

newsletter

del

GME

Gestore
Mercati
Energetici

in collaborazione con



gruppo **adnkronos**

In questo numero

MERCATO ELETTRICO ITALIA

Gli esiti del mercato elettrico/febbraio 2010
pagine 2, 3, 4 e 5

BORSE ELETTRICHE EUROPA

Tendenze di prezzo sulle borse elettriche europee/febbraio 2010
pagine 6, 7

MERCATO DEI COMBUSTIBILI

Tendenze di prezzo sui mercati dei combustibili/febbraio 2010
pagine 8 e 9

MERCATO DEI TEE ITALIA

Gli esiti del mercato dei titoli di efficienza energetica/febbraio 2010
pagina 10

MERCATO DEI CV ITALIA

Gli esiti del mercato dei certificati verdi/febbraio 2010
pagina 11

BORSE CO₂ EUROPA

Andamento dei mercati delle emissioni in Europa/febbraio 2010
pagina 12

FOCUS

Rinnovabili 2020: le previsioni e gli strumenti dell'Italia per raggiungere l'obiettivo nazionale
pagine 1, 13, 14 e 15

APPROFONDIMENTI

In vista della partenza del mercato del gas: il tema della misura e la necessità di un diverso modo di calcolare il load profiling in Italia
di Claudia Checchi, Alessandra Motz
pagina 16 e 17

NOVITÀ NORMATIVE

pagine 18, 19

APPUNTAMENTI

pagina 20, 21, 22 23 e 24

GLOSSARIO

pagine 25 e 26

RINNOVABILI 2020: LE PREVISIONI E GLI STRUMENTI DELL'ITALIA PER RAGGIUNGERE L'OBIETTIVO NAZIONALE

Ne parlano Luciano Barra, Capo della Segreteria Tecnica del Dipartimento per l'energia del Ministero dello Sviluppo Economico, Luigi de Francisci, Direttore Affari regolatori di Terna, e Massimo Ricci, Direttore Mercati dell'AEEG.

Come previsto dall'art. 4.3 della Direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, gli Stati Membri hanno notificato alla Commissione Europea il documento previsionale sull'uso dei meccanismi di cooperazione previsti dalla stessa Direttiva per raggiungere l'obiettivo di incremento di energia rinnovabile al 2020.

Anche l'Italia, quindi, con un documento del Ministero dello Sviluppo Economico dello scorso febbraio, ha comunicato all'UE come intende rispettare l'obiettivo fissato al 2020 nella misura del 17% di energia da fonti rinnovabili sui consumi energetici complessivi finali netti. In questo quadro, si prevede che per conseguire l'obiettivo sarà necessario, sempre al 2020, importare energia da fonti rinnovabili nella misura di circa 4,0 Mtep. Di questi, 2,9 proverranno da biocombustibili importati o prodotti in Italia con biomasse importate, mentre i rimanenti 1,1 Mtep, equivalenti a 13,7 TWh, dovranno essere costituiti da energia elettrica prodotta all'estero da fonti rinnovabili.

Qual è la previsione di consumo finale al 2020? Quanto si punterà sullo sviluppo delle

rinnovabili nel settore elettrico e quanto nel settore riscaldamento? A quanto si stima ammonti il potenziale di produzione nazionale per il settore elettrico? Si riescono a fornire delle prime indicazioni in proposito, in attesa che venga predisposto e pubblicato il piano nazionale d'azione per le rinnovabili?

L'anno scorso – risponde Luciano Barra, Capo della Segreteria Tecnica del Dipartimento per l'energia del Ministero dello Sviluppo Economico - è stato



elaborato uno scenario tendente a stimare i consumi finali al 2010, sulla base di uno scenario tendenziale e di un secondo scenario che tenesse conto delle politiche per l'efficienza energetica. Da questi dati era possibile

desumere l'entità dello sforzo da effettuare per il raggiungimento dell'obiettivo 17% di consumi da soddisfare con fonti rinnovabili.

Queste elaborazioni sono ora in fase di revisione per tener conto degli effetti della crisi economica. Con l'occasione, gli scenari saranno aggiornati in modo da includere in quello di riferimento solo le misure di efficienza energetica adottate prima del 2009, aggiungendo poi, per lo scenario efficiente, ulteriori misure. Pur non essendo ancora opportuno fornire dati precisi, la comunicazione che abbiamo inoltrato a Bruxelles a febbraio scorso evidenzia la difficoltà di raggiungere l'obiettivo 17% con il solo impiego di produzione nazionale da fonti rinnovabili. Il piano di azioni dovrà quindi essere calibrato su previsioni

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/FEBBRAIO 2010

A cura del GME

A febbraio trovano conferma e si rafforzano i segnali, emersi il mese scorso, di un'inversione di tendenza della lunga crisi recessiva che ha colpito anche il settore elettrico dalla fine del 2008. Su base annua hanno segnato, infatti, ancora un aumento sia gli acquisti nazionali di energia elettrica (+3,6%) sia le vendite delle unità di produzione dislocate sul territorio nazionale (+5,5%) a fronte di un contestuale calo delle importazioni (-1,5%); prossima ai massimi storici l'offerta di energia elettrica, mediamente superiore ai 60.000 MWh. In ripresa anche gli scambi nella borsa elettrica (+3,5%), con la liquidità attestata al 65,8% (-0,5 punti percentuali rispetto allo stesso mese del 2009). In tale contesto prosegue la discesa del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), che si porta a 62,55 €/MWh (-18,7%), livello prossimo a quello di febbraio 2005; nelle ore di picco, in particolare, il PUN, pari a 74,70 €/MWh, non era mai sceso ad un livello così basso nei mesi di febbraio.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) ha registrato anche a febbraio una consistente riduzione su base annua (-14,40 €/MWh; -18,7%), la quattordicesima consecutiva, portandosi a 62,55 €/MWh.

Il prezzo è sceso di 18,03 €/MWh (-19,4%) nelle ore di picco e di 12,38 €/MWh (-18,2%) nelle

ore fuori picco, attestandosi rispettivamente a 74,70 €/MWh e 55,81 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

I prezzi di vendita hanno registrato in tutte le zone un deciso calo tendenziale (-10,0% in Sardegna e circa -22% nelle altre zone), con la sola eccezione della Sicilia, dove il prezzo è

salito a 106,14 €/MWh (+22,4%). Il Sud, con 56,97 €/MWh, si è confermato, per il sesto mese consecutivo, la zona dal prezzo più basso; prezzi allineati intorno ai 59 €/MWh nelle altre tre zone del continente, mentre in Sardegna il prezzo si è attestato a 79,39 €/MWh (Grafico 2).

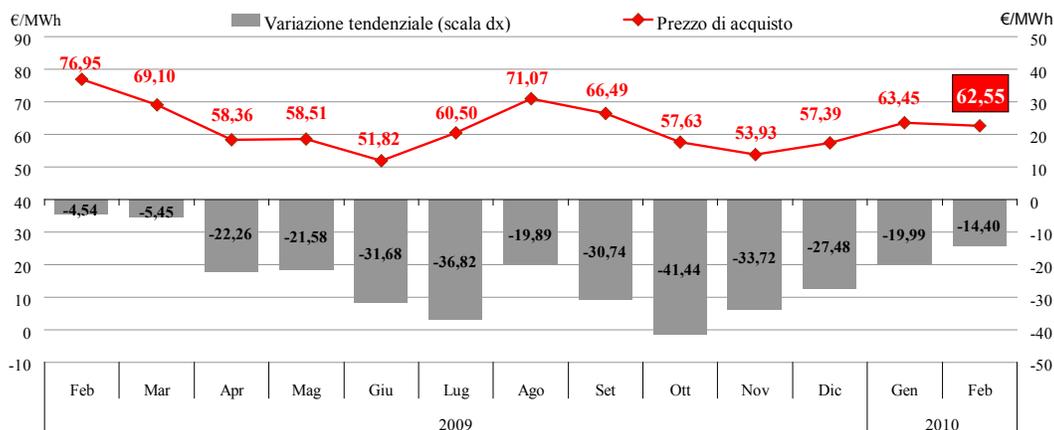
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2010	2009	Var vs 2009		Borsa		Sistema Italia		2010	2009
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	62,55	76,95	-14,40	-18,7%	25.513	3,5%	38.774	4,3%	65,8%	66,3%
Picco	74,70	92,72	-18,03	-19,4%	30.476	3,4%	47.470	6,0%	64,2%	65,8%
Fuori picco	55,81	68,19	-12,38	-18,2%	22.756	3,6%	33.944	3,0%	67,0%	66,6%
Minimo orario	20,54	23,60			16.319		26.246		60,8%	59,8%
Massimo orario	123,30	125,46			33.147		50.929		73,8%	73,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

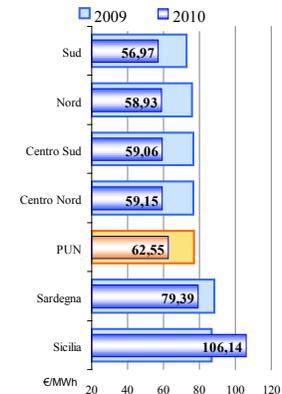
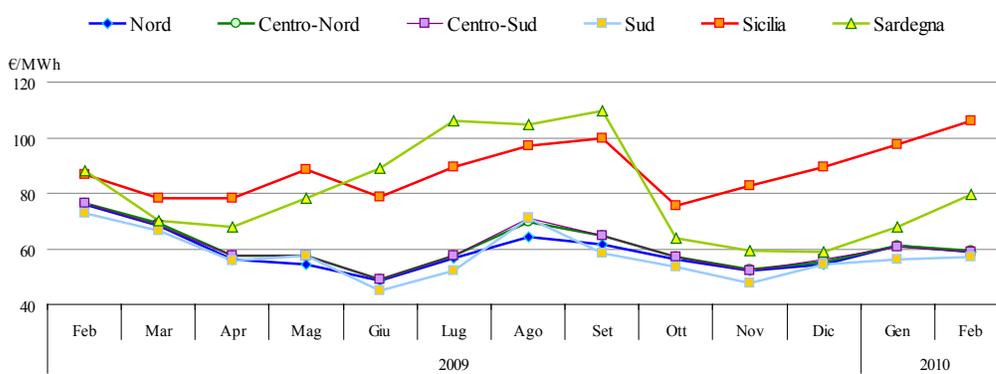


GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/FEBBRAIO 2010

[CONTINUA]

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,1 milioni di MWh, hanno segnato un incremento del 4,3%. In aumento sia gli scambi nella

borsa elettrica, pari a 17,1 milioni di MWh (+3,5%), che i contratti O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 8,9 milioni di MWh (+5,8%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità

del mercato ha perso 0,5 punti percentuali su base annua, attestandosi al 65,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.144.820	+3,5%	65,8%
Operatori	10.614.497	+1,1%	40,7%
GSE	3.552.320	+10,8%	13,6%
Zone estere	2.970.851	+8,4%	11,4%
Saldo programmi PCE	7.152	-93,5%	0,0%
PCE (incluso MTE)	8.911.621	+5,8%	34,2%
Zone estere	1.390.362	-17,7%	5,3%
Zone nazionali	7.528.411	+9,9%	28,9%
Saldo programmi PCE	-7.152	-	0,0%
VOLUMI VENDUTI	26.056.441	+4,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	14.440.513	+4,9%	
OFFERTA TOTALE	40.496.953	+4,5%	

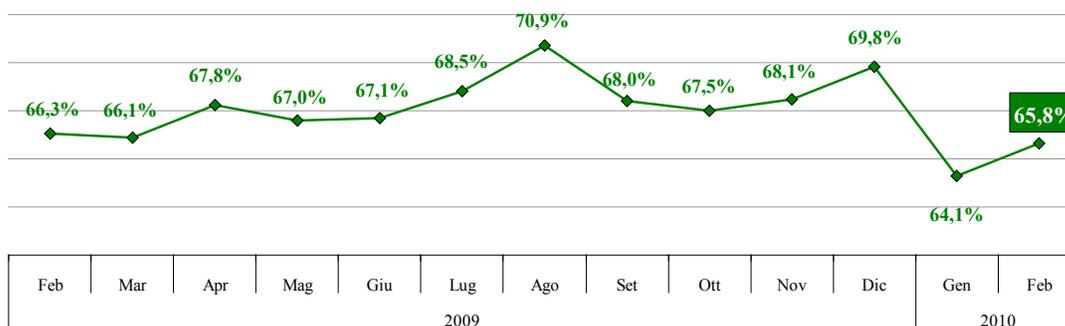
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.144.820	+3,5%	65,8%
Acquirente Unico	4.920.786	-16,9%	18,9%
Altri operatori	10.787.397	+7,1%	41,4%
Pompaggi	278.148	+12,4%	1,1%
Zone estere	359.987	+105,4%	1,4%
Saldo programmi PCE	798.501	+447,2%	3,1%
PCE (incluso MTE)	8.911.621	+5,8%	34,2%
Zone estere	33.774	-20,0%	0,1%
Zone nazionali AU	2.894.771	+48,5%	11,1%
Zone nazionali altri operatori	6.781.577	+3,1%	26,0%
Saldo programmi PCE	-798.501	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	26.056.441	+4,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.468.830	+22,8%	
DOMANDA TOTALE	28.525.271	+5,7%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,7 milioni di MWh, hanno registrato un aumento del 3,6% su base annua; la crescita degli acquisti, seppur con dinamiche

molto diverse, ha interessato l'intero territorio nazionale, ad eccezione della Sardegna (-0,4%). In forte aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 394 mila MWh

(+81,0%) (Tabella 4). Le vendite delle unità di produzione nazionali, pari a 21,7 milioni di MWh, sono aumentate del 5,5% rispetto a febbraio 2009. A livello zonale in evidenza

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/FEBBRAIO 2010

[CONTINUA]

il Centro Nord (+21,5%) ed il Centro Sud (+28,3%). In calo le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,4 milioni di MWh (-1,5%) (Tabella 4).

