

PRIMO PIANO

L'AUCTIONING NELLA TERZA FASE EMISSIONS TRADING TRA INCERTEZZE POLITICHE ED ECONOMICHE

Stefano Clò, Rie

■ La nuova Direttiva 2009/29 approvata con il Pacchetto Clima-Energia apporterà un cambiamento significativo nel criterio di assegnazione dei permessi di emissione contrattabili nell'Emissions Trading Scheme (ETS). Nella terza fase di trading 2013-2020, la vendita tramite meccanismo d'asta (auctioning) diventerà il principale criterio allocativo nell'ETS. Al settore elettrico – a cui nel 2010 è stato allocato il 63% della totalità dei permessi emissivi – non verrà assegnato più alcun permesso a titolo gratuito¹, mentre i settori industriali non esposti a Carbon Leakage dovranno acquistare all'asta una percentuale di permessi crescente negli anni (dal 20% nel 2013 al 70% nel 2020).



Design istituzionale del meccanismo d'asta

L'assetto istituzionale e il funzionamento del meccanismo d'asta è stato stabilito in via diretta dalla Commissione tramite

apposita regolazione (Commission Auctioning Regulation No 1031/2010). Il modello d'asta selezionato è definito nella letteratura economica single-round, sealed-bid and uniform-price auction dove: a) gli operatori propongono simultaneamente un'unica offerta in busta chiusa in cui specificano quanti permessi vogliono acquistare ed a quale prezzo (single-round); b) i volumi di acquisto proposti vengono ordinati dal banditore in via decrescente in base al prezzo proposto (dal più alto al più basso); c) ai migliori offerenti vengono assegnate le quantità di permessi da loro richieste fino ad esaurimento del volume di permessi messi all'asta e d) tutti gli operatori

pagano al banditore lo stesso prezzo, pari al valore dell'offerta più alta rifiutata (sealed-bid, uniform price). È stato inoltre deciso che le aste avranno una frequenza settimanale, resa pubblica all'inizio di ogni anno in un apposito calendario, e in ciascuna asta verrà venduta la medesima proporzione di per-

¹ Un'esenzione è prevista per alcuni impianti cogenerativi posizionati nei nuovi 10 Stati Membri che, producendo anche calore, vedrebbero allocarsi in via transitoria una parte di permessi emissivi a titolo gratuito.

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/APRILE 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

■ APPROFONDIMENTO

L'Auctioning nella terza fase Emissions Trading tra incertezze politiche ed economiche

di Stefano Clò, Rie

pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 26

■ APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Se l'offerta di energia elettrica continua ad esibire, almeno nell'Italia continentale, tassi di crescita tendenziali in doppia cifra, l'energia effettivamente scambiata nel Sistema Italia fa registrare una nuova flessione su base annua, la quarta consecutiva nel nuovo anno. I volumi di energia scambiati nel mese di aprile non sono mai stati così bassi (33.416 MWh medi orari) negli ultimi otto anni. Gli acquisti nazionali di energia elettrica sono diminuiti del 4,3%, le vendite delle unità di

produzione del 5,3% mentre le importazioni nette hanno segnato un lieve aumento (+1,3%). Si confermano su livelli bassi anche i volumi di energia scambiati in borsa (19.347 MWh medi orari); in controtendenza, invece, gli scambi di energia over the counter in forte crescita anche ad aprile. La liquidità del mercato si è attestata al 57,9%, guadagnando 2 punti percentuali su marzo, ma cedendone 5,2 su base annua. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), con un aumento di 3,87 €/MWh rispetto ad aprile 2010 si è portato a 65,18 €/MWh (+6,3%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di 3,00 €/MWh (-4,4%) su marzo, ma in aumento di 3,87 €/MWh (+6,3%) su aprile 2010, si è portato a 65,18 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo su base annua di 5,21 €/MWh nelle ore di picco e di 3,47 €/MWh nelle ore fuori picco, con i prezzi saliti rispettivamente a 73,80 €/MWh (+7,6%) e 60,87 €/MWh (+6,0%) (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload si è attestato a 1,13, livello prossimo al minimo storico registrato

ad aprile 2010 (1,12). I prezzi di vendita, anche ad aprile, hanno segnato aumenti tendenziali in tutte le zone ad eccezione della Sicilia (-13,3%), che pertanto riduce a circa 4 €/MWh il delta prezzo con le zone continentali (allineate attorno ai 64 €/MWh) e cede il primato di zona dal prezzo più alto alla Sardegna, pari a 76,17 €/MWh. Il Sud si conferma la zona dal prezzo più basso, con 63,74 €/MWh (Grafico 2).

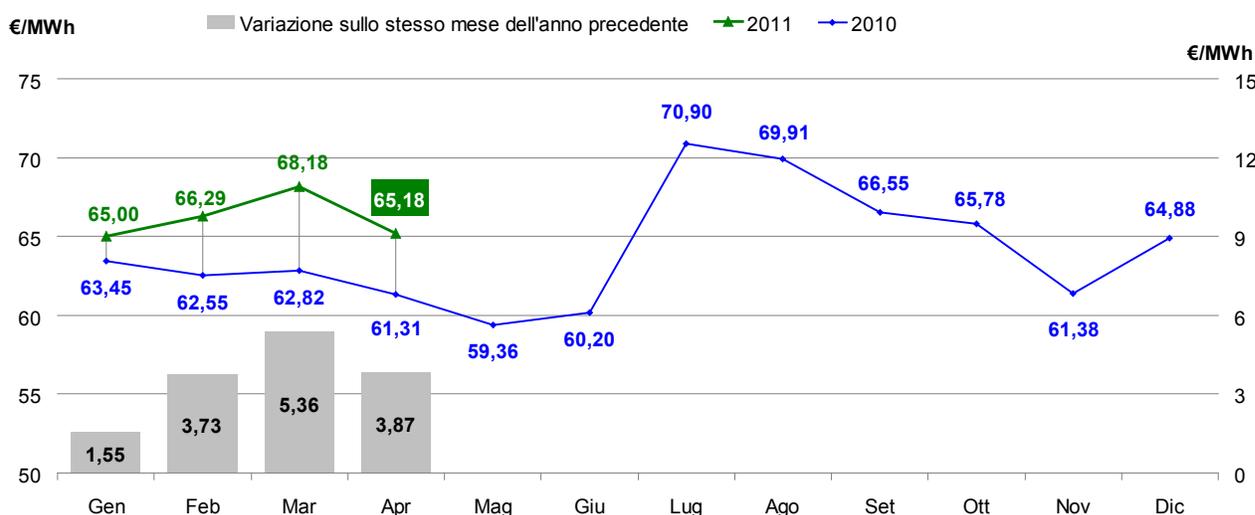
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011	2010	Var vs 2010		Borsa		Sistema Italia		2011	2010
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	65,18	61,31	3,87	6,3%	19.347	-12,3%	33.416	-4,4%	57,9%	63,1%
<i>Picco</i>	73,80	68,58	5,21	7,6%	23.894	-6,7%	40.246	-4,5%	59,4%	60,8%
<i>Fuori picco</i>	60,87	57,40	3,47	6,0%	17.073	-15,2%	30.001	-3,4%	56,9%	64,8%
<i>Minimo orario</i>	22,94	22,82			9.800		20.603		45,6%	50,6%
<i>Massimo orario</i>	118,07	117,54			27.072		43.657		66,3%	72,4%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

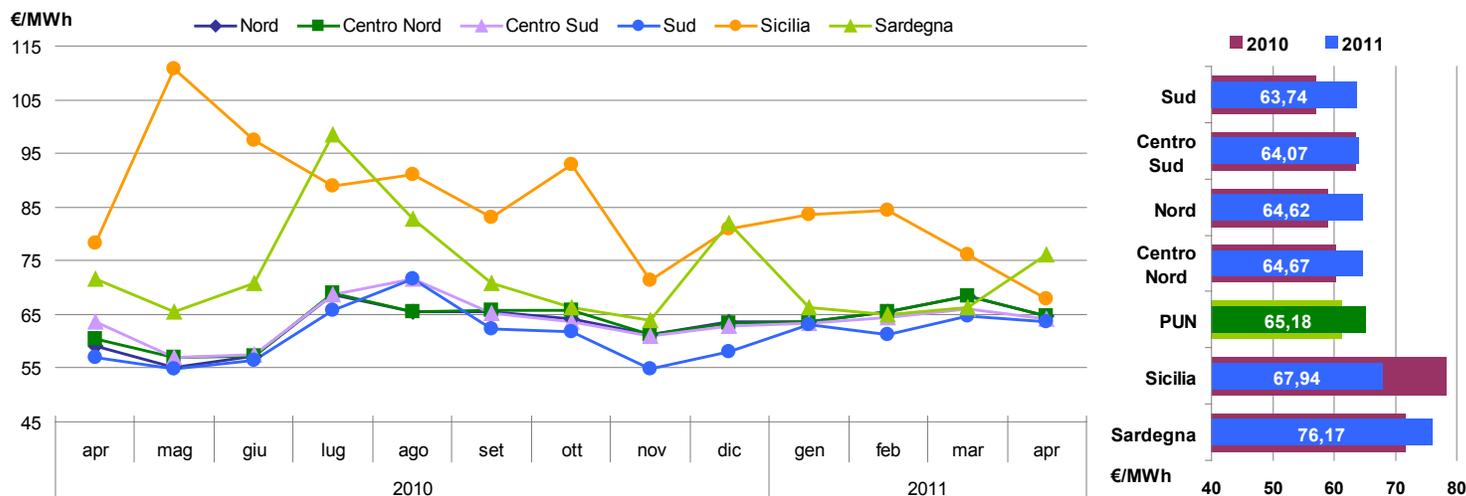
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 24,1 milioni di MWh, hanno registrato una flessione su base annua del 4,4%, la quarta consecutiva. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 13,9 milioni di MWh, corrispondente al minimo storico in media oraria, si è ridotta del 12,3% rispetto ad

aprile dello scorso anno; per contro gli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,1 milioni di MWh, sono cresciuti del 9,1% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, pur guadagnando 2,0 punti percentuali rispetto al minimo di marzo, ne ha ceduti 5,2 su base annua attestandosi al 57,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	13.929.589	-12,3%	57,9%
Operatori	8.051.542	-14,2%	33,5%
GSE	3.093.950	-19,2%	12,9%
Zone estere	2.783.621	+4,6%	11,6%
Saldo programmi PCE	478	-51,8%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.130.180	+9,1%	42,1%
Zone estere	1.310.791	-7,0%	5,4%
Zone nazionali	8.819.867	+12,0%	36,7%
Saldo programmi PCE	-478	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.059.769	-4,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.340.178	+28,9%	
OFFERTA TOTALE	43.399.947	+8,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	13.929.589	-12,3%	57,9%
Acquirente Unico	3.548.859	-13,6%	14,8%
Altri operatori	8.921.486	-14,9%	37,1%
Pompaggi	57.439	-79,0%	0,2%
Zone estere	80.790	-26,5%	0,3%
Saldo programmi PCE	1.321.015	+47,4%	5,5%
PCE (incluso MTE)	10.130.180	+9,1%	42,1%
Zone estere	36.540	+1,4%	0,2%
Zone nazionali AU	2.797.920	-9,6%	11,6%
Zone nazionali altri operatori	8.616.735	+22,2%	35,8%
Saldo programmi PCE	-1.321.015	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.059.769	-4,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.865.832	+0,4%	
DOMANDA TOTALE	25.925.601	-4,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 23,9 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 4,3%; il calo ha interessato le zone centro settentrionali del Paese, in particolare il Nord (-6,1%), e la Sicilia. In crescita invece gli acquisti al Sud (+3,7%) ed in Sardegna (+7,3%). In flessione anche gli acquisti sulle zone estere, pari a soli 117 mila MWh (-19,6%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica dalle unità

di produzione nazionale, pari a 20,0 milioni di MWh, si sono ridotte del 5,3%; in calo le vendite in quasi tutte le zone, con variazioni comprese tra -3,6% della Sicilia e -16,6% della Sardegna; in forte aumento per il secondo mese consecutivo, invece, nel Centro Sud (+24,6%). Pressoché invariate le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,1 milioni di MWh (+0,6%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.265.589	26.758	+10,0%	9.878.501	13.720	-9,6%	13.058.751	18.137	-6,1%
Centro Nord	3.490.016	4.847	+9,5%	1.656.358	2.300	-9,2%	2.672.454	3.712	-4,6%
Centro Sud	6.120.558	8.501	+15,2%	2.457.547	3.413	+24,6%	3.775.523	5.244	-4,4%
Sud	6.463.343	8.977	+14,5%	3.761.680	5.225	-4,8%	2.002.930	2.782	+3,7%
Sicilia	2.476.649	3.440	-9,5%	1.459.467	2.027	-3,6%	1.488.009	2.067	-3,9%
Sardegna	1.301.816	1.808	-6,1%	751.805	1.044	-16,6%	944.772	1.312	+7,3%
Totale nazionale	39.117.970	54.331	+9,3%	19.965.358	27.730	-5,3%	23.942.440	33.253	-4,3%
Estero	4.281.977	5.947	-2,4%	4.094.412	5.687	+0,6%	117.330	163	-19,6%
Sistema Italia	43.399.947	60.278	+8,1%	24.059.769	33.416	-4,4%	24.059.769	33.416	-4,4%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il calo tendenziale delle vendite da impianti a ciclo combinato (-9,0%), termici tradizionali (-12,7%) ed a pompaggio (-34,5%). In crescita, invece, le vendite da impianti a carbone (+12,7%) – in evidenza il Centro Sud (+134,0%) – da impianti geotermici (+2,7%) ed eolici (+40,5%). Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone è salita al 10,5% (+1,7 punti percentuali

rispetto ad un anno fa), quella da impianti eolici al 3,0% (+1,0 p.p.), e quella degli impianti idroelettrici ad apporto naturale al 16,2% (+1,3% p.p.); mentre è scesa al 52,5% la quota degli impianti a ciclo combinato (-2,2% p.p.), al 13,9% quella da altri impianti termici (-1,2 p.p.), all'1,7% quella da impianti a pompaggio (-0,7 p.p.); pressoché invariata la quote delle vendite da impianti geotermici (2,2%) (Tabella 5).

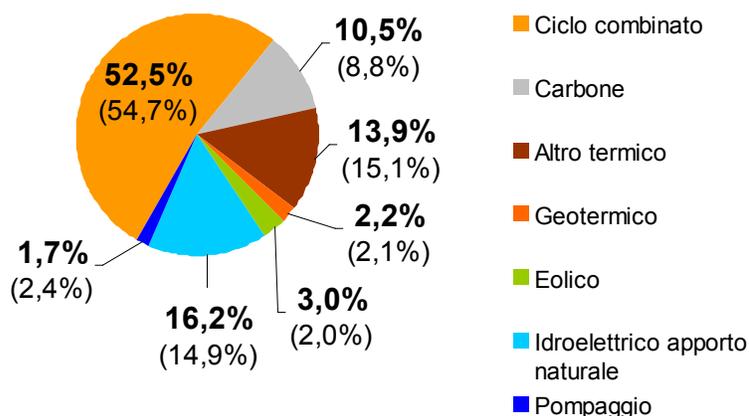
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

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	10.108	-13,3%	1.893	-12,2%	2.729	+38,7%	4.572	-5,7%	1.766	-5,2%	884	-20,7%	21.952	-7,0%
Ciclo combinato	8.092	-7,3%	1.148	-14,6%	870	-10,8%	2.875	-0,8%	1.487	-10,5%	96	-76,0%	14.568	-9,0%
Carbone	562	-53,6%	-	-100,0%	1.583	+134,0%	-	-	-	-	756	+12,9%	2.901	+12,7%
Geotermico	-	-	617	+2,8%	-	-	2	-7,0%	-	-	-	-	619	+2,7%
Altro termico	1.454	-15,4%	128	-34,5%	276	-12,5%	1.695	-13,0%	279	+37,2%	32	-28,2%	3.865	-12,7%
Idroelettrico	3.608	+2,8%	406	+8,5%	553	-16,3%	270	-34,8%	30	-52,3%	85	+21,5%	4.951	-2,8%
Apporto naturale	3.312	+9,7%	349	-0,1%	473	-10,0%	270	-34,8%	18	-37,7%	62	+56,6%	4.483	+2,4%
Pompaggio	296	-39,6%	57	+130,6%	80	-41,0%	-	-	12	-64,5%	23	-23,7%	468	-34,5%
Eolico	4	+78,5%	1	-79,4%	131	+18,3%	382	+68,1%	231	+31,6%	75	+11,8%	826	+40,5%
Totale Impianti	13.720	-9,6%	2.300	-9,2%	3.413	+24,6%	5.225	-4,8%	2.027	-3,6%	1.044	-16,6%	27.730	-5,3%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia Fonte: GME



Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), ad aprile, il prezzo d'acquisto è variato tra i 64,75 €/MWh di MI2 e 65,48 €/MWh di MI1. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) evidenzia prezzi pressoché in linea con il PUN

su MI e MI2, più bassi, invece, quelli di MI3 e MI4 (Tabella 6). Rispetto ad aprile 2010, i prezzi di MI1 ed MI2, gli unici per cui è possibile il confronto, sono aumentati rispettivamente del 5,4% e dell'1,4%.

