

APPROFONDIMENTI

EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

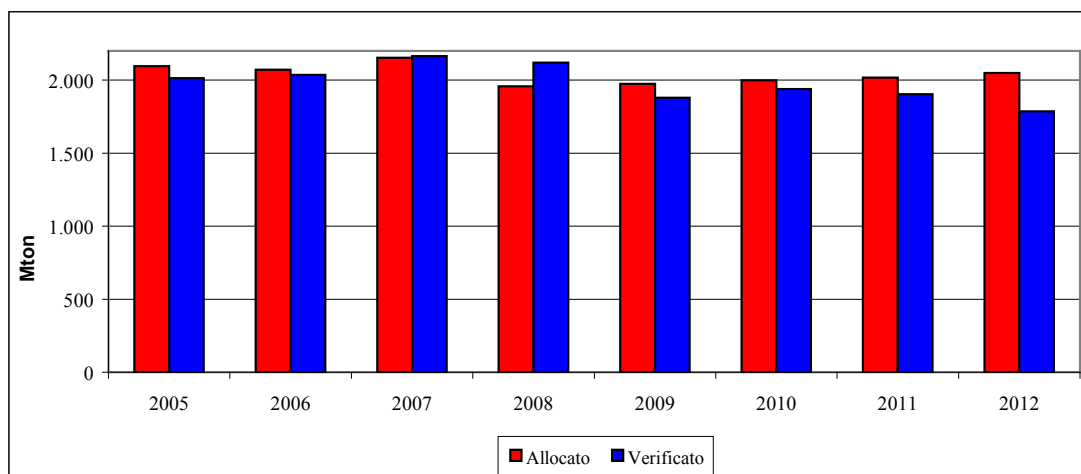
di Emanuele Vendramin - RIE

Come ogni anno, ad aprile, la Commissione Europea ha reso disponibili sul proprio sito le emissioni verificate nel 2012 dall'Emission Trading Scheme. I dati, ancora parziali, rappresentano il 74,2% degli impianti regolati¹, mostrano un totale di 1,787 miliardi di tonnellate di CO₂ a cui vanno aggiunti 54,9 milioni attribuibili all'aviazione inclusa per la prima volta da quest'anno nel registro europeo delle emissioni. Le installazioni che riportano i valori per il 2012 hanno complessivamente

rilasciato in atmosfera 116,7 milioni di tonnellate in meno rispetto al 2011, pari ad un calo del 6,1% ed il 12,8% in meno rispetto al quantitativo annuo allocato, generando un surplus complessivo di 263 milioni di quote che, sommato a quello degli anni precedenti, sfiora i 500 milioni. Il 2012 è quindi il sesto anno (il quarto consecutivo) in cui le emissioni verificate risultano inferiori all'allocato, ma soprattutto è l'anno in cui appare più consistente il surplus di permessi (fig. 1).

Fig. 1 – EU-ETS: quote allocate ed emissioni verificate

Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA



► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2013

Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 10
 Mercati energetici Europa
 pag 14
 Mercati per l'ambiente
 pag 18

APPROFONDIMENTI

EU-ETS: Un bilancio alla fine del secondo periodo di regolazione
 di Emanuele Vendramin - RIE
 pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 31

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile, l'energia scambiata nel Mercato del Giorno Prima, dopo sette mesi, registra una lieve crescita tendenziale (+0,6%), mentre gli acquisti nazionali, ancora in calo (-0,7%), si attestano ai minimi storici. La nuova contrazione delle importazioni (-9,4%) ha invece favorito la ripresa delle vendite da unità di produzione (+2,6%), tra cui prosegue inarrestabile la crescita da impianti a fonte rinnovabile (+46,1%) trainata, ad aprile, dagli idroelettrici (+70,1%) e dagli eolici (+65,9%). La

liquidità del mercato aggiorna il record storico per la terza volta nei primi quattro mesi del 2013 attestandosi a 78,1%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in calo sia su marzo (-4,6%) che su base annua (-16,1%), si porta a 61,03 €/MWh, ai minimi da luglio 2010. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi dei prodotti negoziabili nel mese evidenziano, in generale, una tendenza ribassista, con l'Anno 2014 *baseload* scambiato a 61,00 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 2,94 €/MWh (-4,6%) su marzo e di 11,68 €/MWh (-16,1%) su aprile 2012, si è portato a 61,03 €/MWh, ai minimi da quasi tre anni. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di circa 12 €/MWh sia nelle ore di picco (-15,0%) che nelle ore fuori

picco (-17,0%), con il prezzo pari rispettivamente a 68,24 (al minimo da giugno 2005) e 57,43 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload si è pertanto attestato a 1,12 (+0,02 rispetto ad un anno fa).

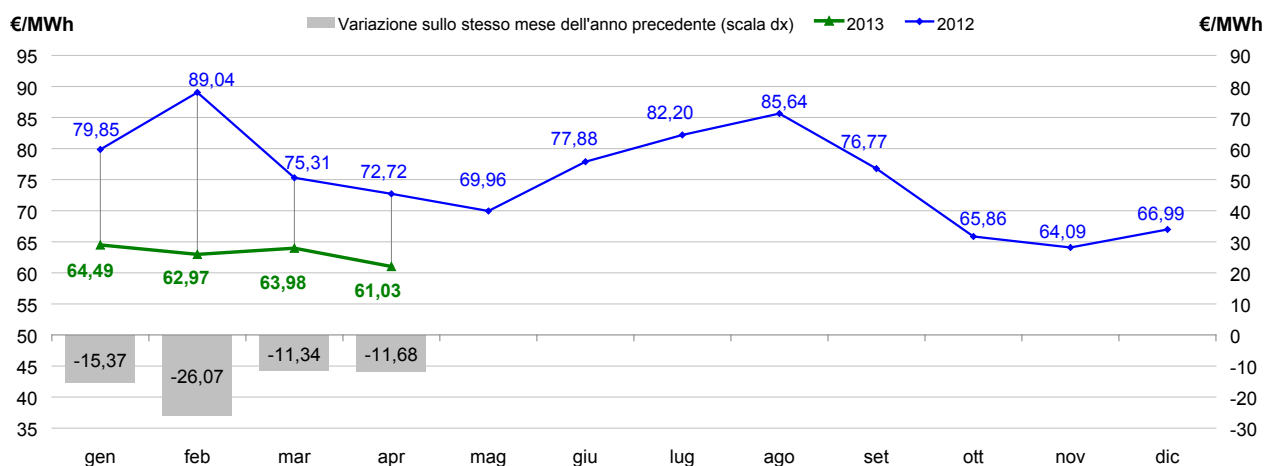
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	61,03	72,72	-11,68	-16,1%	24.489	+27,2%	31.364	+0,6%	78,1%	61,8%
<i>Picco</i>	68,24	80,25	-12,01	-15,0%	30.118	+23,5%	38.460	+0,8%	78,3%	63,9%
<i>Fuori picco</i>	57,43	69,22	-11,80	-17,0%	21.674	+28,4%	27.816	-0,5%	77,9%	60,4%
<i>Minimo orario</i>	5,89	12,14			14.949		19.361		73,4%	49,4%
<i>Massimo orario</i>	150,00	152,82			34.672		43.977		84,6%	71,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



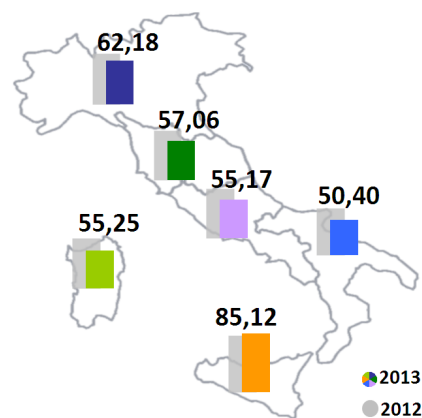
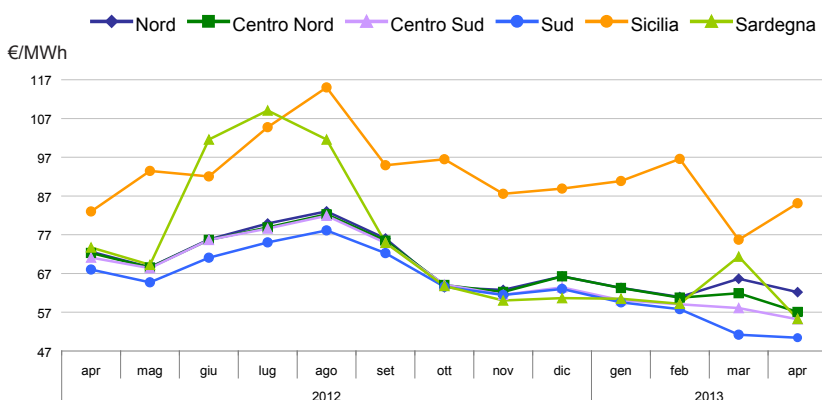
(continua)

Anche i prezzi medi di vendita delle quattro zone continentali e della Sardegna hanno registrato, ad aprile, un calo congiunturale ed una flessione in doppia cifra rispetto allo stesso mese del 2012. In controtendenza la Sicilia, il cui prezzo, in rialzo su entrambi i riferimenti temporali, si è portato a 85,12 €/MWh. Il

Sud, con 50,40 €/MWh, ha segnato ancora il prezzo più basso scendendo, come il Centro Nord (57,06 €/MWh) ed il Centro Sud (55,17 €/MWh), ai minimi da oltre tre anni; poco più alto il prezzo del Nord (62,18 €/MWh). Infine la Sardegna, con 55,25 €/MWh, ha registrato il prezzo più basso da luglio 2007 (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 22,6 milioni di MWh, dopo sette mesi tornano a segnare un aumento tendenziale (+0,6% su aprile 2012 che aveva segnato il livello più basso dall'avvio del mercato organizzato). In forte crescita su base annua, anche ad aprile, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 17,6 milioni di MWh (+27,2%), trainata ancora dagli sbilanciamenti a programma dei venditori bilateralisti, più bassi solo del valore record di marzo

e più che triplicati rispetto ad un anno fa. L'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, con una flessione del 42,3% rispetto ad un anno fa, si è portata a 5,0 milioni di MWh, livello che aggiorna per il secondo mese consecutivo il minimo storico (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, in aumento congiunturale di 0,8 punti percentuali e di ben 16,3 p.p. rispetto ad aprile 2012, ha segnato un nuovo record assoluto a quota 78,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

