

newsletter

del

GME

Gestore
Mercato
Elettrico

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

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

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse
elettriche europee/luglio 2009
pagine 5 e 6

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei
combustibili/luglio 2009
pagine 7 e 8

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di
efficienza energetica/luglio 2009
pagina 9

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati
verdi/luglio 2009
pagina 10

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle
emissioni in Europa: luglio 2009
pagina 11

ANALISI

Tecnologie rinnovabili: industria non
in crisi?
Annalisa D'Orazio, IEFÉ – Università
Bocconi
pagine 12 e 13

E-NEWS

pagina 14

APPROFONDIMENTI

L'impatto della tecnologia CCS
sull'industria.
Andrea Clavarino, Presidente
Assocarboni
pagina 15

NOVITÀ NORMATIVE

pagina 16, 17, 18 e 19

APPUNTAMENTI

pagine 20, 21, 22, 23

GLOSSARIO

pagina 24 e 25

L'IMPATTO DELLA TECNOLOGIA CCS SULL'INDUSTRIA

Andrea Clavarino, Presidente Assocarboni

L'Italia è l'unico paese in Europa che, pur non facendo ancora ricorso al nucleare, ha una quota di utilizzo di carbone estremamente bassa, si tratta del 12% contro il 33% medio in Europa e il 39% nel mondo. Tuttavia l'Italia è stata uno dei primi paesi ad avere preso consapevolezza delle potenzialità della tecnologia CCS (carbon capture & storage, tecnologia di cattura e stoccaggio geologico dell'anidride carbonica), dei vantaggi competitivi a livello industriale che ne potrebbero derivare e dell'importanza in generale dello sviluppo delle Clean Coal Technologies nelle sue centrali a carbone.

Assocarboni stima che nel 2008 la produzione mondiale di carbone si sia attestata a 5,8 miliardi di tonnellate (+3,5%), anche se a ritmi più moderati rispetto al passato, il carbone cresce ancora ad un tasso superiore al petrolio (+1%) e al gas (+1,9%). La domanda e produzione di carbone aumentano notevolmente anche in questo periodo di crisi, perché questo combustibile presenta numerosi vantaggi, quale il suo basso prezzo, la sua reperibilità in zone geografiche sicure e le sue riserve per oltre 160 anni (contro i 63 anni del gas e i 40 del petrolio). È quindi prevedibile che il carbone manterrà il suo ruolo predominante nella produzione di energia anche in futuro, ed occorre pertanto trovare il modo di ridurre l'impatto della sua combustione sul clima. Il carbone, come tutti i combustibili fossili emette anidride carbonica nel processo di combustione. Considerato il suo intero ciclo di vita (quindi dall'estrazione alla combustione finale) è stato dimostrato che i livelli di emissione di CO₂ da carbone sono paragonabili a quelli del gas naturale. Secondo uno studio della Stazione Sperimentale, fatto sull'intero ciclo di vita di gas e carbone, è

emerso, infatti, che le emissioni complessive di gas serra risulterebbero comprese tra i 510 e 670 grammi di CO₂-equiv./kWh per il gas e tra i 780 e i 910 grammi di CO₂-equiv./kWh per il carbone.

La CO₂ non è di per se dannosa ma è uno dei responsabili del riscaldamento terrestre ed è quindi da monitorare. Le tecnologie CCS sono in grado di dare un contributo significativo attenuando gli effetti nocivi delle emissioni di gas a effetto serra. Questa tecnologia prevede, infatti, la cattura del biossido di carbonio, il suo trasporto e l'iniezione in formazioni geologiche, azzerando così il suo effetto sull'ambiente.



Ad oggi molte delle tecnologie necessarie per la CCS sono già disponibili (ad esempio la gassificazione del carbone, la produzione in ossigeno, i reattori di shift, i processi di estrazione di gas acidi da miscele di gas) e i programmi di R&S a livello internazionale hanno già prodotto risultati promettenti. Tali tecnologie possono quindi già da adesso, in parte, essere integrate nei processi produttivi, al fine di iniziare la fase di dimostrazione industriale per produrre elettricità da combustibili fossili con emissioni nell'atmosfera di CO₂

vicine allo zero.

La Commissione europea ha indicato che in uno scenario di emissioni compatibile con l'obiettivo di mantenere la temperatura media della terra a meno di 2°C al di sopra della temperatura nel periodo preindustriale, la tecnologia CCS dovrebbe essere applicata a circa il 18% della produzione mondiale di energia da combustibili fossili da qui al 2030.

Per venire incontro agli ingenti investimenti richiesti all'industria per sviluppare sistemi di CCS l'Unione Europea, nell'ambito della nuova direttiva comunitaria sullo stoccaggio geologico del biossido di carbonio (pacchetto clima-energia) ha previsto degli incentivi basati sul sistema comunitario per lo

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2009

A cura del GME

Gli esiti del mercato elettrico di luglio hanno confermato le tendenze emerse alla fine dello scorso anno e viepiù rafforzatesi nel corso del 2009. Il prezzo di acquisto nella borsa italiana (PUN), con una flessione su base annua prossima al 40%, si è portato a 60,50 €/MWh, minimo storico dall'avvio del mercato elettrico (aprile 2004) per il mese in cui il fabbisogno di energia elettrica raggiunge il suo picco stagionale. Si protrae la contrazione degli acquisti nazionali di energia elettrica (-6,8% su base annua) e quella ancor più marcata delle vendite degli impianti di produzione nazionali (-10,3%), a cui si contrappone la forte crescita tendenziale delle importazioni nette (+18,8%) favorite dal differenziale di prezzo con le altre borse europee, prossimo ai 25 €/MWh. Segno negativo anche per l'energia scambiata nella borsa elettrica (-10,8%) a fronte di una sostanziale tenuta degli scambi O.T.C., che ha pertanto determinato una riduzione di 2,2 punti percentuali della liquidità del mercato attestata al 68,5%.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) a luglio è stato pari a 60,50 €/MWh, con un aumento di 8,69 €/MWh (+16,8%) su giugno, ma in flessione di 36,82 €/MWh (-37,8%) sullo stesso mese del 2008; si tratta della più consistente flessione in termini assoluti mai registrata nella borsa elettrica (Grafico 1). Nelle ore di picco il calo tendenziale del PUN è stato di ben 55,20 €/MWh (-40,0%); di poco

inferiori i ribassi percentuali nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi (-23,90 €/MWh; -36,0%) e nei giorni festivi (-28,96 €/MWh; -34,9%) (Tabella 1). Il prezzo di vendita ha registrato un forte calo tendenziale in tutte le zone ad eccezione della Sardegna (+9,2%). Il prezzo della zona Sud, pari a 52,05 €/MWh, è stato ancora il prezzo più basso, dimezzando in un anno il proprio valore (-49,9%). Nelle

altre zone continentali il prezzo si è allineato attorno ai 57 €/MWh, mentre nelle due zone insulari si è confermato su livelli decisamente superiori: 89,49 €/MWh la Sicilia e 106,60 €/MWh la Sardegna. In quest'ultima la vigorosa spinta rialzista degli ultimi tre mesi ha provocato un'ascesa del prezzo di quasi 40 €/MWh a fronte di una sostanziale stabilità nelle altre zone (Grafico 2).

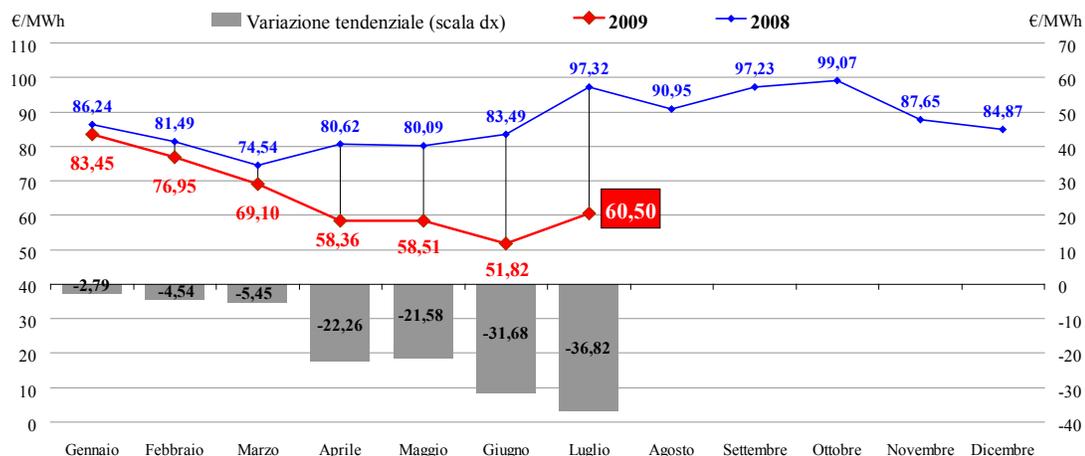
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2009	2008	Var vs 2008		Borsa		Sistema Italia		2009	2008
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Luglio	60,50	97,32	-36,82	-37,8%	26.382	-10,8%	38.535	-7,9%	68,5%	70,7%
<i>Giorno lavorativo</i>	62,72	102,27	-39,55	-38,7%	27.727	-11,3%	40.725	-8,0%	68,1%	70,6%
<i>ore di picco</i>	82,88	138,08	-55,20	-40,0%	31.808	-9,4%	46.817	-6,4%	67,9%	70,2%
<i>ore fuori picco</i>	42,56	66,46	-23,90	-36,0%	23.647	-13,7%	34.633	-10,0%	68,3%	71,2%
<i>Giorno festivo</i>	54,12	83,08	-28,96	-34,9%	22.515	-9,0%	32.239	-7,5%	69,8%	71,0%
<i>Minimo orario</i>	16,25	23,90			16.315		24.975		62,3%	66,2%
<i>Massimo orario</i>	149,66	211,99			34.920		50.658		74,1%	74,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

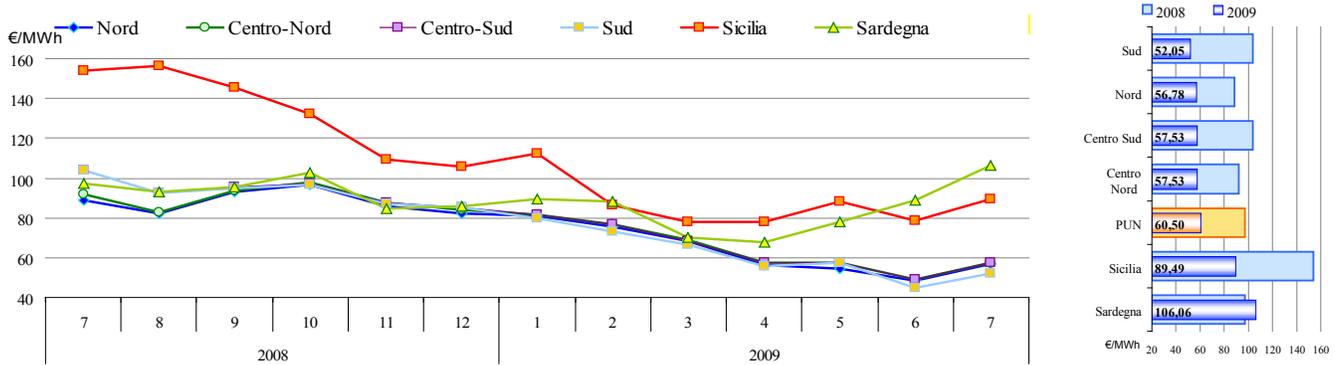


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2009

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Non ha dato segnali di rallentamento la flessione dei volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a luglio a 28,7 milioni di MWh (-7,9% su base annua); di questi 19,6

milioni di MWh sono transitati nella borsa dell'energia elettrica, con un calo tendenziale del 10,8%. Sui livelli del 2008 invece l'energia scambiata attraverso la PCE (contratti

bilaterali), pari a 9,0 milioni di MWh (-0,8%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato è scesa di 2,2 punti percentuali rispetto allo scorso anno, attestandosi al 68,5% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