Tabella 6: MI, confronto con MGP dei prezzi medi mensili

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)		MGP (1-24 h)	MI1 (1-24 h)	MI2 (1-24 h)	MI3 (13-24 h)	MI4 (17-24 h)
€/MWh						
Prezzo d'acquisto*		65,18	65,48 (+0,5%)	64,75 (-0,7%)	65,19 (-4,8%)	65,19 (-5,7%)
Prezzi di vendita	Nord	64,62	63,15 (-2,3%)	62,94 (-2,6%)	64,76 (-3,9%)	65,33 (-3,7%)
	Centro Nord	64,67	63,37 (-2,0%)	63,24 (-2,2%)	65,19 (-3,5%)	66,69 (-2,0%)
	Centro Sud	64,07	63,33 (-1,2%)	63,23 (-1,3%)	65,17 (-3,3%)	66,68 (-1,9%)
	Sud	63,74	63,29 (-0,7%)	63,11 (-1,0%)	64,83 (-3,3%)	66,46 (-2,0%)
	Sicilia	67,94	64,95 (-4,4%)	62,89 (-7,4%)	58,45 (-22,7%)	60,44 (-22,1%)
	Sardegna	76,17	75,08 (-1,4%)	74,09 (-2,7%)	74,94 (-6,7%)	78,42 (-5,6%)

* Il prezzo d'acquisto delle sessioni di MI è calcolato come media dei prezzi zonalari ponderati con gli acquisti.

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti

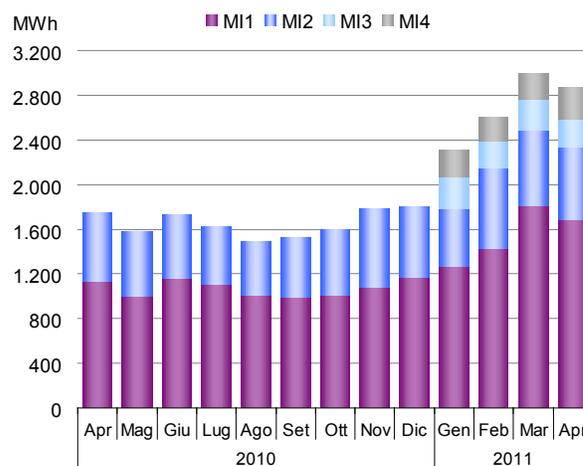
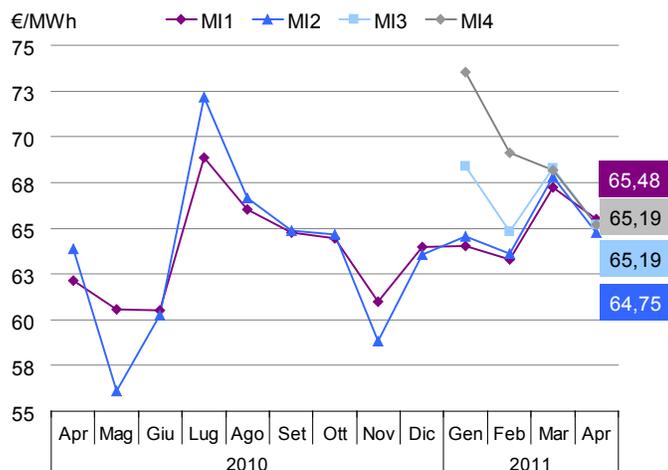
(continua)

I volumi scambiati su MI1 sono stati 1,2 milioni di MWh, in aumento del 49,1% rispetto ad aprile 2010, mentre quelli scambiati su MI2, pari a 467 mila MWh, sono cresciuti del

5,0%. Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 91 mila MWh e 68 mila MWh (Grafico 5).

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



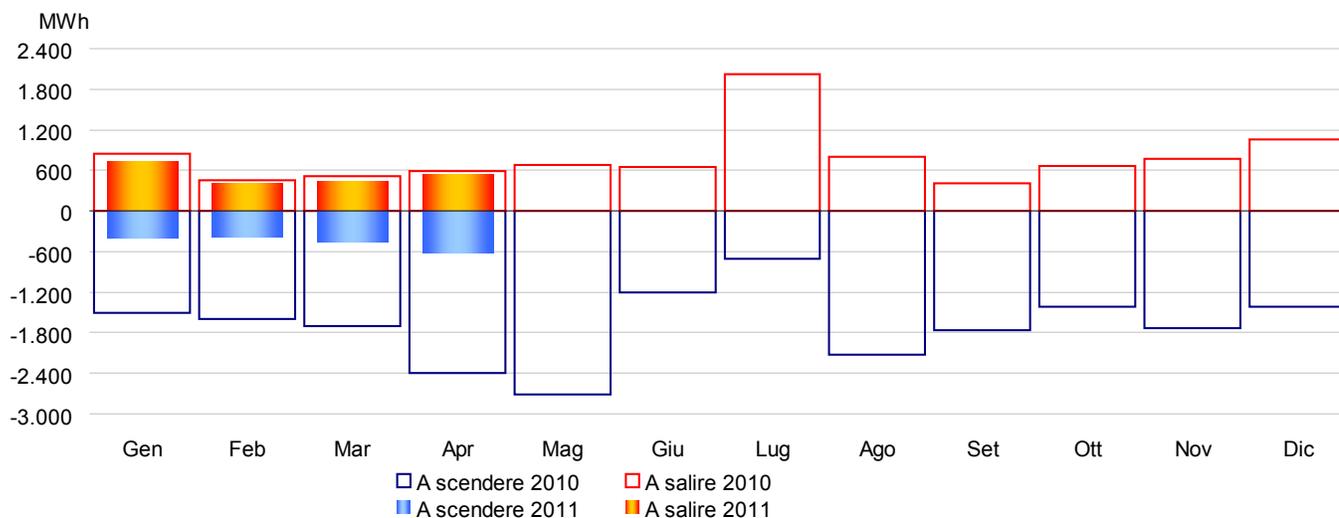
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, ad aprile, gli acquisti di Terna, pari a 391 mila MWh, hanno segnato una flessione dell'8,2% su base annua. Sul mercato

a scendere, le vendite di Terna, pari a 440 mila MWh, si sono ridotte di circa due terzi rispetto a quelle registrate un anno fa (-74,4%) (Grafico 6).

Grafico 6: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) ad aprile sono stati negoziati 105 contratti (35 baseload e 70 peakload), pari a 359 mila MWh; il IV Trimestre 2011 peakload è stato il prodotto più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 4.023 MW, per un totale di 4,4 milioni di

MWh. Tutti i prodotti in contrattazione hanno evidenziato un prezzo di controllo stabile o in aumento rispetto a marzo (Tabella 7). Il prodotto *Maggio 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 506 MW sul baseload e di 290 MW sul peakload, per complessivi 453 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

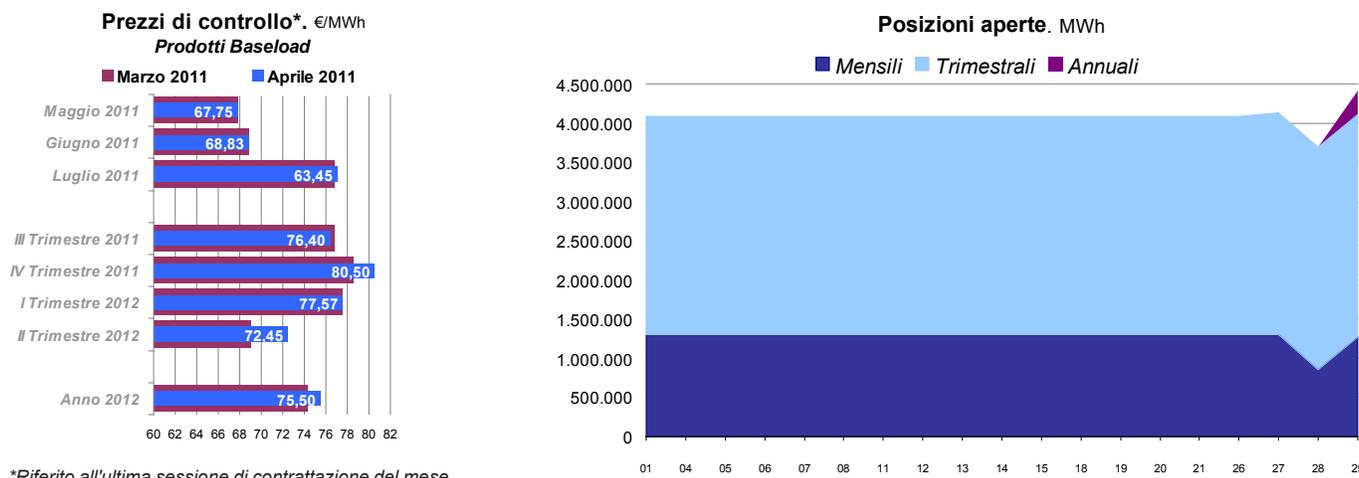
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Maggio 2011	67,75	0,0%	-	-	-	-	-	-
Giugno 2011	68,83	0,0%	-	-	-	-	501	360.720
Luglio 2011	77,00	0,2%	-	-	-	-	461	342.984
Agosto 2011	76,10	-	-	-	-	-	461	342.984
III Trimestre 2011	76,40	-0,6%	-	-	-	-	474	1.046.592
IV Trimestre 2011	80,50	2,5%	-	-	-	-	571	1.261.339
I Trimestre 2012	77,57	0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2012	72,45	5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	75,50	1,6%	2	35	-	35	35	307.440
Totale			2	35	-	35	2.503	3.662.059

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione					MW	MWh
Maggio 2011	77,28	0,7%	1	5	-	5	-	-
Giugno 2011	78,49	0,0%	-	-	-	-	285	75.240
Luglio 2011	89,15	0,0%	-	-	-	-	280	70.560
Agosto 2011	88,28	-	-	-	-	-	280	77.280
III Trimestre 2011	88,20	0,0%	-	-	-	-	280	221.760
IV Trimestre 2011	90,75	0,7%	7	65	-	65	395	308.100
I Trimestre 2012	89,98	0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2012	84,04	5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	86,22	0,0%	-	-	-	-	-	-
Totale			8	70	-	70	1.520	752.940

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili ad aprile ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad aprile 2011, sono state pari a 21,0 milioni di MWh, in aumento del 15,3% rispetto allo stesso mese del 2010, trainate dalla decisa crescita dei contratti *non standard* (+25,4%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 14,1 milioni di MWh (+15,9%). In aumento

i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,1 milioni di MWh (+9,1%), che nei conti in prelievo, pari a 11,5 milioni di MWh (+12,5%) (Tabella 8). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è portato a quota 1,49, in calo sia rispetto al mese precedente che su base annua (Grafico 8).

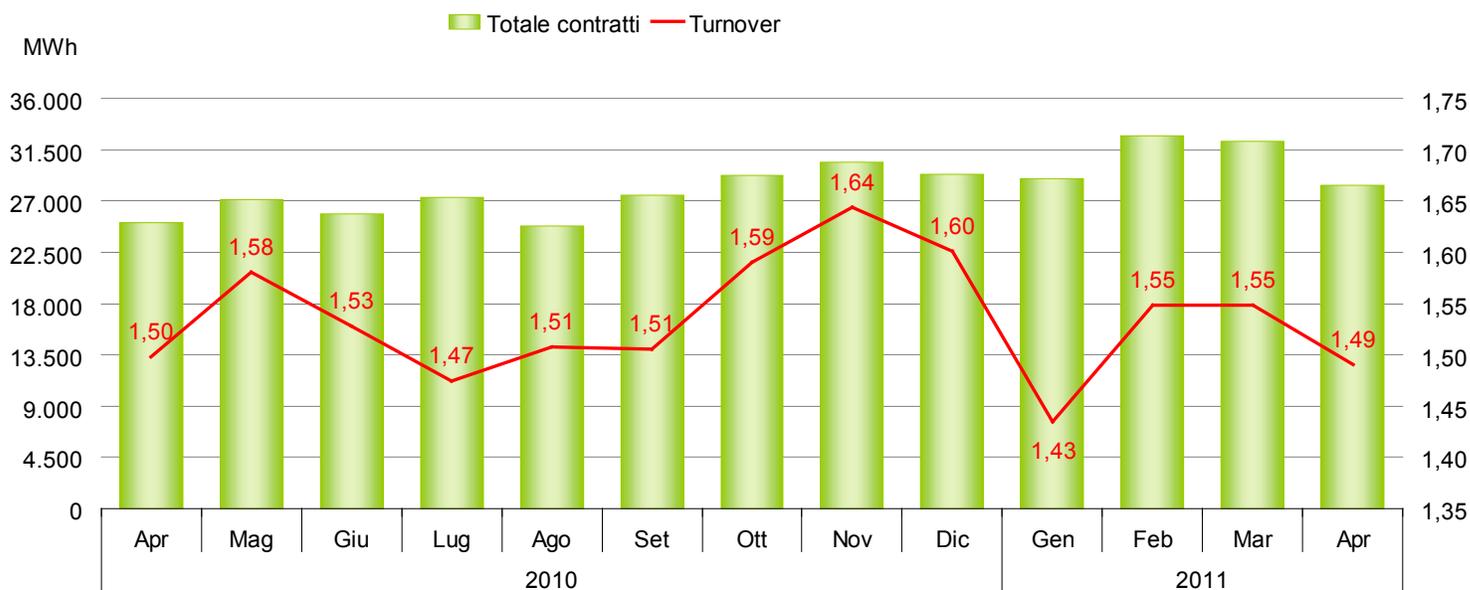
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGISTRATE				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.447.377	+9,9%	30,8%	Richiesti	10.463.673	+11,4%	100,0%	11.451.197	+12,5%	100,0%
<i>Off Peak</i>	414.900	- 29,7%	2,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.901.842	+75,6%	27,7%	-	-	-
<i>Peak</i>	627.062	- 51,6%	3,0%	Registrati	10.130.658	+9,1%	96,8%	11.451.195	+12,5%	100,0%
<i>Week-end</i>	1.200	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.596.988	+64,9%	24,8%	-	-	-
Totale Standard	7.490.539	- 3,4%	35,8%	Rifiutati	333.016	+209,4%	3,2%	1	-99,9%	0,0%
Totale Non standard	12.951.371	+25,4%	61,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	304.854	+292,1%	2,9%	-	-	-
PCE bilaterali	20.441.910	13,1%	97,6%	Saldo programmi	478	- 51,8%		1.321.015	+47,4%	
MTE	508.140	+490,9%	2,4%							
TOTALE PCE	20.950.050	+15,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	14.051.182	+15,9%	67,1%							

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Il differenziale di prezzo tra la zona Nord e la borsa BSP si è attestato a 12,93 €/MWh risultando stabile rispetto al mese precedente. Tale dato, tuttavia, risente dell'azzeramento dei prezzi avvenuto sulla borsa BSP domenica 3 aprile a causa del decoupling tra i due mercati, con un conseguente allontanamento dei prezzi nelle ore festive. Di contro si registra il calo del differenziale di prezzo sia nelle ore fuori picco, sceso al valore minimo storico di 5,48 €/MWh, sia in quelle di picco. Rimane peraltro sostanzialmente stabile la percentuale di ore in cui i prezzi delle due borse sono stati allineati, pari al 10%.

Con la succitata eccezione del 3 aprile scorso, il market coupling ha funzionato regolarmente assegnando 173 MW medi

orari di capacità transfrontaliera, nel 99,6% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 0,4% in export. Si segnala che l'ulteriore incremento di capacità assegnata (+60 MWh) è concentrato soprattutto nei venerdì e nei lunedì del mese, in cui il limite di transito BSP-SLOV ha toccato valori particolarmente alti prossimi ai 400 MWh.

Il market coupling si conferma come metodo di allocazione della capacità più efficiente rispetto a quello dell'asta esplicita, non producendo inefficienze, a fronte del 9,7% delle ore in cui l'asta esplicita ha prodotto sottoutilizzo della capacità disponibile.

Infine, si osserva l'ulteriore aumento dei volumi trattati dalla borsa BSP, saliti a 197 MWh medi orari (+30%).