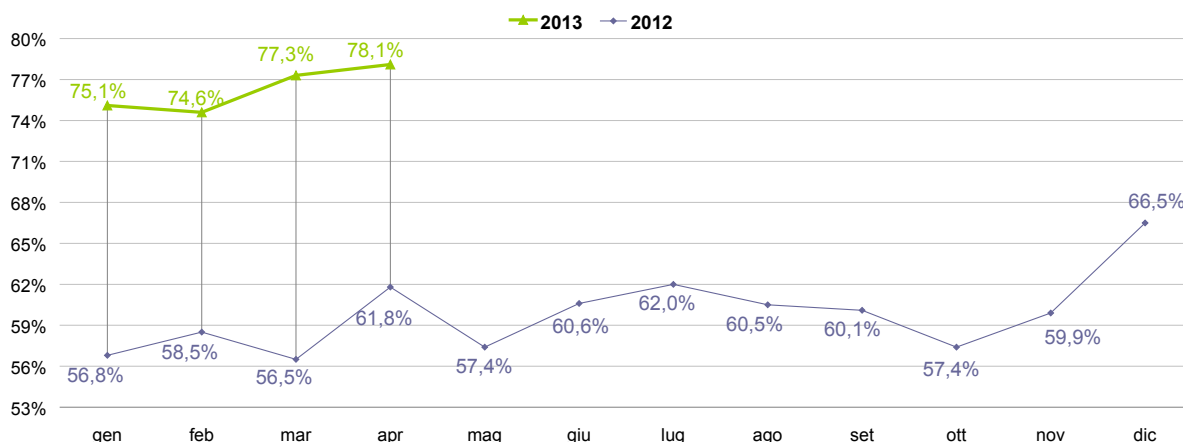
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.631.989	+27,2%	78,1%
Operatori	10.315.108	+62,6%	45,7%
GSE	4.637.759	+2,9%	20,5%
Zone estere	2.679.122	-11,1%	11,9%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	4.950.380	-42,3%	21,9%
Zone estere	781.303	-3,0%	3,5%
Zone nazionali	4.169.077	-46,4%	18,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.582.369	+0,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.557.078	-0,5%	
OFFERTA TOTALE	43.139.447	+0,1%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.631.989	+27,2%	78,1%
Acquirente Unico	1.944.152	-34,4%	8,6%
Altri operatori	7.669.618	-8,7%	34,0%
Pompaggi	8.557	-88,4%	0,0%
Zone estere	418.526	+319,2%	1,9%
Saldo programmi PCE	7.591.136	+226,5%	33,6%
PCE (incluso MTE)	4.950.380	-42,3%	21,9%
Zone estere	5.625	-84,4%	0,0%
Zone nazionali AU	3.441.528	+22,2%	15,2%
Zone nazionali altri operatori	9.094.363	+12,9%	40,3%
Saldo programmi PCE	-7.591.136	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.582.369	+0,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.819.240	+12,6%	
DOMANDA TOTALE	25.401.609	+1,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 22,2 milioni di MWh, sono diminuiti dello 0,7% rispetto ad un anno fa, segnando il minimo storico. A livello zonale, gli acquisti sono però aumentati al Nord (+2,2%), al Sud (+9,0%) ed in Sicilia (+4,8%). In aumento anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 424 mila MWh (+212,3%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica da unità di produzione

nazionale, pari a 19,1 milioni di MWh, sono aumentate del 2,6%. A livello zonale, in evidenza ancora il Nord (+8,4%) ed il Sud (+7,7%), che insieme rappresentano oltre due terzi del totale nazionale, e la Sicilia (+2,6%). Le importazioni, con una flessione del 9,4% su base annua, si sono attestate a 3,5 milioni di MWh, ai minimi degli ultimi sette mesi (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.598.320	25.831	-0,4%	9.080.789	12.612	+8,4%	12.277.116	17.052	+2,2%
Centro Nord	3.054.994	4.243	-7,1%	1.693.922	2.353	-5,2%	2.154.198	2.992	-13,0%
Centro Sud	6.514.141	9.047	+1,5%	2.325.681	3.230	-9,8%	3.305.982	4.592	-7,6%
Sud	6.934.129	9.631	+4,8%	3.754.487	5.215	+7,7%	1.897.911	2.636	+9,0%
Sicilia	2.611.062	3.626	-1,4%	1.407.512	1.955	+2,6%	1.497.941	2.080	+4,8%
Sardegna	1.423.812	1.978	-2,7%	859.553	1.194	-16,2%	1.025.069	1.424	-5,1%
Totale nazionale	39.136.459	54.356	+0,1%	19.121.945	26.558	+2,6%	22.158.218	30.775	-0,7%
Estero	4.002.988	5.560	-0,0%	3.460.425	4.806	-9,4%	424.151	589	+212,3%
Sistema Italia	43.139.447	59.916	+0,1%	22.582.369	31.364	+0,6%	22.582.369	31.364	+0,6%

Anche ad aprile le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno segnato una forte crescita su base annua (+46,1%) sostenuta principalmente dalla fonte idraulica (+70,1%) ed eolica (+65,9%). Ancora in flessione le vendite da impianti a fonte tradizionale (-17,0%) (Tabella 5). Pertanto,

la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile è salita al 42,2% (29,6% ad aprile 2012), a scapito delle fonti tradizionali ed in particolare degli impianti a gas, la cui quota è scesa al 34,7% (44,8% un anno fa) (Grafico 4).

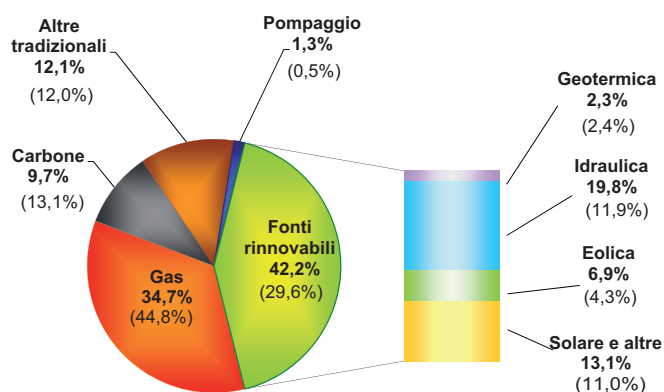
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

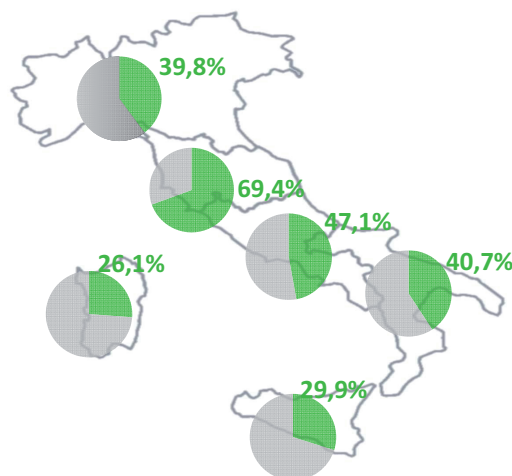
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.307	-7,2%	718	-44,8%	1.638	-41,1%	3.092	-12,5%	1.369	-2,0%	878	-26,0%	15.002	-17,0%
Gas	5.067	-12,1%	619	-49,9%	401	-58,3%	1.441	-21,5%	1.237	-4,2%	449	-9,7%	9.214	-20,5%
Carbone	1.161	+2,8%	19	+6,4%	988	-38,3%	-	-	-	-	412	-34,5%	2.579	-23,6%
Altre	1.079	+9,6%	80	+72,1%	250	+15,3%	1.651	-2,8%	133	+25,1%	17	-71,8%	3.209	+3,1%
Fonti rinnovabili	5.024	+36,7%	1.634	+39,9%	1.523	+92,0%	2.122	+62,3%	584	+16,5%	312	+43,3%	11.199	+46,1%
Idraulica	3.419	+54,9%	567	+135,0%	644	+99,4%	488	+84,1%	36	+15,0%	100	+380,3%	5.254	+70,1%
Geotermica	-	-	612	+0,2%	-	-	1	-58,4%	-	-	-	-	613	+0,0%
Eolica	8	-41,7%	20	+384,3%	404	+143,9%	926	+91,5%	351	+14,9%	137	-2,6%	1.845	+65,9%
Solare e altre	1.598	+9,8%	434	+39,6%	475	+56,1%	708	+26,9%	197	+19,7%	75	+33,0%	3.487	+22,3%
Pompaggio	281	+238,5%	1,26	-91,9%	69	+826,5%	-	-	1	-82,5%	4	-82,3%	357	+166,2%
Totale	12.612	+8,4%	2.353	-5,2%	3.230	-9,8%	5.215	+7,7%	1.955	+2,6%	1.194	-16,2%	26.558	+2,6%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

Ad aprile il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 409 MWh (352 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato, per il 97,5% delle ore in import (99,7% un anno fa). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è stato pari a 25,56 €/MWh, in aumento rispetto ai 20,87 €/MWh dell'anno precedente; pertanto la rendita generata, pari a 6,80 milioni

di €, è aumentata del 56,8% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è stata allocata per il 92,7% dal market coupling (81,3% ad aprile 2012) e solo il 2,7% con asta esplicita e nominata (8,4% di NTC l'anno precedente). Pertanto il 4,6% dell'NTC non è stata utilizzata (contro il 10,3% di aprile 2012) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
62,18	36,62	25,56	6,80	412	415	97,5%	95,4%	169	160	2,5%	1,7%
(72,60)	(51,73)	(20,87)	(4,33)	(396)	(353)	(99,7%)	(72,4%)	(204)	(32)	(0,3%)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

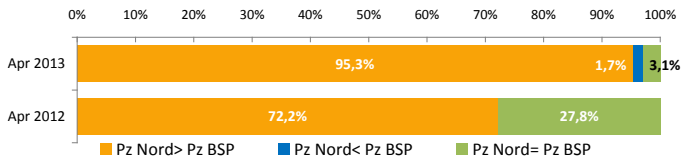
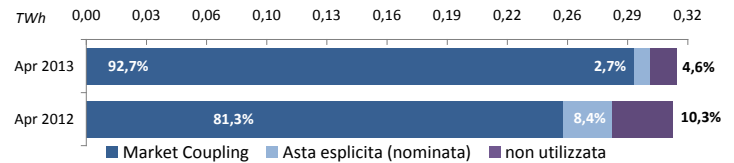


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto hanno registrato, come in MGP, flessioni sia congiunturali che tendenziali in tutte le sessioni di mercato, attestandosi ai minimi degli ultimi anni. Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 58,66 €/MWh di MI2 e 68,28 €/MWh di MI4 (va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo). Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi più bassi nel

Mercato Infragiornaliero (Tabella 7 e Grafico 8). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, ad aprile, sono stati pari a i 2,0 milioni di MWh. Di questi oltre la metà, ovvero 1,1 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 (unica sessione in flessione tendenziale: -18,2%). Nelle altre sessioni si sono scambiati: 546 mila MWh su MI2 (+24,6%); 152 mila MWh (+37,5%) su MI3; 195 mila MWh (+128,4%) su MI4 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	61,03	72,72	-16,1%	31.364	31.180	+0,6%
MI1 (1-24 h)	60,16 (-1,4%)	70,13 (-3,6%)	-14,2%	1.545	1.888	-18,2%
MI2 (1-24 h)	58,66 (-3,9%)	68,56 (-5,7%)	-14,4%	758	608	+24,6%
MI3 (13-24 h)	59,20 (-9,2%)	74,42 (-3,4%)	-20,5%	421	307	+37,5%
MI4 (17-24 h)	68,28 (-8,8%)	81,71 (-4,9%)	-16,4%	814	357	+128,4%

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore).