L'analisi per tecnologia di produzione rivela la consistente crescita tendenziale delle vendite

da impianti a ciclo combinato (+35,8%) e geotermici (+6,4%). Complessivamente stabili le vendite da impianti a carbone (-0,3% a livello nazionale ma in forte aumento nel Centro Sud, +319,6%), mentre si riducono quelle da altri impianti termici (-40,4%) e da

idroelettrici (-9,4%). La quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è pertanto salita al 58,8% (+13,1 punti percentuali rispetto ad un anno fa), stabile quella da carbone al 10,0%, in calo quella da altri impianti termoelettrici scesa al 12,8% (-9,9 p.p.) (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

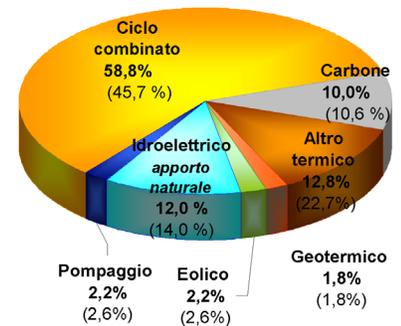
	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria
Nord	17.435.709	25.946	+0,4%	10.764.158	16.018	+1,9%	14.127.667	21.023	+3,4%
Centro Nord	3.126.209	4.652	+2,0%	1.759.366	2.618	+21,5%	2.788.525	4.150	+4,2%
Centro Sud	5.446.696	8.105	+26,0%	2.412.035	3.589	+28,3%	4.083.237	6.076	+6,8%
Sud	5.949.340	8.853	+2,8%	4.340.434	6.459	+0,8%	2.090.677	3.111	+0,5%
Sicilia	2.189.783	3.259	-0,7%	1.582.372	2.355	+3,3%	1.637.598	2.437	+2,9%
Sardegna	1.291.700	1.922	+3,4%	836.862	1.245	+1,5%	934.974	1.391	-0,4%
Totale nazionale	35.439.436	52.737	+4,2%	21.695.228	32.285	+5,5%	25.662.679	38.189	+3,6%
MzEstero	5.057.517	7.526	+6,3%	4.361.213	6.490	-1,5%	393.761	586	+81,0%
Sistema Italia	40.496.953	60.263	+4,5%	26.056.441	38.774	+4,3%	26.056.441	38.774	+4,3%

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	13.131	+4,9%	2.138	+23,4%	2.898	+58,7%	5.735	+1,8%	2.031	-0,2%	1.028	+4,3%	26.961	+9,0%
Ciclo combinato	10.268	+32,5%	1.393	+44,3%	1.743	+22,3%	3.560	+51,9%	1.578	+27,0%	455	+74,3%	18.998	+35,8%
Carbone	1.400	-24,9%	15	-88,8%	904	+319,6%	401	+23,1%	-	-	511	-27,2%	3.231	-0,3%
Geotermico	-	-	591	+6,5%	-	-	5	+0,0%	-	-	-	-	597	+6,4%
Altro termico	1.464	-49,6%	139	+73,1%	250	+35,2%	1.768	-40,3%	453	-42,8%	61	+177,5%	4.135	-40,4%
Idroelettrico	2.884	-10,1%	474	+12,5%	563	-25,7%	429	+0,5%	132	+19,4%	120	-21,1%	4.601	-9,4%
Apporto naturale	2.391	-13,2%	461	+14,3%	481	-13,2%	429	+0,5%	35	+39,6%	89	-16,0%	3.886	-9,0%
Pompaggio	493	+8,6%	14	-27,1%	82	-59,9%	-	-	97	+13,5%	31	-32,8%	715	-11,3%
Eolico	3	+868,8%	6	-	128	-40,3%	295	-14,1%	193	+42,5%	98	+9,8%	723	-7,7%
Totale Impianti	16.018	+1,9%	2.618	+21,5%	3.589	+28,3%	6.459	+0,8%	2.355	+3,3%	1.245	+1,5%	32.285	+5,5%

Struttura delle vendite Sistema Italia



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) sono stati negoziati 297 contratti (148 baseload e 149 peakload), pari a complessivi

437 mila MWh, che hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 187 MW per un totale di 361 mila MWh. Il prezzo di

controllo della maggior parte dei prodotti scambiati ha evidenziato tendenze al ribasso (Tabella 6).

GLI ESITI DEL MERCATO ELETTRICO/FEBBRAIO 2010

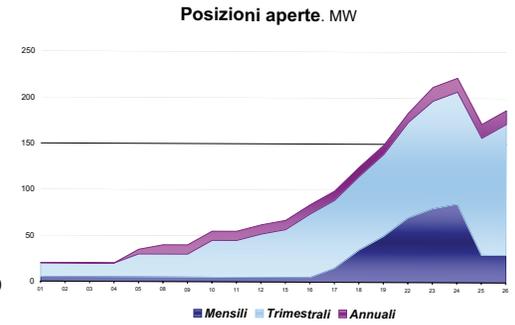
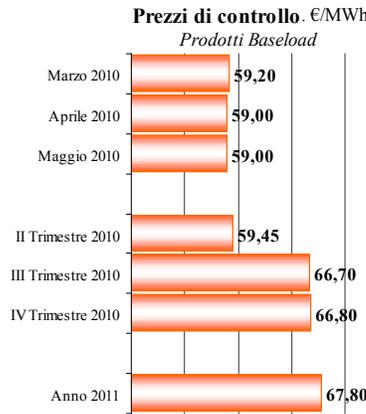
[CONTINUA]

Tabella 6: MTE, prodotti scambiati ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME

	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Posizioni aperte MW
	€/MWh	variazioni %			
Prodotti Baseload					
Marzo 2010	59,20	-2,2%	5	20	-
Aprile 2010	59,00	-1,4%	5	25	20
Maggio 2010	59,00	-1,4%	2	10	10
II Trimestre 2010	59,45	-0,7%	7	9	10
III Trimestre 2010	66,70	-2,6%	34	57	43
IV Trimestre 2010	66,80	0,5%	5	12	15
Anno 2011	67,80	-2,9%	3	15	15
Totale			61	148	113
Prodotti Peakload					
Marzo 2010	71,50	-9,1%	11	45	-
II Trimestre 2010	75,52	-2,9%	47	104	74
Totale			58	149	74
TOTALE			119	297	187

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all' analogo valore del mese precedente



Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2010, sono state 16,8 milioni di MWh, con un aumento del 26,2% rispetto allo stesso mese

del 2009; in evidenza i contratti standard Baseload (+109,7%) e Peak (+40,8%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 11,2 milioni di MWh (+5,9%).

In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 8,9 milioni di MWh (+4,5%), che nei conti in prelievo, pari a 9,7 milioni di MWh (+13,3%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio 2010 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	5.441.730	+109,7%	32,4%	8.973.585	+3,5%	100,0%	9.711.747	+13,3%	100,0%	
Off Peak	503.436	-26,0%	3,0%	1.567.504	+310,7%	17,5%	-	-	-	
Peak	1.029.900	+40,8%	6,1%	8.918.773	+4,5%	99,4%	9.710.122	+13,3%	100,0%	
Week-end	1.200	100%	0,0%	1.513.086	+507,7%	16,9%	-	-	-	
Totale Standard	6.976.266	+74,1%	41,5%							
Totale Non standard	9.819.850	+5,9%	58,5%							
Contratti bilaterali	16.796.115	26,5%	100,0%							
MTE	3.360	-90,2%	0,0%							
CDE	672									
TOTALE PCE	16.799.475	+26,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	11.196.974	+5,9%	66,7%							
				Rifiutati	54.812	-58,7%	0,6%	1.626	+8369,8%	0,0%
				di cui con indicazione di prezzo	54.418	-59,0%	0,6%	-	-	-
				Saldo programmi	7.152	-93,5%		798.501	+447,2%	

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/FEBBRAIO 2010

A cura del GME

Borse europee, prezzi medi e volumi mensili

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

A febbraio la modesta tendenza rialzista osservata sulle borse elettriche europee nel corso degli ultimi 2 mesi subisce una battuta d'arresto, riflettendo sia le dinamiche incerte e prevalentemente ribassiste dei mercati internazionali dei combustibili che l'attenuazione delle tensioni legate alla ridotta disponibilità dell'offerta emerse nel mese di gennaio.

In linea con l'andamento stagionale riscontrato nei tre anni precedenti, le quotazioni di febbraio risultano ovunque in calo congiunturale, debole su EEX e IpeX (-1,1%/-1,4%), più rilevante su Omel (-4,7%) e Powernext (-8,4%). Su base annua le differenze si confermano sostenute - per quanto progressivamente in calo - su Omel (-32%), IpeX (-18,7%) e EEX (-12,7%), mentre perdono decisamente di intensità su Powernext (-3,9%), confermatasi su quotazioni di rilievo soprattutto nelle due settimane centrali del mese. In netta controtendenza appare invece NordPool, che rafforza la tendenza in atto già da quattro mesi, facendo segnare un incremento prossimo al 30% sul valore di gennaio e addirittura superiore all'80% rispetto al 2009. Le cause del poderoso aumento sono da ricercare nello squilibrio domanda/offerta, riconducibile a temperature molto inferiori alla media stagionale e a una contemporanea ridotta disponibilità dei bacini idroelettrici.

L'exchange scandinavo sale al suo massimo storico di 68,92 €/MWh, risultando il più costoso tra quelli europei, in virtù di un livello di prezzo mantenutosi elevato nel corso di tutto il mese e culminato nel picco a ridosso dei 140 €/MWh registrato il 22 febbraio. Nel

ranking delle borse, NordPool precede IpeX, scesa a 62,55 €/MWh, e Powernext, in lenta convergenza sui valori di EEX (47,40 €/MWh vs. 41,73 €/MWh). Omel, infine, con una ripida flessione in chiusura di mese, si attesta a 27,68 €/MWh, interrompendo la consueta oscillazione del prezzo attorno ai 30 €/MWh. In tale contesto il divario tra Pun e PME¹ rimane sostanzialmente ancorato ai 20 €/MWh. Il dettaglio giornaliero evidenzia l'accrescersi del differenziale di prezzo nel corso del mese, in virtù di una contrazione progressivamente più accentuata delle quotazioni espresse dalle borse dei paesi confinanti con l'Italia.

L'analisi dei volumi segnala una prima significativa inversione del trend ribassista consolidatosi nell'ultimo anno sulla liquidità di borsa, facendo registrare ovunque variazioni

tendenziali di segno positivo (+3%/+50%). In un mese in cui NordPool si conferma il mercato su cui circolano quantitativi maggiori di energia (28,8 TWh), il dato che emerge con maggior evidenza è la conferma della tendenza fortemente crescente manifestata da EEX (15,6 TWh, +49,7%), salita nel giro di pochi mesi ai livelli di Omel e IpeX (circa 17 TWh).

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

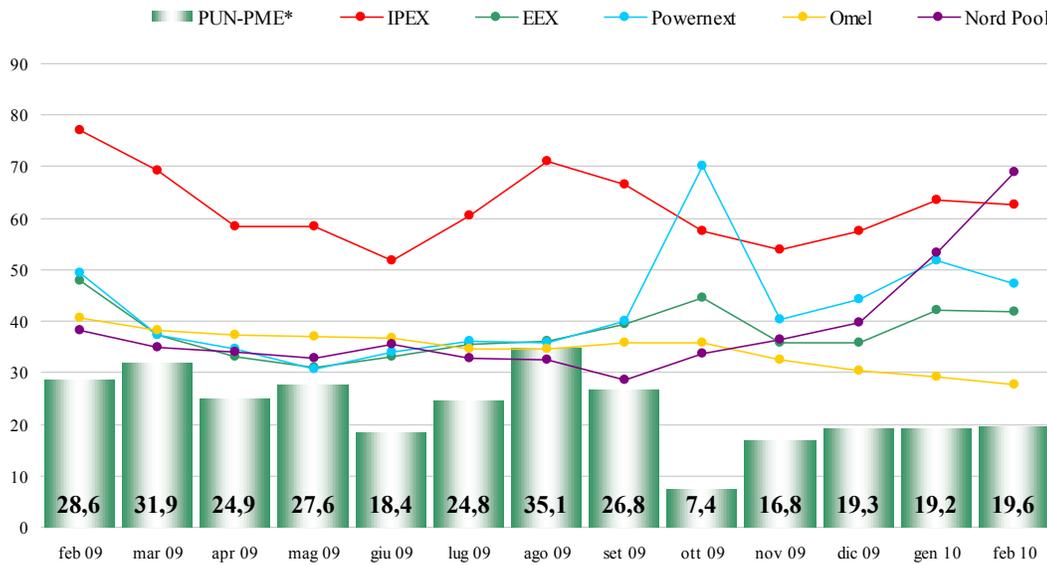
		Prezzi (€/MWh)			Volumi (TWh)	
		Media	Var. cong.	Var. tend.	Totale	Var. tend.
IPEX	Base	62,55	-1,4%	-18,7%	17,1	3,5%
	Peak	74,70	-11,9%	-19,4%		
	Off peak	53,35	3,9%	-16,0%		
	Festivo	58,88	4,9%	-20,5%		
EEX	Base	41,73	-1,1%	-12,7%	15,6	49,7%
	Peak	52,65	-3,3%	-13,3%		
	Off peak	36,97	-4,6%	-12,4%		
	Festivo	34,02	-3,5%	-11,8%		
Powernext	Base	47,40	-8,4%	-3,9%	4,7	2,9%
	Peak	58,97	-10,6%	-4,3%		
	Off peak	43,03	-9,0%	-0,3%		
	Festivo	38,39	-12,8%	-7,8%		
OMEL	Base	27,68	-4,7%	-32,0%	16,7	5,1%
	Peak	32,49	-14,1%	-26,0%		
	Off peak	25,79	8,8%	-34,0%		
	Festivo	24,04	-8,7%	-38,0%		
NordPool	Base	68,92	29,1%	80,4%	28,8	3,6%
	Peak	78,43	15,1%	95,5%		
	Off peak	64,06	35,4%	71,5%		
	Festivo	63,13	35,6%	71,1%		
PME ¹	Base	42,97	-2,9%	-11,1%	-	-
	Peak	53,99	-5,5%	-11,7%		
	Off peak	38,29	-5,8%	-10,0%		
	Festivo	35,04	-5,1%	-11,5%		

