesante handicap rappresentato per l'Italia dal mix produttivo troppo sbilanciato verso i combustibili fossili.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Decreto Ministeriale 17 settembre 2008 pubblicato sulla G.U. n. 243 del 16 ottobre 2008 – S.O. n. 233 | Approvazione delle modifiche al testo integrato della Disciplina del mercato elettrico | Download |

Con decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 17 settembre 2008, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 243 del 16 ottobre 2008, Supplemento Ordinario n. 233, sono state approvate le modifiche al Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico (di seguito: Testo integrato), con le quali, tra l'altro, è stato introdotto nell'ambito dei mercati gestiti dal GME il mercato elettrico a termine dell'energia con obbligo di consegna e ritiro (MTE) attraverso il quale gli operatori hanno la possibilità di negoziare energia elettrica su orizzonti temporali più estesi rispetto a quelli consentiti dall'operatività su IPEX. Si evidenzia, inoltre, che a seguito delle modifiche al Testo integrato, il GME ha assunto il ruolo di controparte centrale anche sul mercato dei certificati verdi.

Il nuovo Testo integrato è entrato in vigore il 1 novembre 2008, data in cui sono state pubblicate sul sito internet del GME le disposizioni tecniche di funzionamento aventi ad oggetto il MTE.

A seguito dell'introduzione del MTE, la configurazione del mercato elettrico risulta essere la seguente: i. mercato elettrico a pronti (MPE), costituito dal Mercato del Giorno Prima (MGP), dal Mercato di Aggiustamento (MA) e dal Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD); ii. mercato elettrico a termine (MTE). Sul MTE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori iscritti al mercato elettrico senza necessità di presentazione di ulteriore domanda e/o documentazione. Pertanto, a fronte degli ulteriori servizi forniti dal GME, tali operatori sono tenuti a corrispondere solo i corrispettivi per i MW oggetto delle negoziazioni concluse sul MTE.

Per quanto riguarda i contratti negoziabili sul MTE, gli stessi sono di due diverse tipologie: BaseLoad e PeakLoad, con periodi di consegna pari alla settimana e al mese.

Le sessioni di negoziazione del MTE si svolgono dalle ore 09.00 e fino alle ore 15.00 dei giorni di mercato, secondo il calendario

pubblicato sul sito internet del GME.

Delibera ARG/com 144/08 | Linee guida sull'applicazione dei criteri di quantificazione delle sanzioni amministrative pecuniarie irrogate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas ai sensi dell'art. 2, comma 20, lett. c), della legge 14 novembre 1995, n. 481 | 2 ottobre 2008 | Download |

Con la presente deliberazione l'AEEG ha pubblicato i criteri guida ai quali informarsi nel processo di irrogazione delle sanzioni amministrative. A tal riguardo si rileva che l'art. 2, comma 20, lettera c), della Legge n. 481/95, fatti salvi i casi costituenti reato, attribuisce all'AEEG il potere di irrogare sanzioni amministrative pecuniarie "in caso di inosservanza dei propri provvedimenti o in caso di mancata ottemperanza da parte dei soggetti esercenti il servizio, alle richieste di informazioni o a quelle connesse all'effettuazione dei controlli, ovvero nel caso in cui le informazioni e i documenti acquisiti non siano veritieri", determinando inoltre un limite minimo e un limite massimo delle sanzioni medesime. L'art. 11 della Legge n. 689/1981 prevede che l'entità della sanzione debba essere determinata sulla base di quattro criteri: 1) gravità della violazione; 2) opera svolta dall'agente per l'eliminazione

o attenuazione delle conseguenze della violazione; 3) personalità dell'agente; 4) condizioni economiche dell'agente. Al fine circoscrivere il margine di discrezionalità nell'applicazione di tali criteri alla fattispecie concreta, l'AEEG ha inteso fissare alcuni principi di carattere generale sulla base dei quali stabilire l'entità della sanzione. In particolare, l'AEEG, con la delibera de qua ha predisposto una metodologia di computazione articolata sulla base di due distinti momenti di valutazione (cfr. Allegato B della deliberazione AEEG n. 144/08): 1) fissazione dell'importo base della sanzione in ragione della gravità della violazione e delle condizioni economiche dell'agente; 2) applicazione di maggiorazioni o riduzioni della sanzione in base alla personalità dell'agente e all'opera svolta per l'eliminazione o attenuazione delle conseguenze dell'illecito.