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW)	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	64,62	-5,6%	51,69	-7,5%	12,93	12,85	90%	10%	0%	173
Picco	73,35	-8,5%	61,52	-1,4%	11,83	17,75	31%	3%	0%	79
Fuori Picco	57,42	-1,5%	51,94	-0,5%	5,48	6,09	28%	5%	0%	57
Festivo	63,09	-5,1%	41,61	-23,5%	21,48	15,10	31%	2%	0%	38

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

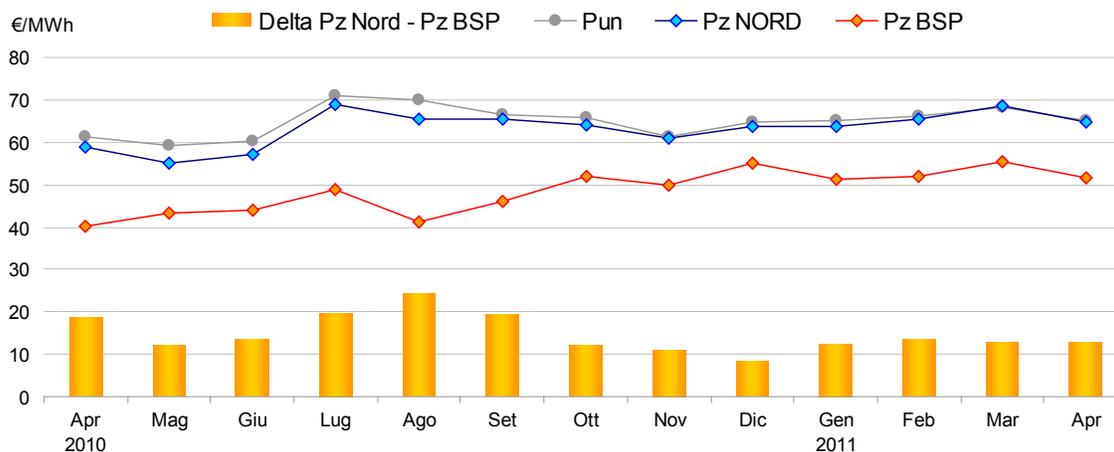
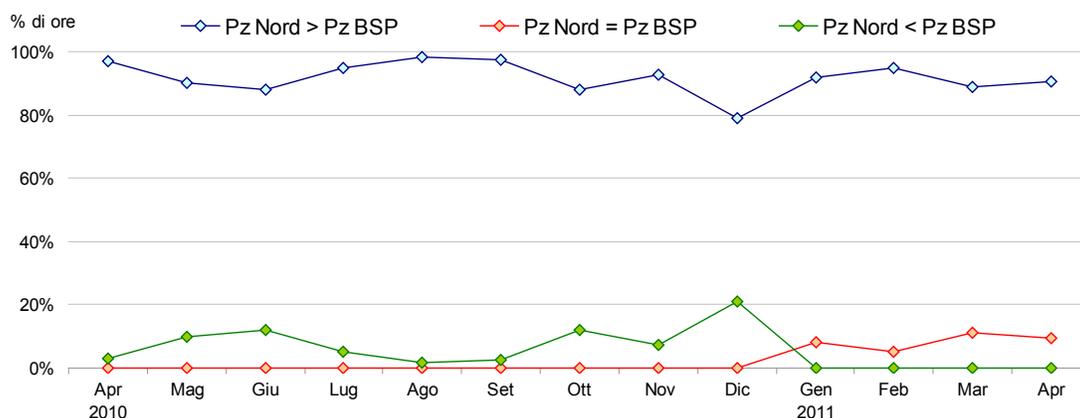


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	173	279	99,6%	100,0%	99,6%	90,3%	0,0%	9,7%	0,0%	0,0%
Export	0	0	0,4%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	173	279	100,0%	100,0%	100,0%	90,3%	0,0%	9,7%	0,0%	0,0%

Grafico 3: relazione tra delta Pz Nord – Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

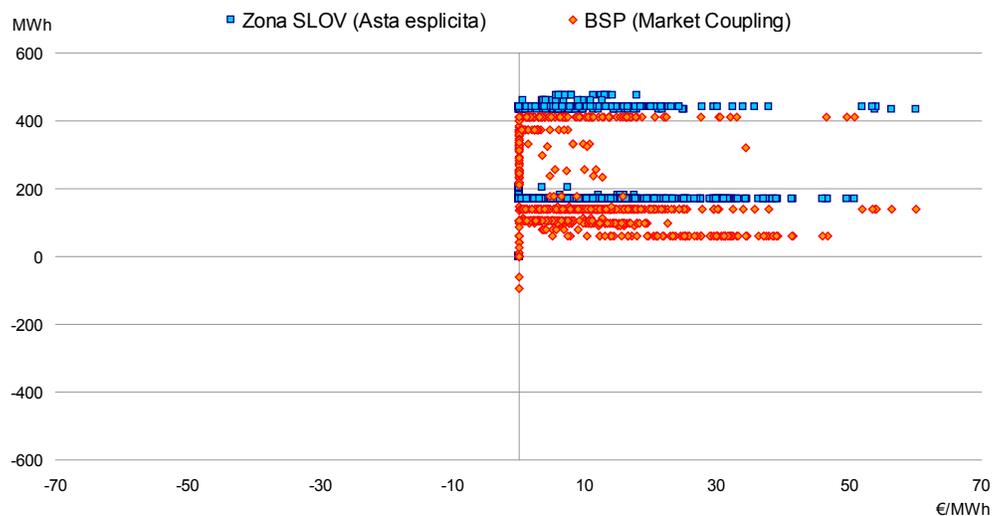
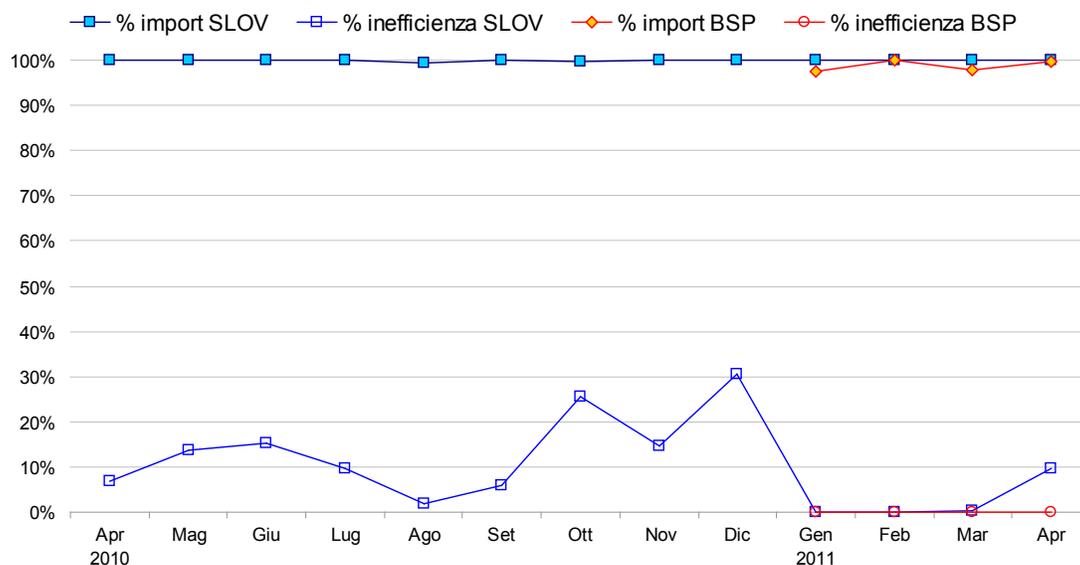


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Rispetto ad un anno fa, il mese di aprile rileva una brusca battuta d'arresto della domanda di gas naturale, trainata prevalentemente dal crollo dei consumi domestici e di quelli termoelettrici, stante consumi industriali in leggero

aumento. I prezzi registrati al PSV mostrano un calo congiunturale tornando sui valori di febbraio, confermandosi su livelli sensibilmente superiori ad un anno fa. I mercati spot del gas naturale gestiti dal GME riscontrano una riduzione degli scambi rispetto al mese precedente, evidenziando prezzi sostanzialmente allineati a quanto registrato sul PSV.

Nel mese di aprile la domanda di gas evidenzia una brusca battuta di arresto rispetto al dato di un anno fa, scendendo a 4.920 milioni di mc (-15%), per effetto del crollo dei consumi domestici (-28%), favorito da condizioni climatiche decisamente favorevoli, e da una diminuzione del settore termoelettrico (-10%). In controtendenza, invece, i consumi industriali, saliti del 4%. In particolare la domanda domestica cala a 1.579 milioni di mc (-28%), come anche i consumi termoelettrici che – complice la

riduzione tendenziale della domanda elettrica (-4%) e un aumento di produzione da fonte carbone (+13%) – scendono ad un livello mai toccato da giugno 2009 e pari a 2.071 milioni di mc (-10%). Dal canto suo, il comparto industriale mostra un ulteriore aumento tendenziale, portandosi ad un livello pari a 1.120 milioni di mc (+4%), ma ancora al di sotto rispetto al valore pre-crisi relativo al 2008 (-13%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.920	-15%
Impianti di Distribuzione	1.579	-28%
Consumi Termoelettrici	2.071	-10%
Consumi Industriali	1.120	+4%
Rete terzi e consumi di sistema	150	-27%
Offerta	4.920	-15%
Import	5.540	-7%
Produzione Nazionale	652	-4%
Sistemi di stoccaggio	-1.271	-49%

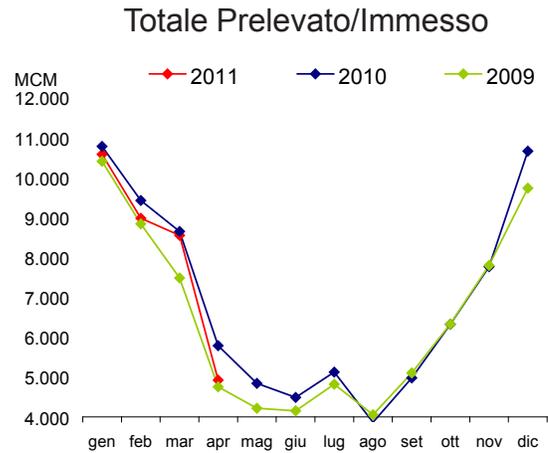
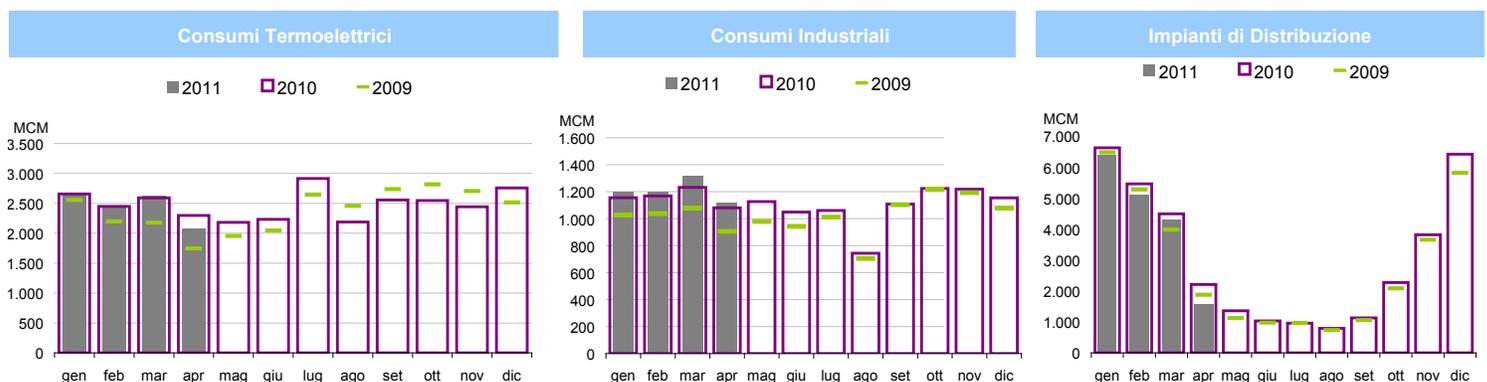


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



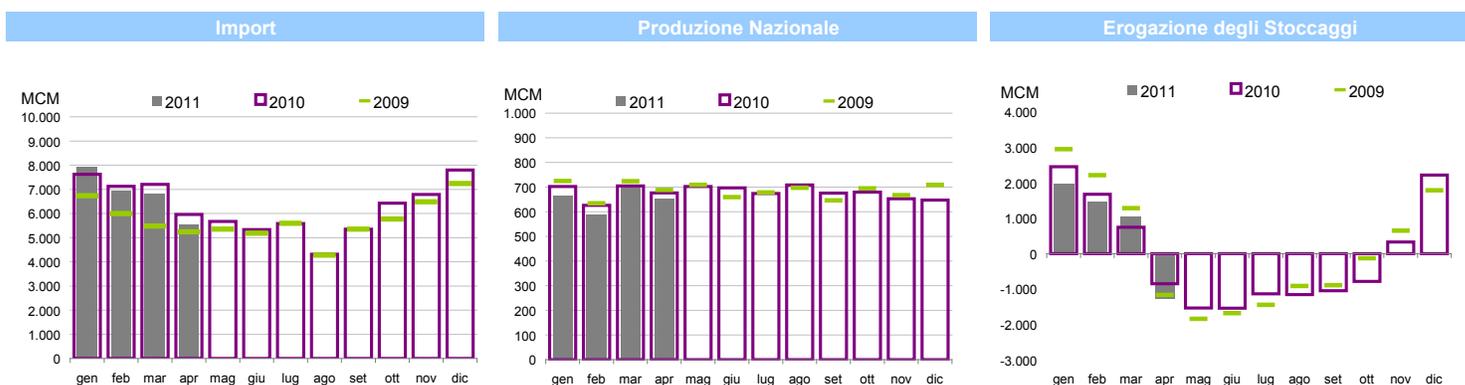
(continua)

La contrazione della domanda di gas è stata accompagnata dal calo dell'import che, rispetto ad un anno fa, scende ad un livello pari a 5.540 milioni di mc (-7%), contestualmente ad un utilizzo esclusivamente in iniezione degli stoccaggi. Questi ultimi mostrano la consueta inversione stagionale della direzione dei flussi, peraltro in aumento rispetto al 2010 e pari a 1.271 milioni di mc movimentati all'interno dei siti (+49%), determinando un innalzamento gas stoc-

cato a 3.269 milioni di mc (+55%). La riduzione dell'import risulta come effetto combinato della sensibile impennata dei flussi provenienti dalla Russia (p.e. di Tarvisio, +126%) più che compensata dalla contrazione del gas in ingresso dall'Olanda e Norvegia (p.e. di Passo Gries, -42%) e dall'Algeria (p.e. di Mazara del Vallo, -31%), stante il perdurare dell'interruzione su Gela del gasdotto Greenstream.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: Snam Rete Gas

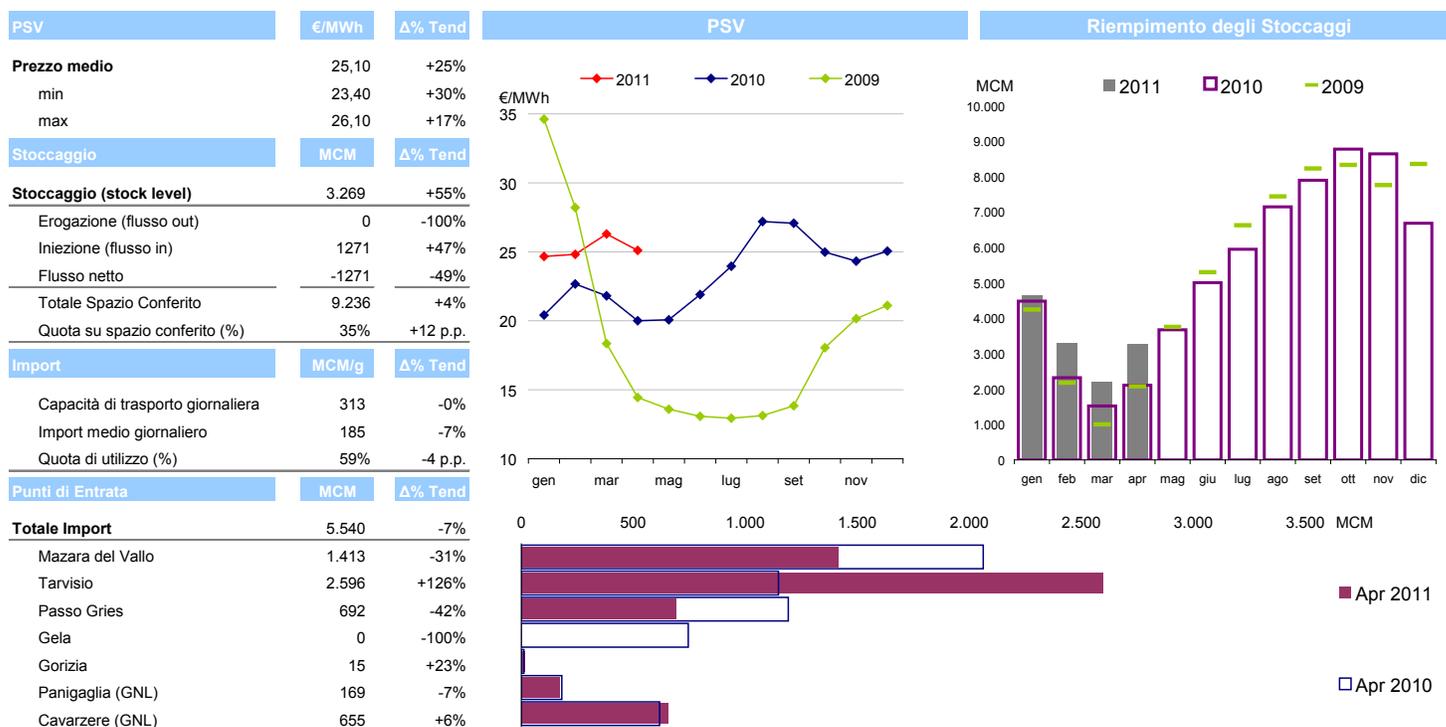


In un mercato petrolifero con prezzi in ulteriore crescita per effetto del perdurare delle tensioni libiche, accompagnati da livelli di domanda di gas in fisiologico calo stagionale, il PSV mostra prezzi in calo congiunturale, ritornando sui valori reg-

istrati a febbraio con livelli pari a 25,10 €/MWh, in deciso aumento rispetto ad un anno fa (+25%) e soprattutto a quanto evidenziato in corrispondenza dell'anno di crisi (+74%).

