

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

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

BORSE ELETTRICHE EUROPA

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

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica: aprile 2008
pagina 7

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi: aprile 2008
pagina 8

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: aprile 2008
pagina 9

ANALISI

Il valore del market coupling
di Clara Poletti
IEFE - Università Bocconi
pagine 10 e 11

FOCUS

Vincere la sfida dell'energia: le ricette
per una nuova politica energetica
di Umberto Quadrino, Amministratore
Delegato di Edison
pagina 12

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 13

APPUNTAMENTI

pagina 14 e 15

VINCERE LA SFIDA DELL'ENERGIA: LE RICETTE PER UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA

di Umberto Quadrino
Amministratore Delegato di Edison

Coniugare l'impegno nella riduzione delle emissioni inquinanti con la crescente domanda di energia elettrica. Sono le sfide che la politica energetica del nostro Paese si trova ad affrontare in un contesto internazionale di forte pressione sui prezzi del petrolio. Per vincerle, l'Italia ha bisogno di guardare a tutte le alternative, inclusa l'opzione nucleare che deve essere valutata in modo pragmatico e senza preconcetti. Se vogliamo infatti affrontare seriamente il problema del cambiamento climatico garantendo al contempo il soddisfacimento dei nostri fabbisogni energetici, il nucleare dovrebbe essere inserito a pieno titolo nel mix energetico del nostro Paese. Il "Pacchetto cambiamenti climatici ed energia" della Commissione Europea, definito 20-20-20, prevede una serie di impegni ambiziosi già per l'anno 2020. Questi riguardano l'obiettivo di ridurre di almeno il 20% le emissioni di gas serra rispetto ai livelli del 1990, di aumentare la quota di energie rinnovabili rispetto al totale dei consumi energetici fino al 20% ed infine di aumentare l'efficienza energetica, con l'obiettivo di un risparmio pari al 20% rispetto alle proiezioni dei consumi energetici al 2020. Per quanto riguarda la domanda di energia in Italia, il nostro

fabbisogno è destinato ad aumentare significativamente entro il 2030, sia in termini di energia richiesta che di potenza massima richiesta. Secondo uno scenario tendenziale, che tiene conto delle previsioni di Terna, la domanda potrà crescere mediamente del 2,2% annuo fino al 2017. Per il periodo successivo è ipotizzabile invece una graduale riduzione del tasso di crescita fino all'1,3% (coerente con scenario baseline EU4). Il tasso di crescita medio annuo nel periodo 2005-2030 si attesta quindi al 2,0% per arrivare ad un fabbisogno a tendere di 545 TWh. Tenendo conto degli interventi di efficienza energetica indicati nel Piano d'Azione del MSE (stime di risparmio al 2016 pari a 33 TWh), è ipotizzabile una riduzione di domanda rispetto alla crescita tendenziale fino ad un massimo di 100 TWh al 2030. Il tasso di crescita medio annuo 2005-2030 si attesta in questo caso all'1,1% con un fabbisogno di 445 TWh. Vediamo ora quanta energia è capace di produrre l'Italia al 2030 senza considerare investimenti in nuovi impianti

di generazione. La produzione degli impianti esistenti e le importazioni di energia dall'estero hanno permesso nel 2005 la copertura del fabbisogno di energia elettrica (340 TWh) rendendo disponibile una potenza di circa 60 GW al picco estivo. Il parco di generazione italiano sta attraversando una fase di profonda evoluzione e sono in fase di costruzione numerosi nuovi impianti. Non bisogna tralasciare però alcuni fattori che per l'anno 2030 giocheranno un ruolo determinante. Da una parte, l'obsolescenza impiantistica (ad esempio il CCGT già in esercizio nel 2005 o gli impianti a carbone che sono in esercizio dal 1980) e dall'altra, la progressiva marginalizzazione degli impianti esistenti per l'ingresso dei nuovi impianti più competitivi. Dalle stime emerge che il contributo degli impianti oggi esistenti o in costruzione è destinato a ridursi significativamente entro l'anno 2030, sia in termini di soddisfacimento del fabbisogno di energia (da 340 a 225 TWh), sia in termini di potenza resa disponibile al picco di domanda estiva (da 60 a 52 GW). Un contributo in termini di nuova produzione potrebbe



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/APRILE 2008

A cura del GME

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è stato pari a 80,62 €/MWh, in aumento di 6,07 €/MWh rispetto a marzo 2008 (+8,1%) e di 25,12 €/MWh (+45,3%) rispetto ad aprile 2007 (Grafico 1). L'aumento congiunturale del PUN, in una fase di domanda calante ed in assenza di problemi sul versante dell'offerta, è

risultato comunque più contenuto rispetto a quello osservato nelle altre borse europee (EEX +26,4%; Pownext +11,5%). Su base annua i rialzi più consistenti del PUN si sono ancora registrati nelle ore di bassa domanda (+55,1% nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi e +39,6% nei giorni festivi), dove si consolida una tendenza in atto da almeno un semestre; ma ad aprile, fatto nuovo, il PUN ha messo a segno una forte crescita

tendenziale anche nelle ore di picco (+37,9%) portandosi a 105,57 €/MWh (Tabella 1). Nella piattaforma del GME sono stati scambiati 17,3 milioni di MWh, con un aumento tendenziale medio orario del 6,9%; i volumi scambiati nel Sistema Italia sono ammontati a 26,6 milioni di MWh (+5,2%). La liquidità del mercato è pertanto cresciuta di 1,1 punti percentuali rispetto ad aprile 2007, attestandosi a 65,0% (Tabelle 2 e 3).

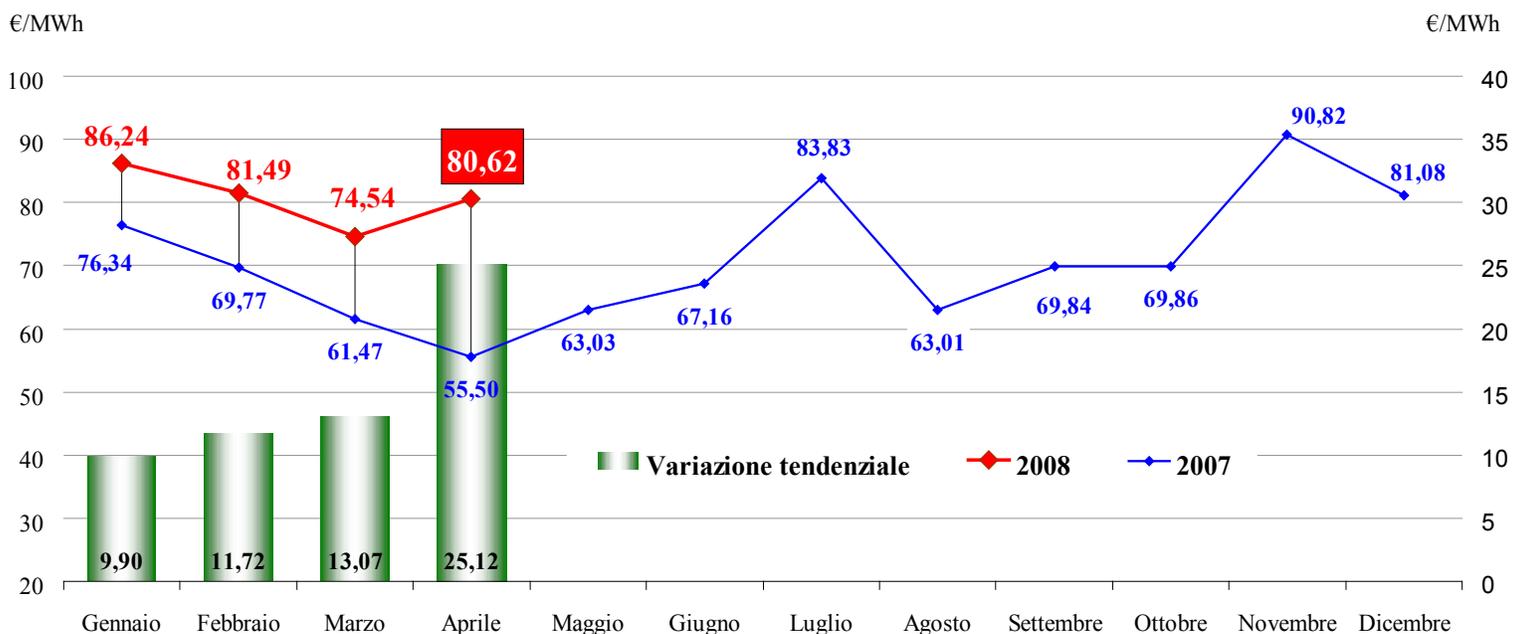
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	%	%	%
Aprile	80,62	55,50	25,12	45,3%	24.012	6,9%	36.956	5,2%	65,0%	63,9%
<i>Giorno lavorativo</i>	86,92	60,30	26,62	44,1%	25.583	5,8%	39.424	2,4%	64,9%	62,8%
<i>ore di picco</i>	105,57	76,57	29,00	37,9%	28.188	3,8%	43.855	1,6%	64,3%	62,9%
<i>ore fuori picco</i>	68,28	44,03	24,25	55,1%	22.979	8,3%	34.993	3,5%	65,7%	62,7%
<i>Giorno festivo</i>	65,90	47,20	18,69	39,6%	20.345	4,4%	31.197	6,3%	65,2%	66,4%
<i>Minimo orario</i>	29,00	22,00			15.317		25.092		60,9%	57,0%
<i>Massimo orario</i>	175,00	111,93			32.067		47.970		70,4%	71,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/APRILE 2008

[CONTINUA]