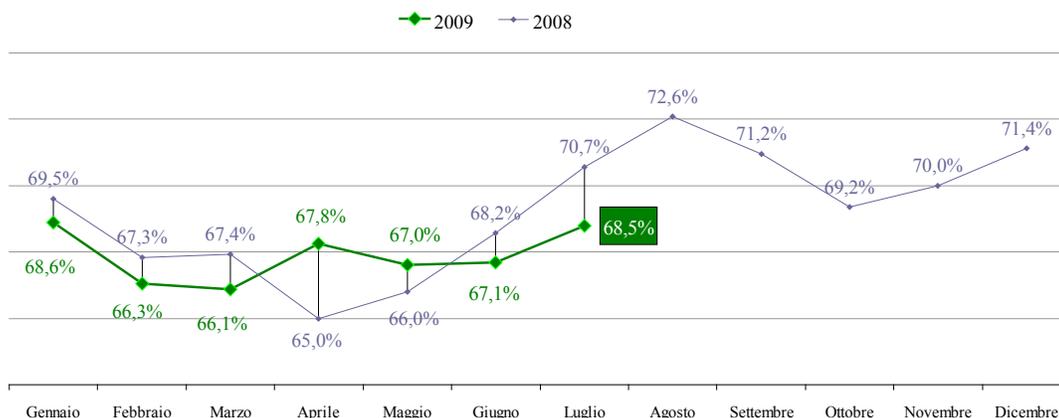
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.628.326	-10,8%	68,5%
Operatori	12.580.200	-12,8%	43,9%
GSE	3.726.919	-7,2%	13,0%
Zone estere	2.863.408	+49,6%	10,0%
Saldo programmi PCE	457.798	-55,8%	1,6%
PCE (incluso MTE)	9.041.785	-0,8%	31,5%
Zone estere	1.617.766	-27,8%	5,6%
Zone nazionali	7.881.817	-0,3%	27,5%
Saldo programmi PCE	-457.798		-1,6%
VOLUMI VENDUTI	28.670.111	-7,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.313.293	+28,3%	
OFFERTA TOTALE	45.983.404	+3,1%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.628.326	-10,8%	68,5%
Acquirente Unico	6.717.550	-10,6%	23,4%
Altri operatori	12.726.154	-4,6%	44,4%
Pompaggi	77.737	-80,0%	0,3%
Zone estere	53.648	-85,6%	0,2%
Saldo programmi PCE	53.237	-	+0,2%
PCE (incluso MTE)	9.041.785	-0,8%	31,5%
Zone estere	37.200	-55,1%	0,1%
Zone nazionali AU	2.053.523	+31,6%	7,2%
Zone nazionali altri operatori	7.004.300	-6,2%	24,4%
Saldo programmi PCE	-53.237		-0,2%
VOLUMI ACQUISTATI	28.670.111	-7,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.378.876	+34,5%	
DOMANDA TOTALE	31.048.987	-5,6%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/LUGLIO 2009

[CONTINUA]

Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 28,6 milioni di MWh, hanno registrato una contrazione del 6,8% su base annua, che in termini assoluti si traduce in minori acquisti per circa 2.800 MWh mediamente ogni ora. In riduzione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 91 mila MWh (-80,1%) (Tabella 4). Ancor più sensibile la riduzione tendenziale delle vendite

delle unità di produzione nazionali, pari a 24,2 milioni di MWh (-10,3%), determinata anche dalla crescita delle importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,5 milioni di MWh (+7,9%). A livello territoriale è ancora la più industrializzata zona Nord ad evidenziare la maggiore riduzione delle vendite (-12,0%) (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela da un lato

l'incremento tendenziale delle vendite degli impianti a fonti rinnovabili (+13,3% idroelettrici ad apporto naturale; +2,8% eolici), dall'altro la riduzione delle vendite degli impianti termoelettrici (-12,1%) ed in particolare di quelli a ciclo combinato (-13,7%), la cui quota sul totale delle vendite è scesa dal 50,0% del luglio 2008 al 47,0% (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

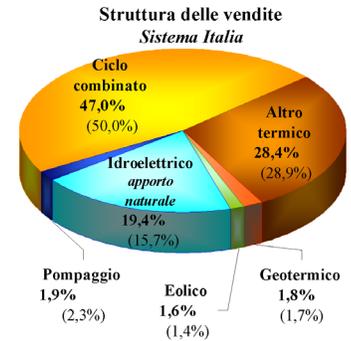
Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti			
	MWh	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
MzNord		21.866.578	29.391	+4,5%	12.900.674	17.340	-12,0%	15.507.690	20.844	-6,1%
MzSud		15.638.517	21.020	+2,8%	8.599.991	11.559	-8,2%	10.225.089	13.743	-7,6%
MzSicilia		2.434.939	3.273	+2,1%	1.669.169	2.244	-11,0%	1.760.877	2.367	-9,5%
MzSardegna		1.477.589	1.986	-14,6%	1.019.102	1.370	-2,4%	1.085.607	1.459	-3,7%
Totale nazionale		41.417.623	55.669	+2,9%	24.188.937	32.512	-10,3%	28.579.263	38.413	-6,8%
MzEstero		4.565.781	6.137	+4,8%	4.481.174	6.023	+7,9%	90.848	122	-80,1%
Sistema Italia		45.983.404	61.806	+3,1%	28.670.111	38.535	-7,9%	28.670.111	38.535	-7,9%

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	11.220	-17,9%	10.509	-7,0%	2.104	-8,1%	1.243	-2,2%	25.076	-12,1%
Ciclo combinato	7.363	-19,7%	5.870	-9,7%	1.505	+0,2%	528	+1,0%	15.267	-13,7%
Geotermico	-	-	577	-3,7%	-	-	-	-	577	-3,7%
Altro termico	3.857	-14,2%	4.062	-3,2%	599	-23,9%	715	-4,5%	9.232	-9,7%
Idroelettrico	6.116	+9,7%	690	+1,5%	58	-40,1%	68	+57,9%	6.932	+8,4%
Apporto naturale	5.601	+11,9%	655	+29,7%	17	-23,0%	31	-2,0%	6.304	+13,3%
Pompaggio	514	-9,5%	36	-79,8%	41	-45,1%	37	+217,4%	628	-24,4%
Eolico	4	-	360	-7,1%	81	+12,7%	59	+94,1%	504	+2,8%
Totale Vendite	17.340	-12,0%	11.559	-8,2%	2.244	-11,0%	1.370	-2,4%	32.512	-10,3%



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a luglio, sono state 15,0 milioni di MWh, con un aumento del 13,4% rispetto allo

stesso mese del 2008. In crescita tutte le tipologie di contratto ad eccezione del Peak (-9,8%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 11,8 milioni di MWh (+8,8%).

In flessione i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 9,5 milioni di MWh (-6,4%), stabili i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 9,1 milioni di MWh (-0,2%) (Tabella 6).

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

Fonte: GME

Transazioni registrate				Programmi	Immissione			Prelievo		
PCE (netto MTE)	MWh	Variazione	Struttura		MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	2.863.225	+13,3%	19,1%	Richiesti	9.741.793	-4,3%	100,0%	9.095.045	-0,2%	100,0%
Off Peak	712.488	+18,7%	4,7%	di cui con indicazione di prezzo	470.608	+122,4%	4,8%	-	-	-
Peak	864.888	-9,8%	5,8%	Registrati	9.499.583	-6,4%	97,5%	9.095.023	-0,2%	100,0%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	228.637	+26,7%	2,3%	-	-	-
Totale Standard	4.440.601	+8,7%	29,6%	Rifutati	242.210	+607,5%	2,5%	23	-	0,0%
Totale Non standard	10.586.035	+15,5%	70,4%	di cui con indicazione di prezzo	241.971	+677,2%	2,5%	-	-	-
Totale	15.026.637	+13,4%	100,0%	Saldo programmi	457.798	-55,8%		53.237	-	
Posizione netta	11.837.715	+8,8%	78,8%							

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/LUGLIO 2009

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Nel mese di luglio il perdurare della situazione di recessione economica e di stagnazione dei consumi a livello internazionale ed i valori ancora contenuti delle quotazioni dei combustibili - riflesse nei prezzi dell'energia - continuano a riflettersi sulle borse europee, mantenendo i prezzi su livelli decisamente bassi.

In particolare, si segnala IpeX per il rialzo congiunturale più consistente (+16,8%), che tuttavia risente soprattutto del valore singolarmente basso registrato a giugno e che comunque riporta il Pun ad un valore (60,50 €/MWh) di poco superiore ai valori osservati ad aprile e a maggio. Incrementi più modesti si registrano su EEX (+7%) e Powernext (+6,2%), che registrano il secondo aumento consecutivo, segnalando un'apparente inversione del loro trend negativo ormai in atto da fine 2008. In controtendenza Nord Pool (-6%) e Omel (-7,2%), che anche a luglio confermano il proprio trend ribassista.

I confronti su base tendenziale rendono ancora più evidenti gli effetti del crollo del petrolio rispetto ad un anno fa e della difficile situazione macroeconomica. Tutte le borse segnano infatti riduzioni dei prezzi decisamente sostenute, con ribassi del 49% per EEX, Powernext e Omel, e riduzioni leggermente più contenute su IpeX (-37,8%) e NordPool (-26,2%).

Complessivamente il ranking delle borse non si discosta dal quadro consueto, confermando IpeX come la borsa più costosa con un prezzo pari a 60,50 €/MWh, seguita dalle altre borse europee che convergono attorno ad un prezzo di 33-36 €/MWh. Di conseguenza il distacco con tra Pun e PME segna un nuovo aumento (+6,40€/MWh) portandosi sotto i 25 €/MWh.

		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	60,50	16,8%	-37,8%	19,6	-10,8%
	Peak	82,88	18,0%	-40,0%		
	Off peak	42,56	9,0%	-36,0%		
	Festivo	54,12	19,7%	-34,9%		
EEX	Base	35,52	7,0%	-49,2%	10,6	-6,5%
	Peak	45,34	7,0%	-50,9%		
	Off peak	30,05	7,1%	-48,3%		
	Festivo	29,29	2,6%	-46,4%		
Powernext	Base	36,09	6,2%	-48,6%	4,2	10,2%
	Peak	47,14	4,4%	-50,7%		
	Off peak	29,38	4,6%	-47,8%		
	Festivo	29,84	7,4%	-44,8%		
OMEL	Base	34,62	-6,0%	-49,2%	19,5	0,8%
	Peak	37,63	-6,6%	-50,9%		
	Off peak	32,17	-6,4%	-47,3%		
	Festivo	33,81	-5,2%	-49,1%		
NordPool	Base	32,81	-7,2%	-26,2%	18,5	-11,8%
	Peak	36,11	-7,4%	-28,7%		
	Off peak	30,72	-9,1%	-25,9%		
	Festivo	31,05	-5,8%	-22,0%		
PME ¹	Base	35,67	6,8%	-49,0%	-	-
	Peak	45,84	6,6%	-50,8%		
	Off peak	29,80	6,2%	-48,3%		
	Festivo	29,47	3,8%	-45,9%		

Il generale calo della domanda si riflette ovviamente anche sui volumi scambiati sulle borse europee, sebbene in misura diversificata in ragione delle stagionalità regionali nei consumi. In particolare le riduzioni tendenziali maggiori si apprezzano su Nord Pool (-11,8%), ai minimi degli ultimi due anni, su IpeX (-10,8%), in ripresa congiunturale, e su EEX (-6,5%), in trend calante da inizio anno. Uniche eccezioni sono Powernext (+10,2%), che rispetto a luglio dell'anno scorso registra un significativo aumento nonostante segni di cedimento di medio termine, e Omel, che rimane sostanzialmente sugli stessi valori (+0,8%) nonostante un brusco ridimensionamento su giugno. In questo mese IpeX si conferma, come già osservato per il mese di luglio dei precedenti quattro anni, la borsa più liquida (19,6 TWh), superando Omel (19,5 TWh) e NordPool (18,5 TWh).