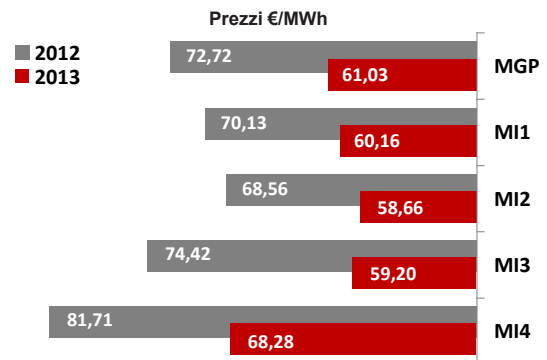
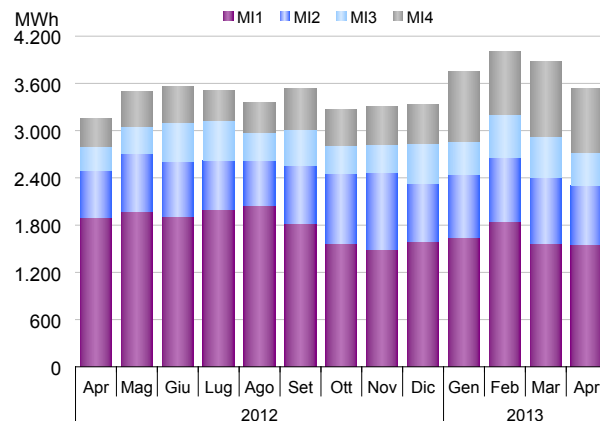
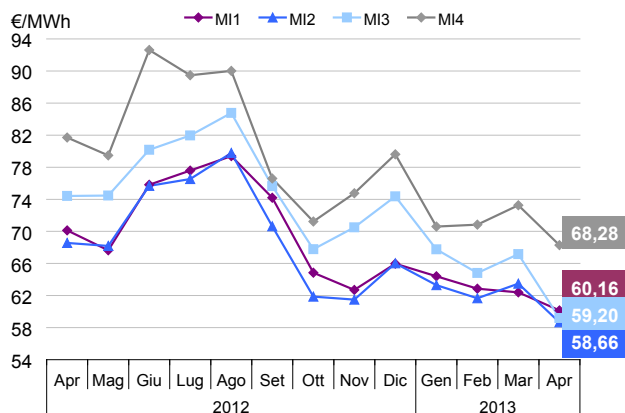


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



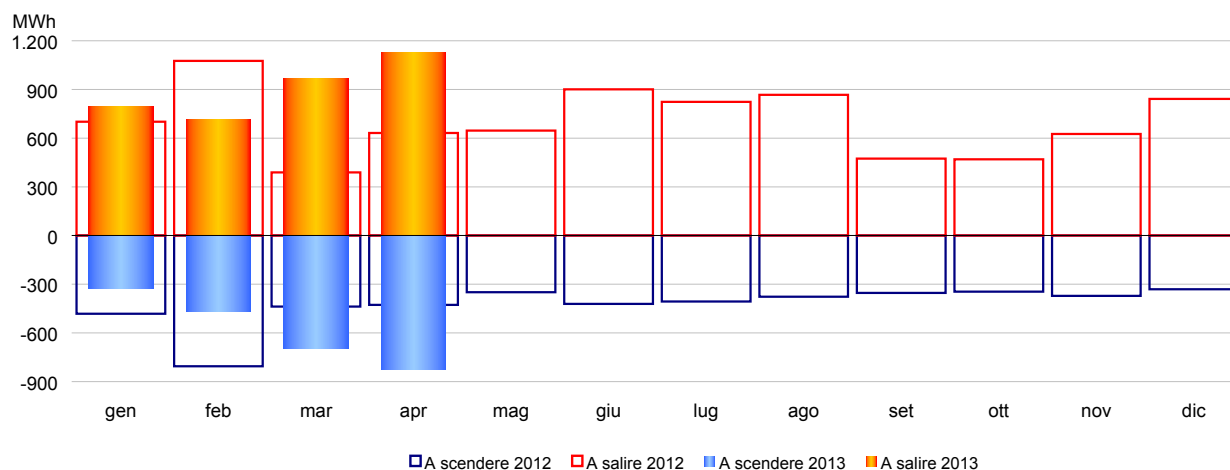
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, ad aprile, gli acquisti di Terna, pari a 815 mila MWh, con una crescita tendenziale del 79,3%, hanno raggiunto il valore più

alto da agosto 2010. In crescita anche le vendite di Terna, che con 598 mila MWh segnano il valore più alto da quasi due anni (+94,4% rispetto ad un anno fa) (Grafico 9).

Grafico 9: 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, si sono registrate 60 negoziazioni in cui si sono scambiati 227 contratti, pari a 744 mila MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 565 contratti O.T.C., pari a 4,9 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 61,6 milioni di MWh.

I prezzi dei prodotti baseload negoziabili hanno confermato una generale tendenza ribassista; tra i prodotti negoziabili

peakload invece, in calo il II trimestre e l'annuale, in aumento tutti gli altri (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Maggio 2013* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 57,00 €/MWh (-6,6%) sul baseload e 67,68 €/MWh (+4,1%) sul peakload e con una posizione aperta pari rispettivamente a 4.724 e 794 MW, per complessivi 3,7 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato			Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Maggio 2013	57,00	-6,6%	3	12	-	12	4.724	3.514.656
Giugno 2013	63,50	+0,8%	-	-	-	-	4.716	3.395.520
Luglio 2013	67,15	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2013	67,30	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	67,25	+0,1%	-	-	-	-	5.017	11.077.536
IV Trimestre 2013	64,85	-0,5%	-	-	-	-	4.866	10.748.994
I Trimestre 2014	64,20	-2,7%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	60,50	-2,4%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	61,00	-4,5%	25	40	565	605	3.912	34.269.120
Totale			28	52	565	617		59.491.170

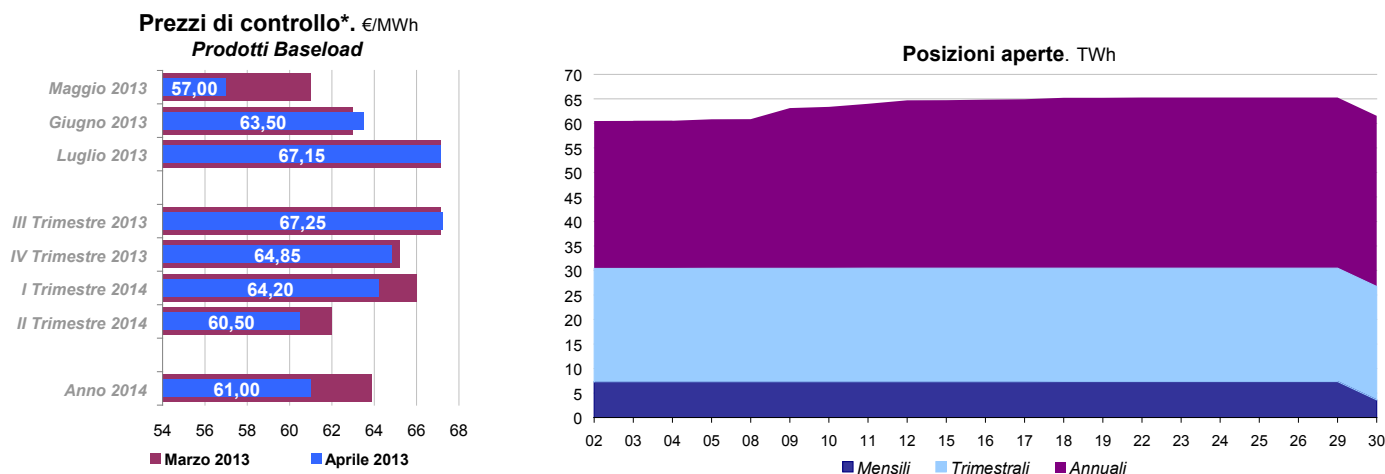
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato			Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Maggio 2013	67,68	+4,1%	-	-	-	-	794	219.144
Giugno 2013	73,78	+0,8%	-	-	-	-	794	190.560
Luglio 2013	75,71	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2013	70,93	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	74,77	+2,4%	6	30	-	30	834	660.528
IV Trimestre 2013	79,46	+5,0%	8	40	-	40	849	672.408
I Trimestre 2014	77,45	+0,6%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2014	68,42	-2,4%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	68,50	-2,1%	18	105	-	105	171	535.572
Totale			32	175	-	175		2.059.068

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

** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e 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 2013 sono state pari a 29,3 milioni di MWh, in aumento del 12,3% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 25,7 milioni di MWh, sono cresciute del 9,8% sostenute soprattutto dai contratti baseload (+11,5%) e dai non standard (+12,6%). Ancora in aumento anche le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+34,0%), pari a 3,6 milioni di MWh. Quelle di MTE rappresentano pertanto il 12,3% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 10,3% di un anno fa) (Tabella 9).

Le transazioni registrate sulla PCE hanno determinato

una posizione netta di 15,9 milioni di MWh (+7,7%). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 5,0 milioni di MWh (-42,3%), hanno aggiornato il minimo storico per il secondo mese consecutivo, spingendo lo sbilanciamento a programma a 10,9 milioni di MWh (+77,8%), valore più basso solo del record di marzo. In aumento, invece, i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,5 milioni di MWh (+15,0%), con lo sbilanciamento a programma in calo del 12,9%. Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è portato a 1,85, in lieve aumento sia rispetto al mese precedente (+0,01) che ad un anno fa (+0,08) (Grafico 11).