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.288.503	6,9%	65,0%
Operatori	10.365.072	6,6%	39,0%
GSE	4.284.407	12,1%	16,1%
Zone estere	1.774.489	43,1%	6,7%
Saldo programmi PCE	536.778	-50,9%	2,0%
Offerte integrative	327.756	12,4%	1,2%
Contratti bilaterali	9.320.012	2,1%	35,0%
Bilaterali esteri	2.349.988	-35,1%	8,8%
Bilaterali nazionali	7.506.803	13,7%	28,2%
Saldo programmi PCE	-536.778		-2,0%
VOLUMI VENDUTI	26.608.515	5,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	12.576.133	3,7%	
OFFERTA TOTALE	39.184.648	4,7%	

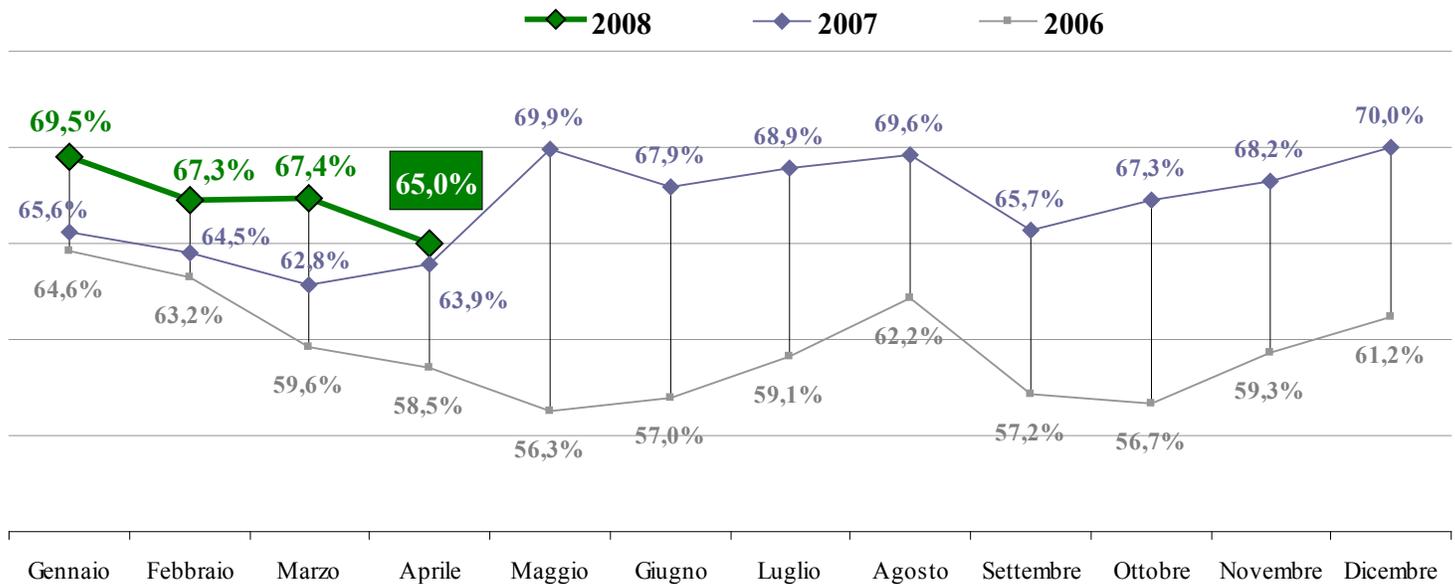
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.288.503	6,9%	65,0%
Acquirente Unico	5.606.523	-36,4%	21,1%
Altri operatori	10.637.813	67,2%	40,0%
Pompaggi	362.834	-32,3%	1,4%
Zone estere	543.374	440,7%	2,0%
Saldo programmi PCE	4.062	-	0,0%
Offerte integrative	133.897	-63,0%	0,5%
Contratti bilaterali	9.320.012	2,1%	35,0%
Bilaterali esteri	49.200	-29,5%	0,2%
Bilaterali nazionali AU	1.810.509	28,3%	6,8%
Bilaterali nazionali altri operatori	7.464.365	-2,4%	28,1%
Saldo programmi PCE	-4.062		
VOLUMI ACQUISTATI	26.608.515	5,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.667.345	348,1%	
DOMANDA TOTALE	28.275.860	10,1%	

Grafico 2: MPG, liquidità

Fonte: GME



Per quanto concerne i prezzi di vendita zionali, si segnala il balzo del prezzo in Sicilia (quasi 28 €/MWh in più rispetto a marzo) da

collegare alla consistente riduzione dell'offerta interna da unità a ciclo combinato nell'ultima decade del mese. Nelle zone continentali

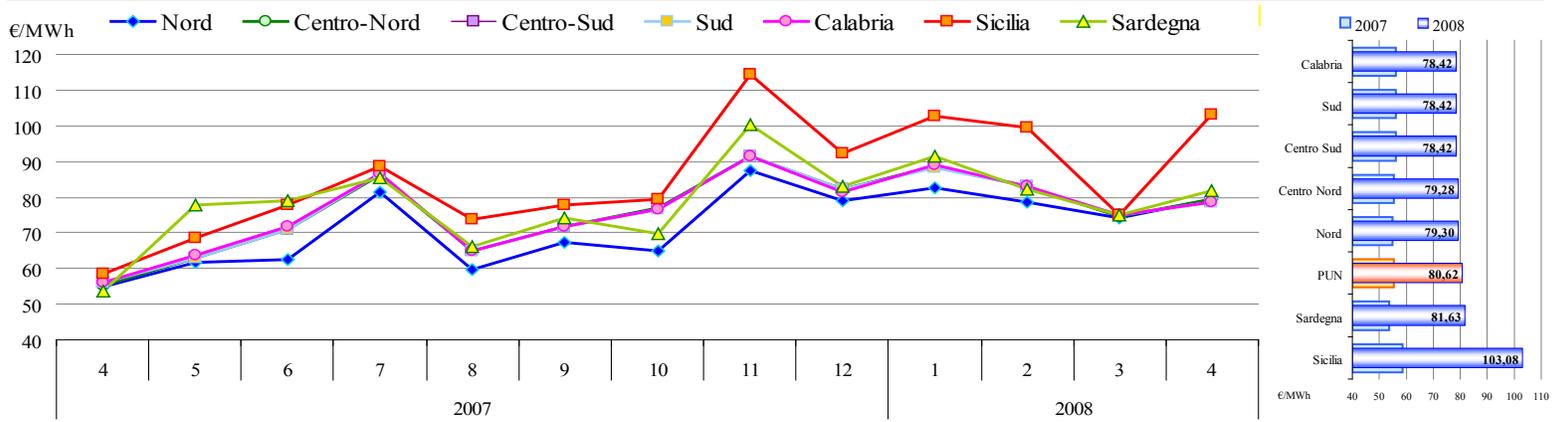
il prezzo di vendita si è attestato attorno a 78-79 €/MWh; di poco superiore quello della Sardegna (81,63 €/MWh) (Grafico 3).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/APRILE 2008

[CONTINUA]

Grafico 3: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



L'offerta di energia elettrica, pari a 39,2 milioni di MWh (54.423 MWh medi orari), è aumentata mediamente su base annua di 2.447 MWh (+4,7%) ancora sostenuta esclusivamente dall'offerta nazionale (+3.451 MWh; +7,8%), che ha compensato la riduzione dell'offerta estera (-1.004 MWh; -13,5%) (Tabella 4). Qualche segnale di ripresa giunge dalla domanda nazionale di energia elettrica (acquisti), pari a 26,0 milioni di MWh, in crescita del 3,5% su base annua, che però si

riduce al +1,7% depurando il dato dall'effetto del calendario (quest'anno due giorni lavorativi in più); le esportazioni (acquisti sulle zone estere), anche se di modesta entità (0,6 milioni di MWh), sono più che triplicate rispetto ad aprile 2007 (+247,9%) (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 22,5 milioni di MWh, hanno messo a segno un aumento tendenziale del 10,0%, per fronteggiare da un lato la suddetta crescita della domanda e dall'altro la flessione delle

importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,1 milioni di MWh (-15,1%) (Tabella 4). Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE), le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad aprile, sono state 13,1 milioni di MWh ed hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 10,8 milioni di MWh. Nei conti in immissione sono stati registrati programmi per complessivi 9,9 milioni di MWh; nei conti in prelievo 9,3 milioni di MWh (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	16.899.066	23.471	+5,5%	11.471.156	15.932	+8,2%	14.629.445	20.319	+4,2%
MzSud	13.779.947	19.139	+13,7%	8.586.080	11.925	+17,8%	8.887.175	12.343	+2,6%
MzSicilia	2.418.265	3.359	+2,9%	1.507.790	2.094	+2,9%	1.532.800	2.129	+4,4%
MzSardegna	1.443.974	2.006	-7,6%	919.013	1.276	-15,7%	966.521	1.342	+1,2%
Totale nazionale	34.541.251	47.974	+7,8%	22.484.039	31.228	+10,0%	26.015.941	36.133	+3,5%
MzEstero	4.643.397	6.449	-13,5%	4.124.477	5.728	-15,1%	592.574	823	+247,9%
Sistema Italia	39.184.648	54.423	+4,7%	26.608.515	36.956	+5,2%	26.608.515	36.956	+5,2%

Tabella 5: PCE, transazioni registrate e programmi

Fonte: GME

Transazioni registrate				Programmi	Immissione		Prelievo	
Profilo	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Struttura	MWh	Struttura
Baseload	2.452.859	-3,3%	18,7%	Richiesti	9.914.888	100,0%	9.324.074	100,0%
Off Peak	655.992	-25,2%	5,0%	di cui con indicazione di prezzo	266.947	2,7%	0	0,0%
Peak	999.084	19,6%	7,6%	Registrati	9.856.791	99,4%	9.324.074	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	211.311	2,1%	0	0,0%
Totale Standard	4.107.935	-3,3%	31,3%	Rifiutati	58.097	0,6%	0	0,0%
Totale Non standard	8.996.940	6,5%	68,7%	di cui con indicazione di prezzo	55.637	0,6%	0	0,0%
Totale	13.104.875	3,2%	100,0%	Saldo programmi	536.778		4.062	
Posizione netta	10.753.728	3,6%	82,1%					

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/APRILE 2008

A cura del GME

Petrolio e Borse europee, prezzi medi e volumi mensili Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters

Non accenna a rallentare il trend di crescita del Brent, che si attesta a 108,8 \$/bbl, con un incremento del 4,2% su marzo e del 60,8% rispetto a un anno fa. L'analogo trend di apprezzamento del tasso di cambio, salito a 1,58 €/\$, ha ridotto il rincaro a +2,8% rispetto a marzo e a +38,0% su base annua.