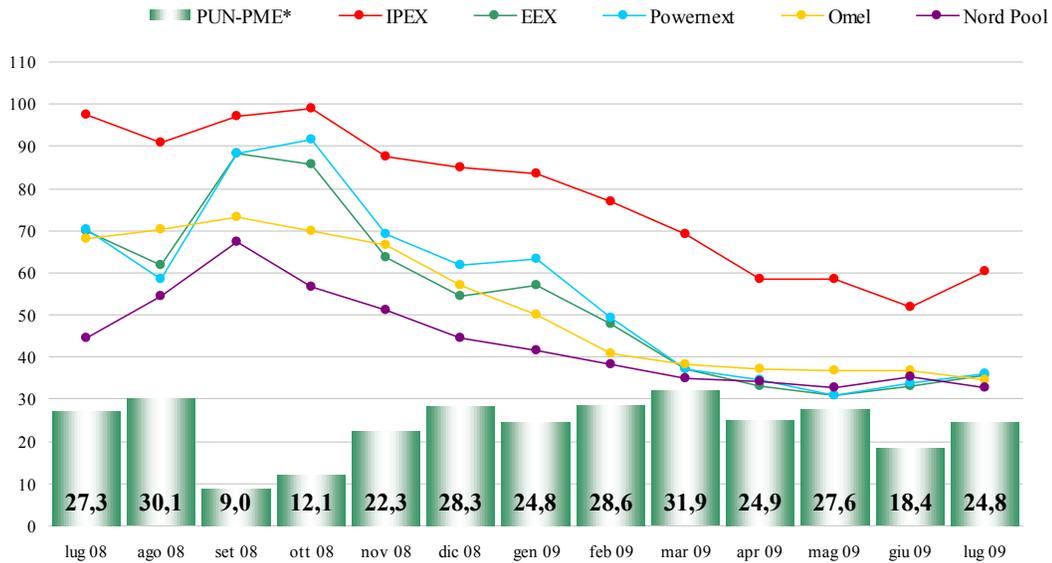
¹ Il PME è un indice sintetico del costo dell'energia alle frontiere italiane calcolato come media dei prezzi quotati su EEX, Powernext ed EXAA, ponderata per i rispettivi volumi.

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/LUGLIO 2009

[CONTINUA]

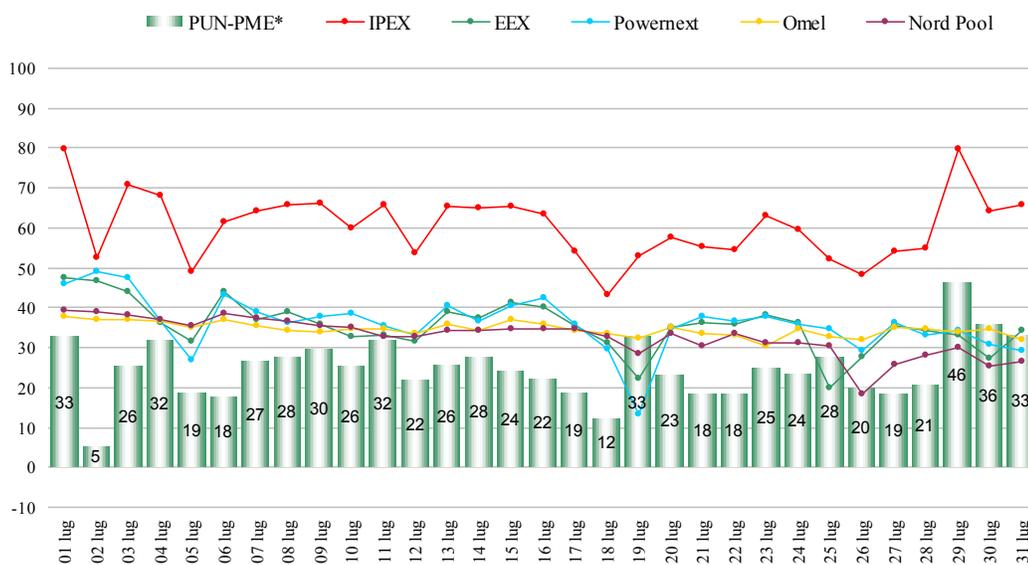
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



* cfr nota 1 pagina precedente

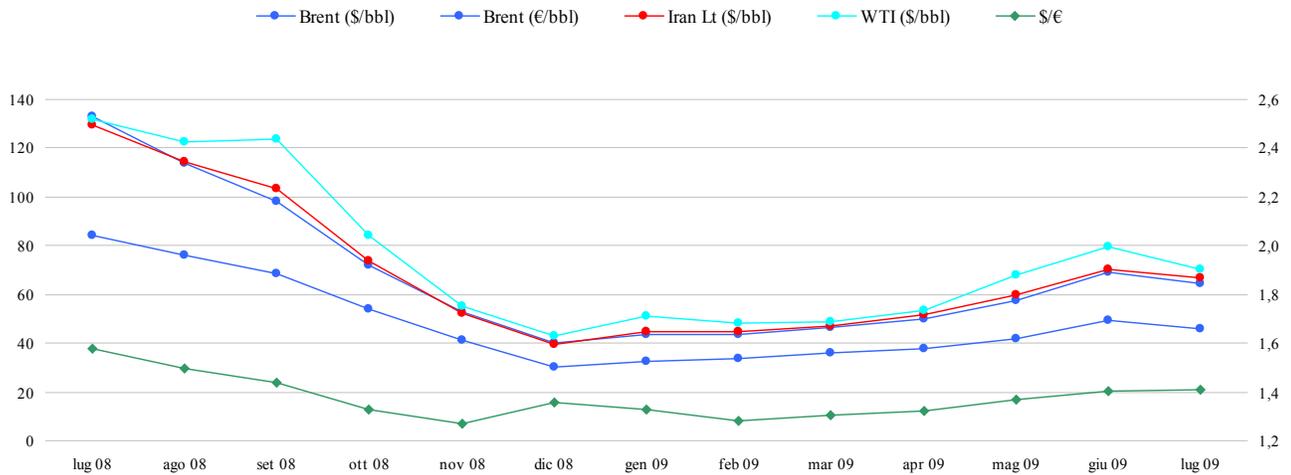
TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/LUGLIO 2009

A cura del GME

Greggio a tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Il mese di luglio segna la prima inversione di tendenza delle quotazioni dei greggi sui mercati internazionali dopo un periodo di continui rialzi iniziato a gennaio scorso. Il Brent scende a 64,70 \$/bbl (-6,0%), tornando sui valori di maggio e confermando un livello più che dimezzato rispetto all'anno scorso (-51,3%).



Dinamiche analoghe si registrano per gli altri greggi, con l'Iranian Light, che si porta a 67,06 \$/bbl (-4,6%), e il WTI, che scende a 70,34 \$/bbl (-11,8%), più che dimezzando il differenziale di prezzo rispetto alle altre quotazioni (3-5 \$/bbl) osservato a maggio e giugno. Il tasso di cambio rimane pressoché stabile rispetto a giugno, attestandosi a 1,41 \$/€ (+0,5%) ed inducendo alterazioni non significative alle variazioni congiunturali e tendenziali delle quotazioni dei greggi. I

ribassi osservati sui greggi si riflettono in modo evidente sui derivati petroliferi, soprattutto sul gasolio, che si porta sui 31-32 €/MWh (-6%) e, con entità inferiore, sull'olio combustibile, attestatosi sui 24 €/MWh (-2%). Il carbone si conferma stabile rispetto al mese precedente, con quotazioni prossime a 6-7 €/MWh (+1%), ad eccezione della quotazione cinese che sale a 8,59 €/MWh (+5,3%), accrescendo ulteriormente il differenziale di prezzo con le altre quotazioni. Le quotazioni del gas

confermano il trend negativo ormai in atto da ottobre 2008, registrando forti diminuzioni congiunturali (-13/14%) e attestandosi sui 9 €/MWh, ad eccezione della quotazione italiana che registra un calo di entità decisamente inferiore (-1,2%), portandosi a 12,90 €/MWh e raddoppiando il differenziale di prezzo rispetto alle altre quotazioni (4 €/MWh). Aumentano, infine, le già elevate riduzioni tendenziali sui prezzi di tutti i combustibili, che risultano comprese tra -40/-65%.

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

Tassi di cambio Exchange Rates	Prodotto	Quotazioni Ufficiali (UM) *				Quotazioni espresse in €/MWh #		
		UM	Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend
	\$/€	-	1,41	0,5%	-10,7%	-	-	-
	£/€	-	0,86	0,4%	8,5%	-	-	-
Greggio Crude Oil	Dated Brent	\$/bbl	64,70	-6,0%	-51,3%	33,59	-6,5%	-45,5%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	67,06	-4,6%	-48,2%	34,82	-5,0%	-42,0%
	WTI Crk NB	\$/bbl	70,34	-11,8%	-46,7%	36,52	-12,2%	-40,3%
Olio Combustibile Fuel Oil	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	382,24	0,4%	-49,6%	23,82	-0,1%	-43,6%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	383,43	-1,6%	-48,5%	23,90	-2,1%	-42,3%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	391,62	-1,4%	-48,4%	24,41	-1,8%	-42,2%
Gasolio Gas Oil	Gasoil FOB ARA Brge	\$/MT	525,20	-5,4%	-57,1%	31,45	-5,8%	-52,0%
	Gasoil CIF Med Cargo	\$/MT	531,36	-5,8%	-56,8%	31,82	-6,3%	-51,7%
	Gasoil FOB Med Cargo	\$/MT	518,95	-5,9%	-56,9%	31,07	-6,3%	-51,7%
Carbone Coal	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	67,64	1,6%	-67,7%	6,89	1,1%	-63,9%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	60,66	0,7%	-63,9%	6,18	0,2%	-59,6%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	84,40	5,8%	-57,6%	8,59	5,3%	-52,5%
Metano Gas	Gas PSV DA	€/MWh	12,90	-1,2%	-55,3%	12,90	-1,2%	-55,3%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	9,18	-14,1%	-65,0%	9,18	-14,1%	-65,0%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	9,44	-12,9%	-62,9%	9,44	-12,9%	-62,9%

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

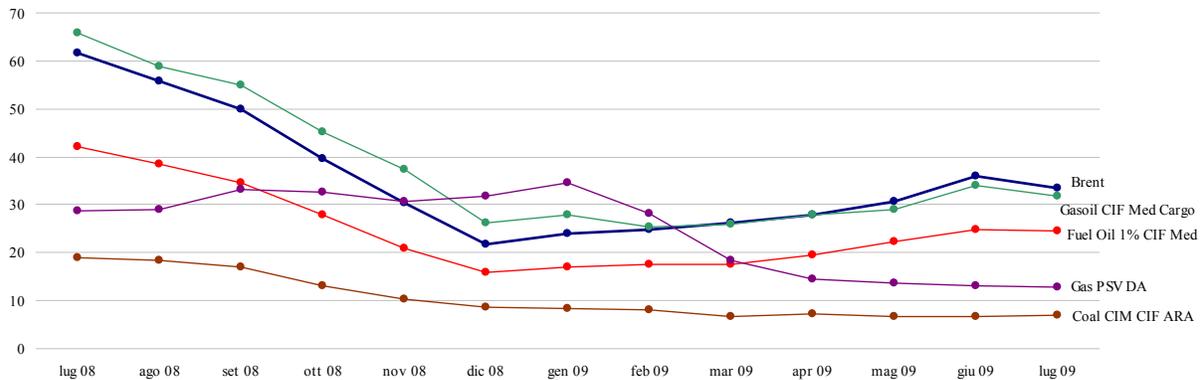
Le quotazioni ufficiali sono convertite in €/MWh utilizzando il tasso di cambio \$/€ e i PCI dei relativi combustibili

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/LUGLIO 2009

[CONTINUA]

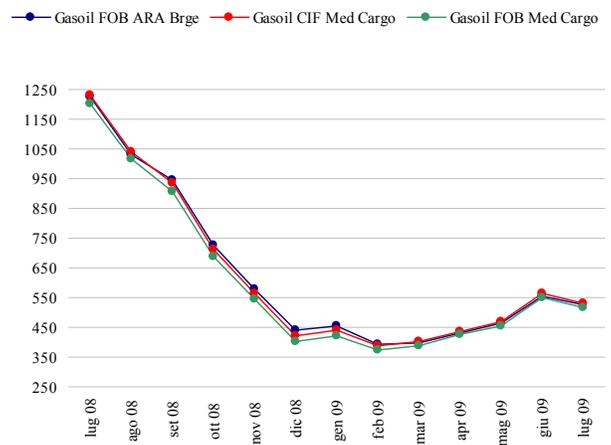
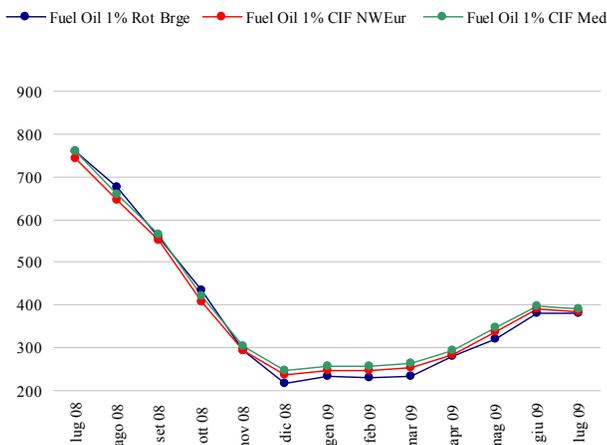
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