TENDENZE DI PREZZO SULLE BORSE ELETTRICHE EUROPEE/FEBBRAIO 2010

[CONTINUA]

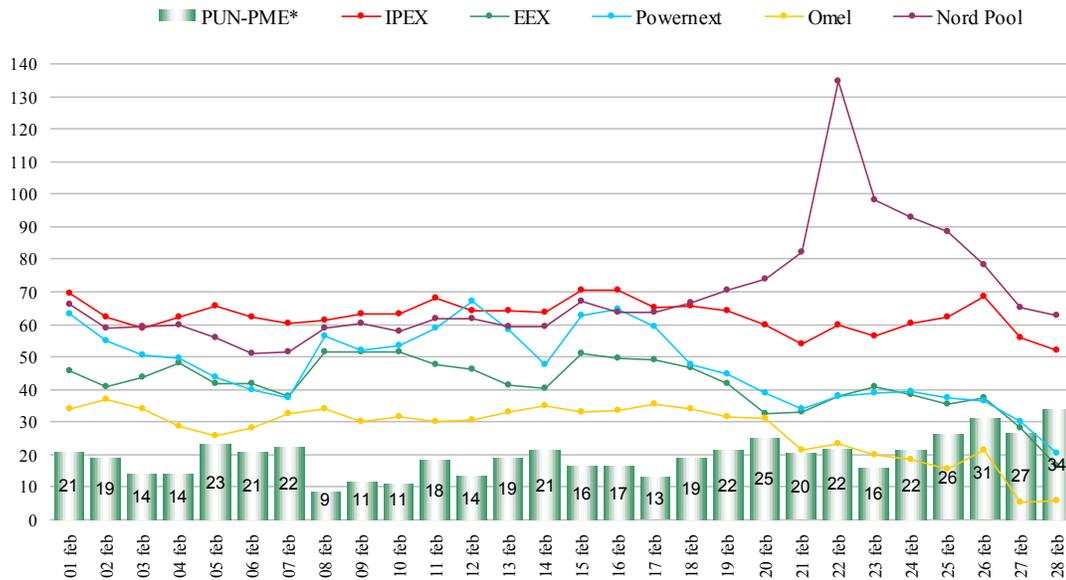
Borse europee, andamento dei prezzi mensili. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



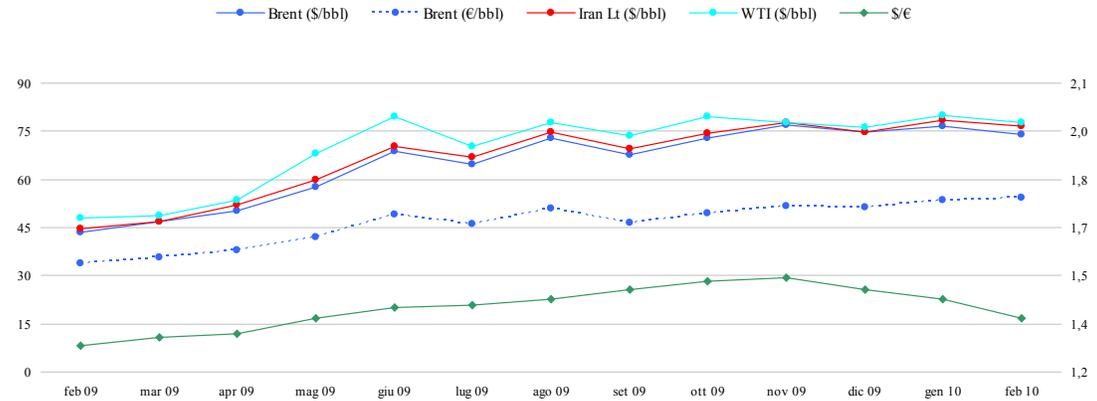
* cfr nota 1 pagina precedente

TENDENZE DI PREZZO SUI MERCATI DEI COMBUSTIBILI/FEBBRAIO 2010

A cura del GME

Il clima di incertezza economica, ancora profondamente diffuso in tutti i settori, si riflette sui mercati internazionali dei greggi dove a febbraio, per il terzo mese consecutivo, si registrano oscillazioni delle quotazioni intorno ai livelli massimi dell'ultimo anno. In particolare, rispetto al mese di gennaio si osservano moderate riduzioni su tutti i greggi, con il Brent che scende a 74,07 \$/bbl (-3,3%), l'Iranian Light che si porta a 76,55 \$/bbl (-2,4%) e il WTI che si attesta a 77,64 \$/bbl (-2,7%), lasciando pressoché invariato il gap rispetto alle altre quotazioni. Per contro, su base annua le variazioni tendenziali si confermano ancora sensibilmente positive, con valori compresi tra +61-72%. Come di consueto le dinamiche dei greggi si riflettono chiaramente su tutte le quotazioni dei prodotti petroliferi espresse in dollari, con riduzioni congiunturali comprese tra -3/4% e rialzi tendenziali compresi tra 79-95% per gli oli combustibili e tra 51-53% per i gasoli. Anche in questo mese l'andamento del tasso di cambio euro/dollaro agisce in senso opposto agli andamenti suddetti. In particolare, su base congiunturale, il moderato apprezzamento della valuta americana, col tasso di cambio che scende a 1,37 (-4,1%) registrando il terzo ribasso consecutivo, induce un lieve aumento delle quotazioni greggi e dei prodotti petroliferi, che una volta corrette

Greggio e tasso di cambio, andamento mensile. Media aritmetica Fonte: elaborazione GME su dati Thomson-Reuters



per il tasso di cambio risultano in modesto incremento (+0,9-1,8% per i greggi, +0,5-1,4% per i prodotti petroliferi). Su base annua, invece, il dollaro risulta ancora deprezzato del 7% inducendo come di consueto un moderato contenimento delle variazioni tendenziali registrate sugli stessi prodotti. Dinamiche di riduzione si evidenziano anche sulle quotazioni dei carboni, che mostrano una secca inversione delle tendenze a rialzo in atto ormai da maggio dello scorso anno.

Nel dettaglio, le quotazioni di riferimento europea e sudafricana si attestano a 8/9 €/MWh (-0,5/-8,6%), a fronte della quotazione cinese che, stabile in dollari, sale per effetto del

cambio a 13,61 €/MWh (+3,9%), aumentando ulteriormente il gap rispetto alle altre quotazioni. Rispetto ad un anno fa il carbone mostra un prezzo in crescita del +15/20%, ad eccezione della quotazione di riferimento europea in lieve riduzione (-2,3%). Discorso analogo per le quotazioni europee del gas che, dopo 5 mesi di continui rialzi, mostrano una moderata inversione di tendenza con prezzi attestatisi sui 14 €/MWh (-5/-9%), ad eccezione di quella italiana che sale a 22,68 €/MWh (+11,1%), allargando ulteriormente il divario di prezzo con le altre quotazioni. Le variazioni tendenziali rivelano riduzioni del prezzo del gas comprese tra -20/-25%.

Combustibili e tasso di cambio. Media aritmetica

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

	Prodotto	Quotazioni Ufficiali (UM) *				Quotazioni espresse in €/MWh #		
		UM	Media	Δ Cong	Δ Tend	Media	Δ Cong	Δ Tend
Tassi di cambio	\$/€	-	1,37	-4,1%	+6,9%	-	-	-
Exchange Rates	£/€	-	0,88	-0,8%	-1,4%	-	-	-
Greggio	Dated Brent	\$/bbl	74,07	-3,3%	+70,9%	39,57	+0,9%	+59,9%
	Iran Lt Crk NB	\$/bbl	76,55	-2,4%	+71,6%	40,90	+1,8%	+60,6%
	WTI Crk NB	\$/bbl	77,64	-2,7%	+61,5%	41,48	+1,5%	+51,1%
Olio Combustibile	Fuel Oil 1% Rot Brge	\$/MT	447,64	-3,6%	+95,3%	28,71	+0,5%	+82,7%
	Fuel Oil 1% CIF NWEur	\$/MT	449,98	-3,5%	+81,6%	28,86	+0,6%	+69,9%
	Fuel Oil 1% CIF Med	\$/MT	457,48	-3,8%	+78,8%	29,34	+0,4%	+67,3%
Gasolio	Gasolio 0,1% FOB ARA	\$/MT	604,29	-2,7%	+53,3%	37,24	+1,4%	+43,4%
	Gasolio 0,1% CIF Med	\$/MT	615,12	-3,8%	+50,8%	37,90	+0,3%	+41,1%
	Gasolio 0,1% FOB Med	\$/MT	598,48	-3,6%	+51,3%	36,88	+0,6%	+41,6%
Carbone	Coal CIM CIF ARA	\$/MT	75,52	-12,4%	+4,4%	7,91	-8,6%	-2,3%
	Coal CIM FOB RichBay	\$/MT	82,50	-4,6%	+23,1%	8,64	-0,5%	+15,2%
	Coal Qinhdao Stm	\$/MT	120,38	-0,4%	+28,7%	12,61	+3,9%	+20,4%
Metano	Gas PSV DA	€/MWh	22,68	+11,1%	-19,6%	22,68	+11,1%	-19,6%
	Gas Zeebrugge	€/MWh	13,59	-8,7%	-25,0%	13,59	-8,7%	-25,0%
	Gas Dutch TTF	€/MWh	13,73	-5,2%	-24,9%	13,73	-5,2%	-24,9%

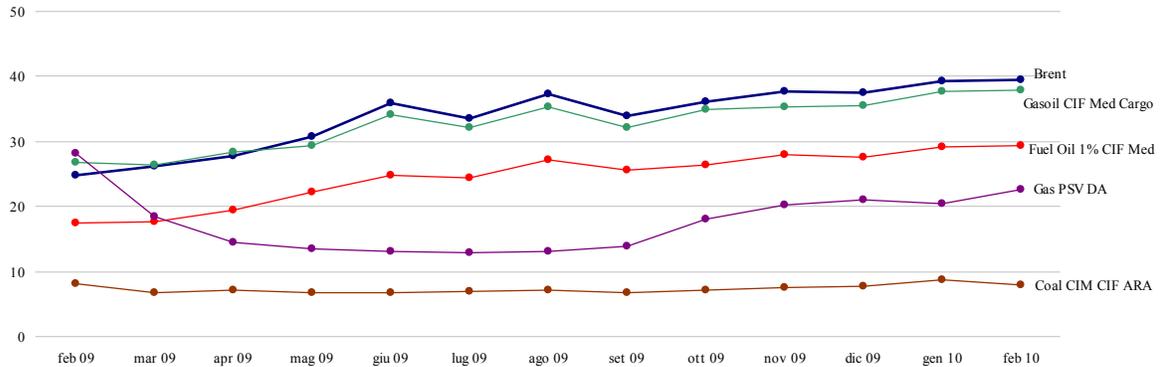
(*) I valori riportati si riferiscono a medie aritmetiche di quotazioni giornaliere

(#) 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/FEBBRAIO 2010 [CONTINUA]

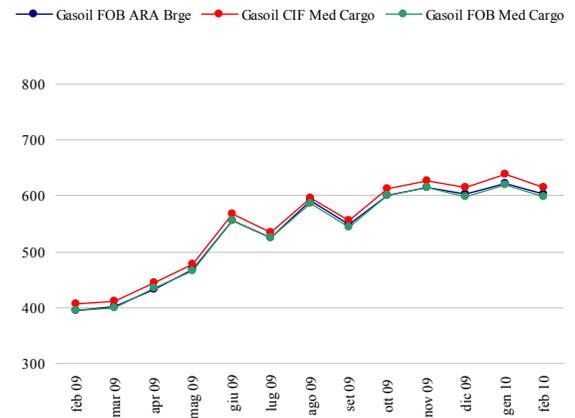
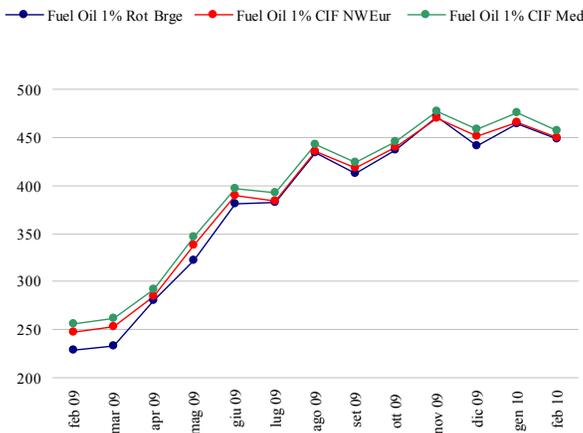
Combustibili, andamento mensile. Media aritmetica (€/MWh)