In rialzo anche le quotazioni dell'energia sulle principali borse europee, che invertono il trend al ribasso degli ultimi mesi con una ripresa congiunturale compresa tra +8,2% di Ipxe e +27,9% di NordPool, con la sola eccezione di Omel (-4,7%). Relativamente stabile il ranking delle

borse, con Ipxe che si conferma la borsa col prezzo più alto (80,62 €/MWh), seguita da Powernext (70,35 €/MWh). Fa eccezione l'impennata di EEX, che torna la terza borsa più costosa (67,46 €/MWh). Gli alti prezzi petroliferi confermano anche ad aprile, quindi, lo scenario di prezzi elevati ed incrementi tendenziali in doppia cifra (Ipxe +45,3%, Omel +53,2%, NordPool +68,9%) o addirittura tripla cifra (EEX +117,2% e Powernext +138,1%). Continua a ridursi il differenziale tra Prezzo Unico Nazionale (PUN) e Prezzo Medio Europeo (PME)¹, attestato a 12,4 €/MWh,

sostanzialmente dimezzato rispetto a un anno fa. Da rilevare nella seconda metà del mese alcuni segni di ripresa del differenziale di prezzo col PME.

Il mese di aprile, infine, conferma l'onda lunga della crescita dei volumi scambiati su tutte le borse europee, con aumenti tendenziali compresi tra il 6,9% di Ipxe e il 38,8% di EEX. In questo panorama le borse più grandi si confermano NordPool (25 TWh), Omel (19 TWh) e Ipxe (17 TWh), seguite dalle altre borse continentali con volumi sempre inferiori a 12 TWh.

	Prezzi			Volumi (TWh)	
	Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
Brent (\$/bbl)	108,82	4,2%	60,8%		
Brent (€/bbl)	69,05	2,8%	38,0%	-	-
Tasso di cambio €//\$	1,58	1,7%	16,6%		
IPEX (€/MWh)	Base	80,62	8,2%	17,3	6,9%
	Peak	105,57	13,3%		
	Off peak	68,28	9,0%		
	Festivo	65,90	-3,6%		
EEX (€/MWh)	Base	67,46	26,4%	11,9	38,8%
	Peak	89,92	28,7%		
	Off peak	58,34	19,4%		
	Festivo	51,90	22,4%		
Powernext (€/MWh)	Base	70,35	11,5%	4,6	33,7%
	Peak	94,02	19,9%		
	Off peak	61,26	3,3%		
	Festivo	53,34	1,5%		
OMEL (€/MWh)	Base	56,18	-4,7%	19,0	18,6%
	Peak	59,71	-6,0%		
	Off peak	53,31	-5,8%		
	Festivo	55,39	-2,8%		
NordPool (€/MWh)	Base	37,86	27,9%	25,3	11,4%
	Peak	42,72	29,0%		
	Off peak	36,52	25,8%		
	Festivo	33,76	25,5%		
PME (€/MWh)	Base	68,25	22,3%	-	-
	Peak	90,94	26,5%		
	Off peak	59,16	14,7%		
	Festivo	52,32	16,3%		

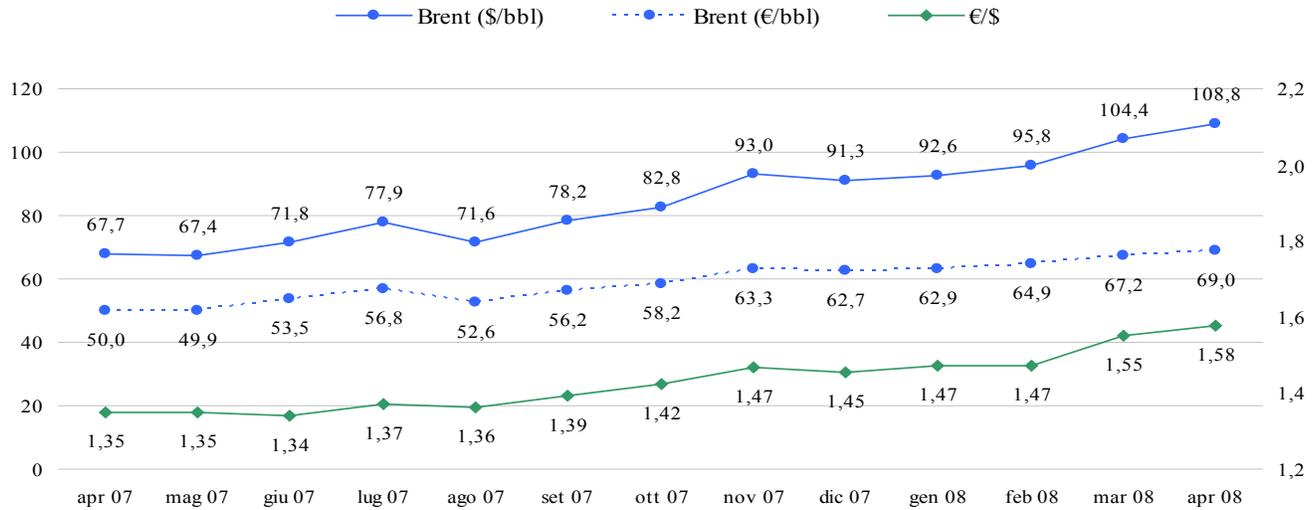
¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE/APRILE 2008

[CONTINUA]

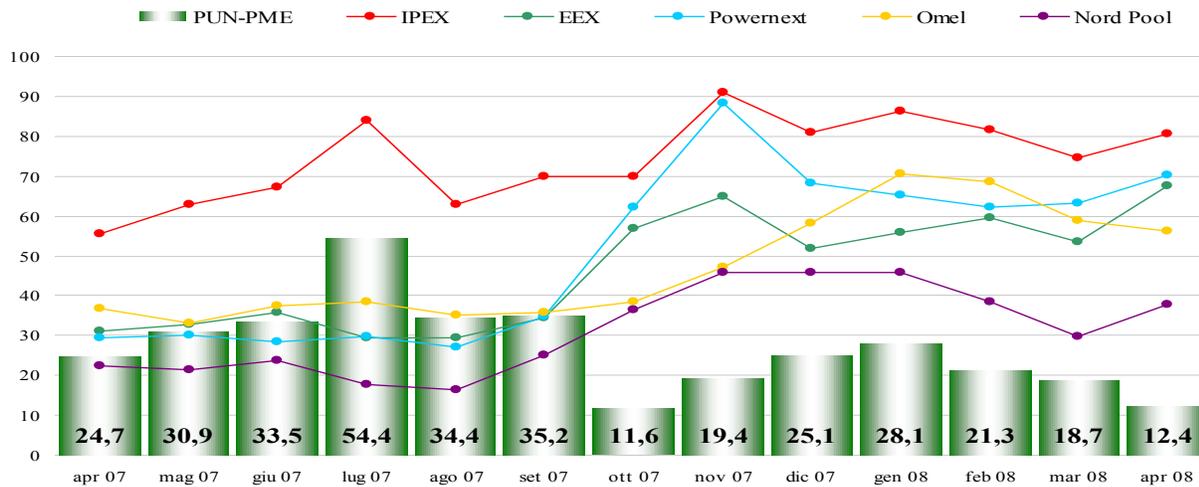
Brent e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



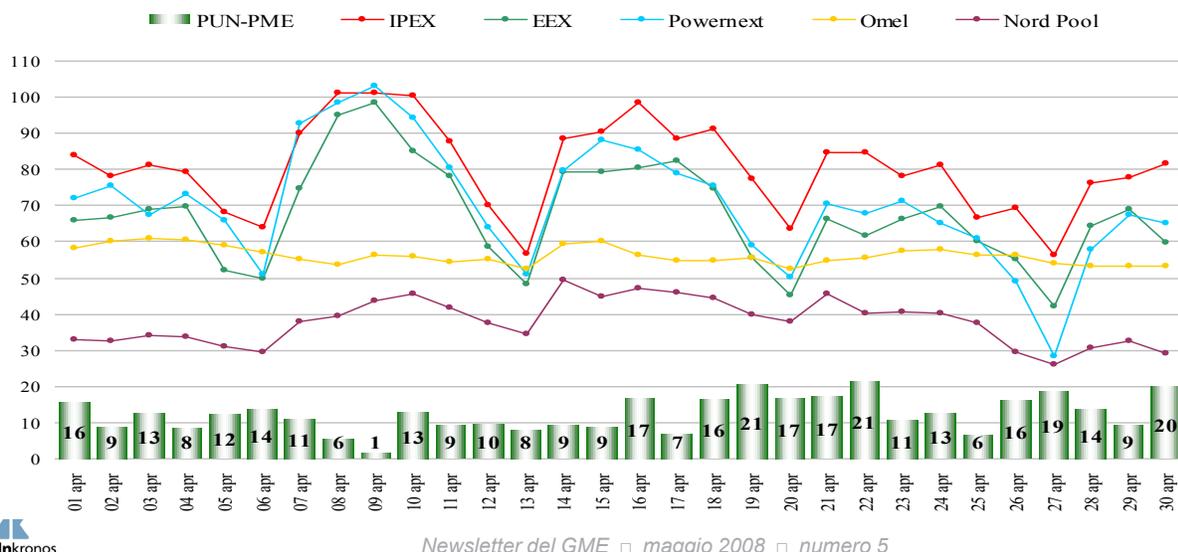
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters