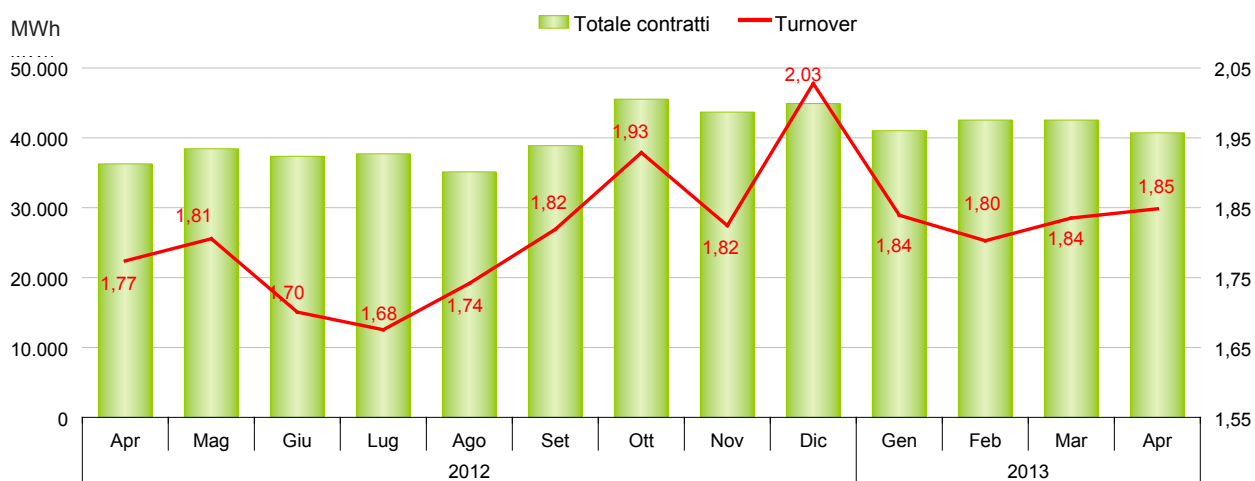
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	8.022.852	+11,5%	27,4%	Richiesti	9.979.970	+6,7%	100,0%	12.541.516	+15,0%	100,0%
Off Peak	659.760	- 23,9%	2,3%	di cui con indicazione di prezzo	5.463.255	+52,3%	54,7%	-	-	-
Peak	677.282	- 19,8%	2,3%	Rifiutati	5.029.590	+556,1%	50,4%	-	-	-
Week-end	1.200	+400,0%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	5.025.244	+585,0%	50,4%	-	-	-
Totale Standard	9.361.094	+5,1%	31,9%	Registrati	4.950.380	-42,3%	49,6%	12.541.516	+15,0%	100,0%
Totale Non standard	16.353.167	+12,6%	55,8%	di cui con indicazione di prezzo	438.011	-84,6%	4,4%	-	-	-
PCE bilaterali	25.714.261	+9,8%	87,7%	Sbilanciamenti a programma	10.910.326	77,8%		3.319.190	-12,9%	
MTE	3.603.288	+34,0%	12,3%	Saldo programmi	-	-		7.591.136	+226,5%	
TOTALE PCE	29.317.549	+12,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.860.706	+7,7%	54,1%							

Grafico 11: PCE, contratti registrati e turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile, la decisa flessione dei consumi del settore termoelettrico (-20,7%), ha determinato, dopo la ripresa di marzo, una nuova flessione della domanda di gas (-8,6%). In aumento, tuttavia, i consumi del settore industriale; stabili quelli per uso civile. Sul lato offerta, in calo sia le importazioni che la produzione nazionale. In flessione anche le giacenze di gas negli stoccaggi.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME sono stati complessivamente scambiati 3,8 milioni di MWh (+73,9%), quasi tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento, dove il prezzo medio, in aumento tendenziale dell'1,8%, si è portato a 29,36 €/MWh, livello più alto da marzo 2012, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

Ad aprile, i consumi di gas naturale, pari a 4.779 milioni di mc (50,6 TWh), tornano a segnare un calo tendenziale dell'8,6%, dopo la crescita registrata a marzo. I consumi del settore termoelettrico, ai minimi degli ultimi otto anni, sono scesi a 1.404 milioni di mc, con una flessione del 20,7%. Pressoché stabili i consumi del settore civile, con 2.200 milioni di mc (+0,1%), in aumento, invece, quelli del settore industriale, pari a 1.111 milioni di mc (+3,2%). In flessione anche le esportazioni attestatesi a 63 milioni di mc (-66,0%), minimo dal 2005. Dal lato offerta, in netta diminuzione sia la produzione nazionale,

pari a 568 milioni di mc (-16,6%), prossima al valore minimo registrato lo scorso febbraio, che le importazioni di gas naturale, pari a 4.538 milioni di mc (-24,1%), minimo da settembre 2010. Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto Tarvisio (+43,8%) e Gela (+8,5%); negli ultimi giorni del mese è tornato ad essere operativo il rigassificatore di Panigaglia.

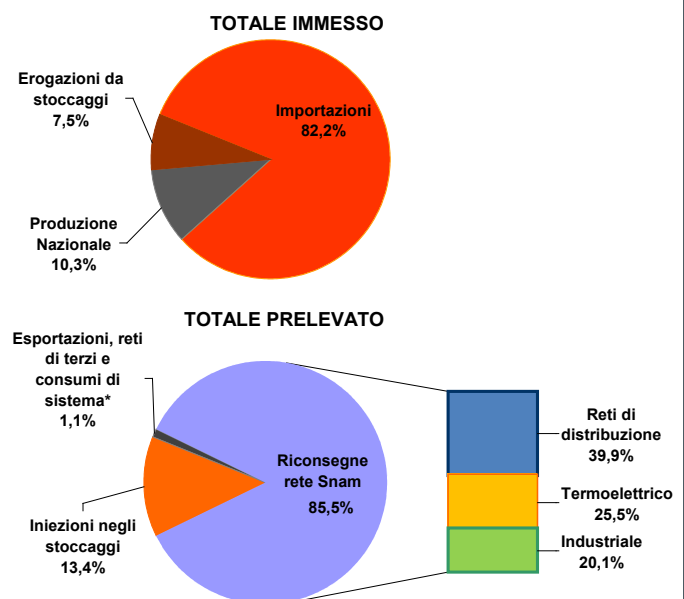
Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 411 milioni di mc (solo 2 milioni di mc un anno fa), a fronte di 739 milioni di mc iniettati (-48,4%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.538	48,0	-24,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	624	6,6	-70,3%
Tarvisio	2.627	27,8	+43,8%
Passo Gries	193	2,0	-72,1%
Gela	633	6,7	+8,5%
Gorizia	2	0	-90,0%
Panigaglia (GNL)	0	0	-100,0%
Cavarzere (GNL)	459	4,9	-23,2%
Produzione Nazionale	568	6,0	-16,6%
Erogazioni da stoccaggi	411	4,4	+18165,7%
TOTALE IMMESSO	5.518	58,4	-17,2%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.716	49,9	-6,5%
Industriale	1.111	11,8	+3,2%
Termoelettrico	1.404	14,9	-20,7%
Reti di distribuzione	2.200	23,3	+0,1%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	63	0,7	-66,0%
TOTALE CONSUMATO	4.779	50,6	-8,6%
Iniezioni negli stoccaggi	739	8	-48,4%
TOTALE PRELEVATO	5.518	58,4	-17,2%

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato



(continua)

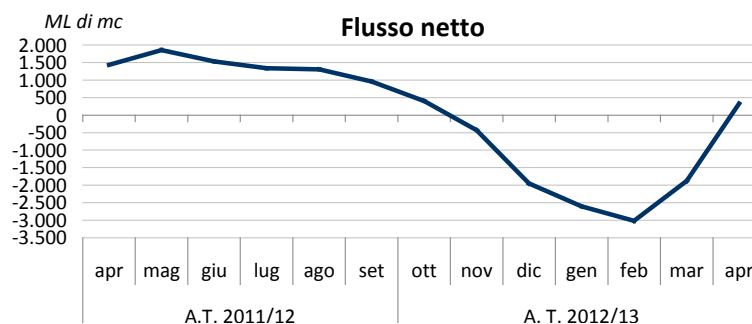
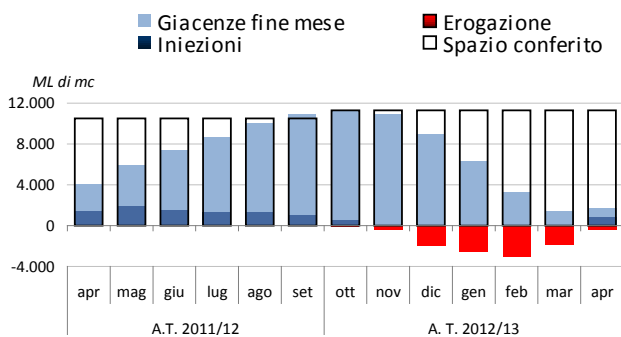
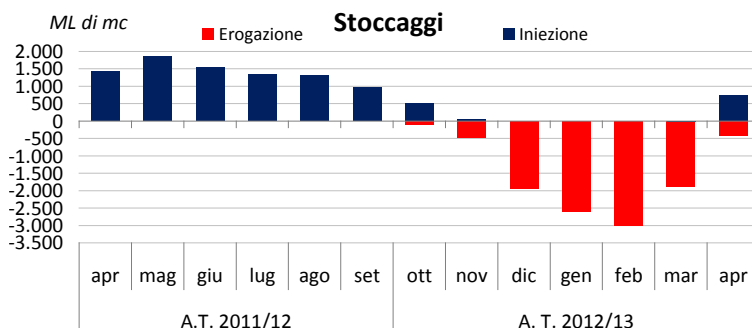
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 1.746 milioni di mc, in calo di 57,0% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito sceso al 15,5% (38,7% nel 2012).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ai massimi degli ultimi quattordici mesi, si è attestata a 29,07 €/MWh, con un aumento su base annua di 0,22 €/MWh (+0,8%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2013)	1.746	-57,0%
Erogazione (flusso out)	411	+18165,7%
Iniezione (flusso in)	739	-48,4%
Flusso netto	328	-77,1%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	15,5%	-23,2 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Anche ad aprile la Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), con 3,8 milioni di MWh, ha raccolto la quasi totalità dei volumi scambiati nei mercati del gas gestiti dal GME che nel loro insieme rappresentano il 7,4% della domanda complessiva di gas naturale (era il 3,9% ad aprile 2012).

Nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS) è stato registrato un solo

scambio per 700 MWh ad un prezzo pari a 30,00 €/MWh.

Nessuno scambio è stato invece registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS), sia fase ad asta che fase continua.

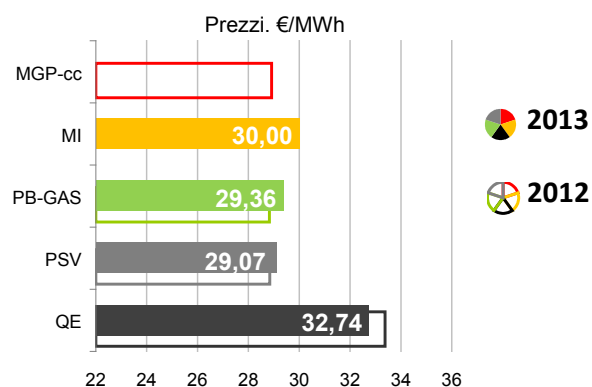
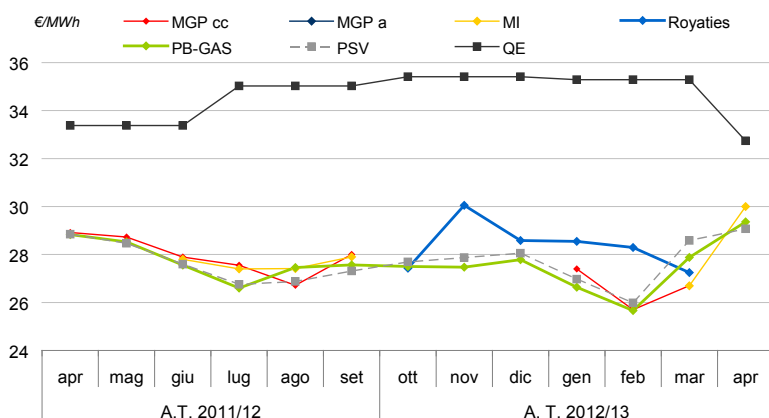
Nei comparti Import e 'Ex d.lgs 130/10' della Piattaforma Gas (P-GAS) ad aprile non sono stati registrati scambi.