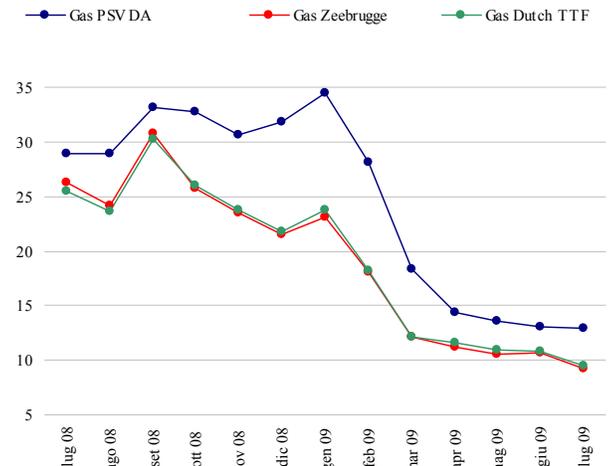
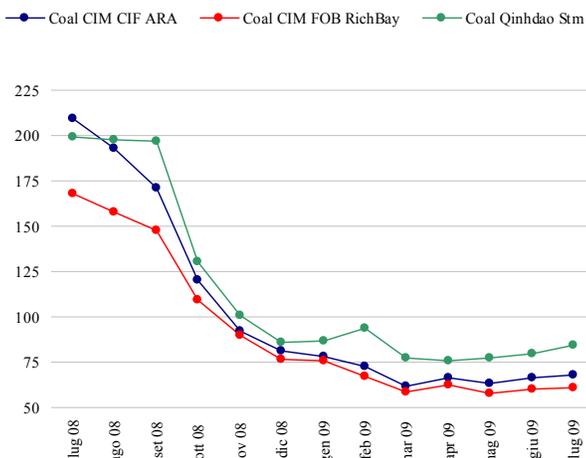
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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



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

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



Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters

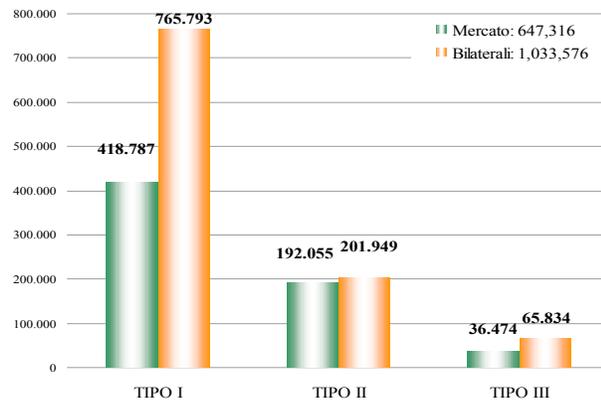
GLI ESITI DEL MERCATO DEI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA/LUGLIO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati nel mese di luglio 149.477 TEE, con un deciso incremento rispetto ai TEE scambiati a giugno. Dei 149.477 TEE scambiati, 71.234 sono stati di Tipo I, 70.749 di tipo II e 7.494 di tipo III. I prezzi si sono mantenuti sugli stessi livelli del mese precedente, con eccezione dei titoli di tipo III che hanno registrato un incremento più sostanziale. Nel dettaglio, il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo I scambiati è stato di €76,11, in diminuzione di quasi €0,26 rispetto al prezzo medio ponderato di giugno (€76,37), mentre il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo II è stato di €76,06, con un incremento di €0,90 rispetto al prezzo medio ponderato del mese precedente (€75,16). Il prezzo medio ponderato dei TEE di tipo III nel mese di luglio è stato di €75,40, con un incremento di quasi due euro rispetto al prezzo di giugno (€73,74). Le medie dei prezzi dall'inizio del 2009 si mantengono allineate per le tipologie di titoli e si confermano su livelli superiori a €78. E' interessante notare come nelle sessioni di luglio si sia registrata una ripresa dei volumi di scambio, a conferma della buona maturità del mercato, il quale registra un elevato numero di transazioni anche in mesi lontani dalla data ultima di adempimento dell'obbligo.

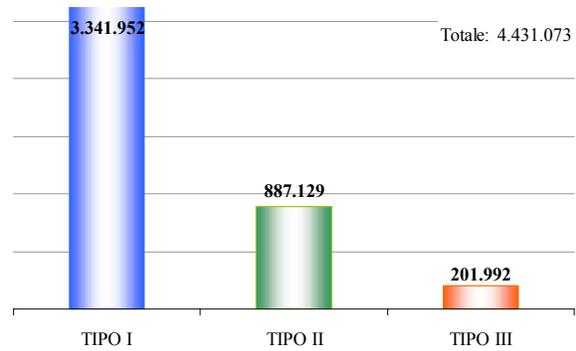
TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio 2009 al 31 luglio 2009

Fonte: GME



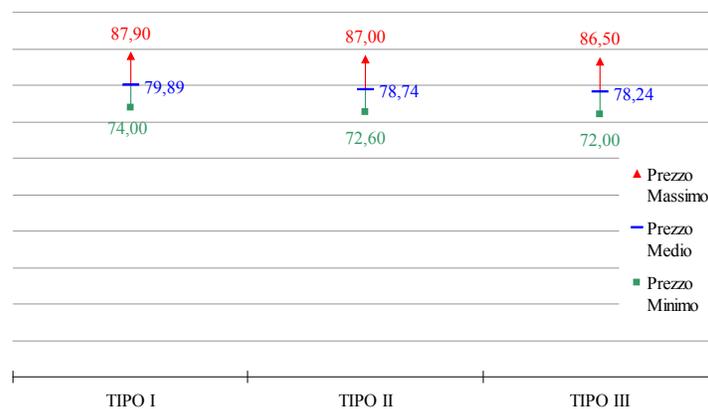
TEE, titoli emessi (dato cumulato)

Fonte: GME



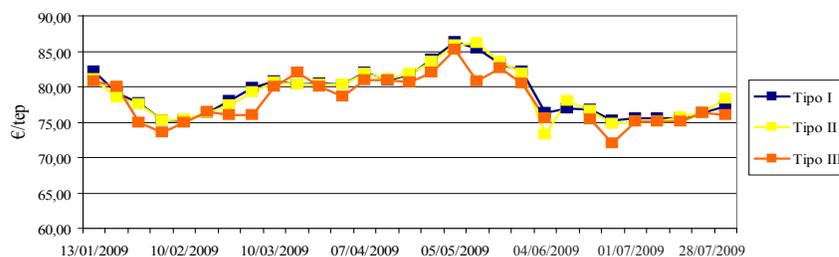
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (sessioni 2008). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



Prezzi TEE sul mercato GME sessione 2009

Fonte GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/LUGLIO 2009

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi sono stati scambiati 94.981 CV¹, con volumi in diminuzione rispetto ai 130.708 scambiati nel mese di giugno. Anche nel mese di luglio gli scambi si sono concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 90.356 CV scambiati, in diminuzione rispetto ai 129.684 di giugno. I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 2.624, in aumento rispetto ai 354 scambiati nel mese di giugno. Nel mese di luglio sono stati scambiati anche 2.001 CV_TRL_2008 relativi alla produzione, per il 2008, da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento.

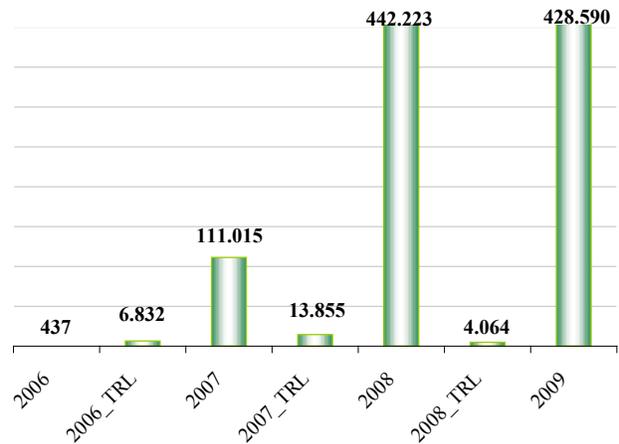
Il prezzo medio ponderato, IVA esclusa, dei CV con anno di riferimento 2008 è stato di €93,55, in aumento rispetto al mese precedente (€87,72). Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 è stato di €84,89, in lieve aumento rispetto al mese di giugno (€83,69).

La sostanziale differenza di prezzo dei CV con anno di riferimento 2008 rispetto a quelli del 2009 è probabilmente giustificata dall'effetto del ritiro dei CV da parte del GSE a €98 che ha interessato i CV 2008 e non i CV 2009.

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.

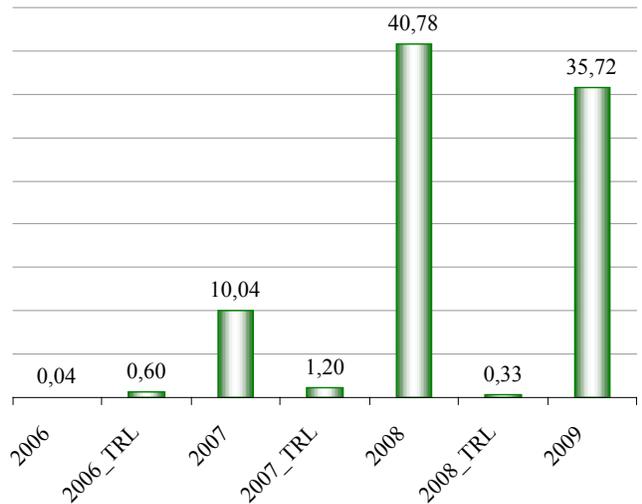
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2009 al 30 giugno 2009)

Fonte: GME



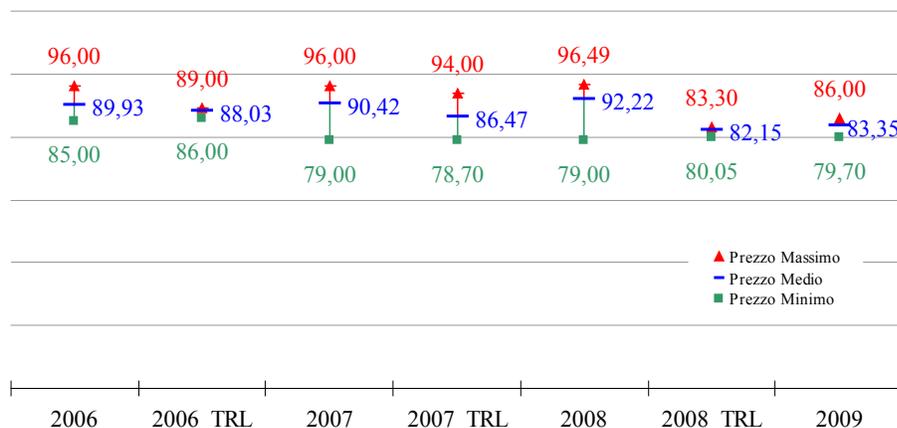
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni 2009). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



▲ Prezzo Massimo
 ■ Prezzo Medio
 ■ Prezzo Minimo

ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/LUGLIO 2009

A cura del GME

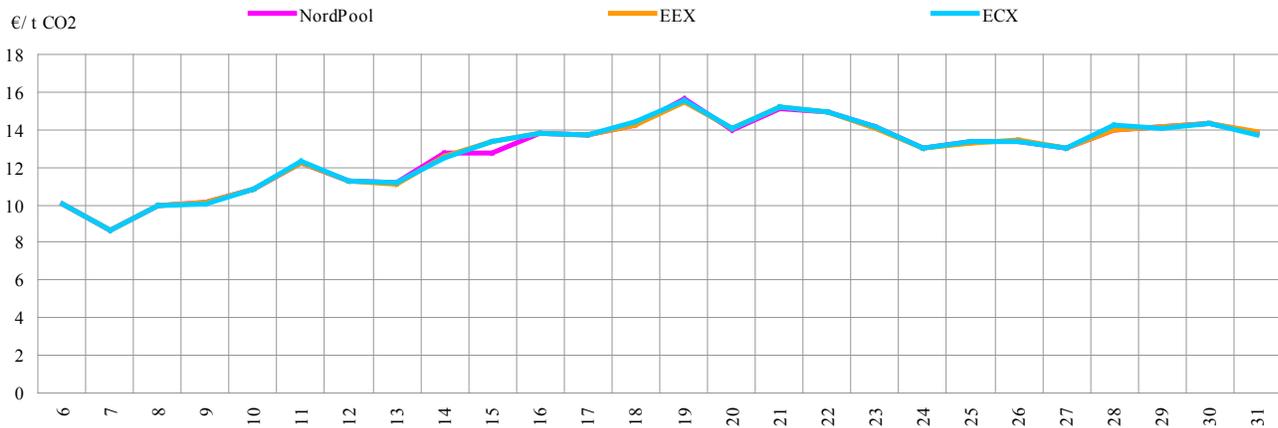
Nel mese di luglio il prezzo delle EUA ha registrato un incremento intorno a 13 € rispetto al livello al quale aveva chiuso il mese di giugno. Per buona parte di luglio il prezzo del contratto EUA 2009 si è mantenuto al di sopra di €14 t/CO₂ circa, per poi ripiegare a €13,78/ t/CO₂. Alcuni segnali economici positivi

provenienti dalle economie europee ed il prezzo del Brent hanno sostenuto il corso dei prezzi delle unità, anche se rimane prevalente uno scenario di debolezza economica e trend ribassista. Alla fine del mese di luglio si sono verificate molte chiusure di posizioni lunghe da parte di alcuni traders in vista delle vacanze di agosto. Nel prossimo mese le attese sono quelle di volumi bassi, con possibili picchi di volatilità dovuta alla scarsa liquidità.