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

Fonte: elaborazione GME su dati GME e Reuters



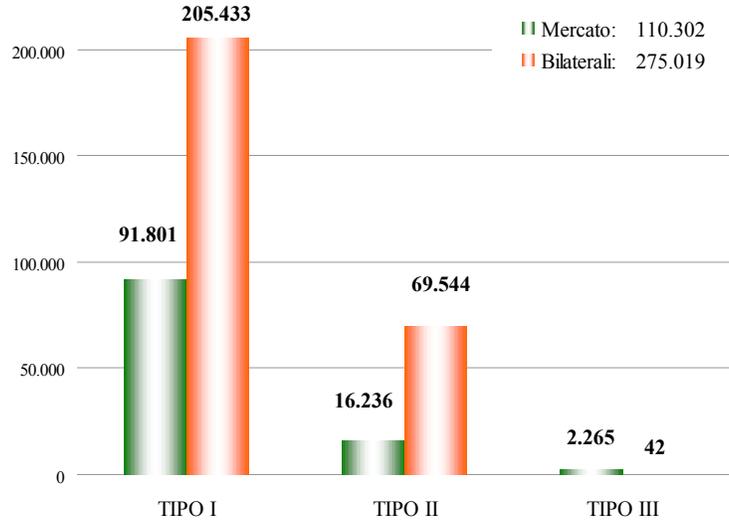
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/ APRILE 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica nel mese di aprile sono stati scambiati 26.784 TEE, con un incremento di circa il 20% rispetto ai 22.302 TEE scambiati nel mese di marzo. Dei 26.784 TEE scambiati, 20.993 erano di Tipo I, con un incremento di circa il 15% rispetto ai 18.293 scambiati in marzo, 3.653 di Tipo II, con una riduzione di circa il 9% rispetto ai 4.009 del mese precedente. Nel mese di aprile sono stati scambiati anche 2.138 titoli di Tipo III (nel mese di marzo non ne erano stati scambiati). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I è stato di €66,62, con un aumento del 2% circa rispetto al prezzo medio ponderato di marzo (€65,48), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €65,44, con un aumento di circa l'1% rispetto al prezzo medio ponderato di marzo (€64,75). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III è stato di €21,05. L'incremento di circa il 20% dei volumi è dovuto essenzialmente all'avvicinarsi del termine per l'adempimento dell'obbligo per i distributori di energia elettrica e gas, previsto per il 31 maggio di ogni anno. I prezzi hanno registrato un lieve aumento, mantenendosi a livelli molto simili, per le tipologie I e II, in virtù di quella convergenza già evidenziata nei mesi precedenti.

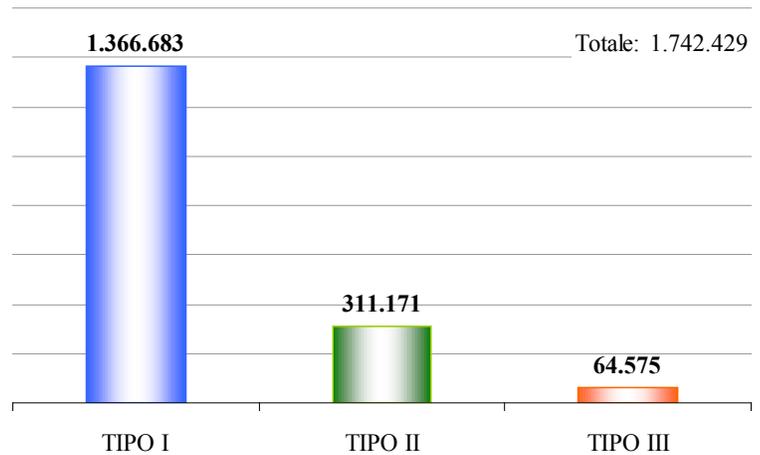
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2008 al 30 aprile 2008

Fonte: GME



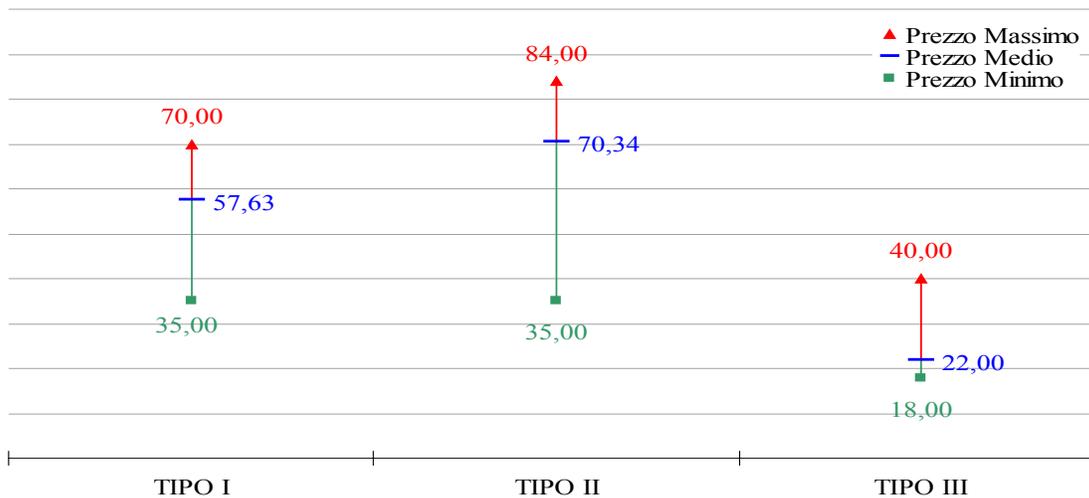
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



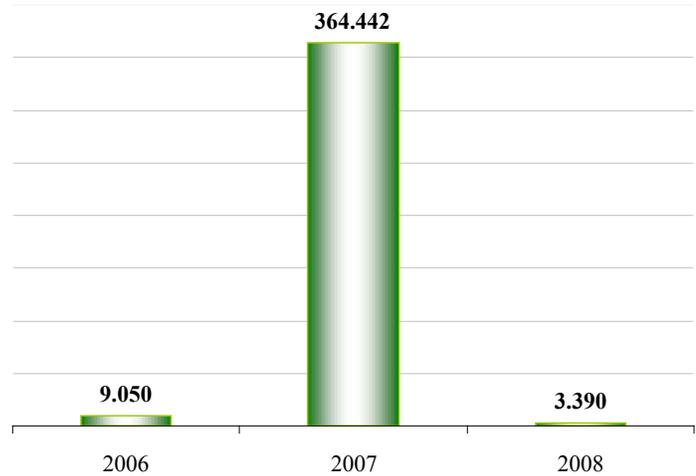
GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/APRILE 2008

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi ad aprile sono stati scambiati 21.295 CV¹, in netto decremento rispetto ai 257.866 scambiati nel mese di marzo. I CV scambiati con anno di riferimento 2007 sono stati 20.295, in sensibile diminuzione rispetto ai 254.426 scambiati nel mese di marzo. Nel mese di aprile sono stati scambiati anche 1.000 CV con anno di riferimento 2008, in riduzione rispetto ai 2.390 scambiati nel mese di marzo. Non sono stati scambiati, invece, CV con anno di riferimento 2006 (nel mese di marzo ne erano stati scambiati 1.050). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2007 è stato di €84,26, con una riduzione di circa il 12% rispetto agli €95,55 del mese precedente. Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato invece di €84,00, anch'esso in riduzione rispetto agli €87,97 del mese di marzo. La sensibile riduzione dei volumi è dovuta al fatto che, essendo stato il mese di marzo l'ultimo utile per l'adempimento all'obbligo 2007, nel mese di aprile i soggetti obbligati hanno dovuto effettuare soltanto qualche aggiustamento delle loro posizioni. La riduzione dei prezzi, invece, è dovuta ad una situazione di eccesso di offerta, già evidenziata nei mesi precedenti.