Figura 2: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

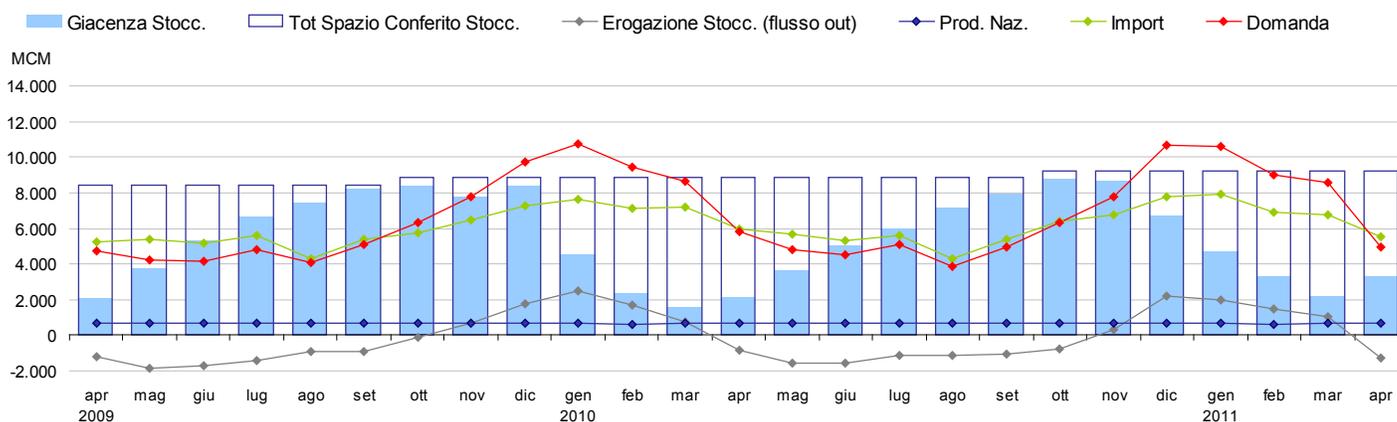
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Complice il calo della domanda, il mese in oggetto rileva un calo di operatività sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME che registrano prezzi sostanzialmente allineati a quanto registra-

to sul PSV, con 600 MWh scambiati su MGP-gas ad un prezzo medio di 24,60 €/MWh, e 900 MWh negoziati su MI-gas ad un prezzo medio di 24,50 €/MWh.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	24,60	-6,0%	0,41%	-	-	-
	c€/Gj	683,33	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	24,50	-5,5%	1,63%	-	-	-
	c€/Gj	680,56	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	25,10	-4,5%	2,6%	-	-	-
	c€/Gj	697,22	-	-	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

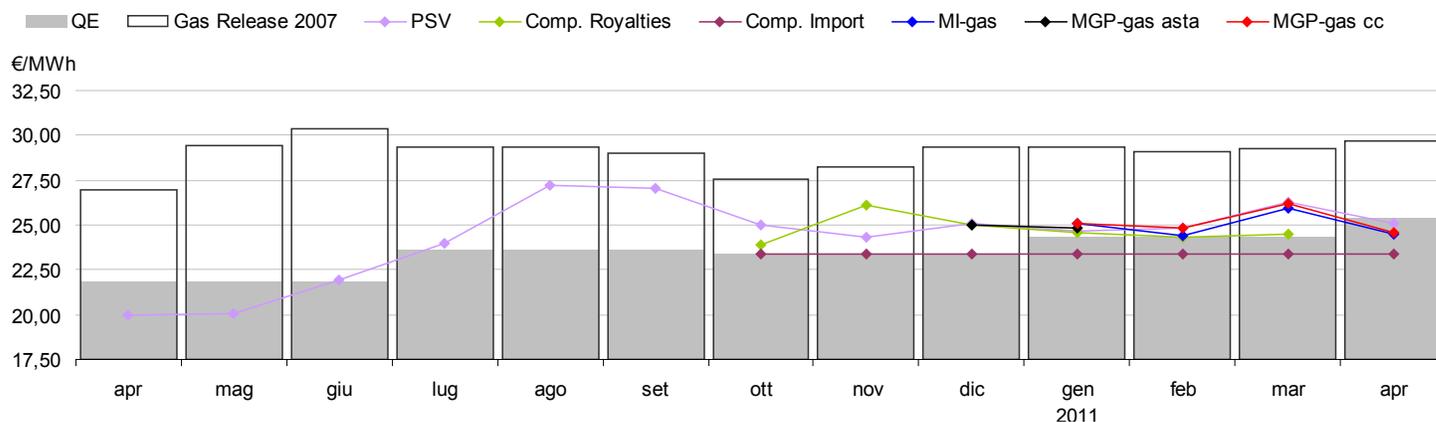


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

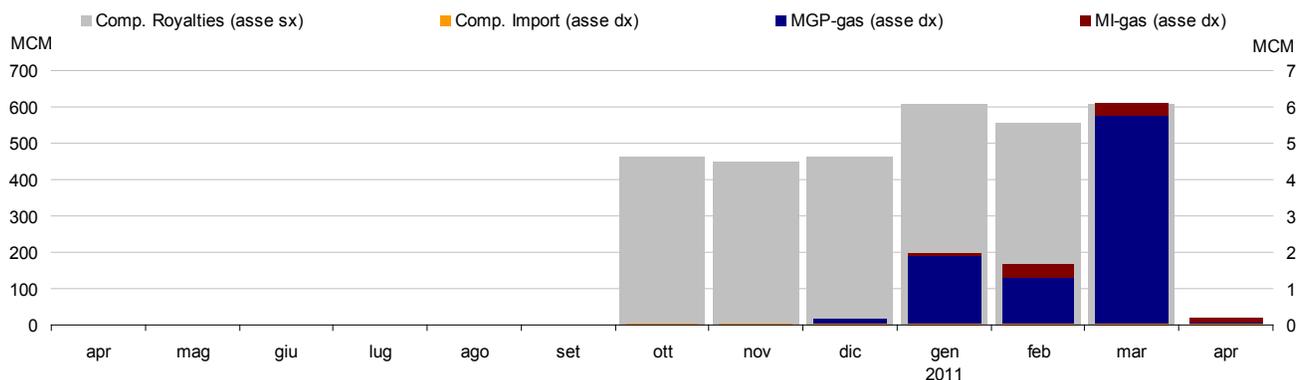
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,05	-99,0%	-	-	0,05	1	1	2
	MWh	600	-	-	-	600	-	-	-
MI-gas	MCM	0,08	-74,4%	-	-	0,08	2	1	5
	MWh	900	-	-	-	900	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ La forte propensione alla crescita delle quotazioni registrate sui mercati del greggio e dei suoi derivati procede su tassi particolarmente sostenuti anche nel mese di aprile, trainando i prezzi a ridosso dei record storici rilevati nell'estate del 2008. Le quotazioni si mantengono sui valori massimi del biennio

anche sui listini del carbone, le cui dinamiche appaiono ancora lievemente rialziste, e sulle piazze del gas, le uniche a sperimentare un congiunturale ribasso legato a fenomeni stagionali. Riconducibile ad andamenti stagionali appare anche il calo congiunturale osservato sui prezzi delle principali borse elettriche, che si confermano, tuttavia, su livelli decisamente superiori ad un anno fa.

Ad aprile le accentuate dinamiche rialziste registrate sui mercati internazionali del greggio mostrano un ulteriore consolidamento, sulla base del quale il Brent sale a 123,5 \$/bbl, a poca distanza dai valori massimi del 2008, evidenziando un incremento prossimo all'8% rispetto a marzo e superiore al 45% in termini tendenziali. Tale andamento accomuna anche il riferimento statunitense che si mantiene comunque, come da inizio anno, su livelli inferiori al prezzo europeo. In chiave futura gli operatori mostrano fiducia nella conferma di tali quotazioni, registrando segnali di cedimento soltanto a partire dal nuovo anno. L'andamento seguito dal prezzo del petrolio si riflette, come di consueto, nei movimenti rilevati sui suoi prodotti di raffinazione, che salgono a 1.016,4 \$/MT per il gasolio e a 707 \$/MT per l'olio combustibile, con incrementi congiunturali del 5/8% e tendenziali del 43/44%. Diversa l'evoluzione prospettata per i due combustibili sui mercati a termine,

dove la lieve diminuzione dell'olio combustibile si contrappone ad un più deciso aumento del gasolio, esteso anche al 2012 a fronte di un prezzo del greggio previsto in calo. In ulteriore crescita risulta anche la quotazione dell'API2 che aggiorna il massimo del biennio 2009-2011, arrivando a toccare i 128 \$/MT e rinnovando il trend positivo, solo temporaneamente interrotto a febbraio. Tuttavia l'indebolimento dei tassi di crescita (+1,8% rispetto a marzo, +61% su base annua) produce nel breve termine una revisione al ribasso delle aspettative dei mercati, in ripresa invece a partire dal 2012. Nella conversione in euro delle quotazioni, il nuovo apprezzamento del tasso di cambio, salito a 1,45 \$/€, livello più alto degli ultimi 16 mesi (+3,2% su marzo, +7,7% sul 2010), determina una generale modesta contrazione degli aumenti osservati su tutti i combustibili, segnalando l'inversione della variazione congiunturale del carbone.

Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Apr 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 11	Giu 11	Lug 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,45	+3,2%	+7,7%	1,42	1,48 ▲	1,48 ▲	1,48 -	1,45 ▲
Brent	\$/bbl	123,5	+7,8%	+45,5%	114,7	124,0 ▲	123,6 ▲	123,2 -	118,5 ▲
FOB	€/bbl	85,4	+4,4%	+35,0%	81,0	83,8 ▲	83,7 ▲	83,5 -	81,5 ▲
Fuel Oil	\$/MT	707,1	+7,6%	+44,0%	665,0	690,8 ▲	688,8 ▲	687,0 -	670,0 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	488,8	+4,3%	+33,7%	469,7	467,2 ▼	466,2 ▲	465,4 -	461,1 ▲
Gasoil	\$/MT	1016,4	+5,5%	+43,1%	980,5	1020,0 ▲	1023,7 ▲	1027,0 -	1025,4 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	702,7	+2,2%	+32,8%	692,6	689,8 ▼	693,0 ▼	695,8 -	705,8 ▲
Coal	\$/MT	128,3	+1,8%	+60,8%	127,0	126,2 ▼	126,3 ▼	127,8 -	129,5 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	88,7	-1,4%	+49,2%	89,7	85,3 ▼	85,5 ▼	86,5 -	89,1 ▼

(continua)

Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

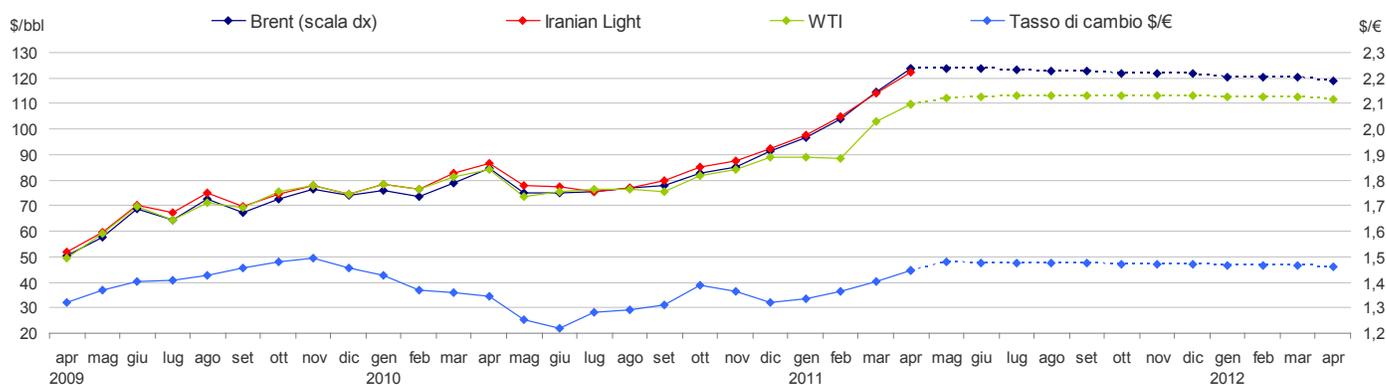


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

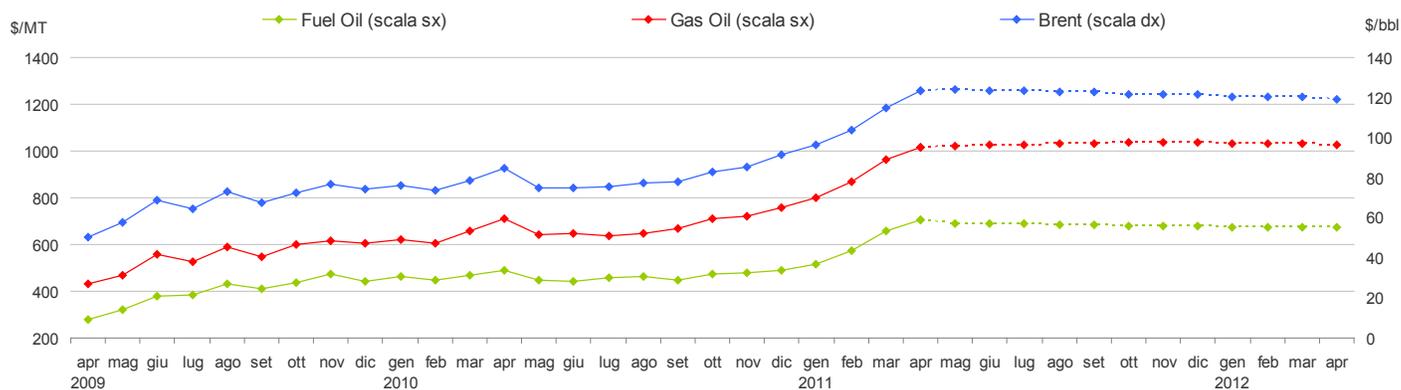
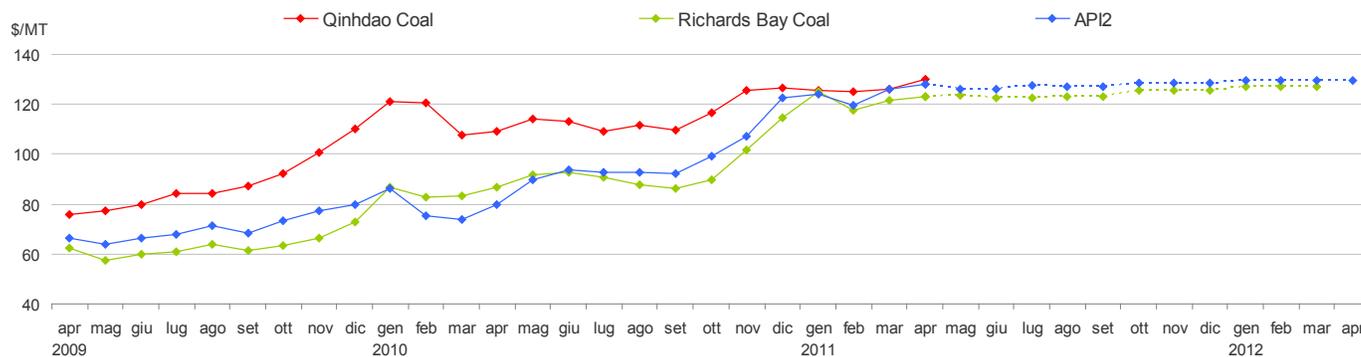


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

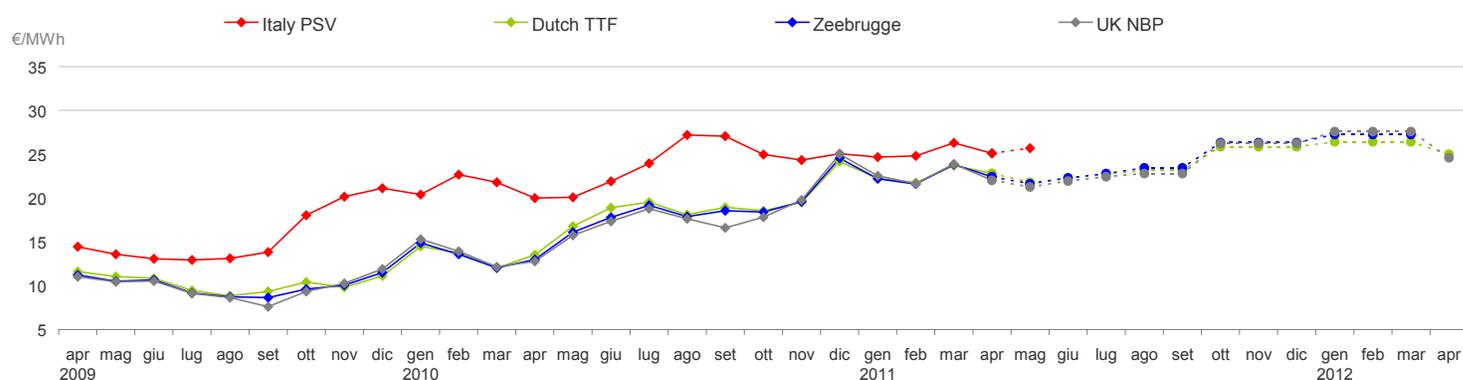
In controtendenza rispetto agli andamenti delle altre commodities, il gas naturale registra una riduzione congiunturale dei prezzi su tutti i principali hub europei, recuperando parzialmente il trend ribassista in atto da inizio anno e interrotto solo dagli aumenti di marzo. In Europa centro-settentrionale i listini si sono posizionati sui 22/23 €/MWh (-3/-8%), valori più bassi di quelli previsti dai mercati nel mese precedente e di

poco inferiori al riferimento italiano, sceso attorno ai 25 €/MWh (-4,5%): in un contesto di continua crescita del petrolio, i cali sono stati favoriti dalla stagionale diminuzione della domanda. Per contro, ancora sostenuti appaiono gli incrementi tendenziali che, convergenti sui 68/73% sulle piazze centro-nord europee, mostrano dinamiche meno intense in Italia (+25,4%).