Nel corso del mese la media delle unità scambiate giornalmente è stata pari a 19,3 milioni di unità, in diminuzione rispetto a 21,33 milioni di EUA dello scorso mese. Il controvalore delle transazioni di luglio è stato pari a circa 443 milioni di EUA, in diminuzione rispetto ai 469 milioni di unità scambiate in giugno. Dall'inizio dell'anno a fine luglio si stima che siano stati scambiati circa 3.264 milioni di EUA complessivamente.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



TECNOLOGIE RINNOVABILI: INDUSTRIA NON IN CRISI?

Annalisa D'Orazio, IEFE – Università
Bocconi

L'industria delle tecnologie "low carbon" continua a mostrarsi anticiclica in questa fase di congiuntura negativa per il comparto manifatturiero. Nel 2008 gli investimenti mondiali hanno raggiunto i 200 miliardi di \$. La crisi dei mercati finanziari si è fatta sentire nel primo trimestre del 2008, ma già nel secondo trimestre gli investimenti per la sostenibilità hanno avviato la ripresa tanto che il primo semestre 2008 registra una crescita leggermente positiva rispetto al semestre dell'anno precedente. Le previsioni registrano investimenti crescenti per i prossimi anni, anche se rallentati dalla congiuntura sfavorevole. L'investimento medio annuo stimato nel periodo 2012-2020 è pari a 450 miliardi di \$, valore che sale a 600 miliardi di \$ negli anni 2020-2030. La suddivisione degli investimenti per comparto mette in luce il grande successo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica. La dinamica degli investimenti ha trainato l'occupazione mondiale nel settore delle rinnovabili. Nel 2007 l'occupazione mondiale nella produzione di tecnologie rinnovabili contava 2,5 milioni di persone, di cui circa la metà nella produzione di energia elettrica. La tecnologia eolica detiene la leadership tra le fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica di nuova generazione. Con oltre 300.000 occupati nel mondo, un fatturato di oltre 20 miliardi di Euro nel 2007 e una crescita maggiore del 28% negli ultimi 10 anni. La capacità globale ha superato i 90.000 MW con circa 100.000 turbine installate in oltre 70 paesi. La tecnologia solare registra il maggiore tasso di crescita degli investimenti e continua ad aumentare la capacità globale. Nel 2007 la capacità fotovoltaica ammonta a 9.170 MW, di cui il 42% in Germania, seguita da Giappone (21%) e Stati Uniti (9%). Il comparto del solare fotovoltaico assorbe circa 200.000 occupati nel mondo di cui circa 120.000 nella filiera manifatturiera. Circa la metà dell'occupazione è concentrata in Europa. La produzione di energia elettrica da biomasse è più che raddoppiata negli ultimi dieci anni, pur rappresentando solo l'1,1%

della produzione mondiale, lontano dalla quota dei combustibili fossili e del nucleare che coprono rispettivamente il 67,8% e il 13,8% della produzione globale. La biomassa è la seconda fonte rinnovabile utilizzata nella produzione di energia elettrica mondiale, con una quota del 6%. Le biomasse, inoltre, rappresentano dopo l'eolico (con un tasso medio annuo di crescita del 29,6%) e il solare fotovoltaico (25,6%) la fonte rinnovabile con il maggior sviluppo negli ultimi dieci anni. L'idroelettrico rappresenta il 90% della produzione mondiale di energia elettrica da fonti rinnovabili. Asia, Africa e Sud America hanno ancora importanti potenziali di sviluppo, mentre Europa e Stati Uniti hanno oramai quasi esaurito i potenziali realizzabili, anche a fronte di problematiche ambientali collegate. Potenziali maggiori si riscontrano nella realizzazione di impianti di piccole dimensioni, in cui riveste un'estrema importanza la R&S nelle modalità di esplorazione di piccoli flussi e utilizzo di canali di media portata e piccoli salti. La tecnologia geotermoelettrica si è focalizzata nello sfruttamento di bacini ad alta entalpia, caratterizzati da rendimenti elevati. Tale potenziale è tuttavia molto ridotto in Europa, maggiore negli Stati Uniti, Messico, Australia e Nicaragua.

Le tecnologie utilizzate vanno da quelle tradizionali a vapore a quelle più evolute in co-generazione a ciclo binario. Potenziali maggiori si riscontrano nello sfruttamento del calore terrestre a bassa e media entalpia, i cui usi sono destinati principalmente a distretti calore e usi industriali. L'Italia si presenta piuttosto debole nello scenario internazionale, sebbene emergano degli aspetti positivi. Innanzitutto il valore medio annuo degli acquisti di tecnologie rinnovabili è stato, in generale, rallentato negli ultimi dieci anni da problematiche derivanti da alcune barriere alla realizzazione di nuovi impianti, prime fra tutte le difficoltà autorizzative e i ritardi amministrativi per l'ottenimento dei permessi necessari alla costruzione dei siti produttivi. In secondo luogo l'industria nazionale si è mostrata riluttante ad intraprendere la strada della specializzazione delle produzioni meccaniche ed elettrotecniche rivolte alle energie rinnovabili, a dispetto di alcuni passi mossi già negli anni '90 dalla ricerca di base e industriale in alcuni comparti (eolico e solare in primis). In anni più recenti si intravede, tuttavia, una leggera ripresa dell'interesse dell'industria nazionale verso apparati e sistemi rivolti al comparto delle energie rinnovabili. Negli ultimi cinque anni, le importazioni



TECNOLOGIE RINNOVABILI: INDUSTRIA NON IN CRISI?

[CONTINUA]

hanno coperto circa il 70% del totale acquisti di prodotti e sistemi rivolti al mercato delle energie rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Le performance peggiori si sono registrate nel comparto delle bioenergie (prodotti e apparati rivolti principalmente a impianti di piccole dimensioni a biomasse e biogas) e nel comparto del solare fotovoltaico (dove è quasi assente la presenza dell'industria nazionale nelle fasi a maggiore valore aggiunto di lavorazione del silicio e produzione di celle). Migliore performance ha avuto il comparto eolico (le importazioni coprono circa il 40% degli acquisti degli ultimi cinque anni), anche se tale dato sconta il fatto che in Italia la capacità media annua installata sia stata relativamente

bassa e, quindi, in gran parte assorbibile dalla capacità produttiva nazionale. L'analisi degli scenari di crescita delle energie rinnovabili evidenzia forti opportunità di investimento nella produzione di tecnologie e nella realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica nel prossimo futuro. I principali driver della crescita sono da un lato le politiche di promozione delle energie rinnovabili a copertura dei consumi elettrici, dall'altro la maggiore competitività dell'industria mondiale. Le politiche europee con l'approvazione del pacchetto Clima-Energia dell'aprile 2009 (che prevede il raggiungimento di una quota del 17% dei consumi totali di energia soddisfatti con energie rinnovabili) spingono l'Italia ad

assumersi la responsabilità del perseguimento dell'obiettivo attraverso specifici interventi. L'Italia può contare al suo attivo un ampio quadro di incentivi e strumenti per sostenere la realizzazione degli investimenti. Alcuni fattori concorrono, tuttavia, a limitarne la crescita: primo fra tutti un quadro regolamentare incerto e instabile, soprattutto a motivo della difficoltà degli iter autorizzativi e dei numerosi cambiamenti delle regole del gioco anche nei sistemi incentivanti. Un ulteriore elemento critico è l'assetto del sistema elettrico e le difficoltà di gestione dei flussi elettrici, a fronte di problemi di congestione e di alcune rigidità delle reti di trasporto. Eliminare le barriere è una condizione necessaria per il raggiungimento degli impegni sottoscritti



CRISI GLOBALE: VALE 3.980 MILIONI DI EURO IL PIANO DI EMERGENZA PER IL SETTORE ENERGIA IN EUROPA

Il Consiglio Europeo ha adottato un regolamento che istituisce un programma di aiuti economici con la concessione di contributi finanziari comunitari per 3.980 milioni di euro destinati a 47 progetti nel settore dell'energia. Il regolamento è parte del piano di recupero economico europeo approvato dal Consiglio Europeo a dicembre 2008, in risposta alla crisi finanziaria mondiale. Tale piano prevede un quadro di rifer-

imento per le misure adottate da ciascun Stato Membro, in risposta alla sua situazione specifica, e individua una serie di azioni a livello comunitario. Il regolamento è stato progettato per aiutare la ripresa economica all'interno dell'Unione europea, per affrontare le esigenze di sicurezza energetica e di riduzione delle emissioni di gas serra, aumentando la spesa in determinati settori strategici.

http://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/misc/109042.pdf

<http://register.consilium.europa.eu/pdf/en/09/st03/st03659.en09.pdf>

COMMERCIO E CAMBIAMENTI CLIMATICI, IL REPORT DI WTO E UNEP

Il report "Trade and Climate Exchange", pubblicato dall'Organizzazione Mondiale per il Commercio (WTO) e dall'UNEP (United Nations Environment Programme), esamina per la prima volta le connessioni tra commercio e cambiamenti climatici tenuto

conto di quattro diverse prospettive: scienza dei cambiamenti climatici, economia; sforzi multilaterali per affrontare i cambiamenti climatici e le politiche nazionali sui cambiamenti climatici ed il loro effetto sul commercio.

http://www.unep.org/pdf/pressreleases/Trade_Climate_Publication_2289_09_E%20Final.pdf

AGENZIA DELLE ENTRATE: PER LE IMPRESE AGRICOLE È REDDITO AGRARIO LA PRODUZIONE E CESSIONE DI ENERGIA DA FOTOVOLTAICO E BIOCARBURANTI (CIRCOLARE N. 32/E)

Con la circolare n.32 l'Agenzia delle Entrate ha definito i criteri in base ai quali per le imprese agricole il reddito derivante dal-

la produzione di energia viene considerato reddito agrario ai fini dell'imposizione fiscale.

<http://www.agenziaentrate.it/ilwwcm/resources/file/eb2baa05032994a/circ%20n%202032E%20del%20luglio%202009.pdf>

A EUROPEAN ECO-EFFICIENT ECONOMY: LE SFIDE DELLA PRESIDENZA SVEDESE IN CAMPO ENERGETICO

La Presidenza Svedese descrive, in un rapporto realizzato dallo Stockholm Environment Institute, come sfide quali l'emergenza climatica, la crisi finanziaria e l'incremento della domanda di risorse naturali possano diventare opportunità se affrontate con un approccio coer-

ente. Il report ha rappresentato la base di discussione per il Meeting dei Ministri per l'ambiente del 23 luglio, che ha posto l'attenzione su come coordinare l'agenda politica relativa ai cambiamenti climatici, all'efficienza energetica, all'innovazione e alla competitività.

http://www.se2009.eu/polopoly_fs/1.5598!menu/standard/file/SEI_report_eco-efficient_economy.pdf

LINEE GUIDA NAZIONALI PER LA CERTIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI

È stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 10 luglio il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico che definisce le Linee guida nazionali per la certificazione energetica degli edifici, che si applicano alle Regioni e Province autonome ancora sprovviste

di propri strumenti di certificazione, e comunque sino alla data di entrata in vigore degli strumenti regionali. Quelle che invece hanno già una propria normativa in materia dovranno adeguarla a quella statale.