L'applicazione dei citati criteri non potrà in ogni caso comportare l'irrogazione di una sanzione superiore o inferiore a determinati limiti.

Segnatamente, affinché sia assicurata la funzione preventiva della sanzione e sia, altresì, rispettato il principio di "sostenibilità della sanzione", l'AEEG ha inteso adottare, nell'esercizio del proprio potere sanzionatorio, il limite massimo delle sanzioni previsto in materia antitrust dall'art. 15 comma 1, della Legge n. 287/90 e dall'art. 23, par.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

2, del Regolamento (CE) n. 1/2003, fissato nel 10% del fatturato realizzato dall'impresa nell'esercizio chiuso anteriormente alla data di avvio del procedimento sanzionatorio, purché tale limite non superi, in ogni caso, il limite massimo di 154.937.069,73 euro e non sia inferiore al limite minimo di 25.822,84 euro (cfr. art. 3 Allegato A alla deliberazione AEEG n. 144/08).

Delibera ARG/elt 146/08 | Approvazione, con modifiche e integrazioni, dello schema di Regolamento predisposto dalla società Acquirente Unico S.p.A. disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti la salvaguardia nel periodo 1 gennaio 2009 – 31 dicembre 2010, di cui alla legge 3 agosto 2007, n. 125/07 e modifiche alla deliberazione n. 337/07 e al TIV | Download |

Con la delibera in oggetto l'AEEG ha, inter alia, approvato, con modifiche ed integrazioni, lo schema di regolamento, predisposto dalla società Acquirente Unico, ai sensi della deliberazione AEEG n. 337/07, disciplinante le procedure concorsuali per l'individuazione degli esercenti il servizio di salvaguardia previsto dall'art. 1, comma 4, della legge n. 125/07 per i clienti finali che hanno autocertificato di non rientrare nel regime di tutela di cui al comma 2 della medesimo articolo (1).

L'AEEG, con la deliberazione n. 337/07, nel prevedere l'adozione del richiamato regolamento da parte dell'AU ha stabilito che lo stesso debba essere trasmesso all'AEEG entro il 30 settembre di ciascun anno precedente a quello in cui si svolgono le procedure concorsuali.

In adempimento alla suddetta disposizione, con nota del 30 settembre 2008, l'AU ha trasmesso all'AEEG lo schema di Regolamento disciplinante lo svolgimento delle procedure concorsuali afferenti l'assegnazione del servizio di salvaguardia per gli anni 2009 e 2010. In particolare, viene stabilito che ai fini dell'erogazione del servizio, a partire dal 1 gennaio di ogni anno successivo a quello in cui si svolgono le procedure concorsuali, l'esercente il servizio di salvaguardia deve essere titolare,

direttamente o indirettamente, di un contratto di dispacciamento, di uno o più contratti di trasporto (intendendosi per tale i contratti per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica e indirettamente di trasmissione erogati dall'impresa distributrice) risultanti attivi a tale data ed avere ottemperato a tutti gli adempimenti richiesti ai fini di tale attivazione, ivi incluso l'eventuale versamento delle garanzie richieste.