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
M-GAS					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	- (28,92)	-	-	-	(13.440)
MI	30,00	30,00	30,00	700	-
PB-GAS	29,36 (28,83)	27,54	32,11	3.754.853	(2.145.916)
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-
D.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il QE un indice

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), ad aprile, sono stati scambiati complessivamente 3,8 milioni di MWh, in crescita del 75,0% rispetto allo stesso mese del 2012, ad un prezzo medio di 29,36 €/MWh (+1,8%), livello più alto da marzo 2012.

Nei 15 giorni, sui 30 di aprile, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,4 milioni di MWh, di cui il 68,8% venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un

prezzo medio di 28,81 €/MWh. Nei restanti giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 2,4 milioni di MWh, di cui il 94,4% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 29,91 €/MWh.

Complessivamente l'85,0% dei volumi scambiati (3,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 15,0% (0,6 milioni MWh) da scambi tra operatori.

(continua)

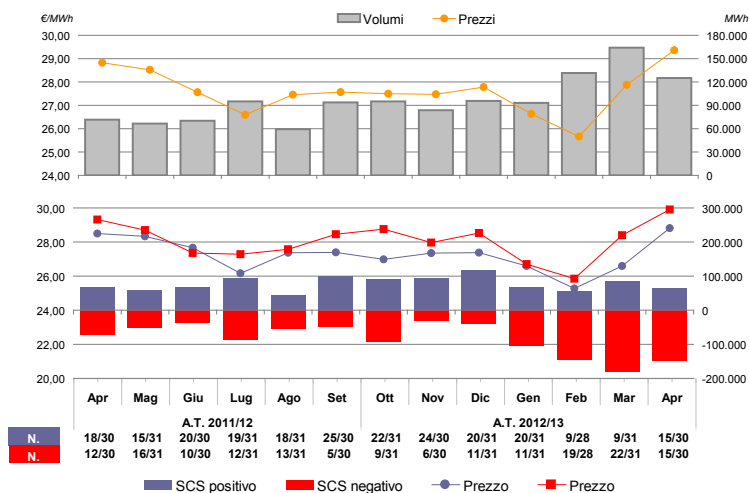
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 15/30	negativo n.giorni 15/30
Prezzo. €/MWh	29,36	(+1,8%)	28,81	29,91
Acquisti. MWh	3.754.853	(+75,0%)	1.378.235	2.376.618
RdB	2.242.896	(+157,6%)		2.242.896
Operatori	1.511.957	(+18,6%)	1.378.235	133.722
Vendite. MWh	3.754.853	(+75,0%)	1.378.235	2.376.618
RdB	947.956	(-20,1%)	947.956	
Operatori	2.806.897	(+192,5%)	430.279	2.376.618

Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	41	31	35



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di aprile le principali quotazioni energetiche europee si caratterizzano per dinamiche congiunturali ribassiste, tanto sui mercati dei combustibili, quanto su quelli dell'elettricità.

In particolare, sui primi, tali dinamiche spingono i prezzi sui livelli più bassi registrati da giugno scorso sui listini del petrolio e dei suoi prodotti derivati e da giugno 2010 su

quelli del carbone, riportando, d'altro canto, le quotazioni del gas a ridosso dei valori di febbraio dopo l'exploit del mese scorso.

Il calo appare altrettanto consistente sulle borse elettriche, dove i prezzi si attestano al minimo da gennaio in Francia e in Germania e da novembre 2010 in Italia, scendendo addirittura al valore più basso dal 2004 in Spagna.

Ad aprile le quotazioni europee del greggio vedono rafforzata la fase decrescente avviata a marzo, attestandosi a 101,9 \$/bbl (-6,0% sul mese precedente), valore più basso da giugno 2012 e molto inferiore anche alle aspettative maturate dai mercati futures nel corso del mese precedente. Tale dinamica, osservata anche sul riferimento mediorientale, appare decisamente meno intensa sul WTI, dove i rincari registrati ad inizio anno hanno subito solo deboli ritocchi al ribasso nel corso degli ultimi due mesi. Il Brent risulta in calo anche su base tendenziale (-14,7%), rispetto alla quale si perpetua, intensificandosi, la serie di diminuzioni consecutive iniziata a febbraio. In ottica futura, la propensione osservata sui mercati a pronti spinge al ribasso anche le attese a termine degli operatori che, tuttavia, rimangono superiori o in linea con l'attuale valore spot per tutta la parte rimanente di quest'anno.

Come consuetudine, movimenti analoghi si rilevano sulle quotazioni dei prodotti di raffinazione del petrolio, scese a 590,7 \$/MT per l'olio combustibile (-4,8% su marzo, -20,4% rispetto al 2012)

e a 876,6 \$/MT per il gasolio (rispettivamente -4,0% e -12,7%). Rispetto a quest'ultimo merita rilevare come, in chiave prospettica, i prezzi futures si attestino su livelli più bassi dell'attuale già a partire dal prossimo mese di maggio, distinguendosi così dalla sua commodity di riferimento.

Anche sulle piazze del carbone si rafforza la tendenza al ribasso in atto ormai da un triennio, con il riferimento europeo che si porta a 82,9 \$/MT (-2,1% sul mese precedente, -13,7% tendenziale), aggiornando ulteriormente il valore minimo riscontrato da aprile 2010. Tale persistente dinamica non sembra tuttavia avere impatti sulle indicazioni provenienti dai mercati a termine che tornano ad essere rialziste almeno per il prossimo trimestre.

Peraltro, l'intensità dei cali osservati sui combustibili non subisce variazioni di rilievo nella conversione in euro delle quotazioni, in virtù della sostanziale stabilità del cambio dollaro/euro a 1,30 \$/€ (+0,1% su marzo, -1,4% sul 2012).

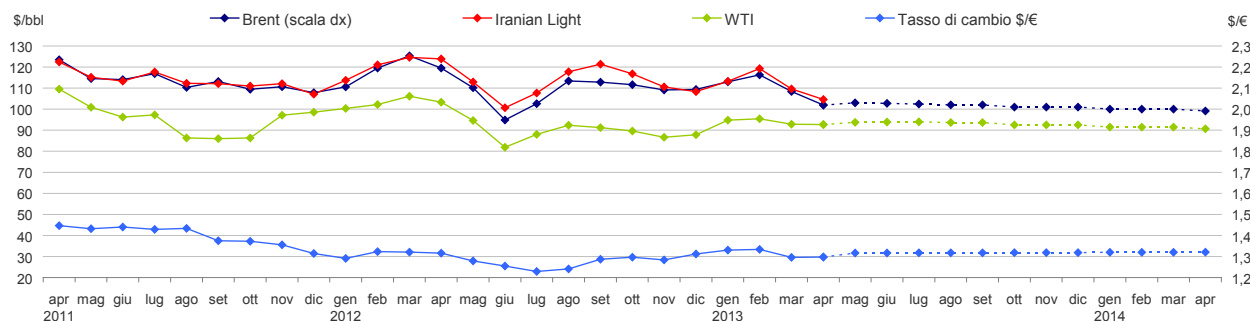
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Apr 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 13	Giu 13	Lug 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,30	+0,1%	-1,4%	1,28	1,32 ▲	1,32 ▲	1,32 -	1,32 ▲
Brent	\$/bbl	101,9	-6,0%	-14,7%	108,0	103,0 ▼	102,8 ▼	102,5 -	98,6 ▼
FOB	€/bbl	78,5	-6,1%	-13,5%	84,2	78,2 ▼	78,0 ▼	77,8 -	74,6 ▼
Fuel Oil	\$/MT	590,7	-4,8%	-20,4%	614,5	595,8 ▼	599,0 ▼	602,8 -	599,3 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	455,2	-4,9%	-19,2%	479,3	452,4 ▼	454,8 ▼	457,5 -	453,1 ▼
Gasolio	\$/MT	876,6	-4,0%	-12,7%	902,6	861,4 ▼	861,4 ▼	868,0 -	862,3 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	675,5	-4,1%	-11,4%	704,0	654,2 ▼	654,0 ▼	658,9 -	652,0 ▼
Coal	\$/MT	82,9	-2,1%	-13,7%	81,0	85,6 ▲	86,0 ▲	85,8 -	93,5 -
API2 CIF ARA	€/MT	63,9	-2,2%	-12,5%	63,2	65,0 ▲	65,3 ▲	65,1 -	70,7 ▼

Fonte: Thomson-Reuters

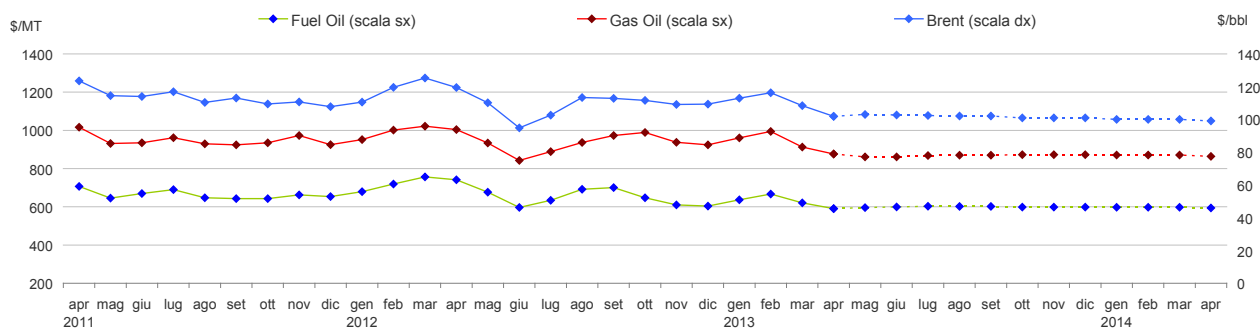
(continua)