<http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2009-07-10&task=sommario&numgu=158&tmstp=1249080280340>

L'IMPATTO DELLA TECNOLOGIA CCS SULL'INDUSTRIA

[CONTINUA DALLA PRIMA]

scambio di quote di emissioni (in pratica il CO2 immagazzinato in modo sicuro non sarebbe conteggiato come emissioni), autorizzando l'uso di fondi derivanti dalla vendita all'asta di quote ETS per il cofinanziamento degli impianti di dimostrazione del CCS. Ad oggi sono stati stanziati fondi per circa 5,55 miliardi di Euro.

Insieme alla Germania, l'Italia è tra gli Stati Europei che hanno maggiormente investito per migliorare le efficienze e ridurre le emissioni delle esistenti centrali a carbone. In particolare, la conversione da olio combustibile a carbone della centrale Enel di Porto Tolle (Rovigo), che ha ottenuto di recente il parere favorevole dei Ministeri dell'Ambiente e dei Beni

Culturali, prevede che sia applicato a un gruppo da 660 MW un innovativo sistema di cattura e sequestro dell'anidride carbonica di taglia industriale, tra i primi al mondo, per il quale l'Unione Europea ha già stanziato un contributo di 100 milioni di euro.

L'Italia si conferma leader mondiale nella tecnologia di cattura, trasporto e stoccaggio geologico dell'anidride carbonica anche grazie al recente accordo firmato tra Eni ed Enel per la realizzazione di un primo impianto di cattura che sarà operativo entro il 2010. Enel sta realizzando presso la centrale termoelettrica di Brindisi, il primo impianto industriale italiano per la cattura della CO2. L'Eni a sua volta ha avviato la realizzazione di un progetto che

prevede l'iniezione di circa 8.000 tonnellate l'anno di CO2 presso il giacimento esaurito di Stogit di Cortemaggiore (Piacenza). L'integrazione tra i due esperimenti comporta la realizzazione a Brindisi di un sistema di cattura e liquefazione della CO2 e il suo trasporto presso il sito di Cortemaggiore. L'inizio dell'iniezione sotterranea della CO2 è previsto per l'autunno 2010.

La CCS in conclusione potrebbe essere la grande occasione per adeguare la politica energetica di lungo periodo e fornire al nostro sistema industriale l'opportunità di competere sul mercato globale senza handicap dovuti al mix sbilanciato verso il gas delle sue fonti di energia.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Delibera AEEG ARG/elt n. 84/09 | "Modifica alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 9 giugno 2006, n. 111/06, nuove modalità di determinazione dello sbilanciamento aggregato zonale" | pubblicata il 3 luglio 2009 | Download: <http://www.autorita.energia.it/docs/09/084-09arg.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha deliberato la modifica, a decorrere dal 1 gennaio 2010, dell'art. 39, comma 4, dell'Allegato A della deliberazione n. 111/06, volta ad introdurre una nuova metodologia tecnica di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale che:

- favorisce l'armonizzazione del mercato italiano dell'energia con i mercati esteri europei, consentendo la determinazione e l'evidenza dei prezzi di sbilanciamento effettivo a ridosso del tempo reale - come previsto dal documento sottoscritto dall'AEEG sulla trasparenza informativa "CS Region Transparency report" nell'ambito dell'Iniziativa Regionale per il Centro-Sud Europa facente capo a ERGEG e come indicato nel documento relativo alle linee guida per l'integrazione dei mercati di bilanciamento nazionali "Guidelines of Good Practice on Electricity Balancing Markets Integration" pubblicato da ERGEG il 20 gennaio 2009;
- persegue una maggiore semplificazione amministrativa per contenere l'impatto economico delle rettifiche dei dati di misura per gli utenti del dispacciamento non direttamente interessati dalle stesse, rendendo la valorizzazione dei prezzi dello sbilanciamento effettivo svincolata da eventuali e successive modifiche e rettifiche dei dati di misura.

Secondo la metodologia di calcolo attualmente utilizzata - che rimane in vigore per tutto il 2009 - il segno dello sbilanciamento aggregato zonale, e, conseguentemente, i prezzi di sbilanciamento effettivo applicati ai singoli utenti del dispacciamento, sono determinati da Terna solo alla conclusione del processo di misurazione di tutte le partite fisiche di energia elettrica di pertinenza di ciascun utente del dispacciamento (processo di settlement); ovvero, dal punto di vista temporale, non prima del secondo mese successivo a quello a cui tali partite si riferiscono. Allo scopo di ridurre il ritardo temporale nella

determinazione dei prezzi dello sbilanciamento effettivo da imputare agli utenti del dispacciamento coinvolti, l'Autorità ha proposto, mediante il DCO n.28/08 del 6 agosto 2008 e con il DCO n.38/08 del 19 dicembre 2008, una nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale - definito come somma algebrica degli sbilanciamenti registrati in tutti i punti di dispacciamento localizzati in ciascuna delle quattro macrozone e in ciascun periodo rilevante - completamente svincolata dal processo di settlement sopra richiamato e che utilizzi e tenga conto esclusivamente delle azioni compiute da Terna nel mercato dei servizi di dispacciamento per bilanciare immissioni e prelievi di energia elettrica in una data macrozona.

Con il provvedimento de quo, l'AEEG ha deliberato di applicare, a partire dal 2010, tale nuova metodologia, che consentirà di:

- * calcolare con rapidità e con precisione il segno dello sbilanciamento aggregato zonale, al netto del margine di errore - considerato dall'AEEG trascurabile - conseguente alla mancata valutazione degli scambi di risorse di bilanciamento fra le differenti macrozone (flussi di bilanciamento interzonal);
- * determinare i prezzi di sbilanciamento effettivo per gli utenti del dispacciamento coinvolti entro poche ore dal tempo reale;
- * rendere i medesimi prezzi non soggetti a successive modifiche derivanti da eventuali rettifiche di dati di misura che dovessero emergere

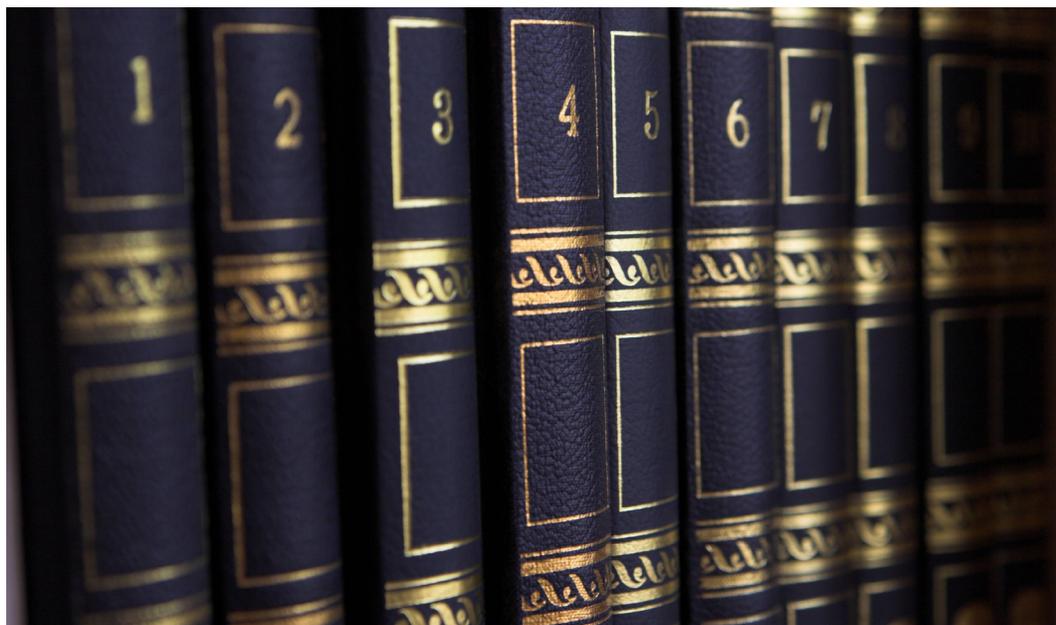
nel corso del tempo.

Per le finalità indicate, al contempo, l'Autorità ha deliberato di richiedere a Terna che per un periodo di almeno 60 giorni entro la fine dell'anno 2009 vengano effettuate delle prove di implementazione della nuova metodologia di calcolo dello sbilanciamento aggregato zonale, prevedendo la pubblicazione dei risultati ottenuti, allo scopo di confrontare i valori di tale sperimentazione con quelli conseguenti dall'applicazione dell'attuale metodologia di calcolo.

Delibera AEEG ARG/elt n. 91/09 | "Remunerazione dell'energia elettrica immessa nella rete con obbligo di connessione di terzi in assenza del contratto per il servizio di dispacciamento in immissione" | pubblicata il 9 luglio 2009 | Download: <http://www.autorita.energia.it/docs/09/091-09arg.htm>

La delibera in oggetto è volta a regolamentare la valorizzazione economica della produzione elettrica derivante da impianti che hanno effettuato, o attualmente effettuano, immissioni di energia elettrica in rete in assenza di un contratto di dispacciamento a causa di ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al regime di Ritiro Dedicato.

Ai sensi della regolazione vigente, non risulta possibile vendere e valorizzare l'energia elettrica immessa in rete nel caso in cui quest'ultima non



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

sia associata ad alcun contratto di dispacciamento in immissione, ancorché tale energia sia correttamente misurata e utilizzata da Terna nell'ambito del servizio di dispacciamento. Pertanto a tali flussi si applica una valorizzazione di riferimento pari al corrispettivo di sbilanciamento effettivo previsto dall'Art. 40 della deliberazione n. 111 del 9 giugno 2006.

Con la delibera de quo l'AEEG, limitatamente ai soli casi in cui l'energia elettrica venga immessa in rete in assenza di un contratto di dispacciamento conseguente da ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al regime di Ritiro Dedicato, indipendenti dalle volontà dei produttori, dispone che la valorizzazione economica dei relativi flussi in immissione sia possibile dietro apposita istanza del produttore da presentare direttamente:

- a Terna, nel caso di impianti per i quali sono stati riscontrati ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 34/05 del 23 febbraio 2005, per tutto il periodo in cui l'energia elettrica è stata immessa in rete in assenza del contratto di dispacciamento;

- al GSE, nel caso di impianti per i quali sono stati riscontrati ritardi nel completamento dell'istanza per l'ammissione al ritiro dedicato ai sensi della deliberazione n. 280/07 del 6 novembre 2007, per tutto il periodo in cui l'energia elettrica è stata immessa in rete in assenza del contratto di dispacciamento.

L'Autorità ha inoltre disposto che le norme per il calcolo della valorizzazione economica di cui al presente provvedimento siano applicate tanto da Terna, quanto dal GSE previa verifica volta ad accertare che i flussi di energia elettrica da valorizzare non siano stati in precedenza inclusi in nessun altro contratto di cessione operante sul libero mercato o in altri contratti di dispacciamento.

Terna e il GSE hanno l'obbligo di trasmettere all'AEEG, per ulteriore controllo, una sintesi delle risultanze economiche derivanti dall'applicazione del presente provvedimento, e, al contempo, l'elenco dei produttori richiedenti per i quali è stato erogato il corrispettivo di remunerazione relativo al processo di valorizzazione.

Publicazione della Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea numero L182 | "Decisione della Commissione del 30 giugno 2009 che istituisce un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili di cui alla Direttiva 2009/28/CE del Parlamento e del Consiglio del 23 aprile 2009" | pubblicata il 15 luglio 2009 | Download: <http://eurlex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:182:0033:0062:IT:PDF>

Con la pubblicazione della Decisione della Commissione del 30 giugno 2009 sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea L 182, è stato istituito un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili di cui alla direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio.

In applicazione dell'art. 4 della direttiva 2009/28/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili - recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE - la Commissione aveva l'obbligo di adottare, entro il 30 giugno 2009, un modello per i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili comprendente i requisiti minimi di cui all'Allegato VI della richiamata direttiva.

Tale modello predispose uno schema comune per la valutazione, la definizione e la comparazione delle azioni poste in essere da parte degli Stati membri finalizzate al raggiungimento

degli obiettivi fissati in sede europea al 2020, con riferimento alla quota di energia da fonti rinnovabili da consumare rispettivamente nei settori dell'elettricità, del riscaldamento, del raffreddamento e dei trasporti.