Figura 1: Gas, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Apr 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 11	Giu 11	Lug 11	Gas Year 11			
PSV DA	Italia	25,10	-4,5%	+25,4%	26,60	25,70	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	22,81	-3,8%	+68,6%	24,40	21,80	-	22,25	-	-	25,60	▼
Zeebrugge	Belgio	22,44	-5,8%	+72,9%	24,42	21,62	▼	22,30	▼	22,78	-	26,04
UK NBP	Regno Unito	22,02	-7,8%	+72,3%	24,27	21,27	▼	21,93	-	22,43	▼	25,87



La stagionale diminuzione dei consumi mostra i suoi impatti anche nel settore elettrico, dove le più importanti borse europee evidenziano una riduzione congiunturale delle quotazioni, attestatesi con poche eccezioni sui 50/53 €/MWh (-4/-16% rispetto a marzo 2011). In particolare, cali sensibili si rilevano nell'area scandinava e in Svizzera, in cui si completano rispettivamente il lento ritorno ai valori precedenti al picco di dicembre 2010 e il processo stagionale di riallineamento ai riferimenti franco-tedeschi. In Italia il prezzo all'ingrosso dell'elettricità scende a 65,18 €/MWh (-4,4%), livello inferiore a quello indicato dai mercati a termine a marzo, bloccando la debole propensione al rialzo in atto da inizio anno. Le variazioni tendenziali osservate su tutti gli exchange evidenziano

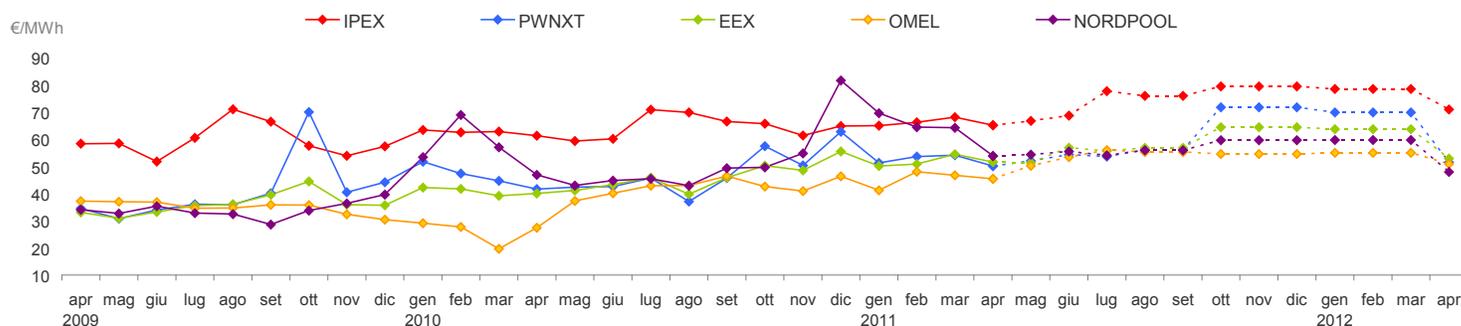
una generale risalita dei prezzi rispetto al 2010 (+14/+65%), guidata prevalentemente dai rincari registrati sui mercati dei combustibili. Come ormai da più di anno a questa parte, anche in questo caso la borsa meno sensibile ad oscillazioni di prezzo si conferma quella italiana, sulla quale gli effetti degli incrementi dei costi di generazione appaiono in parte neutralizzati dalla consolidata situazione di overcapacity del sistema. In questo contesto l'andamento delineato dalle quotazioni futures non sembra segnalare nel breve termine significative variazioni nei livelli di prezzo delle borse, registrando incrementi legati alla stagionalità a partire da luglio in Italia e da ottobre sugli altri listini.

(continua)

Figura 2: Borse europee, quotazioni mensili spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Apr 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 11	Giu 11	Lug 11	Calendar
Italia	65,18	-4,4%	+6,3%	68,00	66,75 ▼	68,75 -	77,75 -	75,50 -
Francia	50,12	-7,5%	+20,3%	55,00	52,00 ▼	54,38 ▼	53,63 -	59,36 ▼
Germania	51,58	-5,3%	+28,8%	54,21	51,31 ▼	56,92 ▼	55,65 -	58,09 ▼
Svizzera	53,56	-11,9%	+14,1%	-	-	-	-	-
Austria	52,52	-4,7%	+30,1%	-	-	-	-	-
Spagna	45,45	-2,7%	+65,8%	46,25	50,25 ▼	53,40 ▼	56,03 -	53,70 ▲
Regno Unito	49,79	-2,9%	-21,2%	53,22	49,95 ▼	51,15 ▼	52,25 -	-
Scandinavia	53,84	-16,2%	+14,9%	60,35	54,35 ▼	55,50 ▲	54,10 -	50,65 ▲

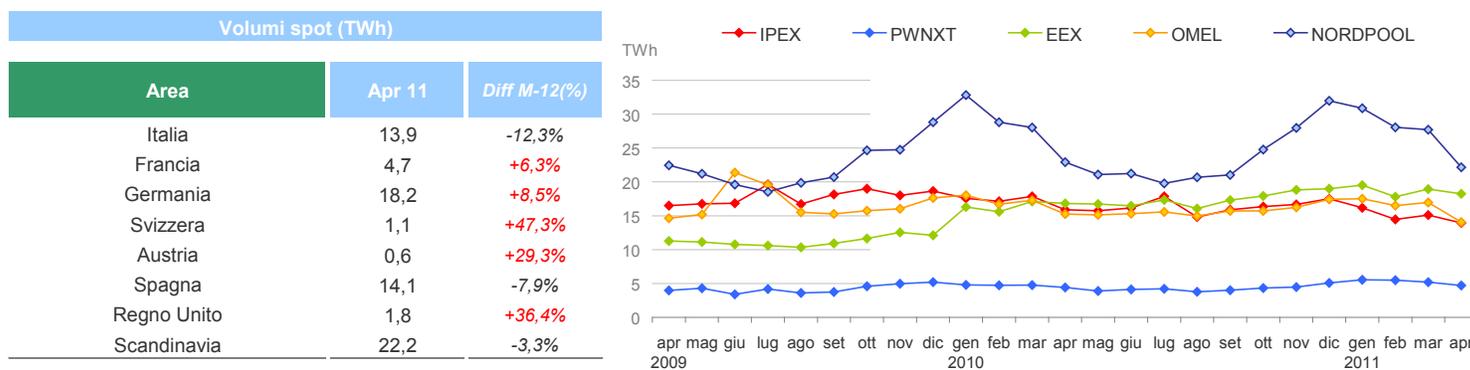


In merito ai volumi scambiati, anche nel mese di aprile le quantità circolate sui mercati spot delle borse più capienti mostrano su base annua diminuzioni, minime nel mercato scandinavo (-3,3%), più consistenti nell'area mediterranea (-7/-12%), dove più debole appare la ripresa della domanda. L'unica eccezi-

one si conferma ancora una volta su Epex, che in relazione ai volumi tedeschi, registra un aumento su base annua (+8,5%), nonché un ulteriore avvicinamento al dato di NordPool, legato prevalentemente alla forte stagionalità dell'andamento del mercato scandinavo (18,2 TWh vs 22,2 TWh).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 121.124 TEE nel mese di aprile, in diminuzione rispetto ai 177.705 TEE scambiati a marzo.

Dei 121.124 TEE scambiati, 74.933 sono stati di Tipo I, 39.318 di Tipo II e 6.873 di Tipo III.

I prezzi medi, durante le sessioni di aprile, sono aumentati ris-

petto alle medie dei prezzi di marzo dello 0,54 % per la Tipologia I, dello 0,42 % per la Tipologia II e dello 0,60 % per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,93 € (rispetto a 97,40 € di marzo), i titoli di tipo II ad una media di 97,87 € (rispetto a € 97,46 di marzo) ed i titoli di tipo III ad una media di 97,87 € (rispetto a 97,29 € del mese precedente). I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 9.071.848.

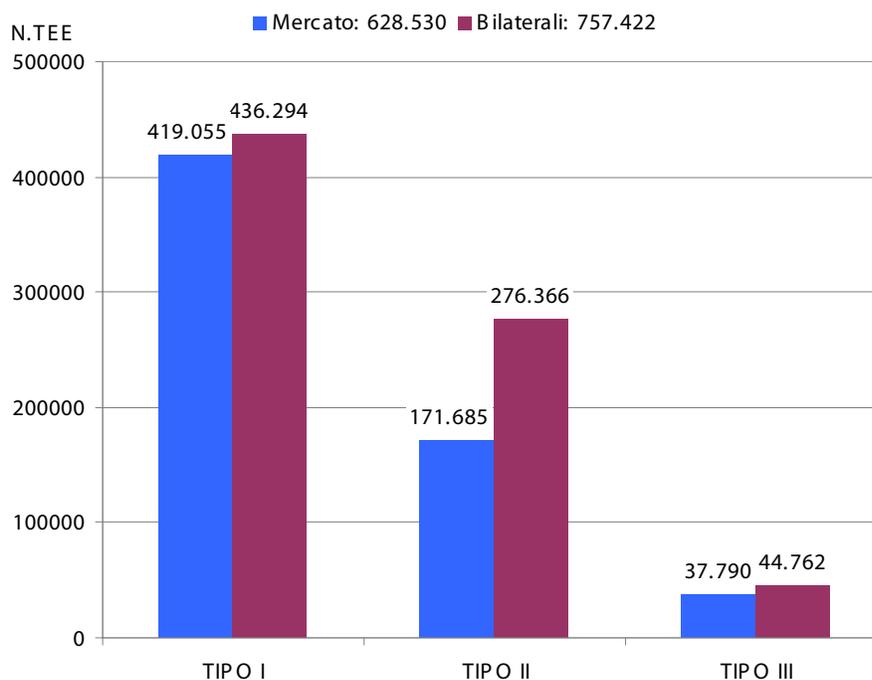
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	74.933	39.318	6.873
Controvalore (€)	€ 7.338.005	€ 3.847.873	€ 672.678
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 97,01	€ 97,10	€ 97,10
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 98,06	€ 98,06	€ 98,05
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 97,93	€ 97,87	€ 97,87

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 30 aprile 2011

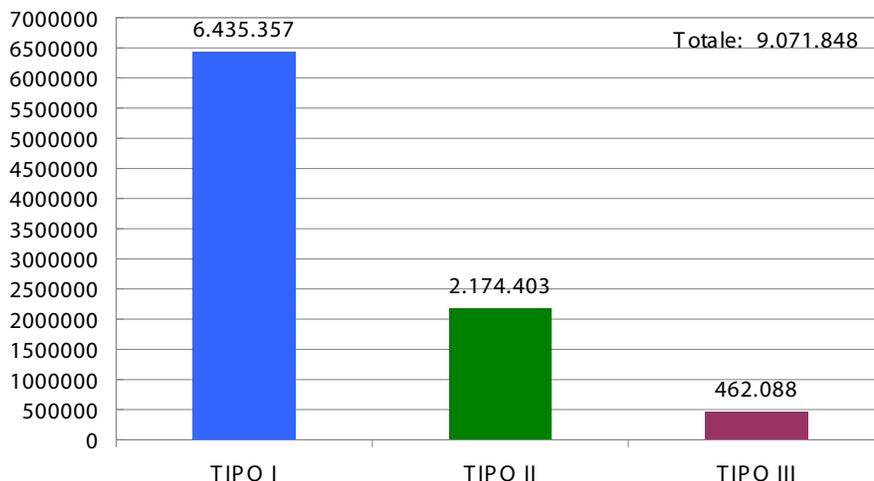
Fonte: GME



(continua)

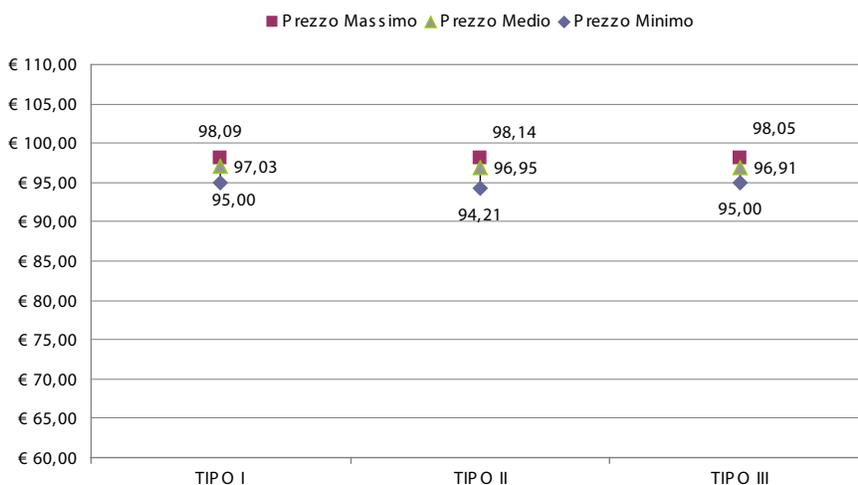
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine aprile 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



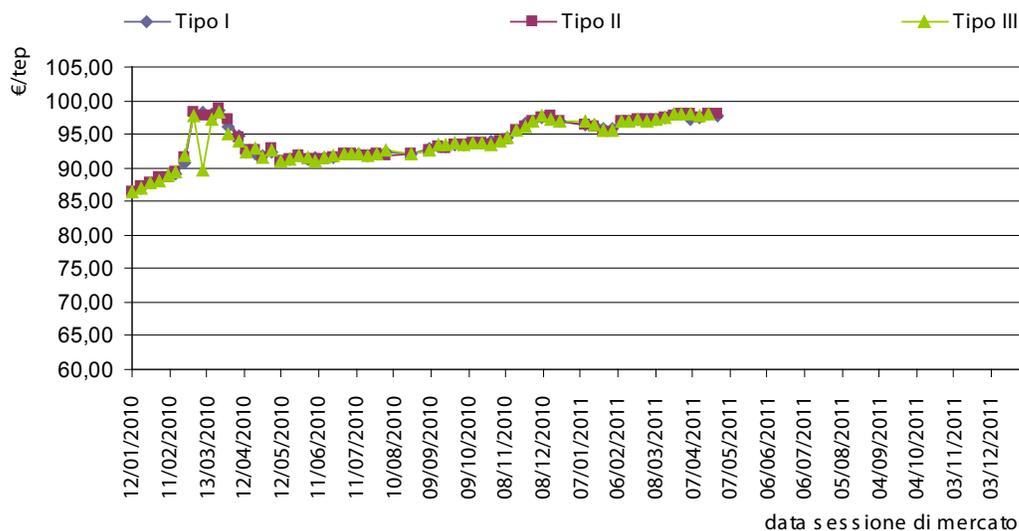
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 30 aprile 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a aprile 2011)

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di aprile sono stati scambiati 322.507 CV, in diminuzione rispetto ai 604.819 CV negoziati nel mese di marzo.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 250.867, in diminuzione rispetto a quello registrato a marzo (548.923). Il volume dei CV con anno di riferimento 2011, pari a 53.228, ha subito invece un incremento rispetto al mese precedente (33.505 CV scambiati nel mese di marzo).

In diminuzione i volumi dei CV con anno di riferimento 2009 pari a 15.781 (16.584 CV a marzo), dei CV_2009_TRL (teleriscaldamento sempre con anno di riferimento 2009) pari a 1.250 (2.251 CV a marzo) e dei CV_2010_TRL pari a 1.381 (1.401 CV nel mese di marzo).

In riferimento ai prezzi medi, rispetto al mese di marzo, si è registrato un aumento di 1,95 €/MWh per i CV_2010 e di 2,27 €/MWh per i CV_2009. L'incremento dei prezzi delle altre tipologie è stato inferiore ad 1 €/MWh.

Più in dettaglio, nel mese di aprile il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di 86,65 €/MWh, mentre quello relativo ai CV_2009 è stato pari a 86,85 €/MWh. Il prezzo medio dei CV con anno di riferimento 2011 è stato pari a 83,80 €/MWh, quello dei CV con anno di riferimento 2009_TRL pari a 84,41 €/MWh ed il prezzo dei CV con anno di riferimento 2010 per teleriscaldamento è stato pari a 84,81 €/MWh.

(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.