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



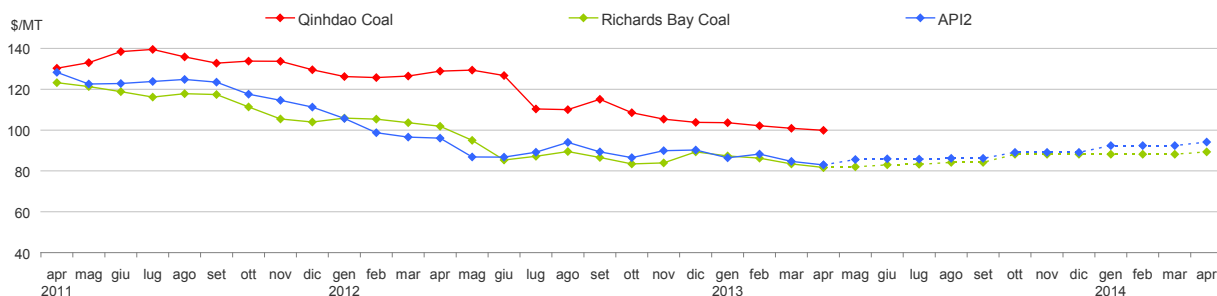
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

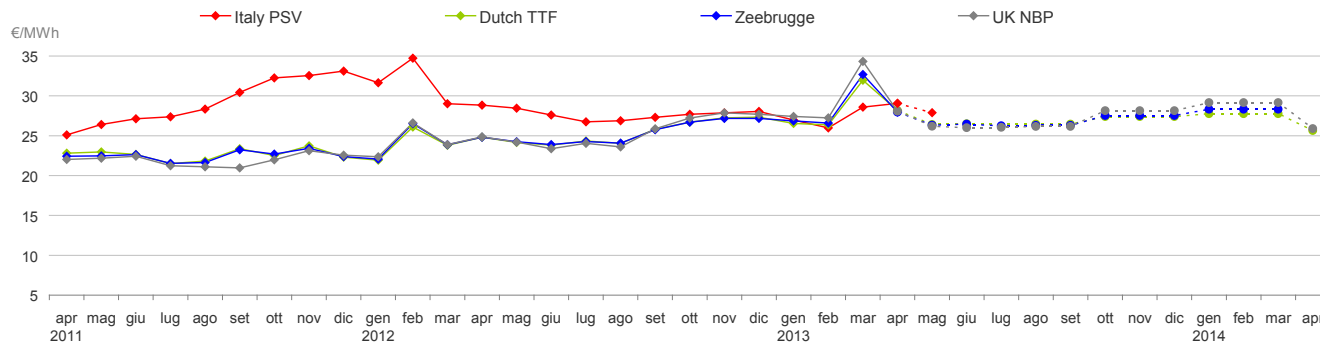
Relativamente al gas, la diminuzione registrata nel corso del mese riporta i prezzi ai livelli di febbraio sui principali hub centro-nord europei (28 €/MWh circa, -11/-18%), tornati così ad esprimere, dopo l'eccezionale picco di marzo, quotazioni inferiori al PSV italiano, invece al secondo aumento consecutivo (29,07 €/MWh, +1,7%). A fronte di questo andamento congiunturale, anche ad aprile, il livello dei prezzi

europei segna una crescita rispetto al 2012 (+13/14%), estesa in questo caso anche al riferimento italiano, al primo debole rialzo tendenziale da giugno 2012 (+1% circa). In chiave prospettica, si rafforzano sui mercati le previsioni ribassiste già affermatesi a marzo, proiettate su tutte le scadenze verso quotazioni inferiori di circa 2 €/MWh ai valori ad oggi rilevati sullo spot.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)				
GAS	Area	Apr 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 13	Giu 13	Lug 13	Gas Year 13	
PSV DA	Italia	29,07	+1,7%	+0,8%	28,25	27,90	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	28,16	-11,9%	+13,5%	28,20	26,40	▼	26,50	-	26,55
Zeebrugge	Belgio	27,95	-14,5%	+12,6%	28,75	26,31	▼	26,45	▼	26,85
UK NBP	Regno Unito	28,07	-18,2%	+13,0%	29,77	26,19	▼	26,00	▼	27,20



Quanto all'energia elettrica, la dinamica congiunturale ribassista osservata sulle principali borse continentali si accompagna a rinnovate prospettive di convergenza delle quotazioni francese (45,94 €/MWh, -20,5% rispetto a marzo) e tedesca (37,92 €/MWh, -3,1%), il cui differenziale, pur confermandosi non trascurabile e superiore ai livelli sperimentati nella norma (8 €/MWh circa), mostra una decisa flessione rispetto al picco di marzo (-10 €/MWh circa). Di rilievo anche le diminuzioni

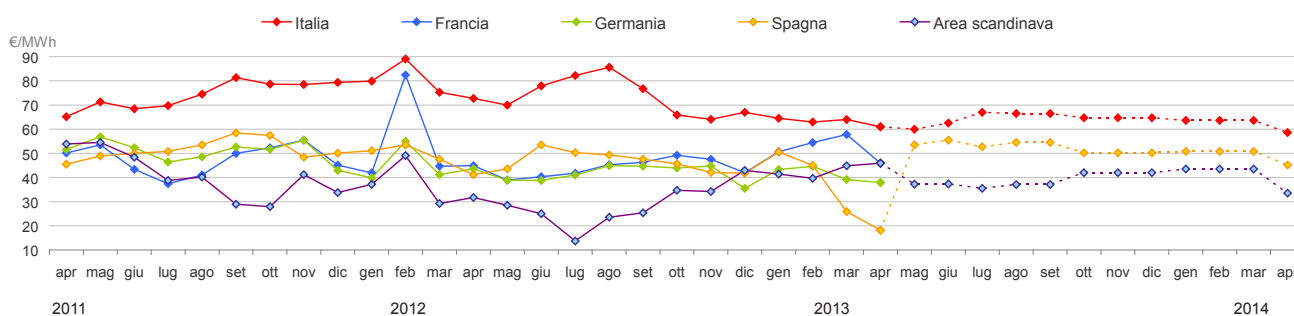
registrate sui listini mediterranei, tali da spingere i prezzi a 61,03 €/MWh in Italia, valore più basso da novembre 2010 (-4,6% su marzo), e a 18,17 €/MWh in Spagna (-29,9%), livello minimo dal 2004, per effetto soprattutto delle numerose ore in cui la quotazione iberica è risultata pari a 0 €/MWh (29% del totale). Unica eccezione a questa tendenza generalizzata si riscontra sul listino di riferimento per l'area scandinava (45,91 €/MWh), in lieve ripresa rispetto a marzo (+2,4%).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Apr 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mag 13	Giu 13	Lug 13	Calendar
Italia	61,03	-4,6%	-16,1%	60,11	60,00 ▲	62,50 ▼	67,00 -	61,18 ▼
Francia	45,94	-20,5%	+2,3%	46,43	-	-	-	-
Germania	37,92	-3,1%	-13,0%	37,72	-	-	-	-
Svizzera	45,37	-22,8%	-4,2%	-	-	-	-	-
Austria	37,09	-4,5%	-12,6%	-	-	-	-	-
Spagna	18,17	-29,9%	-55,9%	38,20	53,50 ▲	55,44 ▲	52,68 -	50,90 ▲
Area scandinava	45,91	+2,4%	+44,8%	41,30	37,25 ▲	37,30 ▲	35,50 -	36,70 ▲



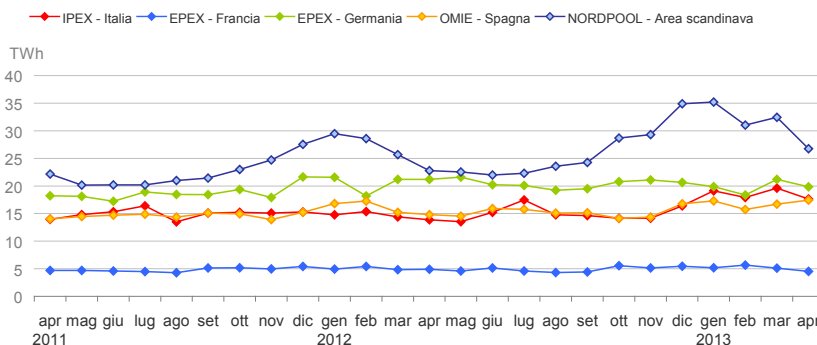
Relativamente ai volumi scambiati a pronti, Nordpool si conferma la borsa più capiente (26,8 TWh, +17,5% sul 2012), davanti a EpeX, rappresentativa di Germania e Francia (24,3

TWh complessivamente), e a IpeX, attestata a 17,6 TWh e ancora in forte incremento tendenziale, come rilevato da inizio anno (+27,2%).

Figura 3: Borse europee, volumi annuali e mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Apr 13	Diff M-12(%)
Italia	17,6	+27,2%
Francia	4,5	-7,5%
Germania	19,8	-6,3%
Svizzera	1,6	+21,1%
Austria	0,7	-24,8%
Spagna	17,4	+17,5%
Area scandinava	26,8	+17,5%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 303.465 TEE, in aumento rispetto ai 209.972 TEE scambiati a marzo.

Dei 303.465 TEE sono stati scambiati 116.011 TEE di Tipo I, 138.037 TEE di Tipo II, 12.589 TEE di Tipo II CAR e 36.828 TEE di Tipo III.

Anche nel mese di aprile, è stato registrato un aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente, in percentuale l'aumento è stato pari a 2,73 % per la Tipologia I, 2,51 % per la Tipologia II, 3,92% per la Tipologia II_CAR e 0,64 % per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 109,24 € (rispetto a 106,24 € di marzo), i titoli di Tipo II ad una media di 108,72 € (rispetto a € 106,06 di marzo), i titoli di Tipo II_CAR ad una media di 110,07 € (rispetto a €105,92 di marzo) e, infine, i titoli di Tipo III ad una media di 106,81 € (rispetto a 106,14 € di marzo).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.824.438 (498.897 di Tipo I, 591.501 di Tipo II, 284.036 di Tipo II CAR e 450.004 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 19.054.180.