In particolare la direttiva 2009/28/CE stabilisce che ciascun Stato membro è obbligato a presentare alla Commissione europea, entro il 30 giugno 2010, un piano di azione nazionale per l'incremento dell'utilizzo delle energie rinnovabili.

Il documento in oggetto rappresenta il modello da utilizzare per adempiere a tale obbligo. Il modello de quo è volto a garantire che i piani di azione nazionali per le energie rinnovabili siano completi, affrontino tutti i requisiti fissati nella direttiva e siano comparabili tra loro, sia con riferimento allo stato iniziale, sia con riferimento alle future relazioni biannuali che gli Stati membri dovranno presentare sullo stato di avanzamento e sul processo di attuazione delle disposizioni contenute nella richiamata direttiva.

Delibera AEEG ARG/elt n. 93/09 | "Definizione di una procedura per il miglioramento della prevedibilità delle immissioni dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili relativamente alle unità di produzione per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento" | pubblicata il 21 luglio 2009 | Download: <http://www.autorita.energia.it/docs/09/093-09arg.htm>



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

Con la delibera in oggetto l'AEEG verifica positivamente la proposta di progetto formulata dal GSE nell'ottica di migliorare la prevedibilità delle immissioni di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento.

In particolare il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento delle unità di produzione:

- ricomprese nelle convenzioni stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché ai sensi della deliberazione n. 108 del 28 ottobre 1997;
- che aderiscono al regime di ritiro dedicato;
- che aderiscono al ritiro a tariffa fissa onnicomprensiva;
- che aderiscono allo scambio sul posto.

La proposta di progetto in esame prevede l'acquisizione, via satellite, con frequenza al più oraria, dei dati di potenza, energia e fonte energetica primaria - quali a titolo esemplificativo la portata, la direzione e la velocità del vento per gli impianti eolici - oltreché l'installazione di sistemi di controllo e monitoraggio della produzione elettrica dei medesimi impianti e delle condizioni atmosferiche dei luoghi e delle zone geografiche all'interno delle quali tali impianti risultano ubicati.

Il sistema di previsione, predisposto dal GSE in applicazione dell'art. 9 dell'Allegato A, come integrato e modificato, della deliberazione n. 280 del 6 novembre 2007 - nonché tutte le ulteriori attività effettuate dal GSE al fine di stimare la previsione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili non programmabili - sono da inquadrarsi in un'ottica evolutiva di integrazione progressiva, nel sistema elettrico italiano, della produzione da fonti rinnovabili non programmabili.

L'attuazione della proposta del GSE implica che i produttori che hanno la titolarità o la disponibilità delle unità di produzione di cui sopra, per le quali il GSE agisce in qualità di utente del dispacciamento, sono tenuti, senza oneri a carico dei medesimi, a dotarsi di apparati di rilevazione e registrazione della fonte primaria. A tal fine è previsto che tali produttori, nel rispetto di una procedura tecnica definita dal GSE, consentano l'accesso sui siti per l'installazione degli apparati funzionali alla realizzazione del progetto.

L'AEEG con la deliberazione in oggetto dispone

che il GSE, entro 120 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, trasmetta alla Direzione Mercati dell'Autorità, previa consultazione con gli operatori potenzialmente interessati, la citata procedura tecnica di installazione degli apparati di rilevazione.

L'AEEG richiede inoltre al GSE, al fine di pervenire all'approvazione finale del progetto medesimo, la trasmissione, entro 30 giorni dall'entrata in vigore del presente provvedimento, di una relazione contenente: il progetto definitivo, il programma di attività per la sua implementazione le procedure e la stima dei costi relativi all'attuazione e alla gestione del progetto definitivo.

Si segnala che il GSE sarà tenuto a segnalare all'AEEG i comportamenti omissivi e/o dilatori da parte dei produttori riscontrati in sede di attuazione del progetto, adottando eventualmente i rimedi più opportuni previsti dall'ordinamento in caso di inadempimento.

Tutti i dati rilevati e registrati dagli apparati e dai sistemi di controllo e monitoraggio saranno utilizzati dal medesimo GSE, in via riservata, esclusivamente per le finalità oggetto del presente provvedimento.

Delibera AEEG ARG/elt n. 89/09 | "Erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica nell'ambito di reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale" | pubblicata il 23 luglio 2009 | Download: <http://www.energia.it/docs/09/089-09arg.htm>

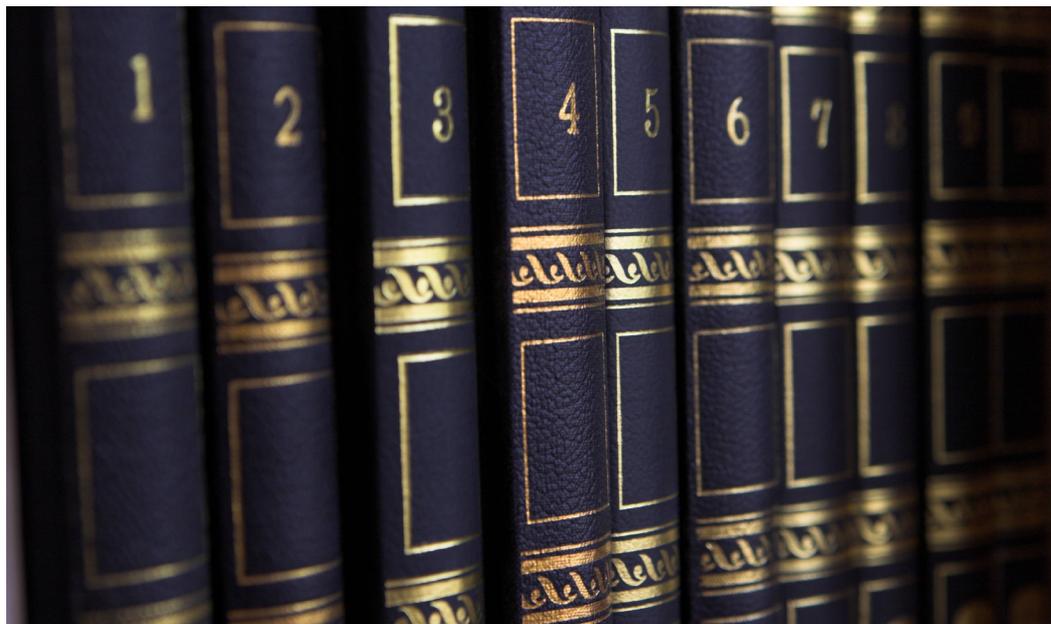
autorita.energia.it/docs/09/089-09arg.htm

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG disciplina, a partire dal 1 gennaio 2010, le modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento delle aree del territorio nazionale servite da reti non interconnesse con la rete di trasmissione nazionale (isole minori), anche al fine di dare piena attuazione a quanto disposto dalla legge 3 agosto 2007 n.125, disciplinante i servizi di vendita dell'energia elettrica.

Tale legge, nel dare attuazione alle disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia, individua in tutti i clienti finali - senza distinzione in merito al luogo di localizzazione della rete elettrica di connessione - i clienti titolari del diritto di poter scegliere un proprio fornitore di energia elettrica e del diritto di poter accedere alle diverse offerte presenti sul mercato libero.

Inoltre, nel disciplinare l'erogazione dei servizi di maggior tutela e di salvaguardia, la legge non opera alcuna distinzione dei diritti dei clienti finali in merito alla localizzazione del punto di connessione alla rete elettrica nazionale.

La mancanza di disposizioni in merito all'erogazione del servizio di dispacciamento per le reti non interconnesse limitava la possibilità di partecipazione al mercato dell'energia elettrica da parte degli utenti connessi a tali reti, determinando una non corretta applicazione delle medesime condizioni normative vigenti sul territorio continentale.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

Con l'Allegato A alla delibera in commento, che costituisce parte integrante e sostanziale alla medesima, l'Autorità:

a) individua le modalità di erogazione del pubblico servizio di dispacciamento nell'ambito delle aree del territorio nazionale servite dalle reti non interconnesse (isole minori);

b) disciplina le modalità di partecipazione al mercato dell'energia elettrica per i punti di dispacciamento ricompresi nelle reti non interconnesse.

Documento di consultazione dell'AEEG n. 26/09 | "Meccanismo di controllo della vendita ai clienti finali di energia elettrica da fonti rinnovabili" | pubblicato il 27 luglio 2009 | Download: <http://www.autorita.energia.it/docs/dc/09/026-09dco.htm>

Con il DCO in oggetto, l'AEEG anticipa alcuni orientamenti di carattere generale finalizzati a definire condizioni per il controllo della vendita ai clienti finali dell'energia elettrica prodotta mediante lo sfruttamento delle fonti rinnovabili.

La ricognizione, mediante consultazione, degli orientamenti in materia espressi da parte degli operatori, si rende necessaria, secondo l'Autorità, in conseguenza del moltiplicarsi delle offerte commerciali aventi ad oggetto energia derivante da fonti rinnovabili che, in tempi recenti, gli esercenti il servizio di vendita propongono ai clienti finali.

L'AEEG, con il documento in commento, indica e pone in consultazione tre alternativi meccanismi di controllo:

- Con l'Opzione 1 l'Autorità propone che le offerte di vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili debbano essere accompagnate da un marchio di garanzia, gestito dal GSE, riconosciuto e registrato a livello di sistema.

- Con l'Opzione 2 l'Autorità propone di garantire il controllo dell'offerta di vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili basandolo su un sistema di titoli e su l'attivazione di una piattaforma di negoziazione dei medesimi, nonché sull'obbligo, per i venditori coinvolti, di effettuare una contabilizzazione trasparente, verificabile e tracciabile delle quantità di energia elettrica venduta da fonti rinnovabili.

- Con l'Opzione 3 l'Autorità propone la definizione di un meccanismo che operi una riallocazione degli oneri a sostegno delle politiche per lo sviluppo delle fonti rinnovabili a carico dei clienti finali che volontariamente intendono contribuire maggiormente a tali politiche, riducendo di conseguenza l'impatto sistemico delle stesse sui clienti finali che non aderiscono direttamente ad offerte di vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili.

I soggetti interessati sono invitati a far pervenire all'AEEG, per iscritto, le loro osservazioni e le loro proposte entro e non oltre il termine del 25 settembre 2009.

Legge n. 99 del 23 luglio 2009 | "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" | pubblicata sul Supplemento Ordinario n. 136 della Gazzetta Ufficiale serie generale n. 176 del 31 luglio 2009 | Download: <http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2009-07-31&ask=dettaglio&numgu=176&redaz=009G011&tmstp=1249283692868>

Nel Supplemento Ordinario n. 136 della Gazzetta Ufficiale serie generale n. 176 del 31 luglio 2009, è stata pubblicata la Legge n. 99 del 23 luglio 2009 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia". Il nuovo testo legislativo introduce nell'ordinamento italiano le disposizioni del Disegno di Legge A.S. n.1195-B,

approvate dal Senato il 9 luglio 2009.

Tra le novità normative in materia di energia introdotte mediante la pubblicazione della Legge in oggetto, si segnala l'affidamento in esclusiva al GME S.p.A. della gestione economica della Borsa del Gas naturale.

In particolare, l'articolo 30 (commi dall'1 al 4) prevede che il GME organizzi la Borsa del Gas secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza. A tal fine il GME predispone la disciplina del gas naturale, che dovrà essere approvata con decreto del Ministro dello sviluppo economico, sentite le competenti Commissioni parlamentari e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (comma 1). Entro sei mesi dalla data di entrata in vigore della presente legge, il GME è chiamato ad assumere la gestione delle offerte di acquisto e di vendita del Gas naturale, nonché la gestione di tutti i servizi connessi (comma 2).

L'art. 30 introduce, tra l'altro, un regime di particolare tutela per le garanzie prestate a copertura delle obbligazioni assunte dagli operatori ammessi ai diversi mercati organizzati e gestiti dal GME, prevedendo che le stesse, in qualunque forma prestate, non possano essere distratte dalla destinazione prevista, né possano essere soggette ad azioni ordinarie, cautelari o conservative da parte dei creditori dei singoli partecipanti o del GME, anche in caso di apertura di procedure concorsuali.