Posto che la costituzione di tali garanzie spesso ingenera difficoltà operative connesse all'elevato numero di imprese distributrici presenti in alcune aree geografiche del Paese (segnatamente il Nord Italia), con delibera de qua, l'AEEG, nell'intento di ovviare alle suddette difficoltà ha previsto che le imprese distributrici - entro il 4 novembre di ciascun anno nel quale si svolgono le procedure - debbano determinare l'ammontare delle garanzie richieste in connessione al contratto di trasporto, disponendo, al contempo, che l'AU debba pubblicare tali informazioni entro i due giorni lavorativi successivi, sì da consentire ai potenziali esercenti di effettuare una migliore valutazione del valore atteso del costo che gli stessi dovranno sostenere per l'erogazione del servizio. Tale previsione consentirebbe, dunque, di superare le eventuali ipotesi di incompletezza dei presupposti per

l'esercizio del servizio di salvaguardia il cui verificarsi condurrebbe all'escussione delle garanzie prestate ai sensi dell'articolo 8 della deliberazione 337/07 (2).

(1) A decorrere dal 1° luglio 2007 i clienti finali domestici hanno diritto di recedere dal preesistente contratto di fornitura di energia elettrica come clienti vincolati, secondo modalità stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e di scegliere un fornitore diverso dal proprio distributore. In mancanza di tale scelta, l'erogazione del servizio per i clienti finali domestici non riforniti di energia elettrica sul mercato libero e' garantita dall'impresa di distribuzione, anche attraverso apposite società di vendita, e la funzione di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente Unico Spa di cui all'art. 4 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Le imprese connesse in bassa tensione, aventi meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro, sono automaticamente comprese nel regime di tutela.

(2) L'articolo in oggetto prevede che le società di vendita interessate alla partecipazione alle procedure concorsuali debbano versare un determinato importo a garanzia della serietà dell'offerta e che l'esercente la salvaguardia provvisoriamente individuato debba costituire un deposito cauzionale, pena la mancata assegnazione dell'incarico o la decadenza dal medesimo.



AGENDA GME

4 DICEMBRE, XVII CONFERENZA FINANZIARIA INTERNAZIONALE IN BANKING AND FINANCE, "FINANCIAL MARKETS IMPACT ON ENERGY PRICES"

12 novembre

Energy Training Programme for SEE
Ljubljana, Slovenia

21 novembre

Produzione di energia da fonti rinnovabili. Aspetti economici, finanziari, amministrativi e tecnici

Bari, Italia

Organizzatore: PROMEM SUD EST

link » [vai a pagina informativa](#)

26 – 27 novembre

Cross Bord Power Trading - For the SEE and CEE Markets

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

27 novembre

Opportunità di profitto e oneri nel business delle emissioni di CO₂

Roma, Italia

Organizzatore: IIR

link » [vai alla pagina informativa](#)

4 dicembre

XVII Conferenza Finanziaria Internazionale in Banking and Finance

Roma, Italia

Organizzatore: Università di Tor Vergata

link » [vai alla pagina informativa](#)

10 novembre

Sviluppi e prospettive del mercato italiano del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: Università Bicocca - Istituto Bruno Leoni

link » [vai alla pagina informativa](#)

11-13 novembre

15th International Petroleum & BioFuels Environmental Conference

Albuquerque, Usa

Organizzatore: University of Tulsa, Continuing Engineering & Science Education

link » [vai a pagina informativa](#)

12 novembre

Restructuring in the Electricity Industry

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC-EPUS-EMCEF

link » [vai a pagina informativa](#)

13-14 novembre

ROME ENERGY MEETING

Roma, Italia

Organizzatore: Italian Utilities Scrl

link » [vai alla pagina informativa](#)

17 novembre



Lo sviluppo dello stoccaggio gas nel mercato italiano: temi, problemi e possibili soluzioni nell'attuale quadro regolatorio
Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

link » [vai alla pagina informativa](#)

17-18 novembre

3rd Annual Oil & Gas Acquisition & Development conference

Houston, Texas

Organizzatore: Platts

link » [vai a pagina informativa](#)

17-19 novembre

Carbon Markets Africa

Cape Town, South Africa

Organizzatore: Greenpower Conferences

link » [vai a pagina informativa](#)