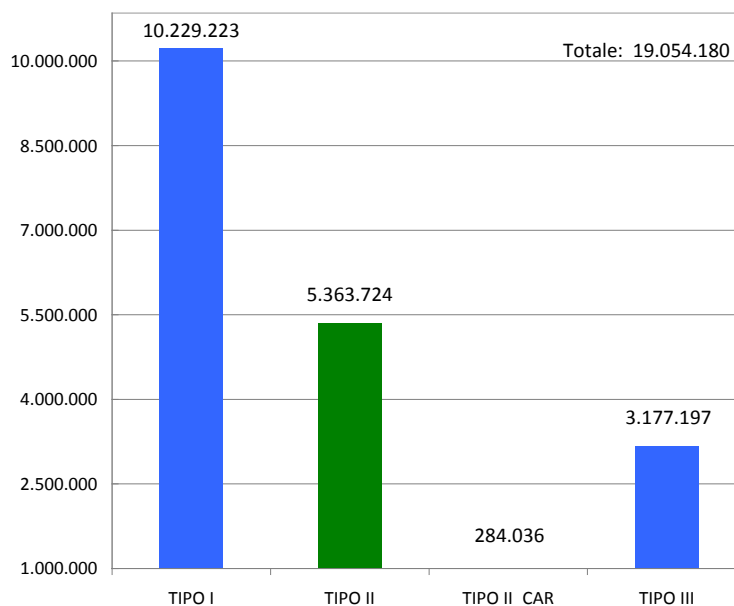
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	116.011	138.037	12.589	36.828
Valore Totale (€)	12.661.576,73	15.007.417,00	1.385.702,80	3.933.720,60
Prezzo minimo (€/TEE)	104,00	103,71	106,00	104,00
Prezzo massimo (€/TEE)	115,50	115,50	115,00	115,00
Prezzo medio (€/TEE)	109,14	108,72	110,07	106,81

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine aprile 2013 (dato cumulato)

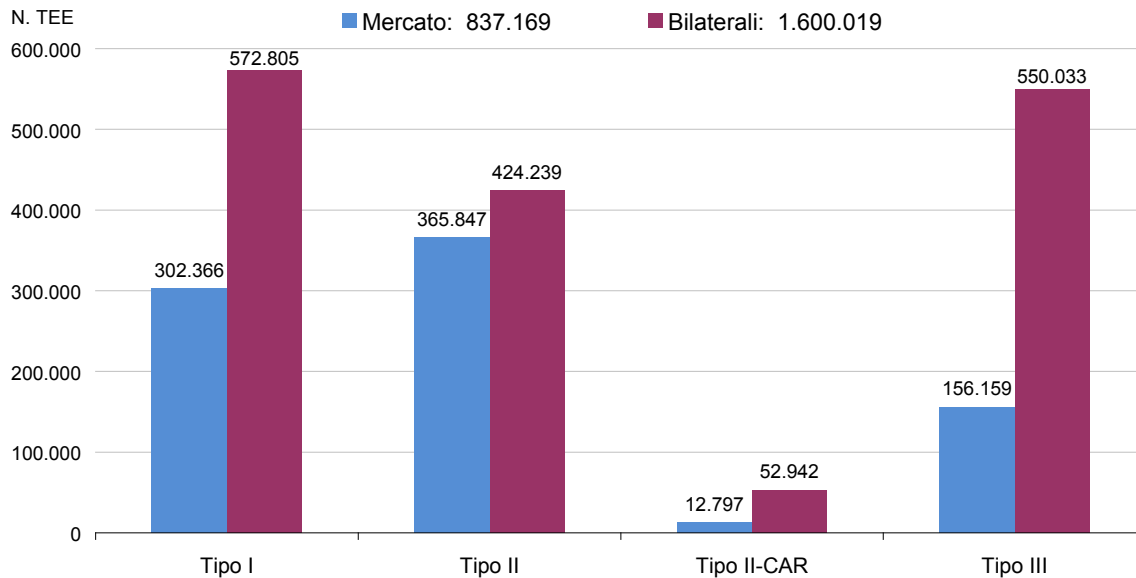
Fonte: GME



(continua)

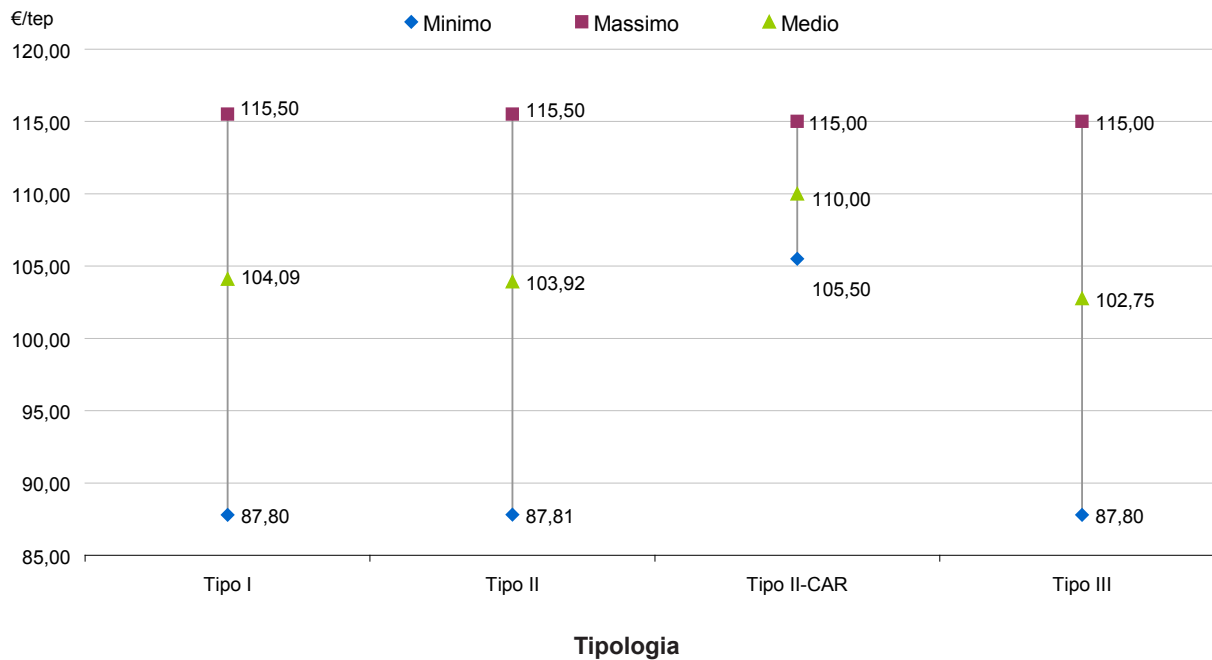
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013)

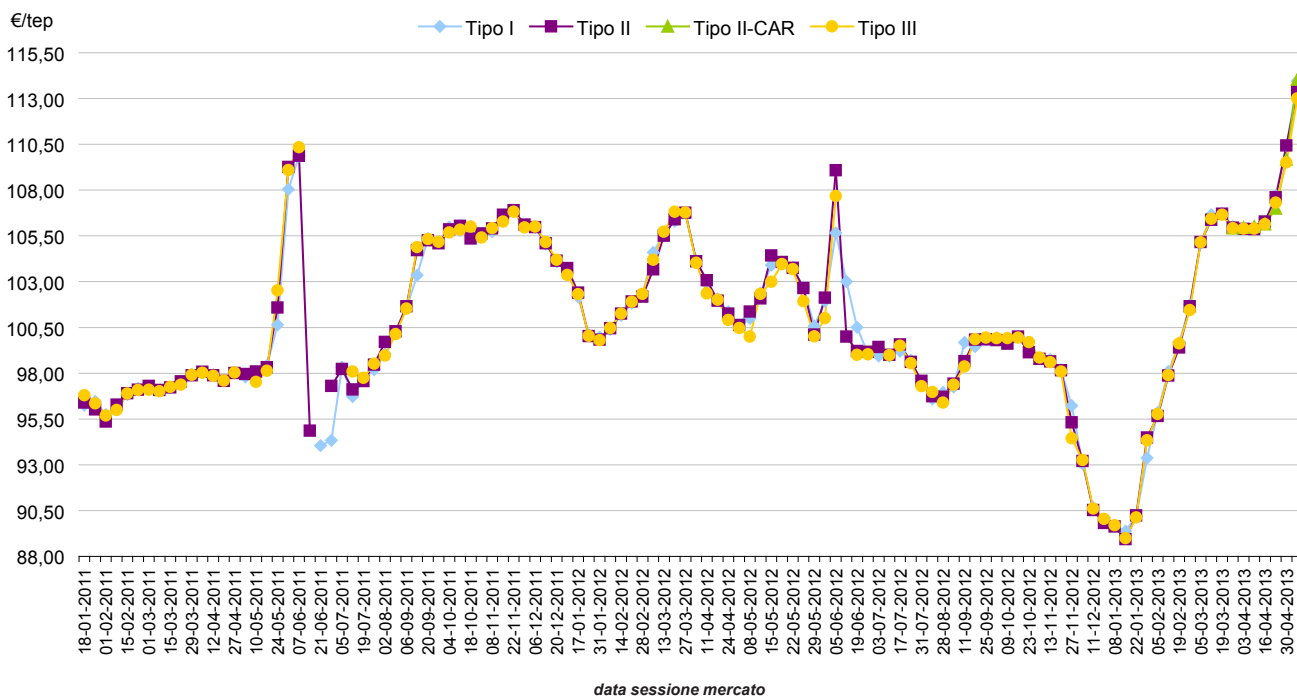
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 ad aprile 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di aprile 2013 sono stati scambiati 1.182.785 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

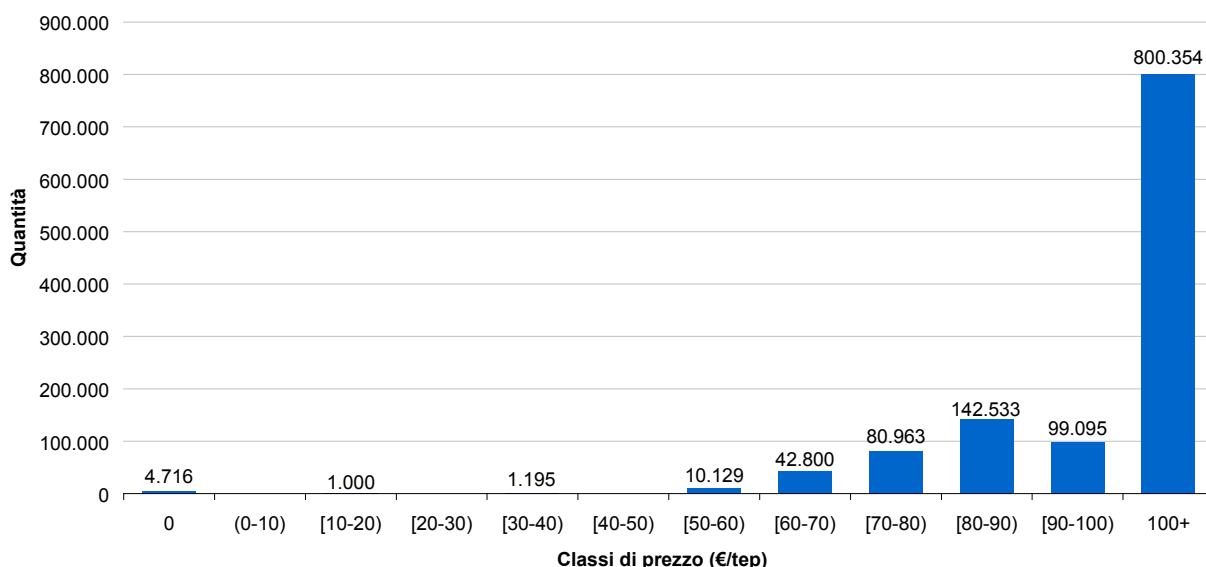
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

è stata pari a 98,58 €/tep, minore di 10,13 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 108,71 €/tep.

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - aprile 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di aprile 2013, sono stati scambiati 264.800 CV, in diminuzione rispetto ai 762.356 CV negoziati nel mese di marzo.