AGENDA GME

28-30 settembre

Italian Energy Summit 2009

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore – IBC Global Conferences

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2009/default.htm>

30 settembre-2 ottobre

zeroEmission

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

www.zeroemission.eu

7 ottobre

La riforma dei Certificati Verdi: tutte le novità della Legge Sviluppo

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

9 agosto

Mi faccia il pieno. Di energia (Cortina InConTra 2009)

Cortina, Italia

Organizzatore: Cortina InConTra

<http://www.cortinaincontra.it/Modules/ProtagonistaDettaglio.aspx?Id=3>

9 - 12 agosto

Energy and sustainability 2009

Delaware, USA

Organizzatore: University of Delaware Energy Institute

www.conference.solarigert.org

10 – 12 agosto

3rd Renewable Energy India 2009 Expo

New Delhi, India

Organizzatore: Exhibitions India PVT

www.renewableenergyindiaexpo.com

17-21 agosto

Sixth Southern Africa Regional Conference and Colloquium A2-A3-B3

Capetown-Somerset West, South Africa

Organizzatore: CIGRE

<http://www.activecaptureonline.co.za/cigre2009/>

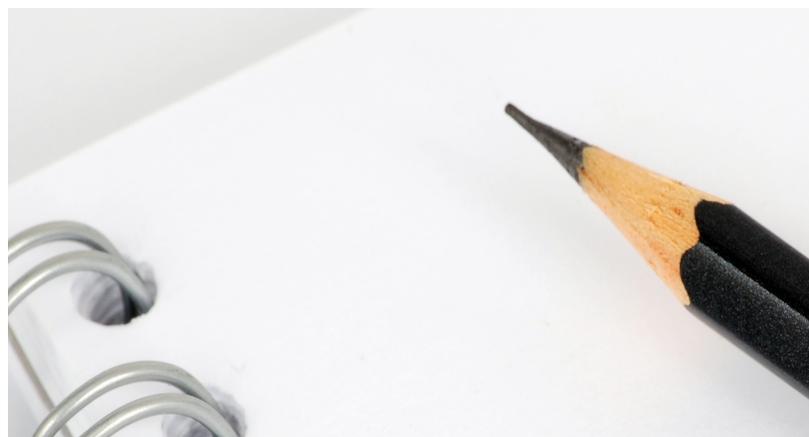
19-20 agosto

Nordic Energy Days 2009

Oslo, Norvegia

Organizzatore: Montel

<http://events.montel.no/nordic2009/>



24 agosto

Energy Efficiency Seminar - Best Practices of Energy Efficiency and other current energy issues

Danang, Vietnam

Organizzatore: WEC - APEC Business Advisory Council (ABAC) Joint Symposium on Energy Efficiency

<http://www.worldenergy.org/>

24 – 26 agosto

5th Australia-New Zealand Climate Change & Business Conference

Victoria, Australia

Organizzatore: Climate&Business

www.climateandbusiness.com

28 – 29 agosto

2nd International Workshop on Empirical Methods in Energy Economics

Alberta, Canada

Organizzatore: University of Alberta

<http://www.economics.ualberta.ca/EMEE09.cfm>

31 agosto

IEA/CHP Executive Committee INTERNATIONAL ENERGY AGENCY

District Heating and Cooling, including the integration of CHP

District Heating Futures Conference/Workshop

Tuusula, Finlandia

<http://adato.etapahtuma.fi/Default.aspx?tabid=298&tap=189>

31 agosto - 3 settembre

Sustainable Energy Technology (SET) 2009

Aachen, Germany

Organizzatore: University Duisburg-Essen

www.set2009.org

31 agosto – 4 settembre

BIOENERGY 2009

4th International Bioenergy Conference e Exhibiton

Jyväskylä, Finlandia

Organizzatore: FINBIO – The Bioenergy Association of Finland

<http://www.bioenergy2009.finbioenergy.fi>

2 – 3 settembre

CISBAT 2009 International Conference

Lausanne, Switzerland

Organizzatore: EPFL

<http://cisbat.epfl.ch>

2 – 4 settembre

Latin American Wind Power Conference and Exhibition

Panama City, Panama

Organizzatore: Lavea

www.windexpo.org

3 - 5 settembre

9th Wseas international conference on power systems (PS 2009)

Budapest, Ungheria

Organizzatore: WSEAS

<http://www.wseas.us/conferences/2009/budapest/ps/>

10-11 settembre

Risk sharing and finance

Toulouse, Francia

Organizzatore: IDEI

<http://idei.fr/news.php?data=IDEI>

10 – 11 settembre

Burden sharing regionale e linee guida nazionali per le fonti rinnovabili

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

14-15 settembre

9th Annual Workshop on Greenhouse Gas Emission Trading

Parigi, Francia

Organizzatore: IEA

http://www.iea.org/Textbase/work/workshopdetail.asp?WS_ID=416

14-16 settembre

European Offshore Wind 2009

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: EWEA

<http://www.eow2009.info/>

16-18 settembre

Market design 2009

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: Elforsk

<http://www.eow2009.info/>

16 – 19 settembre

Laboratorio di progettazione fotovoltaica e predisposizione delle domande in conto energia

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

www.isesitalia.it

17 - 18 settembre

European Smart Grid Strategies

Berlino, Germania

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com/Events/2009/pc984/agenda.pdf?S=n>

17-18 settembre

DEMSEE 2009 International conference on deregulated electricity Market issues in South-Eastern Europe

Belgrado, Serbia

Organizzatore: Institute Mihailo Pupin

<http://www.institutepupin.com/demsee2009>

21 settembre

Forum Annuale sull'Efficienza Energetica - Scommettere su Efficienza Energetica per un Risparmio Etico e Sostenibile

Milano, Italia

Organizzatore: Global Networking Strategies

www.globalnetworking-group.com

21-22 settembre

11th Annual BIOECON Conference on Economic Instruments to Enhance the Conservation and Sustainable Use of Biodiversity

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

www.ucl.ac.uk/bioecon/04_11_ann-conf.htm

22 settembre

Mercato del gas naturale - Un indispensabile aggiornamento sulla situazione Italiana e Mondiale

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

22 settembre

Turchia: le opportunità di business nelle energie rinnovabili grazie ai nuovi incentivi

Milano, Italia

Organizzatore: Assolombarda

www.assolombarda.it

24 settembre

KlimaEnergy 2009

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

www.klima-energy.it

24 settembre

Ecomediterranea 2009

Palermo, Italia

<http://www.areasicilia.com>

24 settembre

Certificati Verdi: tutte le novità del "ddl sviluppo"
Come è cambiata la normativa, quali sono le nuove dinamiche di mercato e perché conviene investire in Certificati Verdi
 Roma, Italia

Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2115&t=events>

22 – 24 settembre

Previsioni e prospettive sul mercato del gas naturale
 Milano, Italia

Organizzatore: IIR
<http://www.iir-italy.it/61/>

23 settembre

Il nuovo Fondo Rotativo per Kyoto
 Roma, Italia

Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

24 – 25 settembre

Ener.Loc. 2009

Sassari, Italia
 Organizzatore: Promo PA Fondazione
www.promopa.it

24 – 26 settembre

KLIMAENERGY 2009
2° Fiera Delle Energie Rinnovabili Per Usi Commerciali Ed Enti Pubblici
 Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano
www.fierabolzano.it

24 – 27 settembre

RENEXPO
10th International Trade Fair for Renewable Energy & Energy Efficient Building and Renovation
 Augusta, Germania

Organizzatore: REECO GmbH
www.renexpo.de/en

25 settembre

Sviluppo e analisi di un progetto minieolico
 Milano, Italia

Organizzatore: ISESITALIA
www.isesitalia.it

28 settembre – 1 ottobre

Essere manager e imprenditori dell'energia eolica
 Roma, Italia

Organizzatore: Anev - Uil
www.anev.org

28-30 settembre

Italian Energy Summit 2009

Milano, Italia
 Organizzatore: Il Sole 24 Ore – IBC Global Conferences
<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2009/default.htm>

30 settembre

ZeroEmission Rome 2009

Roma, Italia
 Organizzatore: Artenergy Publishing srl
www.zeroemissionrome.eu

30 settembre – 2 ottobre

Ravenna 2009: un evento nazionale sui temi rifiuti, acqua, energia

Ravenna, Italia
 Organizzatore: Labelab
www.ravenna2009.it

30 settembre – 2 ottobre

ZEROEMISSION ROME 2009

Roma, Italia
 Organizzatore: Artenergy Publishing
www.zeroemissionrome.eu

7 ottobre

COGENAinTOUR - Mediterraneo reti di energie

Napoli, Italia
 Organizzatore: Cogena, Il Sole 24 Ore Business Media
www.formazione.ilsole24ore.com

13-16 ottobre

World Carbon Conference 2009

Beijing, China
 Organizzatore: AMG
<http://www.arcmediaglobal.com/carbon/>

14-15 ottobre

Realizzare oggi un PARCO EOLICO

Milano, Italia
 Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir-italy.it/upload/general/A4287aiee.pdf

14 -15 ottobre

Il ruolo delle pubbliche amministrazioni nel promuovere efficienza energetica e sostenibilità
Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

Milano, Italia
 Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir-italy.it

15 ottobre

Tavola Rotonda con la Regione Lazio su Fonti Rinnovabili ed Efficienza Energetica

Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

18 – 19 ottobre

**Oil&nonoil Sud – Carwash, Carburanti
Alternativi, Downstream, Stazioni di servizio**

Napoli, Italia

Organizzatore: Tandem Comunicazione

www.abcfiere.com/fiera_oilnonoil_sud_napoli_1040.php

18 - 21 ottobre

**IV° World Forum on Energy Regulation
Atene, Grecia**

Organizzatore: ERGEG - CEER

www.worldforumiv.info

20 ottobre

**Nuovi adempimenti e scenari di evoluzione. Misura
e gestione dei dati energetici per i servizi
di trasmissione, distribuzione e vendita**

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

23 ottobre

**L'Iter autorizzativo per la costruzione e messa in esercizio
di impianti FER: le novità della Legge Sviluppo**

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

28 ottobre

Le nuove linee guida sulla certificazione energetica degli edifici

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

28 ottobre

Key Energy - Ecomondo 2009

Rimini, Italia

Organizzatore: Rimini Fiera

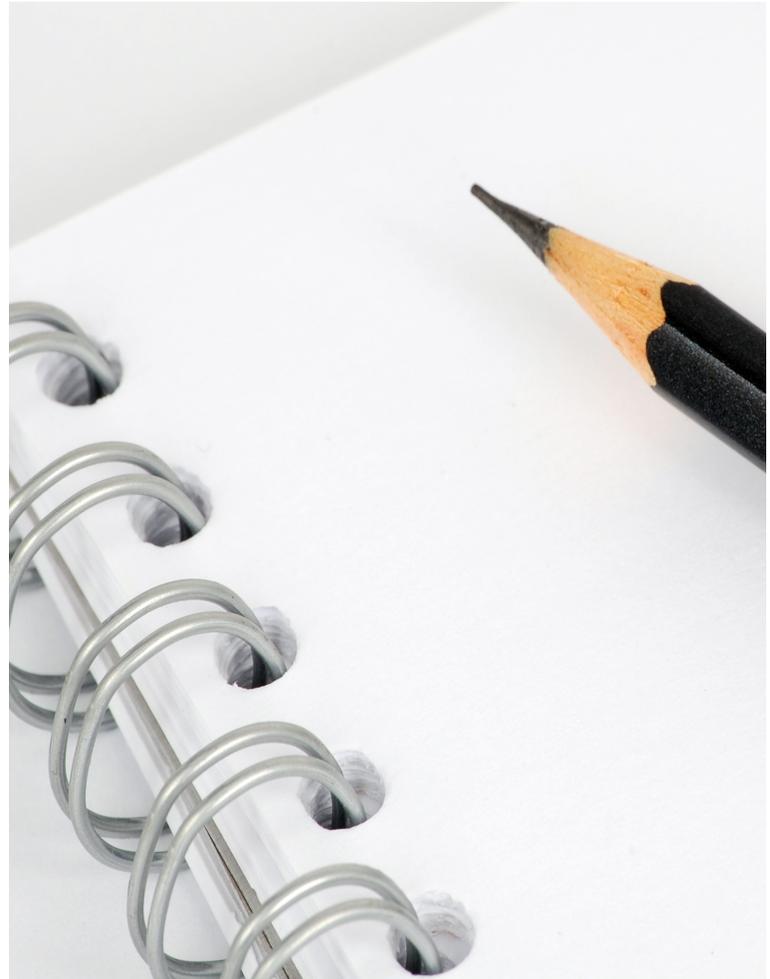
www.ecomondo.com

2 novembre

**International Energy Program Evaluation
Conference - IEPEC - call for abstract**

Parigi, Francia

<http://www.enea.it/eventi/eventi2010/IEPEC/IEPEC.html>



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.