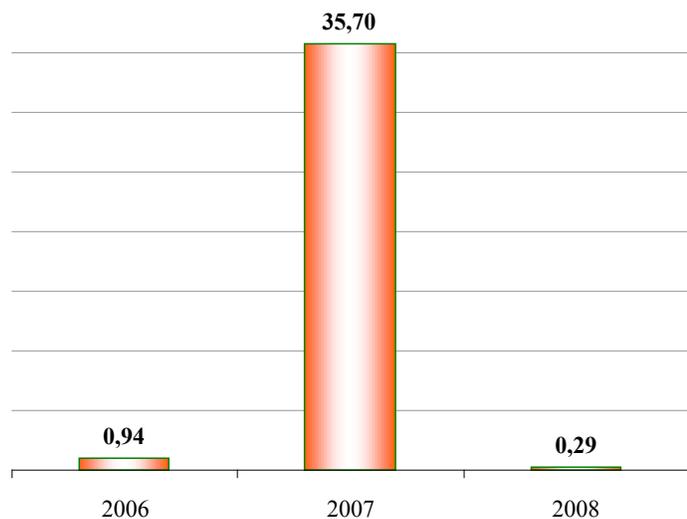
1 Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

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



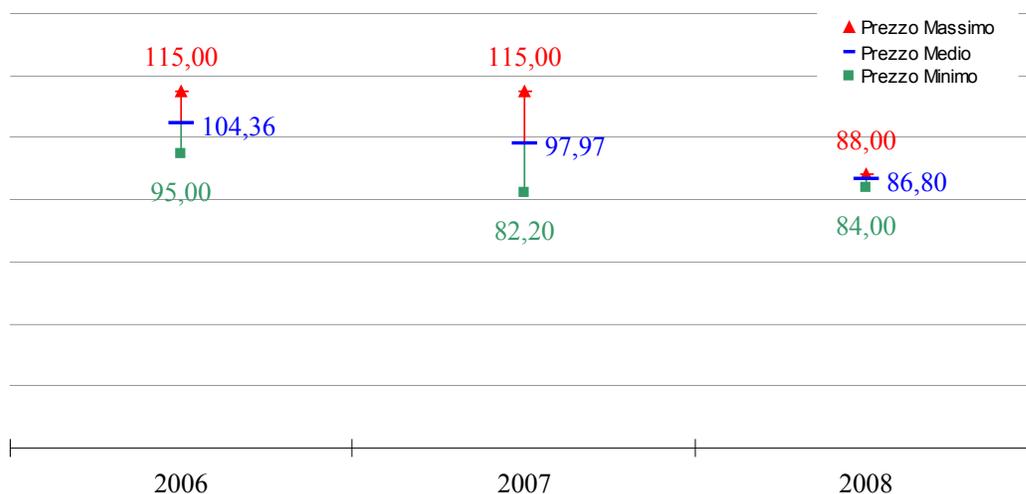
Fonte: GME

CV, controvalore delle transazioni (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/APRILE 2008

A cura del GME

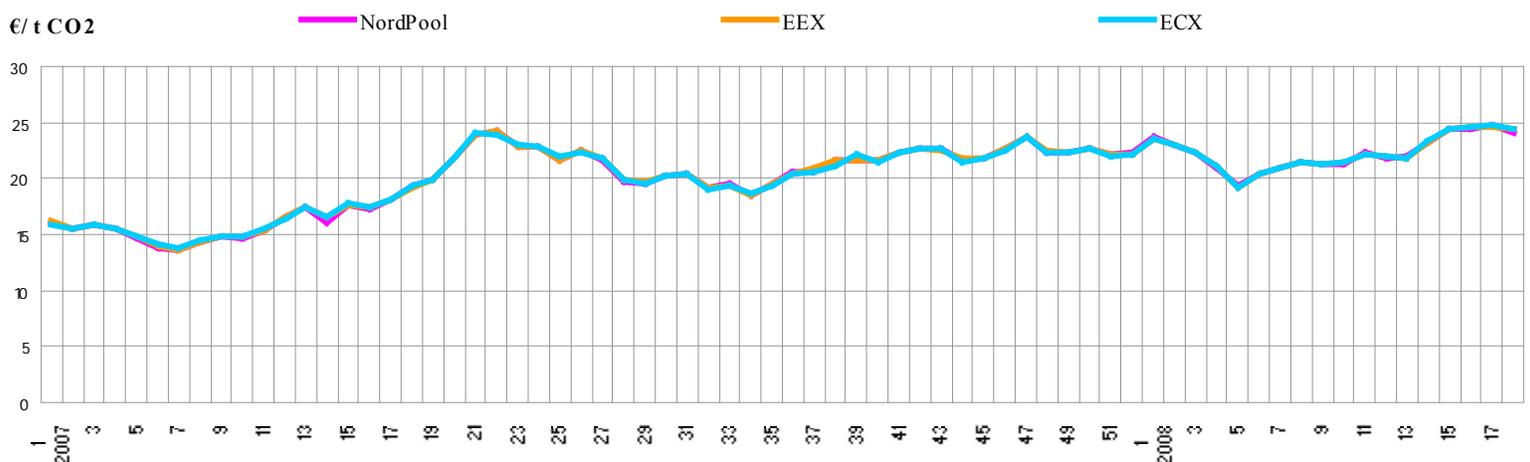
Con il mese di aprile si è conclusa la Prima Fase di applicazione della Direttiva Europea 2003/87/CE che ha istituito, a partire da gennaio 2005, un sistema comunitario per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra. Tutti gli impianti soggetti all'obbligo, inclusi nei PNA (Piano Nazionale di Assegnazione), devono quindi aver riconsegnato attraverso il Registro un numero di unità di emissione pari alle loro emissioni verificate nel 2007. Agli eventuali inadempienti verrà applicata una sanzione di €40/unità, che diverrà di €100/unità nel secondo periodo 2008-2012. Ora tutti gli operatori del settore, comprese le borse europee delle emissioni, guardano, con un mix di fiducia e di incertezza, alla Seconda Fase dell'EU ETS (European Union Greenhouse Gas Emission Trading Scheme).

Per quanto riguarda il mercato italiano, il fattore di incertezza è legato al ritardo nel rilascio delle quote 2008 agli impianti presenti nel PNA; operazione che sarebbe dovuta avvenire in data 29 febbraio. Finché, infatti, non avverrà il rilascio di EUAs (European Union Allowances) sui conti presso il Registro APAT, non sarà possibile per gli operatori italiani scambiare EUAs nei mercati spot. Le ragioni di tale situazione (comune a gran parte degli Stati Membri dato che, ad oggi, soltanto Austria, Danimarca, Finlandia e Spagna hanno rilasciato le quote 2008 nei loro Registri nazionali) sono attribuibili sia a ritardi nell'approvazione definitiva dei PNA per il 2008-2012, sia a decisioni dei singoli Stati – come nel caso del Regno Unito – che subordinano il rilascio delle quote al link tra CITL (Community Independent Transaction Log) e ITL (International Transaction Log), condizione

necessaria per poter importare fisicamente i CERs (Certified Emission Reductions) sui conti degli operatori europei. Tuttavia, segnali positivi riguardo lo stato di salute dei carbon markets sono giunti dalla vivace attività nei mercati forward della CO₂, che hanno segnato volumi record nel mese di aprile, con 203 milioni di EUAs scambiate ed una media mensile, da inizio anno, di 175 milioni. Trainati da un generale aumento dei prezzi nei mercati internazionali dell'energia, anche i prezzi dei forward EUA 2008 hanno segnato forti rialzi nel corso del mese, sino a superare più volte la soglia di €25.00, livello che non si raggiungeva da quasi un anno. Successivamente alla fase di rialzo, si è sempre registrata un'intensa attività di profit-taking da parte degli operatori che ha contribuito, assieme ad un ribasso dei prezzi dell'energia in Europa, a limitare i rialzi, riportando il prezzo attorno a €24.00.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Reuters



IL VALORE DEL MARKET COUPLING

di Clara Poletti

IEFE - Università Bocconi

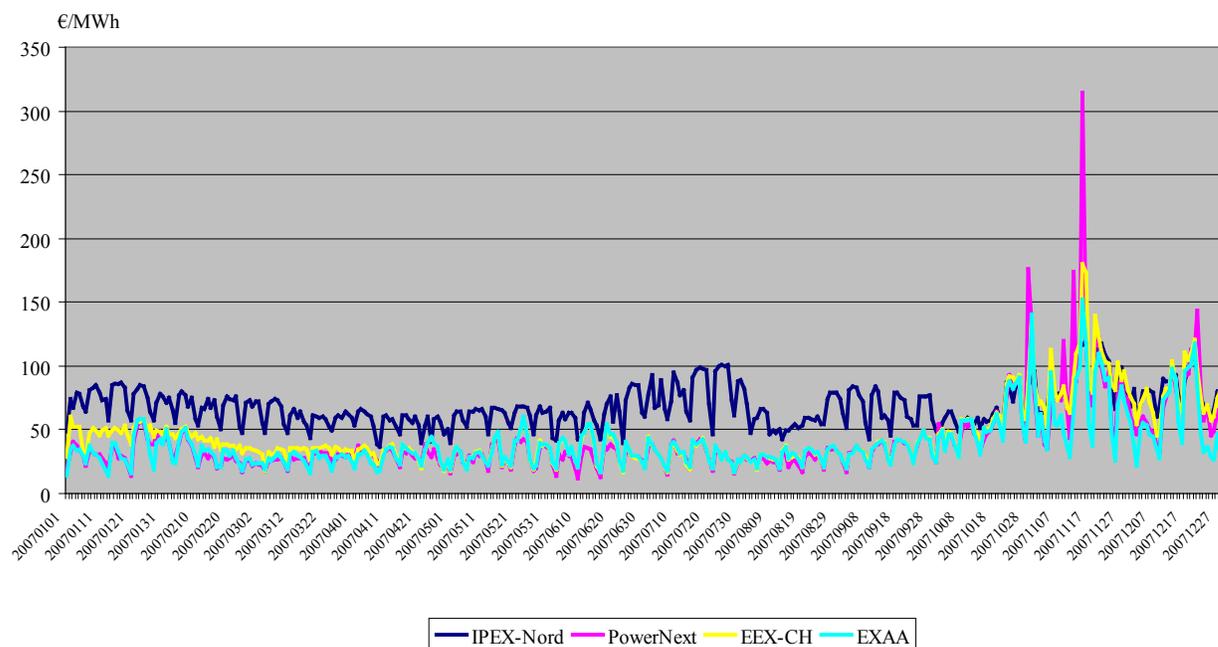
Il processo di integrazione dei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica nell'Unione Europea è ormai avviato ed il modello che si sta affermando con decisione è quello del cosiddetto accoppiamento dei mercati, o market coupling (si veda a tale proposito "Il processo di integrazione dei mercati elettrici europei", Analisi, Newsletter del GME, marzo 2008). In tale schema il diritto all'utilizzo della rete di trasporto transfrontaliera è assegnato agli operatori contestualmente al diritto ad immettere o prelevare energia elettrica, similmente in questo aspetto a ciò che avviene a livello nazionale nel Mercato del Giorno Prima (MGP), gestito dal GME. Un esempio già operativo di market coupling è quello tra PowerNext (Francia), Belpex (Belgio) e APX (Olanda). Anche Germania, Spagna e Francia si stanno confrontando su possibili modalità di accoppiamento dei propri mercati. Oggi i diritti di utilizzo della capacità di interconnessione tra l'Italia ed i Paesi confinanti - Francia, Austria, Slovenia, Grecia e Svizzera - sono assegnati attraverso aste esplicite, gestite congiuntamente da Terna e dal gestore di rete di ciascun Paese. Per il futuro, il gruppo di regolatori che coordina i lavori della Regione Centro Sud (Regional