17-19 novembre

Sireme international exhibition for renewable energy

Parigi, Francia

link » [vai alla pagina informativa](#)

17-20 novembre

VENICE 2008 - Second International Symposium on Energy from Biomass and Waste

Venezia, Italia

Organizzatore: UIWWG-Cisa

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 novembre

Prospettive per le fonti rinnovabili in Italia: scenari, investimenti ed occupazione

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE - Fondazione Energia

link » [vai alla pagina informativa](#)

20 novembre

I mercati energetici in Italia: energia elettrica, gas naturale, fonti rinnovabili, gestione del rischio

Milano, Italia

Organizzatore: MIP-Politecnico di Milano

link » [vai a pagina informativa](#)

24-25 novembre

XIX° Tavola Rotonda con il Governo italiano

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

link » [vai a pagina informativa](#)

24-26 novembre

Modelling and Measuring Energy Risk

Londra, UK

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

25-26 novembre

EAGC THE 23RD ANNUAL EUROPEAN AUTUMN GAS CONFERENCE

Como, Italia

Organizzatore: EAGC

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 novembre

Le fonti energetiche rinnovabili oggi in Italia: sviluppo di progetti e incentivi

Milano, Italia

Organizzatore: DLA Piper

link » [vai a pagina informativa](#)

26-28 novembre

An Introduction to Risk Management, Financial Structuring & Econometrics in the Energy Markets

Roma, Italia

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

27 novembre

Il mercato italiano del gas naturale: vecchie sfide, nuove prospettive e possibili sviluppi

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET

link » [vai alla pagina informativa](#)

27-28 novembre

Efficienza energetica 2008

Napoli, Italia

Organizzatore: Regione Campania

link » [vai alla pagina informativa](#)

28-30 novembre

SustExpo 2008

Lanciano, Italia

Organizzatore: Agenzia Locale per l'Energia e lo Sviluppo Ambientale della Provincia di Chieti

link » [vai alla pagina informativa](#)

2-3 dicembre

2nd Annual European Carbon Capture and Storage Summit

London, United Kingdom

Organizzatore: City & Financial

link » [vai a pagina informativa](#)

2-4 dicembre

**California Clean Energy Roundtable
Advanced Energy Storage: Enabling Renewables, DG, and the Smart Grid**

La Jolla, California

Organizzatore: Montreux Energy

link » [vai a pagina informativa](#)

2-4 dicembre

NUCLEAR POWER International

Orlando, Usa

Organizzatore: PennWell

link » [vai alla pagina informativa](#)

3-5 dicembre

Renewable Energy Project Finance

Budapest, Ungheria

Organizzatore: Euromoney

link » [vai alla pagina informativa](#)

4-5 dicembre

New to Trading and Risk Management on the European Power Market

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

8 dicembre

Fundamentals of Energy Futures

Londra, UK

Organizzatore: Oxford Princeton Programme

link » [vai alla pagina informativa](#)

8-10 dicembre

Energy Trading: Analytical Course

Budapest, Ungheria

Organizzatore: Euromoney

link » [vai alla pagina informativa](#)

9 dicembre

Fundamentals of Energy Options (FOEO)

Londra, UK

Organizzatore: Oxford Princeton Programme

link » [vai alla pagina informativa](#)

10 - 11 dicembre

Energy Risk Management (ERM)

Londra, UK

Organizzatore: Oxford Princeton Programme

link » [vai alla pagina informativa](#)

10-12 dicembre

Third International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources

Nizza, Francia

Organizzatore: OTTI, Gdf-Suez

link » [vai alla pagina informativa](#)

10 - 12 dicembre

SustExpo - Fiera Internazionale delle Fonti Energetiche Rinnovabili, Uso Razionale dell'Energia e Protezione dell'Ambiente

Montpellier, Francia

Organizzatore: International Business Forum (IBF)

link » [vai alla 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 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 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.