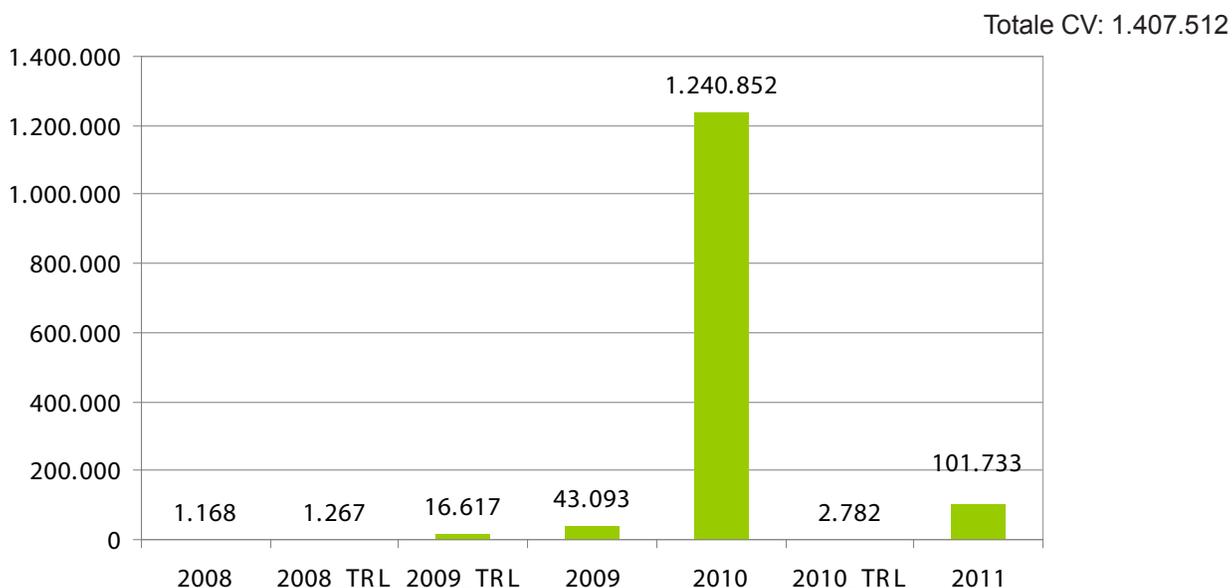
CV, risultati del mercato GME aprile 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2009	2009_TRL	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	15.781	1.250	250.867	1.381	53.228
Valore totale (€)	€ 1.370.616,30	€ 105.512,50	€ 21.738.158,70	€ 117.117,60	€ 4.460.711,06
Prezzo minimo (€/CV)	€ 86,00	€ 84,25	€ 86,00	€ 84,50	€ 82,90
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,95	€ 84,45	€ 86,99	€ 85,00	€ 86,10
Prezzo medio (€/CV)	€ 86,85	€ 84,41	€ 86,65	€ 84,81	€ 83,80

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011)

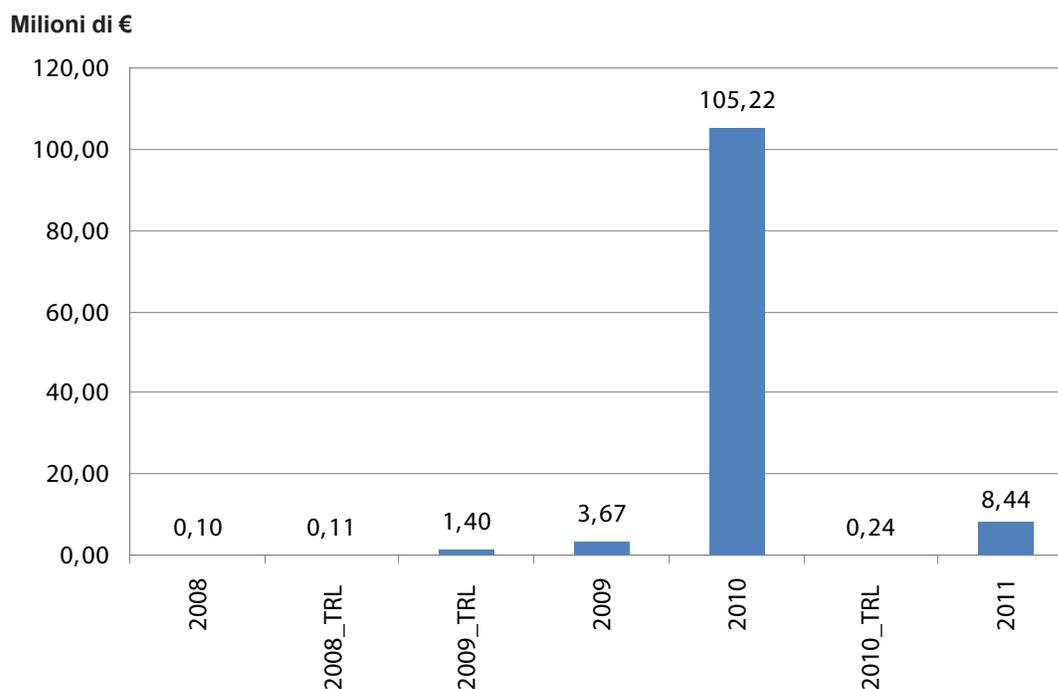
Fonte: GME



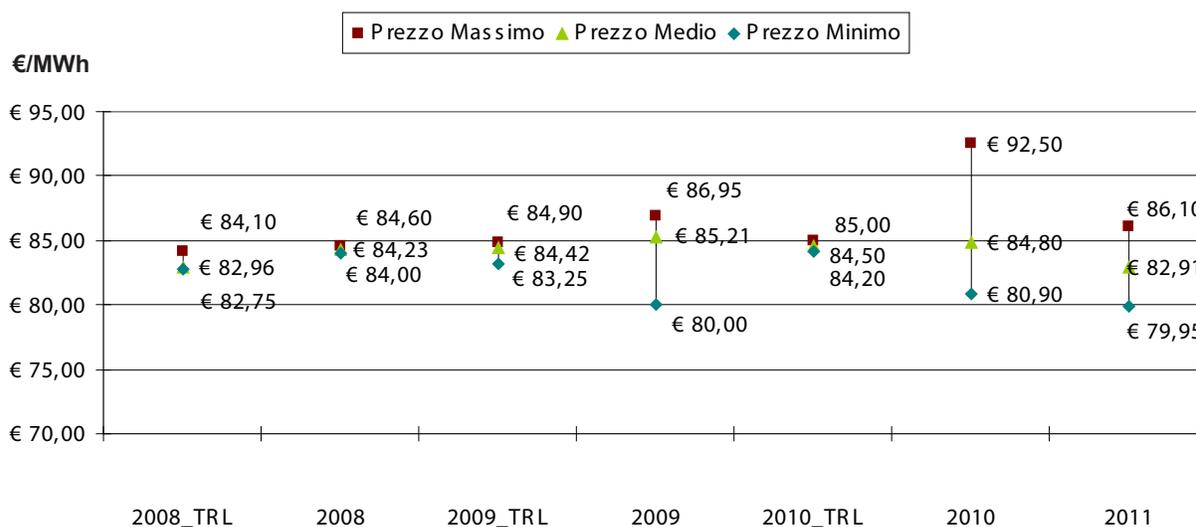
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011) Milioni di €

Fonte GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 30 aprile 2011). Media ponderata (€/MWh)



Fonte: GME

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel corso del mese di aprile sono state scambiate sulle piattaforme europee 348,1 milioni di EUA, in diminuzione rispetto allo scorso marzo (679,7 milioni di EUA – fonte Point Carbon).

Sul mercato spot gestito da Bluenext, nel mese di aprile, i prezzi sono tornati a livelli superiori ai 16 €/ton, come evidenziato nel grafico 1. Anche sul mercato a termine, l'andamento

dei prezzi del contratto con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX) risulta in aumento rispetto al mese di marzo, passando da 17,00 €/tonn a 17,23 €/tonn. Tale andamento in rialzo ha avuto luogo a causa della richiesta di permessi legata alla necessità di far fronte alle emissioni di CO2 dovute all'aumento della produzione da fonti fossili. Molti Paesi, infatti, hanno avviato controlli più restrittivi sugli impianti nucleari, incrementando la produzione da fonti fossili, con la conseguente espansione della domanda di maggiori quote di permessi.

Grafico 1: Prezzi spot BNX (media settimanale)

Fonte: Bluenext

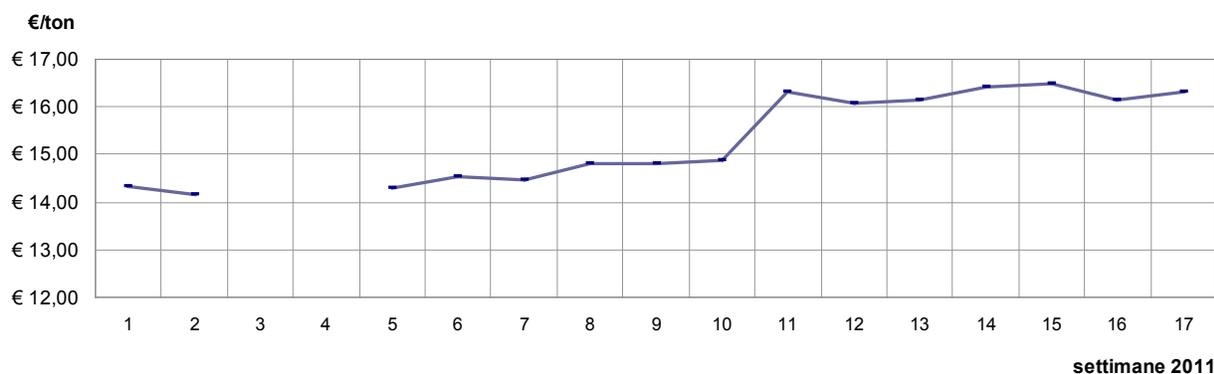
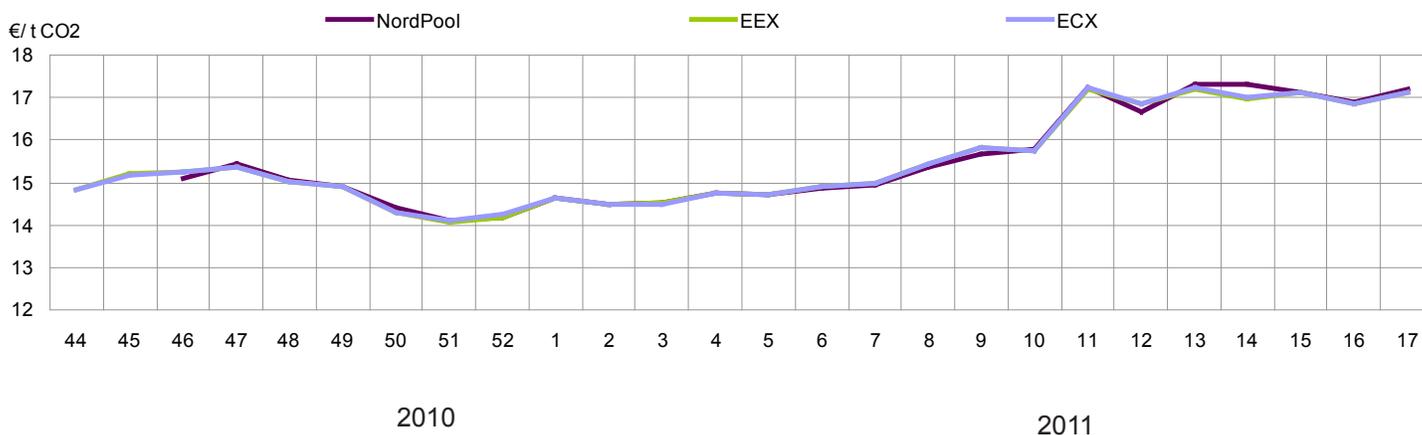


Grafico 2: EUA, mercato a termine (da settembre 2010), prezzi settimanali



Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

L'AUCTIONING NELLA TERZA FASE EMISSIONS TRADING TRA INCERTEZZE POLITICHE ED ECONOMICHE

(continua dalla prima)

messi, la cui sommatoria equivarrà quindi al volume allocato annualmente. Queste decisioni sono state prese al fine di garantire i principi di: 1) efficienza, in base a cui chi valuta di più un permesso dovrebbe ottenerlo; 2) corretto signaling di prezzo della CO₂, che dovrebbe equivalere al minore costo marginale di abbattimento; 3) minimizzazione della volatilità di prezzo e dello scostamento dai prezzi del mercato secondario; 4) equità, trasparenza e facilità di accesso anche agli operatori di piccole dimensioni.

La regolazione europea ha inoltre previsto la disposizione di una piattaforma d'asta comunitaria, consentendo una possibilità provvisoria di opt-out. Mentre la maggior parte degli Stati Membri ha optato per la piattaforma comune, Gran Bretagna (10% del cap europeo), Germania (20% del cap europeo) e Polonia (12%) – Stati che già in questa seconda fase hanno venduto permessi tramite asta – adotteranno una piattaforma nazionale. Per questa ragione, nella piattaforma comunitaria verranno venduti circa il 60% dei permessi complessivamente messi all'asta nell'ETS. Dal momento che la piattaforma comunitaria non è stata ancora individuata², cresce la preoccupazione da parte degli operatori per un possibile ritardo nell'avvio delle aste, programmato per inizio 2013; ritardo che, qualora si concretasse, avrebbe serie ripercussioni negative sull'attività economica degli operatori elettrici che, formulando contratti forward di fornitura elettrica con scadenza anche triennale, tendono a comprare in anticipo l'ammontare di commodities energetiche – combustibili e permessi di emissione – necessario a coprire la propria posizione (attività di hedging). Queste strategie di gestione e copertura del rischio (input shortage e fluttuazioni di prezzo) e la volontà di garantire una transizione graduale dalla seconda alla terza fase di trading sono all'origine della decisione di anticipare parte della vendita di permessi prevista per il 2013 e 2014 già nel 2011 e 2012, incorporata nell'articolo 10 della Auctioning regulation. Tuttavia, il volume di permessi da vendere anticipatamente all'asta nel 2012 non è stato ancora stabilito.

La early auction

In un ipotetico contesto di perfetta informazione ed assenza di incertezze, il prezzo della CO₂ dovrebbe dipendere esclusivamente dai fondamentali di domanda e offerta, e non dal criterio allocativo. La decisione di anticipare l'asta dei permessi non dovrebbe impattare sulla dinamica dei prezzi, dal momento che l'early auction non implica alcun aumento dei tetti emissivi, ma solo un'anticipazione della loro vendita che non altera il tetto totale, e quindi i fondamentali di mercato. Infatti, un operatore neutrale al rischio dovrebbe essere indifferente tra comprare un permesso oggi o domani, e la differenza in-

tertemporale dei prezzi dovrebbe dipendere esclusivamente dal tasso di sconto applicato nei mercati.

Tuttavia, di fronte alla molteplicità di incertezze di natura economica e regolatoria cui l'ETS è soggetto, il passaggio dall'assegnazione gratuita di permessi all'inizio di ogni anno ad una loro allocazione a titolo oneroso, potrebbe impattare sull'andamento intertemporale del prezzo dei permessi. Mentre il prezzo medio dei permessi sarà determinato esclusivamente dai fondamentali di domanda ed offerta (e non sarà influenzato dall'early auction), le fluttuazioni di prezzo nel breve periodo (e quindi il loro scostamento dalla media) potrebbero invece dipendere dalla frequenza delle aste e dai volumi d'asta da allocare anticipatamente. Il caso puramente ipotetico in cui nessun permesso venisse allocato anticipatamente (zero early auction), il prezzo rischierebbe di aumentare nel breve periodo a causa di un effetto artificiale di scarsità indotto dalla dilazione delle vendite, per poi diminuire negli anni successivi quando un maggiore volume di permessi si riverserebbe nel mercato. Fermo restando il tetto complessivo di permessi, e quindi il prezzo medio, un'eccessiva o insufficiente early auction rischierebbe di provocare una fluttuazione dei prezzi che invece si vuole evitare. Per questo motivo, l'ammontare ottimo di permessi da vendere anticipatamente all'asta nel 2012 dovrebbe essere definito attraverso una stima ed un bilanciamento della domanda ed offerta di permessi per gli anni in cui le imprese elettriche formuleranno contratti di fornitura.

Domanda di permessi: la domanda di permessi nel 2012 dipenderà dai bisogni di hedging del settore elettrico relativi ai contratti di fornitura che scadono nella prossima fase di trading. Alla luce del calo della domanda elettrica indotta dalla crisi economica, dell'aumento percentuale delle rinnovabili che non generano emissioni e della situazione di over-capacity che oggi caratterizza i mercati elettrici, tutti gli analisti finanziari concordano nel prevedere una riduzione delle attività di hedging relativa ai permessi emissivi. Durante una consultazione pubblica tenutasi nel Dicembre 2010, è stato prospettato per il settore elettrico europeo una domanda di permessi variabile in un range tra 817 milioni e 1,1 miliardi.

Offerta di permessi: nel 2012 l'offerta di permessi addizionale all'allocatione gratuita e necessaria alle operazioni di hedging degli operatori finanziari, non sarà composta solo dall'early auction. La Commissione Europea ha identificato altre variabili che, sommate, vanno a determinare l'offerta aggregata di permessi:

1. l'ammontare di permessi che alcuni Paesi Europei venderanno all'asta già nel 2011 e 2012;
2. l'ammontare di crediti internazionali generati da progetti JI e CDM che verranno generati entro il 2012 e potranno

² La relativa procedura "Joint Procurement Agreement" prevista dal regolamento non si è ancora conclusa

L'AUCTIONING NELLA TERZA FASE EMISSIONS TRADING TRA INCERTEZZE POLITICHE ED ECONOMICHE

(continua)

essere trasferiti nella terza fase;

3. le riserve di permessi destinate ai nuovi entranti (New Entrance Reserve – NER) che non sono state impiegate nella seconda fase;

4. la NER300, ossia una riserva di 300 milioni di permessi relativi alla terza fase che la Banca d'Investimento Europea dovrà vendere nel 2012 per raccogliere fondi destinati a finanziare progetti di Carbon Capture and Storage;

5. surplus di permessi bancati che i settori industriali potrebbero vendere.