Coordination Committee) nell'ambito delle Iniziative Regionali Europee si è espresso in favore della realizzazione del market coupling tra tutte le frontiere della regione. Tuttavia il coordinamento sulle frontiere che coinvolgono l'Italia sta procedendo lentamente. Il sospetto è che nel dibattito e nelle scelte di policy siano sottostimati i potenziali benefici, soprattutto prospettici, che la modifica dei meccanismi di allocazione potrebbe portare. L'allocazione dei diritti di trasporto attraverso sistemi di asta implicita, quali il market coupling, presenta numerosi vantaggi rispetto alle attuali aste esplicite; tra questi il più rilevante consiste nell'utilizzo efficiente della capacità di interconnessione. Questo beneficio è tanto maggiore quanto più la capacità di interconnessione è rilevante rispetto al totale della domanda e quanto più imprevedibile è il differenziale di prezzo tra i mercati all'ingrosso dei Paesi confinanti. Se valutati con riferimento al primo criterio, cioè al peso relativo delle importazioni/esportazioni nella copertura della domanda, i vantaggi potenziali che l'Italia potrebbe derivare da una migliore gestione della capacità transfrontaliera appaiono importanti. Il saldo estero nel 2007 ha coperto circa il 14% della domanda nazionale. Se poi si guardano i dati a livello zonale il peso degli scambi con l'estero appare anche più rilevante: l'energia importata da Francia, Austria e Svizzera l'anno scorso ha

rappresentato il 33% dell'energia elettrica venduta nella zona nord, inclusi i contratti bilaterali. Tuttavia, la presenza di differenziali di prezzo stabilmente positivi tra l'Italia ed i mercati confinanti ha consentito negli anni passati di contenere le inefficienze nell'utilizzo della capacità, accreditando una percezione di scarsa rilevanza dei meccanismi di allocazione. In realtà questa visione del problema appare in qualche misura obsoleta e sicuramente miope. Una prima analisi dei differenziali di prezzo e delle modalità di utilizzo della capacità di interconnessione mostra come, effettivamente, il differenziale di prezzo tra l'Italia e gli altri Paesi sia quasi sempre positivo. Nel 2007 il prezzo IPEX è stato più alto del prezzo di PowerNext (Francia) nel 91% delle ore, del prezzo di EEX-CH (Svizzera) nell'82% delle ore e del prezzo di EXAA (Austria) nel 93% delle ore (Grafico 1). In queste ore la capacità di transito, giustamente, è stata utilizzata per importare energia elettrica in Italia. Tuttavia, nelle ore con differenziale di prezzo negativo gli operatori assegnatari di capacità di transito hanno spesso utilizzato la capacità nel verso sbagliato o in misura non ottimale. Queste inefficienze non vi sarebbero state in presenza di un meccanismo di market coupling. I flussi con la Francia e con la Svizzera sono stati in importazione nel 99,6% delle ore, mentre dall'Austria abbiamo importato energia nel 100% delle ore.

Grafico 1: Media giornaliera dei prezzi spot nel 2007

Fonte: GME



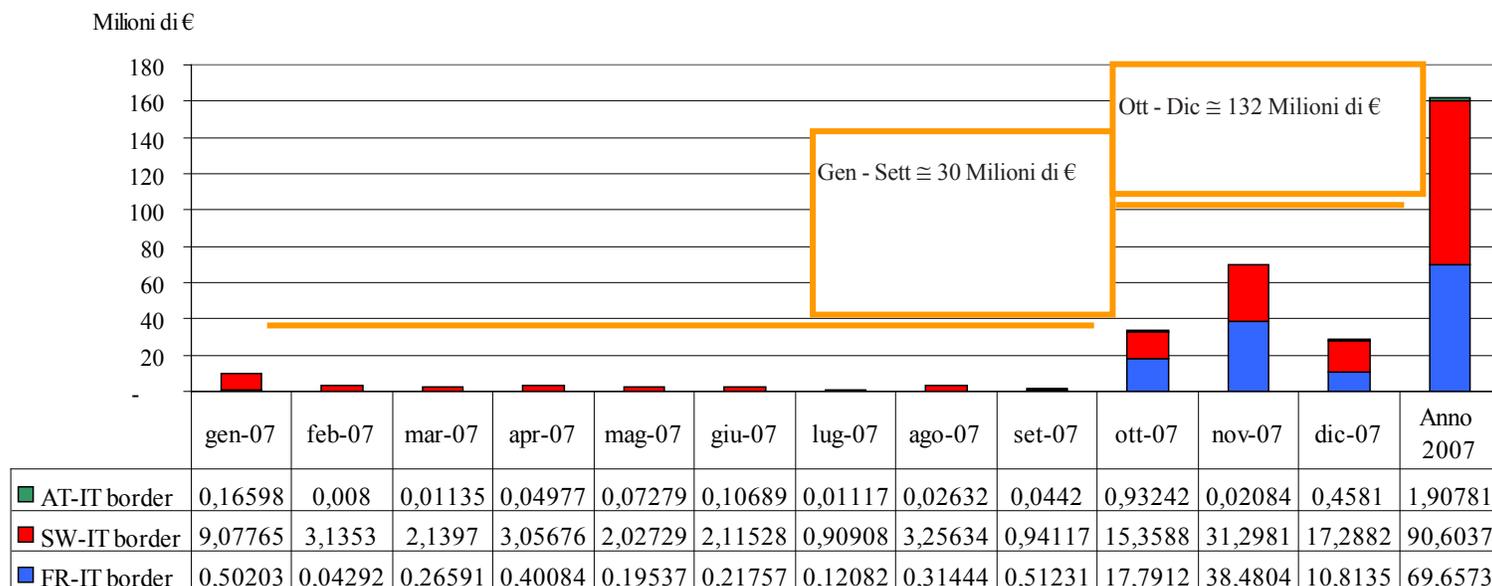
IL VALORE DEL MARKET COUPLING

[CONTINUA]

Più precisamente, inefficienze nell'utilizzo della capacità di transito si sono realizzate in tutti i casi in cui il flusso è andato in direzione opposta rispetto alle convenienze economiche relative segnalate dai prezzi nazionali, oppure la capacità di transito non è stata completamente utilizzata, anche in presenza di differenziali di prezzo non nulli.

Grafico 2: Valore stimato della capacità non utilizzata

Fonte: GME



Il valore di queste inefficienze può essere, in prima approssimazione, stimato come il prodotto tra il differenziale di prezzo tra i mercati nazionali e la capacità di transito non utilizzata nella direzione economicamente efficiente, in ciascuna ora in cui si è verificata una delle seguenti situazioni: si è importata energia elettrica quando non sarebbe stato conveniente perché il prezzo in Italia era più basso, oppure si è esportata energia elettrica quando il prezzo in Italia era più alto. A queste situazioni vanno aggiunti i casi intermedi in cui il flusso è stato nel verso giusto, ma la capacità è rimasta sottoutilizzata. Si noti che in tutti i casi in cui il flusso dell'energia è di direzione contraria a quella suggerita dal differenziale di prezzo, il costo delle inefficienze è doppio. In questo caso infatti si sommano due inefficienze. La prima è connessa al mancato utilizzo di unità di produzione

presumibilmente più efficienti, disponibili nella zona con prezzo più basso, per soddisfare la domanda del mercato con il prezzo più alto. La seconda è connessa all'utilizzo di unità di produzione presumibilmente più costose, localizzate nel mercato a prezzo alto, anche per soddisfare parte della domanda del mercato con il prezzo più basso. Con riferimento al 2007, il valore delle inefficienze così stimato ammonta a circa 160 milioni di euro (Grafico 2). In particolare gli errori di previsione si sono concentrati nell'ultimo trimestre dell'anno, quando l'aumento inatteso dei prezzi esteri ha invertito il segno del differenziale di prezzo. Gli operatori, assegnatari di capacità di transito, non hanno potuto o saputo reagire a questa dinamica ed hanno continuato ad importare energia elettrica. Con l'accoppiamento dei mercati queste inefficienze non ci sarebbero state.