Fonte: elaborazioni GME su dati Thomson Reuters



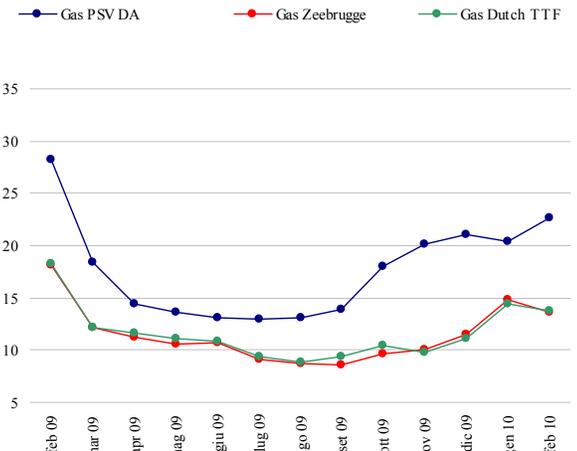
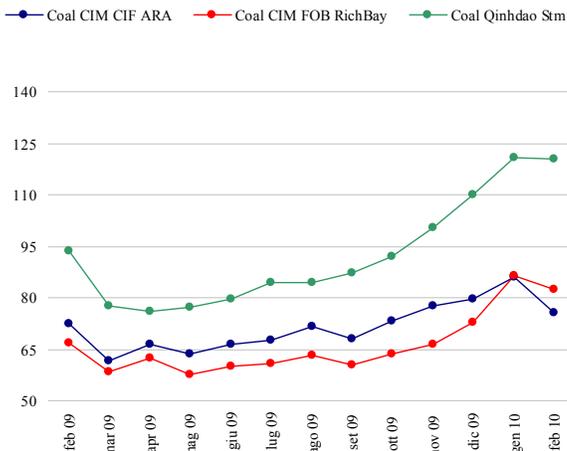
Olio combustibile, andamento mensile. Media aritmetica (\$/MT)

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/ FEBBRAIO 2010

A cura del GME

Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 58.356 TEE nel mese di febbraio, in diminuzione rispetto ai 106.123 TEE scambiati in gennaio.

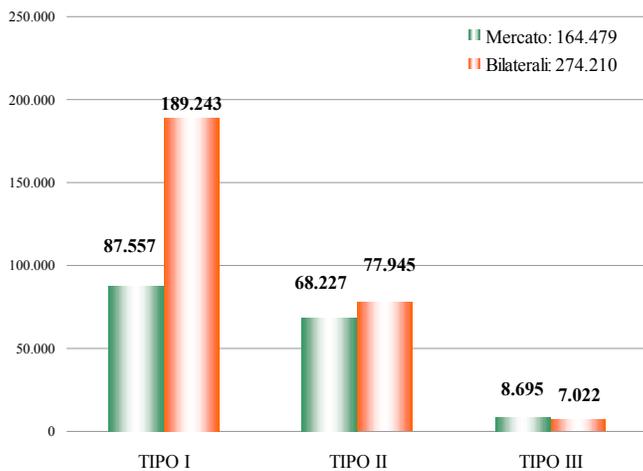
Dei 58.356 TEE scambiati, 34.979 sono stati di Tipo I, 18.312 di tipo II e 5.065 di tipo III. I prezzi, durante le sessioni di febbraio, hanno registrato un aumento di 2 € o più per

le tipologie I e II, rispetto alle medie dei prezzi di gennaio, mentre nel caso dei titoli di tipo III l'aumento è stato anche più consistente, arrivando ad oltre 4€. In particolare, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di € 89,08 (rispetto a € 87,08 di gennaio), i titoli di tipo II ad una media di € 89,78 (rispetto a € 87,34 di gennaio) ed i titoli di tipo III a € 91,55 (rispetto a € 87,12 di gennaio). I titoli emessi dall'inizio del meccanismo a

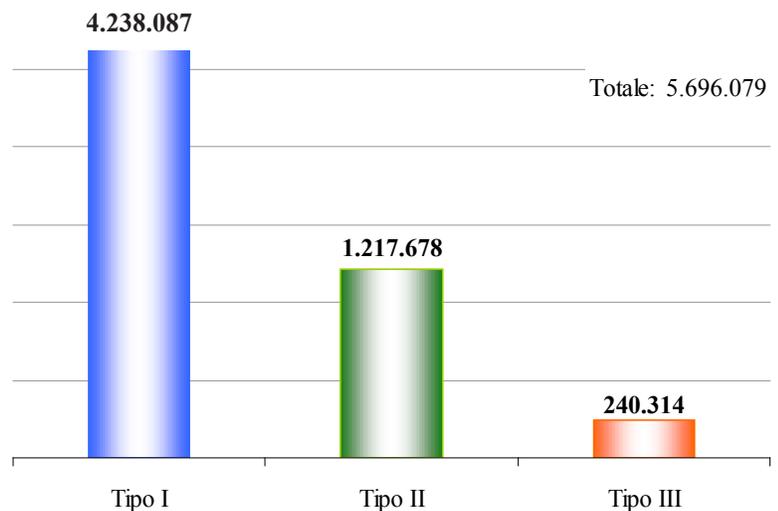
fine gennaio hanno superato i 5,6 milioni. Anorché non vi sia stato ancora un incremento significativo dei volumi dei titoli scambiati sul mercato organizzato, caratteristico del periodo che precede la scadenza per l'adempimento dell'obbligo, i prezzi si sono però adeguati al nuovo livello del rimborso tariffario che i distributori potranno ottenere a fronte di ciascun titolo annullato e pari, per il conseguimento dell'obbligo 2010, a 92,22 €/tep.

TEE, titoli scambiati gennaio - febbraio 2010

Fonte: GME

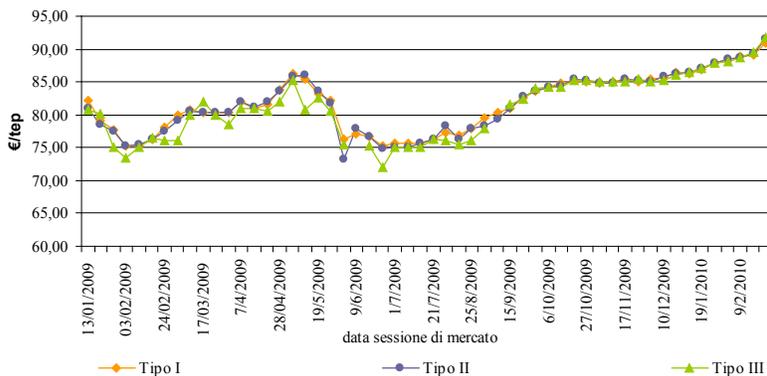


TEE, Titoli emessi a fine febbraio 2010 (dato cumulato) Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2009-2010)

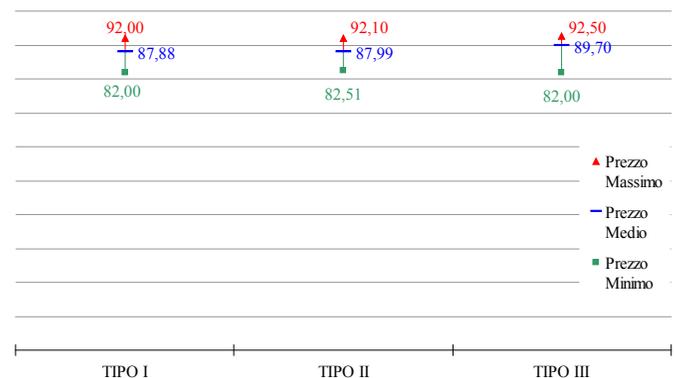
Fonte GME



TEE, prezzi dei titoli per tipologia gennaio - febbraio 2010

Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



GLI ESITI DEL MERCATO DEI CERTIFICATI VERDI/FEBBRAIO 2010

A cura del GME

Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di febbraio sono stati scambiati 95.845 CV¹, mentre nel mese di gennaio 2009 sono stati scambiati 88.655 CV.

Gli scambi continuano ad essere concentrati sui CV con anno di riferimento 2009, con 88.516 CV scambiati, in lieve aumento rispetto agli 85.469 di gennaio.

I CV scambiati con anno di riferimento 2008 sono stati 1.243, in aumento rispetto ai 340 scambiati nel mese precedente. Il mese di febbraio ha fatto anche registrare degli scambi sui CV relativi a produzione da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento (CV_TRL) sia con anno di riferimento 2007 che 2008, con volumi pari rispettivamente a 1.240 e 4.495.

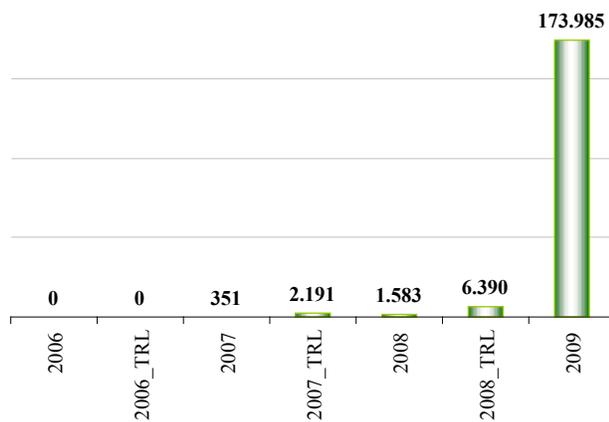
Il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2009 in febbraio è stato di € 87,92, praticamente invariato rispetto al mese precedente (€ 87,89).

Il GSE, nel corso del mese di febbraio, ha pubblicato sia il prezzo di riferimento dei CV anno 2009, pari a 112,82 €/MWh al netto di IVA, sia il prezzo di ritiro dei certificati in eccesso, con anni di riferimento precedenti al 2010, pari a 88,91 €/MWh al netto di IVA. Le richieste per il ritiro dei suddetti CV dovranno pervenire al GSE entro il 31 marzo 2010, mentre il GSE procederà al ritiro degli stessi CV entro il 30 giugno 2010.

⁽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.

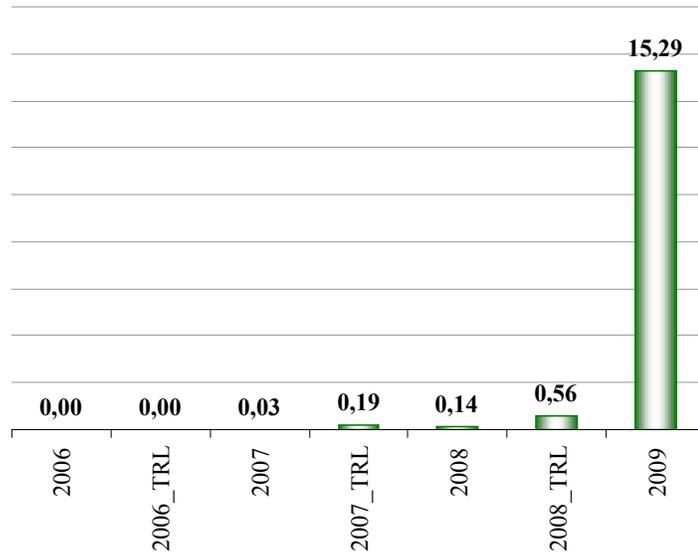
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni gennaio - febbraio 2010)

Fonte: GME



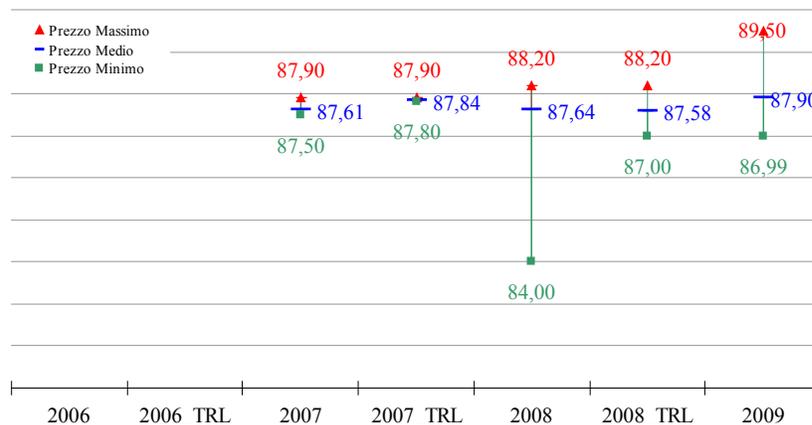
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni gennaio - febbraio 2010). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni gennaio - febbraio 2010). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



ANDAMENTO DEI MERCATI DELLE EMISSIONI IN EUROPA/FEBBRAIO 2010

A cura del GME

Nel mese di febbraio le unità di emissione Dicembre 2010 hanno avuto un andamento relativamente stabile, con il prezzo di fine febbraio (12,96 €/tonn) praticamente identico alla chiusura del mese precedente (12,97 €/tonn), con oscillazioni contenute nel range 12,58 – 13,65.