Tenuto conto di queste variabili, è stata stimata un'offerta di permessi nel 2012 (al netto dell'early auction) variabile tra i 725 milioni e il miliardo. Ponderando le stime aggregate di domanda ed offerta di permessi, la Commissione Europea considerò in dicembre di affidare all'early auction un ammontare di permessi compreso nell'intervallo 100-300 milioni per poi proporre, pochi mesi più tardi, di allocare una quantità di permessi pari a 120 milioni, che quindi si assesta nella coda bassa dell'intervallo individuato. Questa proposta non è stata ancora approvata, ma sarà fondamentale prendere, quanto prima, una decisione repentina per garantire il puntuale funzionamento delle aste, con un'appropriata comunicazione anticipata della relativa frequenza e dell'ammontare da allocare in ogni sessione. Ogni ritardo avrebbe un impatto negativo sull'ETS, creando problemi alle imprese elettriche nella gestione strategica dei propri assets.

L'ampia variabilità delle entrate da auctioning

Il passaggio ad auctioning comporterà, in primis, un notevole effetto redistributivo equivalente – non nella forma ma nella sostanza – al gettito fiscale generabile con una carbon tax. In futuro il settore elettrico dovrà, infatti, acquistare dallo Stato quello che oggi lo Stato assegna loro gratuitamente. Sia l'impatto della politica climatica europea sui settori regolati che il suo valore economico sono quindi destinati ad aumentare significativamente negli anni, avvicinandosi sempre più a quello dei Fondi Strutturali (30-50 miliardi di euro) e della Politica Agricola Comune (circa 60 miliardi). È possibile infatti stimare che al prezzo corrente della CO₂, pari a 17€/ton, la vendita all'asta di oltre 1 miliardo di permessi dovrebbe comportare, solo nel 2013, entrate pubbliche a livello comunitario pari ad almeno 17 miliardi di euro. Entrate che saranno successivamente ripartite tra i diversi Stati Membri in proporzi-

one alle relative percentuali nazionali, definite nell' art. 10(2) della Direttiva 29/2009. In particolare, all'Italia corrisponderà il 9,42% del totale dei permessi vendibili ad asta (stimati pari a 94 milioni), e dei rispettivi proventi.

Considerando in via cautelativa i prezzi degli scenari comunitari post-crisi (PRIMES 2009), l'asta dei permessi emissivi dovrebbe garantire in Europa nel periodo 2013-2020 un'entrata complessiva di 150-190 miliardi di euro. Stima che potrebbe lievitare fino a 200-310 miliardi qualora il target emissivo europeo venisse abbassato al -30% e il tetto ETS dal -21% rispetto al 2005 al -36% (Cooper and Grubb 2011)³. Il potenziale incremento delle entrate pubbliche comporterebbe un maggiore e simmetrico esborso monetario da parte degli operatori privati e, pertanto, un aumento dei costi di generazione elettrica, che verosimilmente si ripercuoterà in un incremento dei prezzi elettrici finali indotto, non tanto da come i permessi verranno allocati (da grandfathering ad auctioning), ma da quanti permessi verranno allocati (riduzione del target emissivo e aumento dei prezzi CO₂).

L'ampissima variabilità delle stime presentate (da 150 a 310 miliardi) è causata dalle numerose incertezze che, ormai ad un anno e mezzo dal suo avvio, ancora incombono sulla terza fase dell'Emissions Trading. Tali incertezze riguardano, sia la difficilmente prevedibile dinamica dei mercati energetici⁴, ma soprattutto la discontinua evoluzione della politica e normativa climatica europea, da cui dipenderà il target emissivo al 2020, il conseguente ammontare di permessi vendibili all'asta e il relativo prezzo (al diminuire del tetto dei permessi il prezzo della CO₂ aumenta).

Le incognite da cui dipenderà la futura formazione dei prezzi della CO₂ rendono poco significativi gli attuali tentativi di previsione dei prezzi della CO₂ sia di breve che di lungo periodo. Come dimostrano Alberola e Chevalier (2008), mentre la variazione giornaliera dei prezzi della CO₂ di breve periodo dipende dall'andamento dei prezzi dei combustibili energetici (flow), è la "variabile" istituzionale quella che tuttora ne influenza maggiormente il valore medio nel lungo periodo (stock). L'attuale incertezza sugli obiettivi e regole che dovrebbero entrare in vigore solo tra pochi anni, rende vano lo sforzo fatto dagli operatori industriali nel richiedere regole certe e stabili nel tempo, condizione imprescindibile – soprattutto in un mercato artificiale come l'ETS – per incentivare strategie di investimento di lungo periodo.

³ L'incremento delle entrate pubbliche derivanti dall'aumento indotto dei prezzi della CO₂, la cui media –secondo la Commissione Europea- nella terza fase aumenterebbe da 16€/ton a 30€/ton nel caso di passaggio al -30%, sarebbe quindi maggiore della riduzione delle entrate derivante dalla diminuzione del numero di permessi allocabili tramite asta.

⁴ Come testimoniano, prima, la crisi economica – che ha avuto un impatto depressivo sui prezzi della CO₂ - e, poi, quella libica e nucleare in Giappone che, a causa dell'aumento dei prezzi del petrolio e la sospensione della produzione nucleare, sostituita da carbone, ha comportato un rialzo dei prezzi della CO₂.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento di consultazione dell'AEEG n. 8/11 | "Attuazione della deliberazione n. 113/06: riconoscimento, ai sensi del titolo ii, punto 7 bis, del Provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dall'acquisto dei certificati verdi ai fini dell'adempimento all'obbligo di cui all'articolo 11 del Decreto Legislativo n. 79/99 per l'anno 2009 e seguenti" | pubblicato il 13 aprile 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/008-11dco.jsp>**

Con il DCO in oggetto l'AEEG pone in consultazione le modalità e i criteri di quantificazione dei termini presenti nella formula utilizzata per il calcolo del valore "Vm". Tale valore esprime la misura dell'indennizzo economico riconosciuto dal Regolatore - per ogni certificato verde (nel seguito: CV) - agli impianti titolari di convenzioni Cip n.6/92 soggetti all'obbligo annuale di acquisto dei CV (gli impianti di produzione titolari di convenzioni siglate ai sensi del provvedimento Cip n.6/92 alimentate da fonti assimilate alle rinnovabili non in grado di soddisfare la definizione di cogenerazione di cui alla Delibera AEEG n.42/02).

Nel merito si segnala che l'AEEG - relativamente agli obblighi relativi all'anno 2009 (riferito alle produzioni di energia elettrica dell'anno 2008) e seguenti - non pone in consultazione la struttura della formula di calcolo, peraltro confermata secondo la sua formulazione originaria, quanto piuttosto i metodi di determinazione dei singoli termini presenti all'interno della medesima ovvero gli indici di prezzo denominati P_{GSE} e P_{IAFR} .

Nello specifico, per il calcolo del termine P_{GSE} - in linea con quanto già attuato in relazione all'obbligo dell'anno 2008 (produzione relativa al 2007) - il Regolatore propone di utilizzare le rilevazioni di prezzo disponibili presso il GME; al fine della quantificazione del valore "Vm" per l'anno 2009, l'AEEG ritiene opportuno assumere il prezzo P_{GSE} convenzionalmente pari alla media dei prezzi medi - al netto dell'Iva - registrati in ciascuna sessione di negoziazione presso la sede del GME, ponderata per le quantità, espresse in MWh, dei CV scambiati nel periodo compreso tra l'1 aprile 2009 e il 31 marzo 2010. In tale processo di calcolo l'Autorità prende in considerazione anche i CV associati ad impianti di teleriscaldamento, mentre sono stati esclusi dalla media i prezzi di vendita dei CV collocati dal GSE nelle sezioni speciali del mese di aprile 2009. Sulla base di tali ipotesi, l'Autorità indica che il valore di riferimento del termine P_{GSE} , per l'obbligo dell'anno 2009, risulterà pari a 86,96 €/MWh.

Al fine invece della quantificazione del secondo termine P_{IAFR} , il Regolatore propone che tale indice di prezzo sia posto pari alla differenza tra:

- la media dei costi medi di produzione (comprensivi dei fattori di remunerazione del capitale investito) dell'energia elettrica da fonti rinnovabili, ponderata per la produzione annuale effettiva di energia elettrica degli impianti incentivati con i CV e differenziata per fonte e per anno di entrata in esercizio dell'impianto (il dettaglio del calcolo di tale media è riportato nell'Allegato A al DCO);

- il prezzo medio di vendita dell'energia elettrica sul mercato all'ingrosso (MGP), per ogni anno a cui l'obbligo è riferito, posto pari alla media delle medie aritmetiche zonali dei prezzi orari, ponderata sulla quantità di energia elettrica incentivata con i CV in ogni macro-zona di riferimento del mercato elettrico.

Sulla base di tali assunzioni, l'AEEG indica che il valore di riferimento del termine P_{IAFR} , per l'obbligo dell'anno 2009, risulterà pari a 48,35 €/MWh.

Conseguentemente, secondo le indicazioni proposte nel DCO in commento, andando ad applicare ai valori sopra indicati degli indici di prezzo P_{GSE} e P_{IAFR} la relativa ponderazione per i rispettivi indici di quantità - Q_{GSE} (0,1%) e Q_{IAFR} (99,9%) - il valore "Vm" riconosciuto per ogni CV per l'obbligo dell'anno 2009 risulterà pari a 48,39 €/MWh.

Ciò premesso, si richiama in particolare l'attenzione sull'indicazione finale dell'Autorità, secondo cui, all'esito della consultazione, i criteri e le metodologie di calcolo dalla stessa eventualmente confermati, saranno poi applicati dal Regolatore in tutti gli esercizi successivi al 2009, senza la previsione di ulteriori future consultazioni di revisione.

I soggetti interessati potranno formulare le proprie osservazioni all'AEEG entro il 6 maggio 2011, termine previsto per la chiusura della predetta consultazione.

■ **Comunicato del GME | "Modifica dei corrispettivi variabili Piattaforma dei conti energia" | pubblicato il 30 aprile 2011**

In attuazione delle disposizioni di cui alla Deliberazione dell'Autorità per l'Energia ARG/elt 44/11, il GME, a decorrere dal 1° maggio 2011, ha ridotto la misura dei corrispettivi variabili della PCE da 0,02 €/MWh a 0,012 €/MWh.

Il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo, invece, non subiranno alcuna modifica e rimangono determinati nella misura di:

- un corrispettivo di accesso (una tantum) pari ad Euro 1.000,00;
- un corrispettivo fisso annuo pari ad Euro 0,00.

Si ribadisce che qualora l'operatore sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo.

La misura dei nuovi corrispettivi è visionabile anche nella sezione i mercati/mercati elettrici/PCE/corrispettivi

Novità normative di settore (continua)

GAS

■ **Delibera ARG/gas 47/11** | “Approvazione di una proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio della società Stogit S.p.A. e della relativa documentazione contrattuale in attuazione alle disposizioni del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130/10” | pubblicata il 15 aprile 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/047-11arg.htm>

Con comunicazione dell'8 aprile 2011 la società Stogit S.p.A. ha sottoposto all'approvazione dell'AEEG la proposta di aggiornamento del proprio Codice di stoccaggio ai fini del recepimento delle disposizioni di cui all'Art. 7, commi 1, lettera a), e comma 3, del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, (nel seguito: D.lgs n.130/10), nonché, in attuazione delle disposizioni dell'Autorità di cui alle deliberazioni ARG/gas 13/11 e ARG/gas 40/11.

Con la comunicazione in commento, Stogit S.p.A. ha formulato in un'unica proposta,:

- le clausole relative all'accesso e all'utilizzo dello stoccaggio relative ai contratti di cui all'Art. 7, comma 1, lettera a) del D.lgs n.130/10;
- il contratto tipo di cui all'Art. 7, comma 3, del D.lgs n.130/10;
- il Regolamento delle procedure a mercato per l'anno termico di stoccaggio 2011-2012, predisposto ai sensi delle disposizioni di cui all'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 40/11.

Contestualmente, la stessa Stogit S.p.A. ha redatto ed inviato al Regolatore la documentazione contrattuale funzionale alla messa a disposizione del servizio di stoccaggio secondo le disposizioni contenute nella predetta proposta di aggiornamento del Codice di stoccaggio; in dettaglio tale documentazione prevede:

- il contratto pluriennale relativo ai soggetti investitori industriali;
- il contratto pluriennale relativo ai soggetti investitori produttori;
- il contratto annuale per le procedure a mercato;
- il contratto annuale in caso di cessione bilaterale.

Si segnala che in riferimento al contratto tipo di cui all'Art. 7, comma 3, del D.lgs n.130/10, il MISE ha espresso, ai sensi del medesimo comma, il proprio parere positivo con comunicazione del 14 aprile 2011.

Ciò premesso, il Regolatore con la delibera in oggetto, verifica e approva - indicando comunque diverse prescrizioni di modifica ed integrazione necessariamente da apportare alla suddetta documentazione, secondo i termini indicati nel provvedimento de quo, - la proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio e la relativa documentazione contrattuale, trasmessa da Stogit S.p.A. con comunicazione dell'8

aprile 2011; l'approvazione de qua è resa dall'AEEG:

- ai sensi dell'articolo 7, comma 2, del D.lgs n.130/10, per quanto concerne le clausole di accesso e di utilizzo dello stoccaggio relative ai contratti di cui all'articolo 7, comma 1, lettera a) del medesimo decreto legislativo;
- ai sensi dell'articolo 7, comma 3, del D.lgs n.130/10, e considerato il parere positivo del MISE, per quanto concerne il contratto tipo di cui al medesimo comma;
- ai sensi dell'articolo 6, commi 4 e 6, dell'Allegato A alla deliberazione ARG/gas 40/11, per le parti relative alla procedura a mercato per l'anno termico 2011 - 2012.

Nei deliberata finali, l'AEEG dispone alla società Stogit S.p.A. di aggiornare, trasmettere e pubblicare, coerentemente ed in applicazione di quanto stabilito dal presente provvedimento, la nuova versione del Codice di stoccaggio.

■ **Delibera ARG/gas 45/11** | “Disciplina del bilanciamento di merito economico del gas naturale” | pubblicata il 15 aprile 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/045-11arg.htm>

Con il provvedimento de quo l'AEEG introduce la disciplina del mercato del bilanciamento quale modalità per la selezione delle risorse necessarie per il servizio stesso di bilanciamento in luogo dell'attuale istituto della delega conferita al responsabile del bilanciamento all'utilizzo dello stoccaggio in nome e per conto dell'utente del trasporto.

Il nuovo meccanismo di bilanciamento “a mercato”, delineato dall'AEEG con il provvedimento in oggetto, prevede la nascita di una piattaforma centralizzata - obbligatoria per tutti gli utenti abilitati (utenti del servizio di stoccaggio ad eccezione delle imprese di trasporto e degli utenti del solo servizio di stoccaggio strategico) che dispongono di risorse da offrire per il bilanciamento - nell'ambito della quale i medesimi utenti abilitati potranno offrire la disponibilità a ridurre o aumentare il gas immesso o prelevato dagli stoccaggi e, conseguentemente, il Responsabile del bilanciamento potrà approvvigionarsi (in acquisto o in vendita), sulla base di criteri di merito economico, delle risorse necessarie per la copertura dello sbilanciamento complessivo del sistema.

In particolare, facendo seguito a precedenti documenti di consultazione, da ultimo il DCO 45/10, l'AEEG con la delibera de qua nel ribadire la titolarità del servizio in capo al Responsabile del servizio di bilanciamento - impresa maggiore di trasporto (Snam rete gas) - prevede che il GME organizzi e gestisca la predetta piattaforma per il bilanciamento per conto del Responsabile del bilanciamento medesimo. Ne consegue che il ruolo di controparte centrale delle negoziazioni che verranno concluse sulla predetta Piattaforma sarà ricoperto dal responsabile del bilanciamento, limitandosi il GME ad organizzare e gestire la stessa, secondo i principi dettati della de-

Novità normative di settore (continua)

liberazione in argomento.

Segnatamente è previsto che il GME entro 50 giorni dalla pubblicazione della delibera trasmetta per l'approvazione all'AEEG la proposta di regolamento di funzionamento della piattaforma, relativamente alla quale abbia svolto una consultazione pubblica presso i soggetti interessati.