Se ad oggi questi eventi possono ancora essere ritenuti non particolarmente rilevanti rispetto al valore totale dell'energia elettrica scambiata, a seguito del previsto sviluppo di nuova capacità di generazione da fonte rinnovabile, nel futuro i prezzi potrebbero diventare più volatili e meno prevedibili. Gli impianti di produzione rinnovabili sono, infatti, nella maggior parte dei casi, fonti di produzione cosiddette "intermittenti" e con livelli di produzione difficilmente prevedibili nei termini di chiusura del Mercato del Giorno Prima. Più in generale, i vincoli ambientali di sviluppo sostenibile porteranno nei prossimi anni a modifiche rilevanti della struttura sia dell'offerta che della domanda di energia elettrica. Meccanismi di mercato flessibili saranno un'importante strumento per fronteggiare in maniera efficiente il nuovo contesto.

VINCERE LA SFIDA DELL'ENERGIA: LE RICETTE PER UNA NUOVA POLITICA ENERGETICA

[CONTINUA DALLA PRIMA PAGINA]

arrivare dal rafforzamento della quota di energia da fonti rinnovabili. Il Position Paper del Governo Italiano quantifica il potenziale teorico massimo di sviluppo delle fonti rinnovabili all'anno 2020 pari ad una produzione aggiuntiva di energia elettrica di 54 TWh, con un incremento di potenza installata di circa 25 GW ed un contributo aggiuntivo delle rinnovabili alla copertura del picco di domanda estiva valutabile in circa 8 GW. Target molto sfidanti soprattutto per quanto riguarda l'eolico ed il fotovoltaico. Lo sfruttamento totale di tale potenziale presuppone un forte sviluppo della rete di trasmissione elettrica e la rimozione delle barriere autorizzative che attualmente ostacolano lo sviluppo di questi impianti.

Pur sfruttando il potenziale massimo delle rinnovabili, resterebbe comunque un deficit di 165-265 TWh/anno di energia elettrica, a seconda dello scenario considerato, da colmare con investimenti in nuovi impianti di produzione. L'esigenza di garantire la copertura del fabbisogno con un adeguato margine di riserva (almeno pari al 15%) rende altresì necessaria, entro il 2030, nuova potenza disponibile al picco estivo per almeno 30-50 GW.

Come rispondere alla domanda di energia senza venir meno agli impegni di riduzione dei gas serra? Per raggiungere l'obiettivo di riduzione del 20% rispetto al 1990, in Italia le emissioni annue di CO₂ del settore termoelettrico non dovrebbero superare gli 88 MtCO₂. Da considerare che, tenendo conto del progressivo decommissioning delle centrali obsolete, le emissioni annue di CO₂ da impianti oggi esistenti o in costruzione saranno, al 2030, dell'ordine di 70 MtCO₂, consentendo un margine piuttosto ridotto per l'incremento di emissioni da nuovi impianti. Anche considerando tutte le rinnovabili del Position Paper ed il contributo dell'efficienza energetica, la riduzione delle emissioni di CO₂ rispetto al 1990 non sarebbe comunque raggiungibile. Si rende dunque necessario il ricorso ad altre tecnologie di produzione a bassa emissione o ad emissione nulla. Il nucleare è una delle opzioni oggi già percorribili. Per lo sviluppo del nucleare in Italia possiamo ipotizzare due diversi scenari di nuova capacità produttiva con differente

mix tecnologico e di combustibili. Nel primo possiamo immaginare il fabbisogno elettrico italiano coperto in gran parte ancora da fonti fossili, gas e carbone (con CCS) con un apporto significativo delle rinnovabili a cui si potrebbe aggiungere l'installazione di 5 impianti nucleari da 2 GW (20% del fabbisogno). Nel secondo scenario si può prevedere un maggior apporto del nucleare per compensare le difficoltà nello sviluppo di nuove fonti rinnovabili o delle tecnologie di Carbon Capture and Sequestration.

Per quanto riguarda i costi di generazione di una centrale nucleare, essi si compongono delle seguenti voci: l'investimento iniziale per la realizzazione dell'impianto, gli oneri per l'esercizio e la manutenzione, il costo del combustibile e quello relativo al suo smaltimento ed infine i costi di smantellamento. Di queste voci la più onerosa è quella relativa all'investimento iniziale per la realizzazione dell'impianto che incide per circa il 60% sul costo di generazione¹.

Molti studi internazionali si sono cimentati nel definire precisamente l'influenza del costo del capitale sul costo dell'energia prodotta giungendo a risultati significativamente diversi e racchiusi nell'intervallo tra 14 e 40 €/MWh a seconda delle economie di scala e delle condizioni finanziarie applicate. Queste ultime sono determinate sia dalla posizione finanziaria del soggetto proponente che - soprattutto - dal rischio percepito dagli investitori, che varia a seconda del Paese. In questo senso l'esistenza di un quadro regolatorio stabile per tutta la durata del progetto, così come una procedura autorizzativa ben definita, costituisce un prerequisito fondamentale per mitigare il rischio legato ad investimenti così importanti. Per quanto riguarda i costi per l'esercizio e la manutenzione degli impianti, le stime parlano di 6-9 €/MWh.

Il costo del combustibile viene invece differenziato in "Front-end", ovvero i costi da sostenere dall'estrazione del minerale fino alla fabbricazione del combustibile, e in "Back-end", ovvero i costi delle fasi che intercorrono tra lo scarico del combustibile esausto ed il suo stoccaggio definitivo. I costi di "Front-end" vengono valutati in 3,5-4,5 €/MWh ed è importante notare come solo un terzo di questo sia da

imputare al costo del minerale di uranio che comunque, sebbene volatile come tipicamente sono le commodities, non è in grado di influire per più del 10% sul costo di produzione finale. I costi di "Back-end" del combustibile riguardano le fasi di stoccaggio temporaneo, riprocessamento e stoccaggio definitivo del combustibile e si stima, per le incertezze descritte in precedenza sulla gestione delle scorie, possano variare tra 1 e 4 euro per MWh. Infine i costi di generazione attribuibili al fondo di accantonamento per il decommissioning dell'impianto, tenuto conto di una vita operativa di 60 anni per impianti di terza generazione, non è in grado di alterare significativamente la redditività dell'iniziativa contribuendo per 1 e 4 €/MWh.

Complessivamente i costi di generazione per i nuovi impianti nucleari possono essere stimati nell'intervallo compreso tra i 25 ed i 62 €/MWh (a seconda degli investimenti e dei tempi di realizzazione degli impianti), ma è opinione abbastanza condivisa che il valore di circa 50 €/MWh sia una stima attendibile per una iniziativa avviata in un contesto regolatorio e di investimento sviluppato e non ostile. Una cifra che comunque regge bene il confronto con le tradizionali fonti di energia quali il carbone (dai 59 ai 75 €/MWh, a seconda se greenfield o brownfield e considerando il prezzo per tonnellata intorno ai 60-80 \$) o il CCGT (77-90 €/MWh considerando il prezzo del barile di petrolio intorno ai 60-80 \$). Se invece consideriamo uno scenario di prezzi più aggressivo, come quello dei nostri giorni, il confronto è ancora più chiaro: con il Brent a 100 \$ (cambio \$/€ a 1,5) inclusa la CO₂ (20 € a tonnellata) il costo del CCGT sale a circa 105 €/MWh mentre con il carbone a 100 \$ per tonnellata (cambio \$/€ a 1,5) inclusa la CO₂ (20 € a tonnellata) il costo arriva a circa 95 €/MWh.

Per un ritorno all'opzione nucleare serve un dibattito bipartisan che tenga conto delle esigenze del Paese, dell'evoluzione dello scenario energetico e degli impegni ambientali sottoscritti a livello europeo. L'Italia ha bisogno di essere messa in condizioni di poter scegliere fra i rischi dell'effetto serra, che sono ingestibili, e i rischi del nucleare, che sono gestibili.

¹ The Economic future of nuclear power, University of Chicago, 2004

LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Transazioni bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica: Approvazione Regolamento Bilaterali TEE | 18 aprile 2008 |

In attuazione delle disposizioni introdotte dal decreto ministeriale 21 dicembre 2007 - apportante modifiche ed integrazioni ai decreti ministeriali del 20 luglio 2007 recanti rispettivamente gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e gli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 – essenzialmente volte ad assicurare da un lato una maggiore trasparenza dei prezzi relativi agli scambi bilaterali dei TEE e dall'altro una revisione del contributo tariffario maggiormente rispondente all'attuale andamento del mercato, l'AEEG, con Deliberazione n. 345/07 del 28 dicembre 2007 ha previsto, inter alia, l'obbligo di registrazione dei prezzi delle transazioni bilaterali. In particolare, l'articolo 4 della Delibera, ha disposto che il GME, entro il 31 gennaio 2008, sottoponga all'AEEG, per l'approvazione, una proposta di regolamento avente ad oggetto le modalità procedurali e gli strumenti operativi per la registrazione dei prezzi di scambio dei TEE attraverso contrattazione bilaterale (nel seguito Regolamento). L'AEEG con Deliberazione EEN 5/08 del 14 aprile 2008 ha approvato il suddetto Regolamento, che il GME ha provveduto a pubblicare sul proprio

sito internet in data 18 aprile 2008, e pertanto a partire dal 18 aprile 2008 i soggetti ammessi ad operare nel Registro dei titoli di efficienza energetica dovranno comunicare al GME, unitamente alle quantità di titoli di efficienza energetica scambiate attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

Download

[Deliberazione EEN 5/08](#)

[Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei TEE](#)

[Guida utente registro TEE](#)

Solare termodinamico: “Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica da fonte solare mediante cicli termodinamici” – Decreto 11 Aprile 2008 (G.U. n. 101 del 30 Aprile 2008) | 30 aprile 2008 |

Al fine di incentivare ulteriormente la produzione di energia elettrica da fonti alternative rispetto a quelle tradizionali, il Ministro dello Sviluppo Economico (MSE), di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, ha adottato, in attuazione dell'articolo 7, comma 1, del D.Lgs 387/2003, il decreto de quo col quale sono stati stabiliti i criteri e le modalità di incentivazione della produzione di energia da fonte solare mediante cicli termodinamici.