Nello stesso periodo di riferimento il prezzo giornaliero del Brent è passato da circa 70 \$

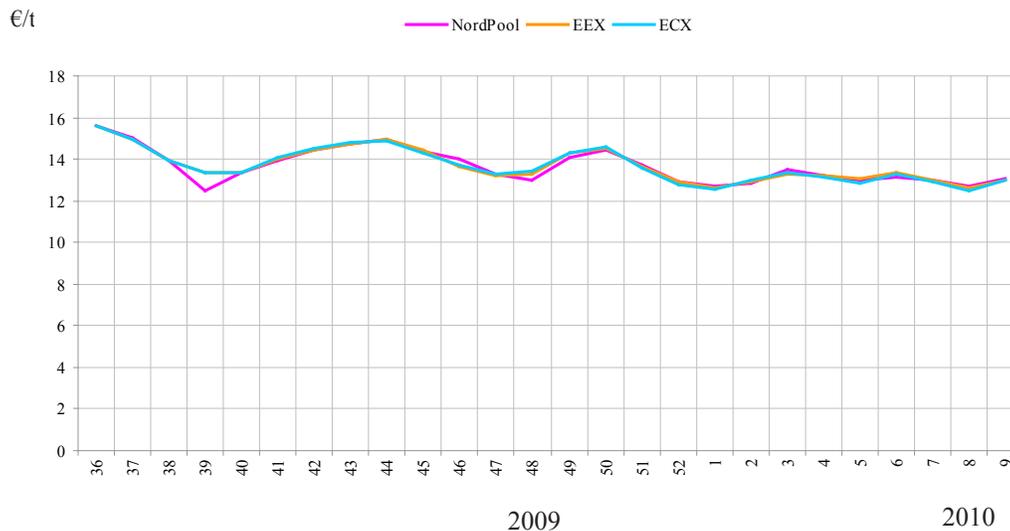
al barile a 78 \$ al barile, ed i mercati azionari principali hanno registrato un andamento positivo. Il link con i fondamentali economici si è pertanto attenuato, con gli operatori che rimangono preoccupati circa gli effetti che la fase di recessione economica del 2009 potrà avere sulla domanda delle unità di emissione. E' infatti plausibile che la ridotta attività produttiva possa pesare sull'equilibrio domanda/offerta ed avere degli effetti negativi sui prezzi. In attesa di dati più certi,

il mercato è bloccato in un trading laterale all'interno del range 12,60 – 13,60.

Nel corso del mese scorso la media delle unità scambiate giornalmente è stata pari a 19,25 milioni di unità, in netto aumento rispetto ai 18,29 milioni di EUA di gennaio. Il totale dei volumi scambiati a febbraio è stato pari a circa 385 milioni di EUA, con un controvalore superiore ai 5 miliardi di €.

EUA, mercato a termine (dicembre 2010), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



RINNOVABILI 2020: LE PREVISIONI E GLI STRUMENTI DELL'ITALIA PER RAGGIUNGERE L'OBIETTIVO NAZIONALE

[continua dalla prima]

dei consumi quanto più possibile aggiornate, considerare le opportunità offerte dalle azioni di incremento dell'efficienza energetica e individuare un efficace ed efficiente mix di consumi da fonti rinnovabili nei settori termico, elettrico e trasporti.

E' verosimile che bisognerà incrementare lo sforzo verso la valorizzazione termica delle fonti rinnovabili, sia perché si tratta di un settore ancora in attesa di un organico sistema di sostegno, sia perché per alcune fonti rinnovabili l'uso termico potrebbe essere, in alcuni casi, il più efficace quanto a contributo al raggiungimento dell'obiettivo complessivo. Quanto al settore elettrico, l'obiettivo specifico, più volte indicato, è di coprire circa il 25% della domanda mediante produzione da fonte rinnovabile.

Nei primi anni del periodo di applicazione della direttiva (2011 e seguenti), dalle stime preliminari si evince che il "potenziale" di import sarà molto ridotto. Come si prevede di rispettare la traiettoria indicativa stabilita dalla Direttiva 2009/28?

L'andamento temporale delle importazioni di energia elettrica da fonti rinnovabili – continua Barra - tiene conto dei tempi previsti per la realizzazione delle interconnessioni con Paesi terzi e per l'eventuale attivazione di trasferimenti statistici e progetti comuni con Stati membri. Dunque, occorrerà, già dalla prima fase del periodo 2010-20, fare ricorso a un uso articolato di tutti gli strumenti disponibili: efficienza energetica in primis, poi produzione nazionale da fonti rinnovabili, infine importazioni, sia fisiche che mediante trasferimenti statistici e progetti comuni.

Si farà ricorso a trasferimenti statistici? C'è già qualche negoziato con altri Stati membri (nel documento è citata la Polonia...).

Nel documento inviato alla Commissione Europea abbiamo fatto riferimento solo alle importazioni da Paesi terzi – precisa Barra - , mentre nella Direttiva sono previsti anche i trasferimenti statistici da Stati membri e "progetti comuni intra EU ed extra EU". Pur essendoci molto interesse a favorire iniziative di cooperazioni per trasferimenti

statistici e progetti comuni con Stati membri, - sottolinea Barra - abbiamo solo di recente potuto conoscere i documenti previsionali degli altri Stati membri, che possono ora essere approfonditi per valutare più compiutamente queste opportunità.

Per quanto riguarda la Polonia, che ha recentemente pubblicato il suo documento previsionale, abbiamo potuto rilevare disponibilità di extra-produzione, che potrebbe dunque essere oggetto di trasferimenti statistici.

In base a quali elementi il MSE ritiene di poter conseguire questo risultato? Quali sono i progetti di investimento all'estero in rinnovabili che permetteranno di realizzare la produzione necessaria? In quali paesi? Ritenete che le nuove linee di interconnessione con l'estero, soprattutto sul versante adriatico, potranno essere realizzate in tempi utili per garantire il risultato atteso?

Nel documento inviato alla Commissione Europea – conclude Barra - sono citati numerosi investimenti, tra cui in particolare i progetti relativi alle interconnessioni e collegamenti con l'Albania, il Montenegro, la Svizzera e la Tunisia, progetti spesso finalizzati a importare elettricità da fonti rinnovabili. L'attuale normativa italiana è infatti favorevole a questa opzione perché, a date condizioni, consente di riconoscere taluni incentivi italiani per produzioni elettriche realizzate in Paesi terzi e importati in Italia. Occorrerà, probabilmente, assicurare che queste opportunità siano colte nel modo più efficiente possibile e in modo funzionale al riconoscimento, in sede comunitaria, del contributo dell'energia importata al conseguimento degli obiettivi nazionali.

Per quanto riguarda i tempi, si stima, sulla base dello stato dei procedimenti autorizzativi e dei dati forniti dagli interessati, che le nuove linee possano iniziare a fornire primi contributi per il raggiungimento degli obiettivi nazionali a partire dal 2014, con progressivi incrementi sino al 2018. Dunque, i tempi previsti per l'attivazione di queste infrastrutture pare compatibile con le scadenze indicate dalla direttiva.

Il documento presentato dal Governo indica che circa il 50% dell'import sarà realizzato - come confermato dal Capo della Segreteria tecnica del Dipartimento Energia del MSE - attraverso nuove interconnessioni sviluppate da Terna (Montenegro e Tunisia), mentre il restante 50% dell'energia transiterà da merchant line. Quali sono i rischi/problemi derivanti da tale situazione? Si prevede che l'import virtuale (attraverso trasferimenti statistici) dovrà in parte sostituire quello fisico?

Per quanto concerne i progetti di Terna - ci dice Luigi de Francisci, Direttore Affari regolatori del TSO italiano - non si prevedono particolari criticità in quanto la realizzazione delle interconnessioni con il Montenegro e la Tunisia è compatibile con le tempistiche di soddisfacimento dell'obbligo del 17% (2020). In tal senso è da escludersi il ricorso all'import virtuale con riferimento a queste due interconnessioni.

Terna ha due progetti di interconnessione che potrebbero determinare un contributo all'approvvigionamento di energia rinnovabile da Paesi non UE. In particolare, la realizzazione di un'interconnessione con il Montenegro dovrebbe permettere (a regime) di importare circa 6 TWh/anno di energia elettrica rinnovabile. Cosa prevede l'accordo con la società elettrica del Montenegro? Quali sono le tempistiche di realizzazione dell'interconnessione con il Montenegro?

Nel quadro dell'accordo intergovernativo firmato il 6 febbraio scorso dai governi italiano e montenegrino, - spiega de Francisci - Terna e il TSO locale, Prensos, hanno stipulato un accordo preliminare che prevede:

1. la costruzione di un'interconnessione sottomarina da 1000 MW tra le stazioni elettriche di Villanova e di Tivat;
2. una partnership strategica con Prensos.

In particolare, il progetto di interconnessione prevede la costruzione di una linea HVDC (2x500MW) lunga 450 km (di cui 375 km sottomarini) e di due stazioni elettriche (DC/AC).

L'iter autorizzativo per la parte italiana del

RINNOVABILI 2020: LE PREVISIONI E GLI STRUMENTI DELL'ITALIA PER RAGGIUNGERE L'OBIETTIVO NAZIONALE

[continua]

cavo è stato avviato – continua De Francisci - il 2 dicembre 2009, attualmente sono in corso gli studi di dettaglio per la progettazione preliminare; si prevede che l'interconnessione possa entrare in esercizio nel 2014-15.

Qual è lo stato degli accordi per la realizzazione dell'interconnessione con la Tunisia? Quando si prevede sarà realizzata l'interconnessione? Quale quota di capacità prevista per l'energia rinnovabile?

La realizzazione di un nuovo collegamento sottomarino da 1.000 MW tra Italia e Tunisia si inserisce in un progetto più ampio (Progetto Elmed, acronimo di Progetto Elettrico Mediterraneo) – ci dice De Francisci - finalizzato alla creazione nel paese nord-africano di una piattaforma integrata di scambio internazionale di energia elettrica, in un'ottica di integrazione orizzontale (con i Paesi limitrofi) e verticale (con l'Europa attraverso l'Italia). Il progetto prevede, oltre al nuovo elettrodotto di interconnessione che sarà il primo passo della chiusura dell'anello elettrico mediterraneo, mettendo in comunicazione i sistemi del Maghreb con quello europeo, la costruzione di una centrale elettrica da 1.200 MW, di cui 400 MW destinati alla copertura del fabbisogno tunisino e la parte restante al mercato elettrico italiano.

Il 7 agosto 2008 il Ministro dello Sviluppo Economico Claudio Scajola e l'omologo tunisino, Afif Chelbi, hanno firmato una dichiarazione congiunta che lancia il Progetto. Per quanto riguarda il collegamento, l'accordo si basa su un partenariato tra Terna e la società tunisina Steg. L'intesa, che fa seguito all'accordo industriale tra Terna e il gestore di rete tunisino del 29 giugno 2007, prevede la costituzione di una società mista italo-tunisina incaricata di realizzare e gestire il collegamento elettrico da 1000 MW nonché di gestire i flussi transfrontalieri di energia; in tal

senso è stata costituita nel 2009 ELMed Etudes S.A.R.L. società di diritto tunisino partecipata paritariamente da Terna e STEG.

La nuova interconnessione verrà utilizzata per la trasmissione dell'energia elettrica prodotta dal nuovo polo di produzione, al momento è prematuro parlare di ulteriori flussi di energia rinnovabile, anche perché la realizzazione dell'interconnessione è subordinata alla costruzione della centrale termica.

L'importazione al 2020 di quasi 14 TWh da rinnovabili prodotte all'estero sarà possibile soltanto se entro quel tempo saranno



realizzate le nuove interconnessioni con Albania, Croazia, Tunisia, Montenegro, Svizzera. Ma sarà altresì necessario che la rete di trasporto interna sia posta nelle condizioni di dispacciare quell'energia in piena efficienza. Quali interventi di integrazione della rete nazionale prevedete saranno necessari e in quali tempi ritenete che potranno essere realizzati?

Terna negli ultimi anni ha impresso un'accelerazione notevole quadruplicando gli investimenti per ammodernare e potenziare la rete elettrica nazionale. E il nuovo Piano strategico 2010-2014, presentato lo scorso 18 febbraio conferma, come precisa de

Francisci, tale sforzo prevedendo 4,3 miliardi di euro di investimenti, con una crescita del 26% rispetto al Piano 2009. In rapporto al progetto di una nuova interconnessione con il Montenegro nonché all'incremento della capacità produttiva nella zona Sud dovuta a nuove centrali termoelettriche tradizionali e/o a impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, Terna investirà oltre il 70% del totale previsto a Piano in interventi per il potenziamento della rete tra le attuali zone Sud e Centro Sud con nuove dorsali ad altissima tensione. In aggiunta, è allo studio un progetto per la realizzazione di una

trasversale tra la costa adriatica e tirrenica e di una trasversale appenninica.