Nel predisporre tale regolamento, il GME dovrà:

- uniformarsi ai principi di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza;
 - prevedere che siano ammessi alla piattaforma gli utenti abilitati allo stoccaggio ed il responsabile del bilanciamento;
 - disciplinare le modalità di presentazione delle offerte nel rispetto dei criteri stabiliti dalla stessa AEEG in ordine a:
 - numero minimo di offerte giornaliere;
 - quantitativi minimi e massimi giornalieri che possono essere acquistati/venduti sulla piattaforma, determinati sulla base delle informazioni messe a disposizione da parte delle imprese di stoccaggio;
 - modalità di combinazione delle offerte e determinazione del prezzo di remunerazione.
 - disciplinare le modalità con cui mettere a disposizione degli operatori le informazioni relative alle negoziazioni concluse sulla piattaforma, nel rispetto dei principi stabiliti dalla deliberazione in argomento.
- Il Gestore è inoltre chiamato a trasmettere quotidianamente all'Autorità le informazioni relative alle offerte presentate ed accettate nell'ambito della piattaforma di bilanciamento, nonché a pubblicare i dati relativi alle offerte presentate in ciascuna sessione di bilanciamento il settimo giorno successivo a quello a cui le offerte stesse si riferiscono.

L'Autorità inoltre dispone che, in una prima fase transitoria, che si estenderà fino al 31 marzo 2012, il GME dovrà stabilire gli esiti del mercato di bilanciamento prendendo in considerazione unicamente le offerte degli utenti abilitati di segno opposto rispetto al segno dell'offerta comunicata dal Responsabile del bilanciamento ai fini della copertura dello sbilanciamento complessivo del sistema.

Successivamente, la riforma del bilanciamento verrà ulteriormente sviluppata e completata prevedendo che il Responsabile del bilanciamento incroci tra loro le diverse offerte a salire e a scendere presentate nella medesima sessione da parte degli utenti abilitati anche al fine di garantire a tali utenti un ulteriore strumento per bilanciare le proprie posizioni, nonché al fine di ottenere un prezzo di sbilanciamento maggiormente rappresentativo del valore del gas per il bilanciamento del sistema.

Tra i restanti principali aspetti che rilevano ai fini delle attività che il GME è chiamato a svolgere, si segnala la previsione riguardante la stipulazione di un'apposita convenzione tra il GME ed il Responsabile del bilanciamento nell'ambito della quale disciplinare le modalità di affidamento dell'organizzazione e della gestione della piattaforma di bilanciamento, nonché i flussi informativi necessari per la presentazione delle offerte sulla piattaforma e la registrazione delle transazioni concluse, unitamente alle corrispondenti modifiche dei programmi di stoccaggio degli utenti abilitati.

L'avvio operativo della Piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale è previsto per il 1° luglio p.v..



Agenda GME

■ 19 maggio

ITALIAN ENERGY USER WORKSHOP

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Quote

www.energyquote.it

■ 20 maggio

Certificati Verdi: tutte le novità del "Decreto Rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

■ 15-17 giugno

4th Edition European Cross Border Power Trading Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17871&SectorID=3>

By creating a more unified internal electricity market, the EU is aiming to achieve electricity price harmony and transparency across the borders. New market coupling initiatives are taking place across national and international borders and operators have to deal with different regulations and prices as well as many other challenges. This marcus evans forum, firmly established as the most prestigious

cross border power trading meeting in Europe, will offer industry key stakeholders the opportunity to learn how to address congestion and capacity allocation issues, liquidity and transparency hurdles as well as developing a competitive integrated electricity market. Through a wide range of case studies, market participants will share their experiences on how to remove price differences between markets and profit from hedging opportunities through cross border power trading. For the full agenda and registration please contact: Kekeli Sodji, Marketing Manager: on +44 (0)20 3002 3383 or email KekeliS@marcusevansuk.com

■ 20 giugno

Il mercato del gas naturale: evoluzione normativa e nuovo mercato del bilanciamento

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy London Stock Exchange Group

www.academy_italy@londonstockexchange.com

■ 24 giugno

IL NUOVO BILANCIAMENTO E I PR-
EZZI DEL GAS NATURALE IN ITALIA

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

www.nomismaenergia.it

Gli altri appuntamenti

9 maggio–20 giugno

Corso "Problemi attuali sul Diritto dell'Energia"

Roma, Italia

Organizzatore: Università LUISS Carlo Guidi

<http://www.siaaitalia.it/corsi.php>

13 maggio - 1 luglio

Diventare Energy Manager in Europa oggi

Milano, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

16 maggio

Raffinazione e distribuzione petrolifera in Italia: cambiamenti in atto e prospettive future

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

www.safeonline.it

16-17 maggio

Clean Coal Technologies: The Future of Coal-Fired Power

Atlanta, USA

Organizzatore: EUCI

<https://www.euci.com>

17 maggio

LE STRADE DELL'EOLICO: LO SVILUPPO INTEGRATO DI RETE E VENTO

Milano, Italia

Organizzatore: Aper

<http://www.webaper.it/index.asp?idCategoria=7&idSottoCategoria=40&idsottopagina=1348>

17 maggio

Efficienza energetica per le abitazioni a basso reddito. Il progetto ELIH-Med

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

http://www.sede.enea.it/eventi/eventi2011/EfficienzaEnergetica_17-05-2011/Programma170511.pdf

Gli altri appuntamenti (continua)

17 maggio

ITER: opportunità per le aziende italiane

Torino, Italia

Organizzatore: AMMA – INNOVATION POINT

<http://www.asp.torino.it/iter-opportunita-per-le-aziende-italiane>

17-19 maggio

The 3rd Energy Storage Forum - Europe

Parigi, Francia

Organizzatore: Energy Storage Forum

<http://www.energystorageforum.com>

18 maggio

Le prospettive del mercato del gas in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

www.staffetta-online.it

18 maggio

"Framework Guidelines on Gas Balancing in Transmission Systems"

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER

http://www.acer.europa.eu/portal/page/portal/ACER_HOME/Stakeholder_involvement/Events/Presentation_FG_Gas_Balancing_in_Transmission_Systems

18 maggio

Il fotovoltaico in Italia: quale futuro dopo il Quarto Conto Energia?

Rho, Italia

Organizzatore: MCE

<http://www.mcexpocomfort.it/asp/showFolder.aspx?idFolder=2336>

18 maggio

Energy Storage

Torino, Italia

Organizzatore: ACI

<http://www.wplgroup.com>

18 maggio

Il pronto intervento nelle attività di distribuzione gas. Monitoraggio degli standard di sicurezza

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

18-19 maggio

European Demand Response and Dynamic Pricing Conference

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Edie

<http://www.edie.net/whatson/index.asp?channel=0>

19 maggio

La gestione dell'energia e le tematiche ambientali

Milano, Italia

Organizzatore: ICMQ

http://sinergiemoderne.it/mailling/doc/Pieghevole_110519.pdf

19 maggio

Smart Meter Gas

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

19 maggio

Energy meeting 2011

Milano, Italia

Organizzatore: ORS

<http://www.ors.it/>

19 maggio

I seminari L'imprenditore - Energia per le imprese. Risparmi, Efficienza, Sostenibilità

Chieti, Italia

Organizzatore: Confindustria Chieti - Associazione Industriali della Provincia di Chieti

<http://www.confindustria.it/ADM/EvenNew.nsf/tuttiDoc/588A482B67718715C12578760039A05A>

19-20 maggio

Innovation in Energy Technologies: What can we Learn from Patent Data

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3625&sez=Events&padre=79>

19-20 maggio 2011

Derivati su energia: profili valutativi e applicazioni contabili e fiscali

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Stock Exchange Group

www.academy.londonstockexchange.com

19-20 maggio

Il nuovo decreto legislativo per la promozione delle fonti rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: Paradigma

<http://www.paradigma.it/corsi.htm>

20 maggio

NYSE: ICE 2011 Annual Meeting of Stockholders

Atlanta, Georgia

Organizzatore: ICE

<http://ir.theice.com/releasedetail.cfm?releaseid=547057>

Gli altri appuntamenti (continua)

20 maggio

Bioenergie: dove siamo? Con quali mezzi affrontiamo il futuro?

Milano, Italia

Organizzatore: ATI Lombardia

<http://www.megaliafoundation.it>

20 maggio

Vendere gas naturale per l'autotrazione: guida al mercato ed al business

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

20 maggio

EU Energy Law & Policy Workshop

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation

http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2011/Law_and_Policy/FSR_20%20May_Programme.pdf

20 maggio

Seminari BRIC: fonti rinnovabili e mercato russo. Quali opportunità per le imprese italiane?

Milano, Italia

Organizzatore: AGICI e OIR

http://www.agici.it/download/Programmi%20eventi%20pdf/Programma%20Seminario%20Russia%2020_5_11.pdf

23 maggio

Mercato e' infrastrutture?

Come conciliare programmazione e pianificazione delle infrastrutture con lo sviluppo del mercato concorrenziale dei servizi energetici?

Roma, Italia

Organizzatore: AIGET

www.aiget.it

23-26 maggio

Chi semina vento raccoglie energia pulita

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

23-26 maggio

2011 IERE - RWE Workshop "Integration of Renewable Energies"

Dusseldorf, Germania

Organizzatore: IERE e RWE

http://www.iere.jp/NonMembers/Activities/Workshop/Germany_Workshop/FirstAnnouncement.pdf

23-24 maggio

Financial Instruments for Environmental Policies: State Aid, Public Procurement, Structural Funds and Market-Based Instruments

Maastricht, Olanda

Organizzatore: EIPA

<http://www.eipa.eu/>

24 maggio

EREC 2011 – Europe's Renewable Energy Policy Conference

Organizzatore: EREC

Brussels, Belgio

<http://www.erec.org/calendar-of-events/events-organised-by-erec/upcoming-events.html>

24 maggio

Energy & Utilities Forum 2011

Milano, Italia

Organizzatore: IDC Italia

<http://www.idcitalia.com/events/events.jsp>

24 maggio

Smart Grid Workshop - Genova Smart City

Genova, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

<http://www.smartgridinternationalforumworkshop.it/>

24-26 maggio

Nemex - Foro sull'amministrazione dell'energia

Birmingham, Regno Unito

Organizzatore: Nemex

www.sustainabilitylive.com/Sustainabilitylive/website/AboutNEMEX.aspx?refer=1&id=mainLnk1

24-26 maggio

European Energy days

Berlino, Germania

Organizzatore: Montel

<http://events.montel.no/EED/2011/default.asp>

24-27 maggio

Energy Risk

Houston, USA

Organizzatore: Energy Risk

<http://www.energyriskusa.com/static/home>

25 maggio

Le problematiche e gli impatti della sicurezza nella gestione degli impianti di pubblica illuminazione (corso di formazione)

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.com

Gli altri appuntamenti (continua)

25 maggio

LA DISCIPLINA DELLE FONTI RINNOVABILI - Profili amministrativi, civilistici e fiscali D. Lgs. n. 28/2011 Quarto Conto Energia
Milano, Italia

Organizzatore: Università Cattolica del Sacro Cuore e APER
http://www.optime.it/dettaglio_iniziative_programma.asp?page=1&idCorso=79

25-26 maggio

Carbon Finance Toronto

Toronto, ON

Organizzatore: IETA

http://www.ieta.org/index.php?option=com_content&view=article&id=286:carbon-finance-toronto&catid=28:events&Itemid=115

26 maggio

Cogenerazione, Efficienza energetica, Biomasse

Roma, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre
www.eiomfiere.it

26 maggio

L'energia di domani: Derivati elettrici e gestione del portafoglio per le imprese - Presentazione del volume a cura di Borsa Italiana mercato IDEX e EGL Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Borsa Italiana, EGL Italia

<http://www.egl.eu/egleu/it/home.html>; <http://www.borsaitaliana.it/homepage/homepage.htm>;

26-27 maggio

1° Workshop nazionale I.M.A.G.E. "La formazione per le professioni della green economy"

Torino, Italia

Organizzatore: Greenews – Eco

<http://www.greenews.info/concorso/>

26-27 maggio

"Green City Energy", Forum Internazionale sulle nuove energie per lo sviluppo della Smart City

Pisa, Italia

Organizzatore: Click Utility

www.greencityenergy.it

27-29 maggio

RIGENERGIA 2011

Pollein, Valle d'Aosta

Organizzatore: Camera valdostana delle imprese e delle professioni
www.rigenergia.it

30-31 maggio

EU Funding for Energy and Environment

Berlino, Germania

European Academy

www.euroacad.eu/energy

30-31 maggio

International Workshop on "Modeling and Policy of CO2 Removal from the Atmosphere"

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM Fondazione Enrico Mattei

<http://www.feem.it/>

30-31 maggio

Valutatori interni di Sistema Ambientale. Norma UNI EN ISO 19011 (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: ICMQ

http://sinergiemoderne.it/mailling/doc/Pieghevole_110530.pdf

31 maggio

Regolazione e monitoraggio delle pressioni in un sistema distributivo gas

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.com

1-2 giugno

Smart Grid Technology Conference 2011

San Jose, Usa

Organizzatore: WTG Events

<http://www.miningamericas.com/program>

1-3 giugno

Carbon Expo

Barcellona, Spagna

Organizzatore: carbon Expo

http://www.carbonexpo.com/portal/appmanager/efiraSalones/S093011;jsessionid=2z2yNBpJyXshyh1fygpwJT0ptLxGyy11y0hNbcBgg25k2nTQy8K2!49323732l-2120834976?_nfpb=true&_pageLabel=P56800133871288079274640&profileLocale=en

6 giugno

Il mercato del gas naturale - Workshop SAFE

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

www.safeonline.it

6-9 giugno

The 21st International Conference and Exhibition on Electricity Distribution

Francoforte, Germania

Organizzatore: CIRED

<http://www.cired2011.org/pages/012/Home.en.php>

6-9 giugno

19th Biomass Conference and Exhibition

Berlino, Germania

Organizzatore: WIP-Renewable Energies, ETA-Florence Renewable Energies

<http://www.conference-biomass.com/Conference-Programme.803.0.html>

7 giugno

Smart Meter Gas, opportunità commerciali e nuove tecnologie

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

7 giugno

L'energia di domani: Derivati elettrici e gestione del portafoglio per le imprese - Presentazione del volume a cura di Borsa Italiana mercato IDEX e EGL Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Borsa Italiana, EGL Italia

<http://www.egl.eu/egleu/it/home.html>; <http://www.borsaitaliana.it/homepage/homepage.htm>

7-8 giugno

10th Gas Shales Summit

Fort Worth, Usa

Organizzatore: ALM Events

www.insightinfo.com/gasshales

8 giugno

Solar Investment Forum

Munich, Germania

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://www2.greenpowerconferences.co.uk/SP1106DE>

8 giugno

La morosità nelle forniture energetiche: normativa vigente, casistica e possibili rimedi (corso di formazione)

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

8-9 giugno

12th edition of the Energy Trading Central and South Eastern Europe

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: Synergy

http://www.energytradingcsee.com/Default/About_Synergy_7820.aspx

8-10 giugno

InterSolar

Monaco, Germania

Organizzatore: Freiburg Wirtschaft Touristik und Messe e Solar Promotion

<http://www.intersolar.de/en/intersolar/quick-facts.html>

13-14 giugno

Eurelectric Annual Conference

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: Eurelectric

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

14-15 giugno

Roma, Italia

Forum UNI CIG 2011

Milano, Italia

Organizzatore: CIG

www.cig.it

14-15 giugno

Wind Power Italy

Roma, Italia

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://www2.greenpowerconferences.co.uk/WE1106IT>

15 giugno

Italian Smart Grids Forum 2011

Roma, Italia

Il ruolo dell'Italia nell'implementazione delle reti elettriche del futuro: regolazione, finanziamenti, tecnologie e progetti pilota

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

16-18 giugno

14th ANNUAL CONFERENCE ON GLOBAL ECONOMIC ANALYSIS "GOVERNING GLOBAL CHALLENGES"

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Enrico Mattei, GTAP, Università Ca'Foscari

<https://www.gtap.agecon.purdue.edu/events/conferences/2011/>

19-23 giugno

34th IAEE International Conference

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: IAEE

www.hhs.se/IAEE-2011/Pages/default.aspx

19-24 giugno

37th IEEE Photovoltaic Specialists Conference Washington State Convention Center, Seattle, Usa

Organizzatore: IEEE

<http://www.ieee-pvsc.org/PVSC37/index.html>

20 giugno

Smart Grid Workshop - Genova Smart City

Genova, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

21-24 giugno

11th Moscow International Oil & Gas Exhibition

Moscow, Russia

Organizzatore: ITE

www.mioge.com

22 giugno

Convenzioni, contratti di servizio e d'appalto nella gestione dell'illuminazione pubblica (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

22-23 giugno

The 2nd Official Annual Conference of the European Ocean Energy Association

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/120eP4KIMhotnv6GVF>

23-24 giugno

European Nuclear Power, 6th Annual

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: PLATT's

<http://www.platts.com/>

27 giugno

Advanced Biofuels Workshop

St. Louis, Usa

Organizzatore: BBI International

www.advancedbiofuelsworkshop.com

27-30 giugno

International Fuel Ethanol Workshop & Expo

Indianapolis, Usa

Organizzatore: BBI International

www.fuelethanolworkshop.com

28 giugno

La valutazione degli impianti di distribuzione del gas: lo stato di consistenza, il valore residuo e il costo di ricostruzione a nuovo

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

<http://www.gruppoitaliaenergia.com>

28-29 giugno

2011 Utility Coal Conference

Minneapolis, Usa

Organizzatore: American Coal Council

www.accevents.org

30 giugno

mcTER - appuntamento con la Cogenerazione

Milano, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre

www.eiomfiere.it

7 luglio

Smart Grid Workshop

Roma, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

<http://www.smartgridinternationalforumworkshop.it/>

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.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 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. S.r.l. - 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.