L'incentivo previsto dal Decreto prevede la concessione per 25 anni di tariffe incentivanti

fisse (che vanno da 0,28 a 0,22 euro per ogni kWh generato) da aggiungere al prezzo di vendita dell'energia prodotta per gli impianti solari termodinamici, anche ibridi, entrati in esercizio dalla data di entrata in vigore del Provvedimento di cui all'articolo 9, comma 1, del Decreto fino al 31 dicembre 2012.

Per gli impianti che arriveranno tra il 1° gennaio 2013 e il 31 dicembre 2014, l'incentivo si riduce; mentre spetterà a un successivo provvedimento stabilire le tariffe per gli impianti che entreranno in esercizio dopo il 2014. Nello specifico, l'articolo 3 del succitato Decreto individua nelle persone fisiche e/o giuridiche responsabili di impianti solari termodinamici, anche ibridi, i soggetti beneficiari delle tariffe incentivanti.

Soggetto attuatore del provvedimento è, come nel caso del conto energia per il fotovoltaico, il Gestore dei servizi elettrici – GSE S.p.A. (GSE). Entro due mesi dall'entrata in vigore del menzionato Decreto, l'Autorità per l'Energia elettrica e il gas (AEEG) stabilirà le modalità, i tempi e le condizioni per l'erogazione delle tariffe incentivanti. L'organismo di regolazione determinerà poi con proprie delibere il modo in cui gli incentivi e la gestione delle attività previste dal Decreto troveranno copertura nel gettito nella componente A3 delle tariffe elettriche. E' prevista infine un'attività di monitoraggio: il 31 ottobre di ogni anno il GSE dovrà infatti trasmettere a MSE, Ministero dell'Ambiente, AEEG e Regioni un rapporto sull'attività e sui risultati conseguiti dal Decreto.

Download

La fase di consultazione terminerà il 23 maggio 2008.

Download

[ETSO-EuroPEX Interim Report](#)

[Consultation ETSO-EuroPEX Interim Report](#)

IN BREVE

ETSO (Association of European Transmission System Operators) ed EuroPEX (Association of European Power Exchanges) hanno presentato l'interim report “Development and Implementation of a Coordinated Model for Regional and Inter-Regional Congestion Management”, realizzato

sulla base delle richieste del Florence Forum di settembre 2007. Al momento il documento è aperto alle osservazioni degli operatori del settore, che saranno tenute in considerazione per la redazione del documento finale, che sarà presentato in occasione del Florence Forum 2008.

13-15 MAGGIO, CORSO GME, DAI CERTIFICATI BIANCHI E DALLE ESCO NUOVE OPPORTUNITÀ DI RISPARMIO E RICAPO

AGENDA GME

13-15 maggio

FORUM PA

Roma, Italia

Organizzatore: Forum PA

Nell'ambito del Forum PA 2008 il GME curerà il corso di formazione "Dai certificati bianchi e dalle Esco nuove opportunità di risparmio e ricavo", che si terrà il 13, 14 e 15 maggio presso la Sala Energia del Padiglione 7 della Nuova Fiera di Roma.

link » [vai alla pagina informativa](#)

15-17 maggio

Solarexpo

Verona, Italia

Organizzatore: Solarexpo

Il GME, in occasione di Solarexpo, interverrà al convegno organizzato da APER "Mercato dei certificati verdi: analisi dei risultati e prospettive future". Il convegno si terrà giovedì 15 maggio 2008 dalle 15.00 alle 17.00 (Sala Puccini).

link » [vai alla pagina informativa](#)

26 maggio

Energy Conf 08

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

Lunedì 26 maggio, alle ore 10.45, il GME parteciperà in qualità di relatore alla sessione "L'evoluzione del Mercato Elettrico organizzato e gestito dal GME".

link » [vai alla pagina informativa](#)

29 maggio

5th International conference on the european electricity market

Lisbona, Portogallo

Organizzatore: ISEL-Technical University of Lodz

Il GME parteciperà in qualità di relatore alla Sessione Plenaria del 29 maggio (ore 9.00-11.00), intervenendo su "The Italian Power Exchange in the European liberalization perspective".

link » [vai alla pagina informativa](#)

16 giugno

Il forum annuale sull'efficienza energetica

Milano, Italia

Organizzatore: Marcus Evans

Il GME parteciperà in qualità di relatore intervenendo su "L'evolversi del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica".

link » [vai alla pagina informativa](#)



15-16 maggio

2nd Annual Clean Coal Technologies and Strategies Forum

Berlino, Germania

link » [vai a pagina informativa](#)

15-17 maggio

SolarExpo&GreenBuilding

Verona, Italia

link » [vai a pagina informativa](#)

16-18 maggio

Festival dell'Energia - l'energia spiegata

Lecce, Italia

link » [vai alla pagina informativa](#)

19 maggio

3a giornata sull'efficienza energetica nell'industria

Milano, Italia

Organizzatore: Megalia - AIEE

link » [vai alla pagina informativa](#)

19-21 maggio

3rd Annual Renewable Energy Finance and Investment Summit

Scottsdale, USA

link » [vai alla pagina informativa](#)

20-21 maggio

Energy Efficiency Cost Recovery Forum

Washington, Usa

link » [vai alla pagina informativa](#)

20-22 maggio

Modelling & Measuring Energy Risk

Barcelona, Spagna

Organizzatore: Energy Forum

link » [vai alla pagina informativa](#)

22 – 23 maggio
Price Drivers on the European Power Market
 Barcelona, Spagna
 Organizzatore: Energy Forum
[link » vai alla pagina informativa](#)

26 – 27 maggio
Energy Conf 08
 Milano, Italia
 Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca Sconto per i soci AIGET.
[link » vai alla pagina informativa](#)

28 maggio
International Cooperation on Energy Efficiency: Working together for a Low-carbon Economy
 Ginevra, Svizzera
 Organizzatore: Energy Charter Secretariat – UNECE – IEA
[link » vai alla pagina informativa](#)

26 maggio 2008
Installare il Sole
 Padova, Italia
[link » vai alla pagina informativa](#)

29 – 30 maggio
Recent Developments in European Environmental Law
 Trier, Germania
 Organizzatore: Florence Hartmann-Vareilles, ERA
[link » vai alla pagina informativa](#)

1–5 giugno
CSI Cleantech 2008 Conference & Tradeshow
 Boston, Usa
[link » vai alla pagina informativa](#)

3 – 4 giugno
Carbon Emissions Trading – from the EU ETS to a global carbon market
 Londra, Regno Unito
[link » vai alla pagina informativa](#)

3 – 4 giugno
Nordic Trading Days - Price Drivers on the Nordic Power Market
 Stoccolma, Svezia
[link » vai alla pagina informativa](#)

3 – 5 giugno
POWER-GEN Europe
 Milano, Italia
 Organizzatore: PennWell
[link » vai alla pagina informativa](#)

3 – 6 giugno
Green Week 2008
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: European Commission
[link » vai alla pagina informativa](#)

4 giugno
BWEA Offshore 08
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: BWEA
[link » vai alla pagina informativa](#)

2-6 giugno
16a Conferenza Europea ed Esposizione sulla Biomassa
 Valencia, Spagna
[link » vai alla pagina informativa](#)

9 – 10 giugno
Commodities & Commodity Derivatives
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: WBS
[link » vai alla pagina informativa](#)

9 giugno
Chi fa da sé... non fa per tre
Liberalizzazione, armonizzazione e responsabilità nel sistema energetico italiano
 Roma, Italia
 Organizzatore: Associazione Italiana di Grossisti di Energia e Trader (AIGET)
 La partecipazione all'evento è gratuita. Per ragioni organizzative è necessario confermare la partecipazione con i riferimenti della persona/e che parteciperà a: organizzazione@aiget.org, tel +39 06 53272239, fax +39 06 53279644, entro e non oltre martedì 3 giugno 2008.
[link » vai alla pagina informativa](#)

10 giugno
McTER Days - Applicazioni di cogenerazione
 San Donato Milanese, Italia
[link » vai alla pagina informativa](#)

11 giugno
Mercati energetici & mercati finanziari in Italia: borse, derivati e MiFID
 Milano, Italia
[link » vai alla pagina informativa](#)

11 – 14 giugno
Giornate di approfondimento sull'energia eolica
 Lamezia Terme, Italia
 Organizzatore: APER
 Seminario dedicato a tutti i professionisti coinvolti nel processo autorizzativo degli impianti eolici, l'evento rappresenta un momento di formazione, aggiornamento e approfondimento delle tematiche chiave che disciplinano gli aspetti legati alle procedure amministrative, agli strumenti di incentivazione, alla cessione dell'energia e alle prassi gestionali e finanziarie relative alla realizzazione e all'esercizio di centrali eoliche.
[link » vai alla pagina informativa](#)

15 – 19 giugno
WEC Regional Energy Forum – FOREN 2008
 Neptun-Olimp, Romania
 Organizzatore: WEC Romania
[link » vai alla pagina informativa](#)

16 – 17 giugno
2008 EURELECTRIC Annual Convention & Conference
 Barcellona, Spagna
 Organizzatore: Eurelectric
[link » vai alla pagina informativa](#)

La 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)

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.