Per quanto attiene invece al nuovo collegamento Italia-Tunisia, il Piano prevede una nuova linea elettrica a 380 kV tra le stazioni elettriche di Partanna e di Ciminna, in Sicilia. L'intervento è finalizzato a trasmettere in sicurezza la potenza importata, migliorando l'approvvigionamento di energia, l'economicità e la continuità del servizio di trasmissione di energia elettrica in Sicilia. Presso l'esistente SE 220 kV di Partanna, sarà

necessario realizzare una nuova sezione a 380 kV per la connessione del cavo HVDC proveniente dalla Tunisia e saranno installate tre trasformazioni 380/220 kV da 400 MVA con i relativi stalli.

Il piano strategico 2010-2014 di Terna, presentato a febbraio, punta proprio sulle energie rinnovabili. Quali, quindi, gli impegni della Società per il prossimo futuro?

Terna investirà oltre 1 miliardo di euro per favorire l'utilizzo delle energie rinnovabili. Si tratta di un impegno significativo, che già nel 2009 ha prodotto rilevanti risultati, con la connessione di 35 impianti da fonti

RINNOVABILI 2020: LE PREVISIONI E GLI STRUMENTI DELL'ITALIA PER RAGGIUNGERE L'OBIETTIVO NAZIONALE

[continua]

rinnovabili, di cui 30 da fonte eolica, per un totale pari a circa 1.500 MW. Le opere previste nel Piano di Sviluppo 2010, che ha un orizzonte decennale, permetteranno di rendere disponibile in rete un potenziale crescente di energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Quando parliamo di connessione di impianti a fonte rinnovabile bisogna tenere presente due fattori: da una parte la produzione di energia non è programmabile, e quindi può creare problemi di sicurezza nel sistema, e dall'altra vi è la necessità di potenziare la capacità di trasmissione in alcune aree della rete. Le soluzioni di sviluppo pianificate in risposta a tali esigenze includono

quindi sia interventi di rinforzo di sezioni della rete primaria sia interventi di potenziamento locale delle reti di subtrasmissione su cui s'inserisce direttamente la generazione eolica. Oltre a questi interventi – conclude Luigi De Francisci - sono state pianificate e sono in corso di autorizzazione nuove stazioni di raccolta della produzione eolica sulla rete primaria a 380 kV che consentiranno di limitare la realizzazione di nuovi elettrodotti a 150 kV altrimenti necessari.

Nel documento previsionale inviato alla Commissione Europea il Ministero considera che, fermo restando le regole di neutralità per l'accesso alle reti elettriche, le disposizioni nazionali in materia di riconoscimento di incentivi italiani all'elettricità da fonti rinnovabili prodotta in Paesi terzi e importata in Italia rendono plausibile che sia i progetti di Terna, - illustrati al GME dal Direttore Affari regolatori della società - sia i progetti di merchant lines, siano utilizzati, per quote significative delle capacità di trasporto, per l'importazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili.

A fronte delle previsioni del Ministero di

importazione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili mediante merchant lines, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ritiene necessari degli interventi sulla normativa attuale in materia, ed eventualmente quali, affinché il mercato possa beneficiare di tali merchant lines?

Lo sviluppo delle merchant lines – risponde Massimo Ricci, Direttore Mercati dell'Autorità di regolazione nazionale - è uno dei possibili strumenti complementari rispetto al più vasto obiettivo di assicurare lo sviluppo delle infrastrutture: esse possono

favorisca gli investimenti da parte dei soggetti a ciò preposti. Tutto ciò proseguendo in un cammino regolatorio coerente ed affidabile, teso a promuovere il contenimento dei costi dei servizi, il miglioramento della qualità e l'aumento della concorrenza sul mercato.

Più in generale, per conseguire gli obiettivi europei sulle rinnovabili, oltre che interventi della normativa primaria, sono necessari anche provvedimenti regolatori per cui è competente l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas?

E' indubbio che nei prossimi anni le reti elettriche si troveranno al centro di una fase di innovazione senza precedenti. Tutto ciò per una serie di motivazioni, legate in particolare allo sviluppo della generazione distribuita in vista degli obiettivi europei sulle fonti rinnovabili ed anche in ragione delle opportunità rese disponibili dallo smart metering, nonché dalla possibilità di modulare automaticamente il livello di potenza prelevabile per fasce orarie.

Un ruolo importante, in questo scenario, lo giocheranno anche la

nascita di nuovi soggetti di mercato quali gli aggregatori di servizi di demand response anche per i clienti piccoli e la maggiore integrazione nel mercato delle fonti rinnovabili finora considerate non programmabili, per effetto dello sviluppo di tecnologie e modelli di previsione. Da tempo – conclude Massimo Ricci - l'Autorità per l'energia ha posto lo sviluppo delle infrastrutture ed il miglioramento della sicurezza e della qualità dei servizi di rete al centro dell'attenzione e così continuerà a fare anche in un prossimo futuro attraverso opportuni interventi di regolazione.



offrire un contributo ma non rappresentano la soluzione al problema della dotazione infrastrutturale del Paese e della sicurezza degli approvvigionamenti.

L'intervento dei privati può, quindi, contribuire allo sviluppo delle interconnessioni transfrontaliere ampliando i potenziali di promozione, finanziamento e realizzazione delle opere, naturalmente in termini sinergici e coordinati rispetto alle iniziative dei concessionari nazionali per le reti di trasporto. In questo senso, l'Autorità ha già da tempo promosso un sistema tariffario per i servizi a rete che dia certezza di remunerazione e

IN VISTA DELLA PARTENZA DEL MERCATO DEL GAS: IL TEMA DELLA MISURA E LA NECESSITÀ DI UN DIVERSO MODO DI CALCOLARE IL LOAD PROFILING IN ITALIA

di Claudia Checchi, Alessandra Motz - ref. RICERCHE E CONSULENZE PER L'ECONOMIA E LA FINANZA

La Legge 99/2009 ha previsto l'istituzione di una borsa del gas centralizzata e proprio in questi giorni sono attese dal Governo le prime indicazioni sulle modalità attuative. Se il modello scelto sarà quello seguito da altri Paesi europei, dopo una fase di avvio graduale, la borsa sarà probabilmente caratterizzata dall'offerta di prodotti che consentiranno agli operatori un progressivo aggiustamento, quasi in tempo reale, delle proprie posizioni, facendone così il luogo privilegiato per il bilanciamento fisico e commerciale del sistema.

Presupposto perché questa tipica finalità della borsa gas possa essere implementata a vantaggio dell'efficienza del sistema è la disponibilità di informazioni tempestive ed attendibili circa i flussi di gas in entrata e in uscita imputati a ciascun utente della rete. Solo in questo caso, infatti, la flessibilità a breve termine offerta dai meccanismi di contrattazione spot potrà essere sfruttata efficacemente, insieme agli altri strumenti di natura fisica che il regolatore italiano ha già iniziato a potenziare¹.

Il monitoraggio dei flussi di gas presenta oggi, nel nostro Paese, diversi problemi, nonostante i miglioramenti recentemente introdotti, come il calcolo delle componenti non misurate dell'equazione di bilancio della rete, quali perdite, autoconsumi e gas non contabilizzato, e la centralizzazione nelle mani del principale gestore di rete della responsabilità della misura e della gestione dei misuratori sulla rete di trasporto. I problemi esistenti si riconducono principalmente all'inadeguatezza delle modalità di stima dei consumi giornalieri per ciascun cliente finale, il passo preliminare alla ricostruzione dei prelievi imputati ai singoli shipper. Mentre infatti i consumatori di dimensioni maggiori, come le grandi industrie e le centrali termoelettriche, sono generalmente monitorati quasi in tempo reale, grazie

all'installazione di un misuratore in grado di effettuare la telelettura dei consumi con cadenza giornaliera, i consumi degli utenti medi e piccoli vengono osservati circa una volta all'anno, al momento della lettura dei contatori. La misurazione effettuata con cadenza annuale viene ricondotta al periodo rilevante per il bilanciamento, cioè il giorno gas, attraverso un sistema di profili standard che associano a ciascun giorno gas una certa percentuale dei prelievi totali dell'anno.

I profili standard utilizzati in Italia, oggi definiti dalla delibera 17/07, sono di natura statica, cioè sono definiti ex ante indipendentemente dall'andamento di variabili osservate giorno per giorno, come la temperatura. Essi sono differenziati per 35 categorie di utenti finali, definite in base all'uso del gas (per riscaldamento, acqua calda, cottura, attività industriali, ...), alla classe di prelievo (utilizzo del gas su cinque, sei o sette giorni della settimana) e alla zona climatica di appartenenza (il territorio nazionale è suddiviso in sei aree geografiche). Ogni profilo standard associa a ciascun giorno dell'anno una percentuale del totale dei consumi annuali. La ricostruzione del profilo giornaliero di ciascun utente avviene così ripartendo su ciascun giorno dell'anno il consumo annuo individuale misurato o stimato.

L'AEEG, consapevole dell'importanza della disponibilità di informazioni sui flussi di gas, ha avviato nel 2008 un programma di progressiva e obbligatoria sostituzione dei misuratori oggi installati con dispositivi in grado di effettuare la telelettura giornaliera dei consumi, al fine di superare l'utilizzo dei profili standard procedendo direttamente alla

raccolta dei dati di misura per l'intervallo di tempo rilevante. La sostituzione totale, che richiederà peraltro ingenti investimenti anche per la raccolta ed il trattamento dei dati di misura, avrà però inizio, per i consumatori di piccola taglia, soltanto nel 2012, per concludersi quattro anni più tardi. Un'analisi delle soluzioni adottate in altri Paesi per lo stesso problema permette di evidenziare come l'introduzione di sistemi di telelettura dei consumi per tutti i consumatori finali non sia il metodo normalmente utilizzato: nella maggioranza dei paesi europei, infatti, la telelettura dei consumi è riservata ai grandissimi consumatori finali, proprio come accade oggi in Italia, e il problema del controllo dei flussi è stato risolto, in modo più immediato, adottando sistemi di profili standard, o load profiling, più accurati, rivisti periodicamente al variare delle condizioni del mercato (Tabella 1).

Metodi di stima di tipo dinamico, cioè in grado tener conto delle osservazioni circa le variazioni di variabili rilevanti, quali la temperatura o la ventosità, sono stati introdotti diversi anni or sono in Austria, nei Paesi Bassi, nel Regno Unito e in Germania. I profili definiti, differenziati per tipologia di consumatore e, nel caso del Regno Unito e della Germania, anche per zona climatica, sono stati elaborati in seguito all'osservazione di un campione di consumatori e si basano su modelli econometrici che tengono conto, appunto, dell'impatto di variabili climatiche e di altra natura (oltre alle già citate temperatura e ventosità, si tiene spesso conto della temperatura di attivazione del riscaldamento,

Tabella 1 - Misurazione giornaliera dei consumi in alcuni Paesi europei

	Utenti con obbligo di telelettura dei consumi	Utenti non misurati
Paesi Bassi	Consumi > 1.7 GWh/a - Circa 10,000 consumatori	circa 6 mln di consumatori
Austria	Consumi > 0.4 GWh/a - Circa 5,000 consumatori	circa 1.2 mln consumatori
Regno Unito	n.d.	circa il 48% del mercato totale

Fonte: interviste e codici di rete nazionali

¹ Nel mese di novembre, ad esempio, l'AEEG ha introdotto un nuovo servizio di stoccaggio chiamato "bilanciamento utenti": esso consiste in una sorta di mercato secondario dello stoccaggio con cadenza mensile ed è finalizzato sia a favorire l'accesso al servizio da parte di tutti gli operatori, sia ad ottimizzare l'uso delle risorse di stoccaggio.

della stagione in cui ci si trova, delle periodicità delle attività economiche, etc). Dati provvisori sulle temperature da utilizzare per le previsioni e le profilazioni sono forniti con un giorno d'anticipo e più volte nel corso del giorno gas, in modo che gli shipper possano predisporre le proprie previsioni e il gestore della rete possa inviare periodiche comunicazioni agli utenti per avvisarli di possibili rischi di disequilibrio.

I modelli utilizzati vengono inoltre aggiornati per legge con una certa frequenza (addirittura annualmente nei Paesi Bassi),

coinvolgendo la collettività degli shipper interessati, che spesso evidenziano proposte interessanti per migliorare le stime elaborate. Come risultato di questo impegno nella predisposizione dei profili standard, le comunicazioni provvisorie inviate agli operatori, nonostante le piccole discrepanze ovviamente presenti rispetto al dato di consumo effettivo degli utenti finali, non sono considerate fonte di eccessiva incertezza né di particolari problemi per gli operatori. La disponibilità di informazioni tempestive e attendibili ha permesso così lo sviluppo di sistemi di bilanciamento orientati al

mercato, di borse spot piuttosto liquide e, in Francia e nel Regno Unito, di mercati di bilanciamento che, seppur molto giovani, hanno mostrato una rapida crescita.

Sarebbe dunque particolarmente importante, nell'ambito del dibattito preliminare alla creazione della borsa, introdurre anche una riflessione su una possibile revisione dei sistemi di load profiling oggi adottati: il possibile rapido miglioramento nelle allocazioni dei flussi potrebbe infatti costituire una solida premessa per le riforme da attuare.



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

A cura del GME

Delibera ARG/elt 9/10 | “Determinazione delle modalità di adeguamento del prezzo di assegnazione di cui all’articolo 3, comma 4, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009” | pubblicata il 4 febbraio | Download

L’art. 3 del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 27 novembre 2009, recante “Determinazione delle modalità per la vendita sul mercato, per l’anno 2010, dell’energia elettrica di cui all’articolo 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79”, prevede che il prezzo di assegnazione dell’energia elettrica CIP6 - ritirata dal GSE e dal medesimo ceduta agli operatori attraverso procedura di assegnazione - nel primo trimestre dell’anno 2010 sia pari a 57 euro/MWh, e che il medesimo prezzo venga in corso d’anno, su base trimestrale, adeguato dall’Autorità con modalità analoghe a quelle adottate per il 2009.

In applicazione di quanto previsto da tale articolo, con il provvedimento in oggetto, l’Autorità conferma per l’anno 2010 un meccanismo di aggiornamento del prezzo di assegnazione dell’energia CIP6 analogo a quello utilizzato nel corso dell’anno 2009.

In particolare, l’Autorità prevede che il prezzo di assegnazione CIP6, a far valere dal secondo trimestre dell’anno 2010, sia determinato, sulla base del corrispondente prezzo per il trimestre precedente, attraverso la seguente formula:

$$PCIP6 = PCIP6_1 * (PUN_T / PUN_{T1})$$

Dove:

PCIP6 è il prezzo CIP6 del trimestre 2010 da determinare;

PCIP6₁ è il prezzo CIP6 del trimestre precedente l’aggiornamento (ad esempio: 57 euro/MWh nel caso del primo aggiornamento trimestrale del 2010);

PUN_T è la media aritmetica del PUN nel trimestre precedente quello cui l’aggiornamento si riferisce;

PUN_{T1} è il valore di riferimento - mantenuto fisso - della media aritmetica del PUN nell’ultimo trimestre dell’anno 2009.

Comunicato agli operatori dell’AEEG | “Obbligo di comunicazione a GME degli acquisiti e delle vendite di contratti a termine - Chiarimenti e proroga dei termini per la comunicazione dei

contratti Articolo 8, comma 4, della delibera ARG/elt 115/08, come successivamente modificata e integrata dalla delibera ARG/elt 60/09 (di seguito: TIMM)” | pubblicato il 12 febbraio 2009 | Download

Attraverso il presente comunicato l’Autorità informa gli operatori che, con riferimento agli adempimenti previsti dall’art. 8, comma 4, del TIMM:

- gli operatori di mercato rilevanti non sono tenuti a comunicare i dati e le informazioni relative alle quantità di energia elettrica di cui si richiede l’importazione virtuale ai sensi dell’art. 3 della deliberazione ARG/elt 179/09 del 20 novembre 2009 (cfr. Newsletter GME n. 22);

- gli operatori di mercato rilevanti che assumono il ruolo di utenti di dispacciamento in immissione per impianti nella titolarità di un soggetto terzo - agendo cioè in forza di un contratto di agenzia - sono tenuti a comunicare al GME i contratti a termine aventi ad oggetto le immissioni di detti impianti come contratti che prevedono il riconoscimento alla parte cedente di corrispettivi rapportati alla valorizzazione dell’energia elettrica nel mercato elettrico. In tal caso, la deroga al principio generale posto dal TIMM - nel rispetto del quale i contratti che prevedono il riconoscimento alla parte cedente di corrispettivi rapportati alla valorizzazione dell’energia elettrica nel mercato elettrico, non devono essere oggetto di comunicazione al GME - è finalizzata, tra l’altro, ad identificare l’insieme dei contratti per cui gli operatori di mercato rilevanti svolgono meramente un servizio di programmazione (scheduling) delle immissioni degli impianti di produzione nella titolarità di soggetti terzi.

Con riferimento alla tempistica delle attività di

comunicazione sulla piattaforma dati esterni (PDE) del GME, l’Autorità informa gli operatori rilevanti che:

- il termine per la comunicazione dei contratti a termine stipulati precedentemente all’1 dicembre 2009 ma aventi un periodo di efficacia che oltrepassava il 31 dicembre 2009, è stato confermato al 15 febbraio 2010;

- il termine per la comunicazione dei contratti a termine stipulati precedentemente all’1 dicembre 2009, ma che hanno esaurito la propria efficacia nel periodo compreso fra l’1 gennaio 2009 e il 31 dicembre 2009, è stato posticipato al 31 marzo 2010.

Delibera ARG/elt 15/10 | “Definizione delle condizioni del servizio di cui all’articolo 1 del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori” | pubblicata il 9 febbraio 2010 | Download

L’Autorità con il presente provvedimento, in applicazione delle disposizioni normative di cui all’art. 1 del decreto-legge 25 gennaio 2010, n. 3, recante “Misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori” - cfr. Newsletter GME n. 24 - disciplina le modalità



LA SINTESI DELLE PRINCIPALI NOVITÀ NORMATIVE DI SETTORE

per la selezione e l'approvvigionamento da parte di Terna, nell'ambito del servizio di dispacciamento, di risorse riducibili istantaneamente in Sicilia e in Sardegna.

In particolare, la delibera in oggetto dispone in merito a:

- le caratteristiche, anche di natura tecnica, inerenti le risorse riducibili istantaneamente, che Terna dovrà dettagliare nell'avviso pubblico per la selezione e assegnazione del servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia elettrica (Art. 3);

- le procedure cui Terna deve conformarsi nel processo di selezione per l'approvvigionamento delle risorse riducibili istantaneamente (Art. 4). Ad integrazione, sul punto si segnala che con il provvedimento ARG/elt 19/10 del 19 febbraio 2010, l'Autorità ha inoltre deliberato l'approvazione - condizionata all'accoglimento di alcune integrazioni richieste da parte del MSE - della proposta di regolamento inviata da Terna, ai sensi del medesimo articolo 4,

comma 2, della deliberazione in commento, per l'espletamento della procedura concorsuale. A seguito di ciò Terna, in data 26 febbraio 2010, ha completato le attività inerenti la procedura di assegnazione e con successivo comunicato del 1 marzo 2010, lo stesso gestore di rete ha pubblicamente reso noto l'esito delle relative assegnazioni, informando gli operatori che con riferimento alle risorse localizzate in Sardegna sono stati assegnati complessivamente 296 MW sui 500 MW posti a bando, mentre non è pervenuta alcuna richiesta di assegnazione per le risorse localizzate in Sicilia. Riguardo l'assegnazione residua della potenza disponibile non assegnata, Terna inoltre comunica che, nel rispetto e in applicazione della normativa vigente, provvederà ad indire allo scopo nuove procedure concorsuali;

- i corrispettivi da riconoscere ai clienti finali titolari delle risorse selezionate in esito alle procedure di cui all'articolo 4, da prevedere esplicitamente nel Contratto disciplinante

il servizio di riduzione dei prelievi per la sicurezza di approvvigionamento nelle isole maggiori (Art. 5);

- le modalità di risoluzione, per i clienti finali assegnatari del servizio in commento, delle precedenti obbligazioni contrattuali assunte nei confronti di Terna relativamente alla fornitura del servizio di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09 del 20 novembre 2009 (interconnectors), nonché dei servizi ordinari di interrompibilità istantanea o di emergenza, incompatibili con l'assunzione contrattuale del presente servizio di riduzione istantanea dei prelievi di energia nelle zone Sicilia e Sardegna (Art. 6,7,8);

- le direttive per la modifica in via d'urgenza del Codice di rete da parte di Terna e i criteri generali per l'utilizzazione delle risorse riducibili istantaneamente nell'ambito del servizio di dispacciamento (Art. 9).



AGENDA GME

11 marzo
Le opportunità del mercato elettrico nel 2010
 Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia
www.nomismaenergia.it

2-3 giugno
Cross Border Power Trading
 Nizza, Francia
 Organizzatore: Energyforum

Questo forum di due giorni è il principale incontro annuale per Regolatori, Borse elettriche, Gestori di rete e operatori del mercato, che permetterà di approfondire gli ultimi sviluppi riguardo al Cross Border Power Trading nella regione occidentale del mercato europeo.

This two-day forum is the major annual spring-time gathering of Regulators, Exchanges, Transmission System Operators and Market Players in order to discuss the latest developments within Cross Border Power Trading in the Western Region of the European Market.

<http://www.energyforum.com/events/conferences/2010/c1003-cross-border-power-trading/>

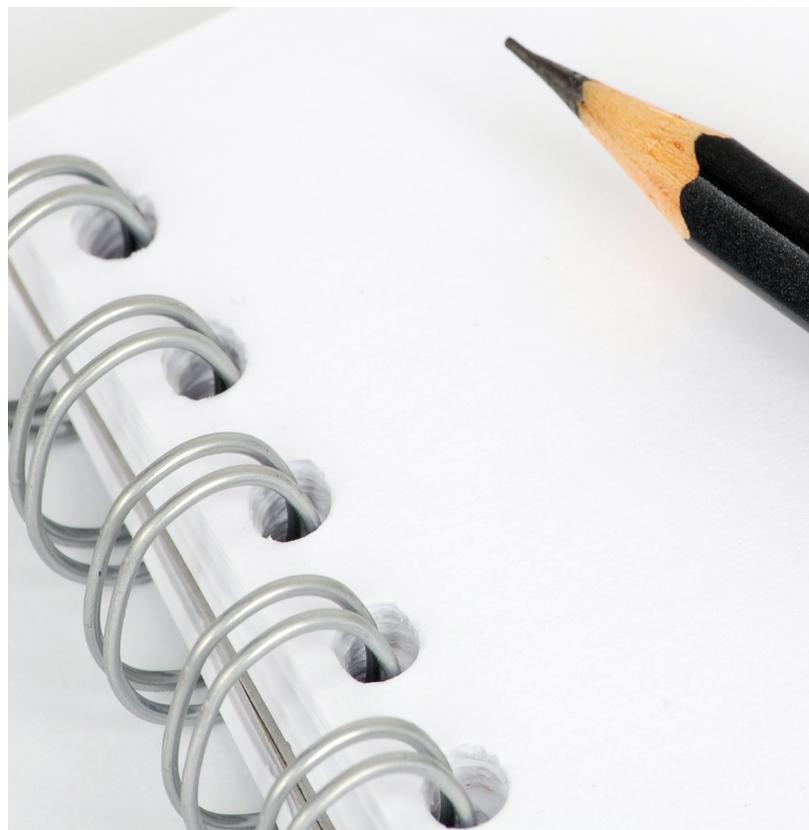
1 marzo - 1 luglio
V edizione Corso di Alta Formazione in Energy Finance, Renewables e Commodity Trading
 Milano, Italia
 Organizzatore: Politecnico di Milano
<http://www.mip.polimi.it/>

4-6 marzo
Energethica 2010
 Genova, Italia
 Organizzatore: Emtrad srl.
<http://www.energethica.it/>

5 - 6 marzo
MIT Energy Conference 2010
 Boston, USA
 Organizzatore: MIT
www.mitenergyconference.com

8-12 marzo
CERAWeek 2010: CERA's 29th Executive Conference and Related Events
 Houston TX, USA
 Organizzatore: CERA
<http://www2.cera.com>

8-30 marzo
Corso in Energia da Fonti rinnovabili: Settore fotovoltaico
 Organizzatore: Mesos, Enea e-Learn
<http://www.portalesmos.it/doc/brochure-installatori.pdf>



9 marzo
Il settore energetico nel 2009: situazioni e tendenze
 Roma, Italia
 Organizzatore: AIEE
www.aiee.it

9-10 marzo
La prossima crisi delle rinnovabili, tra rischi e opportunità
 Milano, Italia
 Organizzatore: Le giornate della Microgenerazione
www.microgenforum.it

9-10 marzo
Giornate della Microgenerazione
 Milano, Italia
 Organizzatore: E-gazette.it, Updating
<http://www.microgenforum.it>

10 marzo
L'economia riparte dalle rinnovabili
 Roma, Italia
 Organizzatore: Arkesia, Amea
<http://www.mgpcomunicazione.it/convegni/details/6-leconomia-riparte-dalle-rinnovabili>

10-11 marzo
4th Renewable Energy Finance Forum - Central and Eastern Europe
 Praga, Repubblica Ceca
 Organizzatore: Euromoneyenergy
<http://www.euromoneyenergy.com/EventDetails/0/1027/4th-Renewable-Energy-Finance-Forum-Central-and-Eastern-Europe.html>

11 marzo
Le opportunità nel mercato elettrico 2010
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Nomisma Energia
www.nomismaenergia.it

11 marzo
Il Fotovoltaico allo Stato dell'Arte
 Rho, Italia
 Organizzatore: Aros, Italweber, MX Group
<http://www.convegnofotovoltaico.it/>

11 marzo 2010
Energy Trading e Portfolio Management
 Milano, Italia
 Organizzatore: Acedemy Borsa Italiana
http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/upl/d@y/lib_allegati/408_1_201001261111.pdf

11 marzo
The Political Economy of Deregulation Theory and Evidence from US States
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=2675&sez=Events&padre=82>

11-12 marzo
Power in West Europe: Evolution and Revolution in the World's Most Dynamic Power Markets
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/ConferenceDetail.aspx?xmlpath=2010/pc091/index.xml>

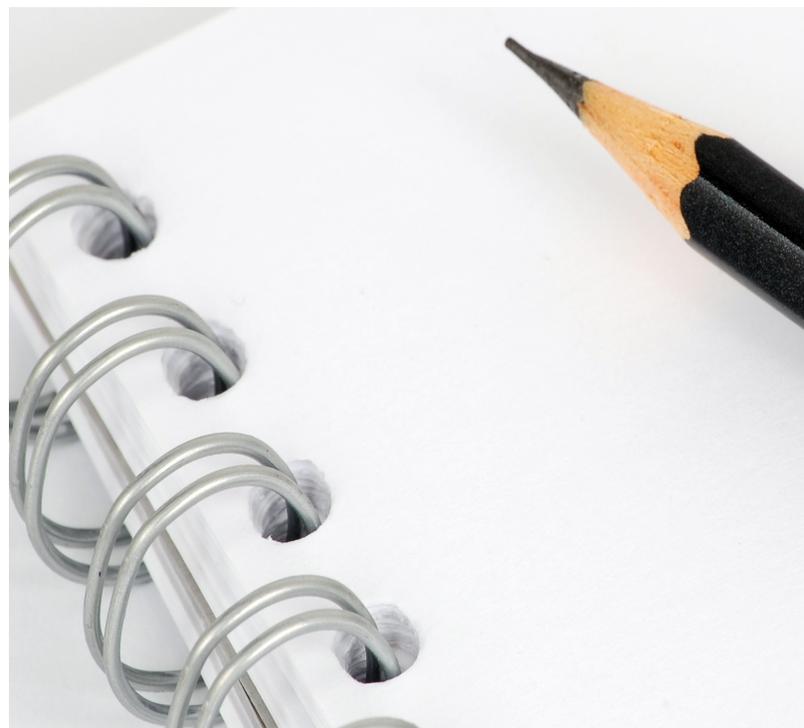
11-12 Marzo
Biomass Trade & Power
 Rotterdam, Olanda
 Organizzatore: Centre for Management Technology
<http://www.cmtevents.com/aboutevent.aspx?ev=100306&>

12 - 17 marzo
Forum Ricerca e Innovazione
 Padova, Italia
 Organizzatore: Università degli Studi di Padova
www.riforum.it

14-17 marzo
4th International Conference on Safety & Environment in Process Industry
 Firenze, Italia
 Organizzatore: AIDIC
<http://www.aidic.it/CISAP4/>

15 marzo
Reconciling Domestic Energy Needs and Global Climate Policy: Challenges and Opportunities for China and India
 Venezia, Italia
 Organizzatore: FEEM
www.feem.it

15 - 16 marzo
Oil and Gas IQ's 8th Annual Acquisition & Divestiture Summit
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: IQPC
<http://www.acquisitiondivestituresummit.com/Event.aspx?id=255400>



15-16 arzo
Counterparty Credit Risk: The New Challenge for Global Financial Markets
 Londra, Gran Bretagna
 Organizzatore: WBS
<http://www.wbstraining.com/php/events/showevent.php?id=161>

15 - 16 Marzo
Critical Infrastructure Protection - Latest Requirements for Energy • Transport • ICT • Public Security
 Berlino, Germania
 Organizzatore: European Academy
http://www.europaeische-akademie.net/fileadmin/user_upload/dateien/seminars/S-196_Critical_Infrastructure_Protection_DM.pdf

15 - 17 marzo
World Biofuels Markets
 Amsterdam, Paesi Bassi
 Organizzatore: Green Power Conferences
<http://www.rai.nl>

16-17 marzo
The Future of utilities
 Londra, Gran Bretagna
 Organizzatore: Marketforce
<http://www.marketforce.eu.com/Conferences/utilities10/>

16-18 marzo
10th Czech Energy Congress
 Praga, Repubblica Ceca
 Organizzatore: Business Forum
<http://www.business-forum.cz/eng/10th-czech-energy-conference/>

16-17 marzo
Il mercato del Gas Naturale: organizzazione e tecniche di trading e risk management
 Londra, UK
 Organizzatore: Academy Borsa Italiana
www.academy.borsaitalia.it

17 marzo
Evoluzione del progetto Gas Smart Meter
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Cig - Comitato Italiano Gas, Gruppo Italia Energia
http://www.cig.it/site/pdfnews/Telegestione_BO_17_marzo_2010.pdf

17 marzo
EURELECTRIC Conference
Building a Secure & Sustainable Electricity Future
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: EURELECTRIC
www.eurelectric.org

17 marzo
EREG Position Paper on Smart Grids
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: Ergeg
www.energy-regulators.eu

17 - 19 marzo
Bloomberg New Energy Finance Summit
 Londra, UK
 Organizzatore: Bloomberg
www.bloomberg.net

17-19 marzo
ENREG ENERGIE RINNOVABILI
 Arad, Romania
 Organizzatore: REECO RO EXPOZITII
<http://www.enreg-expo.com/%20class>

18 marzo
Il mercato dell'ETS
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Nomisma Energia
www.nomismaenergia.it

18 - 19 marzo
Gas & Electricity prices: Fundamentals, risks & hedging strategies
 Roma, Italia
 Organizzatore: Enerdata
www.training.enerdata.net

18-20 marzo
World Renewable Energy Technology Congress e Expo 2010
 New Delhi, India
www.wretc.in

19 marzo
Il futuro dell'energia in Italia
 Roma, Italia
 Organizzatore: FULM
http://www.fulm.org:80/SchedaEvento.aspx?ID_Evento=50

19 marzo
Il sistema elettrico italiano: competitività e innovazione nel post Copenhagen
 Roma, Italia
 Organizzatore: Assocarboni
http://www.assocarboni.it/main.php?lang=it&aree_id=1

19 marzo
Fiscalità sulla produzione e consumi dell'energia elettrica
 Cremona, Italia
 Organizzatore: Agenzia delle Dogane
<http://www.agenziadogane.it/wps/wcm/connect/ed>



19-21 marzo
Vegetalia Agroenergie: VII edizione
 Cremona, Italia
 Organizzatore: Cenacolo
http://www.cenacolosrl.it/uWeb/elementId_444/classId_7/Vegetalia_Agroenergie_VII_edizione.html

18-19 marzo
4th Annual: Optimising the back office in the Energy Trading Market
 Londra, Gran Bretagna
 Organizzatore: Marcusevans
<http://www.marcusevans.com/html/eventdetail.asp?eventID=16270&SectorID=2&divisionID>

22-23 marzo
European Nuclear Forum
 Parigi, Francia
 Organizzatore: Marketforce
<http://www.marketforce.eu.com/Conferences/eunuclear10/>

22 - 23 marzo
2nd German American Energy Conference (GAE)
 Berlino, Germania
 Organizzatore: German American Chamber
<http://www.gae-conference.com/>

23 marzo
Options in the power market – an introduction
 Oslo, Norvegia
 Organizzatore: Nord Pool
<http://www.nordpool.com/en/asa/General-information/training/Options-in-the-power-market-10N102>

23 marzo
Australian Gas Markets - Technical, Commercial & Contract Fundamental...
 Brisbane, Australia
 Organizzatore: IIR Conferences
<http://events.infooil.com/event17107/australian.gas.markets.technical.commercial.contract.fundame.event.aspx>

23-24 marzo
The 9th Annual Wall Street Green Trading Summit
 New York City, NY, USA
 Organizzatore: Hedge Connection
<http://www.wsqts.com>

23-27 marzo
Next Energy 2010
 Milano, Italia
 Organizzatore: Fiera di Milano
<http://www.mcexpocomfort.it/asp/showFolder.aspx?idFolder=1956>

24-26 marzo
Ecopolis
 Roma, Italia
 Organizzatore: Fiera di Roma
www.ecopolis.fieraroma.it

24 - 26 marzo
AUSTRALASIAN OIL & GAS EXPO 2010
 Perth, Australia
 Organizzatore: AOG
<http://events.infooil.com/event15527/australasian.oil.gas.expo.2010.event.aspx>

24-26 marzo
GLOBE 2010 - 11th Biennial Conference and Trade Fair on the Environment
 Vancouver, BC, Canada
 Organizzatore: Globe Foundation
<http://www.globe2010.com/>

24-26 marzo 2010
ENERGY FORUM 2010
 San Pietroburgo, Russia
 Organizzatore: Seint - Servizi Espositivi Internazionali S.r.l.
<http://www.seint.com/index.asp>

24-25 marzo
Gestione e manutenzione efficace delle centrali elettriche - come assicurare la massima produttività e flessibilità degli impianti e operare per ridurre gli oneri di sbilanciamento
 Milano, Italia
 Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir.it

25 marzo
I Italian Smart Grid Forum
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2242&t=events>

25 - 26 marzo
Energia Fotovoltaica, una opportunità per l'industria manifatturiera
 Parma, Italia
 Organizzatore: Anie/Gifi
<http://www.gifi-fv.it/cms/it/eventi>



27-29 marzo
6th Oil & Gas Asia
 Karachi, Pakistan
 Organizzatore: Ecommerce Gateway Pakistan (pvt) Ltd.
<http://www.ogpoasia.com/>

28 - 29 marzo
Introduction to the Oil & Gas Industry
 Dubai, United Arab Emirates
 Organizzatore: MDT International Ltd
http://www.mdinternational.com/course-search.php?id=Course_Location~dubai

29 marzo
CEE Renewable 2010
 Vasavia, Polonia
 Organizzatore: Easteuro Link
<http://www.easteurolink.co.uk/cee-renewable-energy/>

29-31 marzo
12° International Energy Forum
 Cancun, Messico
 Organizzatore: Global Energy Dialogue
<http://iefs.energia.gob.mx/IEF/Portal/?id=545&lang=2>

29-31 marzo
Smart Grids Europe 2010
 Amsterdam, Olanda
 Organizzatore: Synergy
www.smartgrids-europe.com

30-31 marzo
Global LNG Markets, Pricing and Competition
 Londra, Gran Bretagna
 Organizzatore: Energy Institute
<http://www.energyinst.org.uk/training/1003LNG.pdf>

30 -31 marzo
Renewable Energy Finance Forum (REFF) Canada Toronto, Canada
 Organizzatore: CANGEA
http://www.cangea.ca/images/uploads/_ac_uploads/REFF_Canada_brochure_Mar_30-31_2010_Toronto.pdf

31 marzo
I servizi pubblici locali 2010
 Roma, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2252&t=events>

6 - 7 aprile

2010 Energy Conference

Washington, DC, USA

Organizzatore: EIA

<http://www.eia.doe.gov/conference/2010/>

5 - 8 aprile

Smart Electricity World Asia 2010

Singapore

Organizzatore: Terrapinn

<http://www.terrapinn.com/2010/smartasia/>

7-9 aprile

Marginal Costing for Electric Utilities

Los Angeles, California, USA

Organizzatore: NERA

http://www.nera.com/event.asp?e_ID=4017

11-13 aprile

25th Annual Global Power Markets Conference

Nevada, USA

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com/ConferenceDetail.aspx?xmlpath=2010/pc012/index.xml>

12 - 13 aprile

4th Annual Cap-and-Trade Forum

Toronto, Canada

Organizzatore: ALM

<http://www.insightinfo.com/capandtrade>

13 - 14 aprile 2010

How Will Smart Grids Change the Face of Europe's Electricity Distribution and Consumption?

Brussels, Belgium

Organizzatore: Eurelectric

<http://www2.eurelectric.org/Content/Default.asp?>

14-15 aprile

Ancillary Services Europe

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Energy Forum

<http://www.energyforum.com/events/conferences/2010/c1002-ancillary-services/>

14 - 16, aprile

Navigating the American Carbon World 2010 New Direction for Climate Change

San Francisco, CA, USA

Organizzatore: Point Carbon

<http://www.nacw2010.org>

14 - 16 aprile

6th International Congress and Exhibition on Energy Efficiency and Renewable Energy Sources for South East Europe

Inter Expo Center, Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo

http://www.viaexpo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=30&Itemid=40&lang=en

14-15 aprile

REXchange Energy Trade

Barcellona, Spagna

Organizzatore: Synergy

www.rexchange.eu

14-16 aprile

International Energy Efficiency & Renewable Energy Sources

Congress

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo

http://www.viaexpo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=9&Itemid=15&lang=en

15-18 aprile

Energyblot. II Salone delle energie rinnovabili

Organizzatore: Expoblot

<http://www.expoblot.it/Vercelli,Italia>

www.expoblot.it

16 aprile

Pilot Framework Guideline for Electricity Grid Connection

Brussels, Belgio

Organizzatore: ERGEG

http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME

18 - 21 aprile

16th International Conference & Exhibition on Liquefied Natural Gas

Oran, Algeria

Organizzatore: ETF

http://www.viaexpo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=30&Itemid=40&lang=en

21-22 aprile

Il contratto EFET per il trading dell'energia

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Borsa Italiana

<http://www.academy.borsaitaliana.it/webapp/attivita/prodotto/dettaglio.aspx?i=413>

21-24 aprile

SEP Systems for Environmental Projects 2010

Padova, Italia

Organizzatore: Padova fiere

<http://www.seponline.it>

20-23 aprile

EWEC 2010

Varsavia, Polonia

Organizzatore: EWEA

<http://www.ewec2010.info/>

29 aprile

CEE Energy Trading 2010

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: East Eurolink

<http://www.easteurolink.co.uk/cee-energy-trading/>

27 - 29 aprile

Oil & Gas Outlook North Sea

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Terrapinn

www.terrapinn.com/2010/northsea

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)

E' 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 dei Mercati Energetici S.p.A.

Viale Maresciallo Pilsudski, 92 - 00197 Roma

www.mercatoelettrico.org

relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org

Progetto a cura del GME, in collaborazione con:

GMC – Giuseppe Marra Communications S.p.A. e ADNKRONOS COMUNICAZIONE S.p.A.

ref. Ricerche per l'economia e la finanza S.r.l

R.I.E. Srl - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.".

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.