Le tipologie oggetto di transazioni ad aprile sono state la tipologia di CV¹ con anno di riferimento 2012, che ha registrato il maggior numero di scambi, con un volume pari a 262.621, e la tipologia di CV con anno di riferimento 2011, con una numerosità sul mercato pari a 2.179.

Per quanto riguarda l'andamento dei prezzi medi rispetto al mese

precedente, i CV_2012 hanno registrato un aumento di 1,59 €/MWh, mentre i CV_2011 hanno registrato una diminuzione del prezzo medio pari a 0,04 €/MWh.

In particolare, il prezzo medio ponderato dei CV_2011 è stato pari a 81,79 €/MWh, e il prezzo medio dei CV_2012 è stato pari a 80,31 €/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.

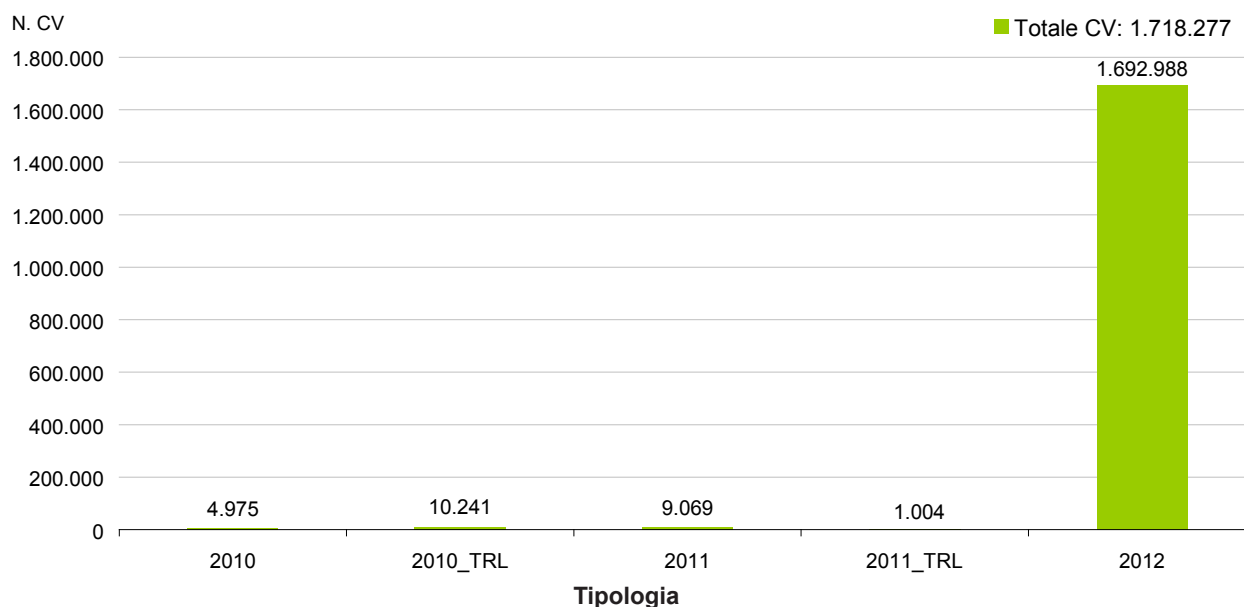
CV, risultato del mercato GME - aprile 2013

Fonte: GME

	Anno di riferimento	
	2011	2012
Volumi scambiati (n.CV)	2.179	262.621
Valore Totale (€)	178.219,30	21.091.414,18
Prezzo minimo (€/CV)	80,30	80,00
Prezzo massimo (€/CV)	82,50	80,50
Prezzo medio (€/CV)	81,79	80,31

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

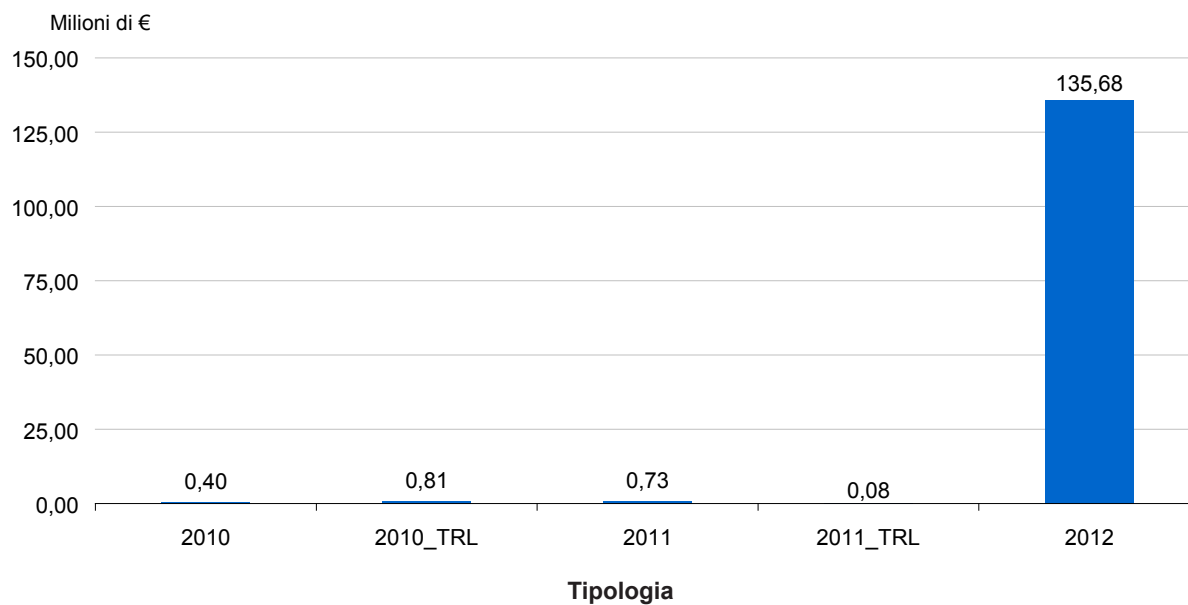
Fonte: GME



(continua)

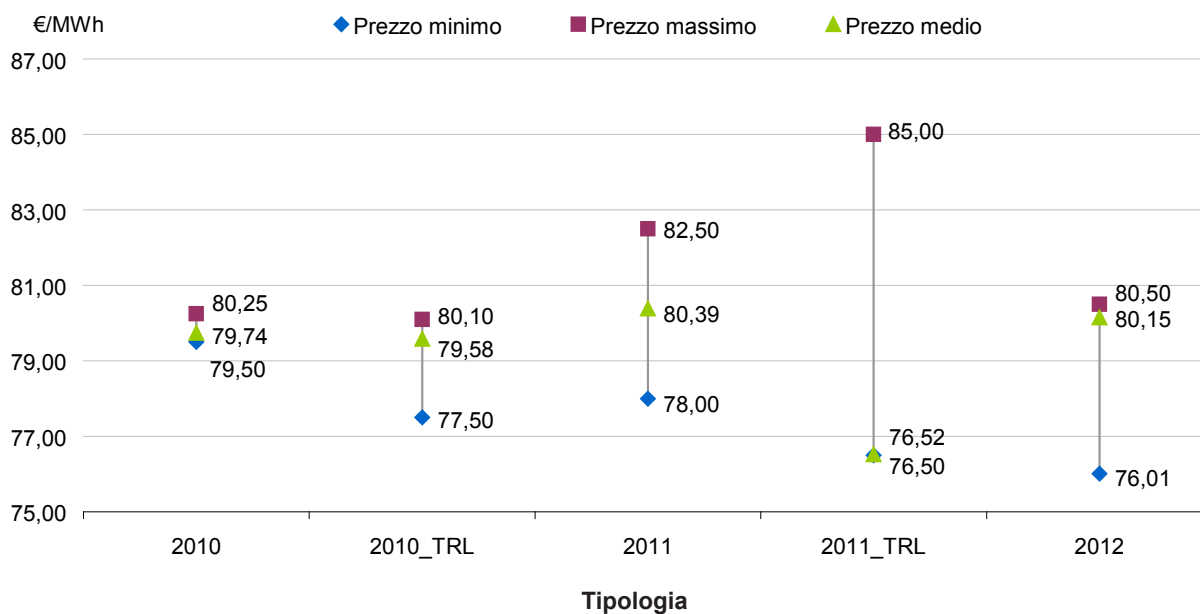
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME

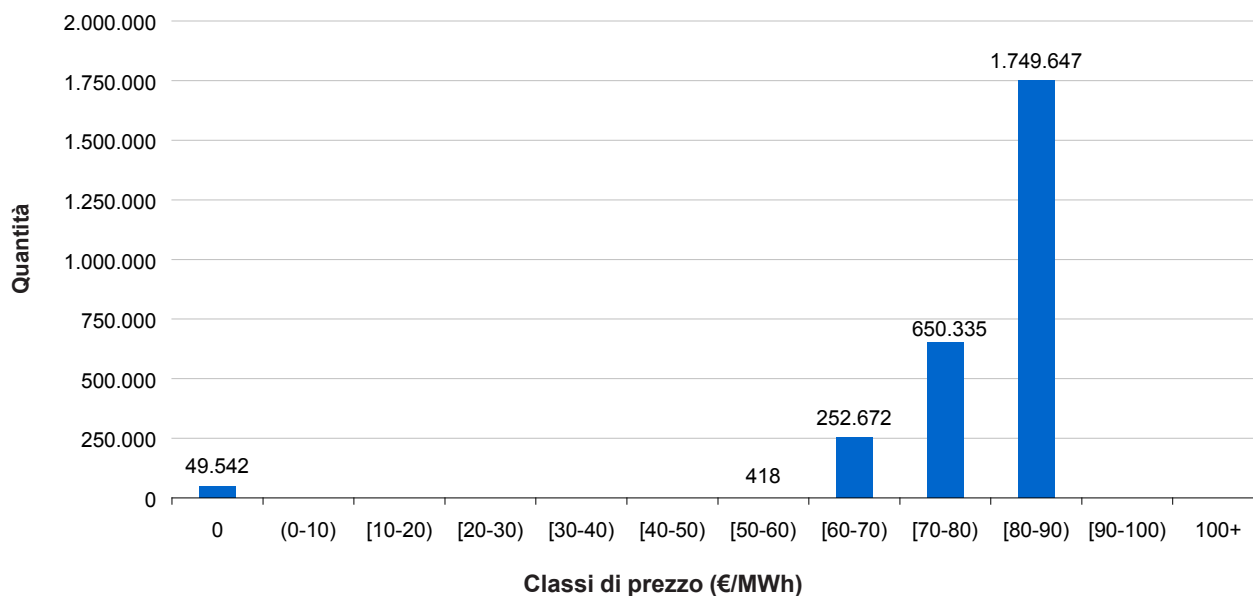


(continua)

Nel corso del mese di aprile 2013 sono stati scambiati 2.702.614 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali, (8.019.470 CV il mese scorso) delle varie tipologie.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - aprile 2013

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso del mese di aprile, è stata pari a 81,50 €/MWh, maggiore di 1,18 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (80,32 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

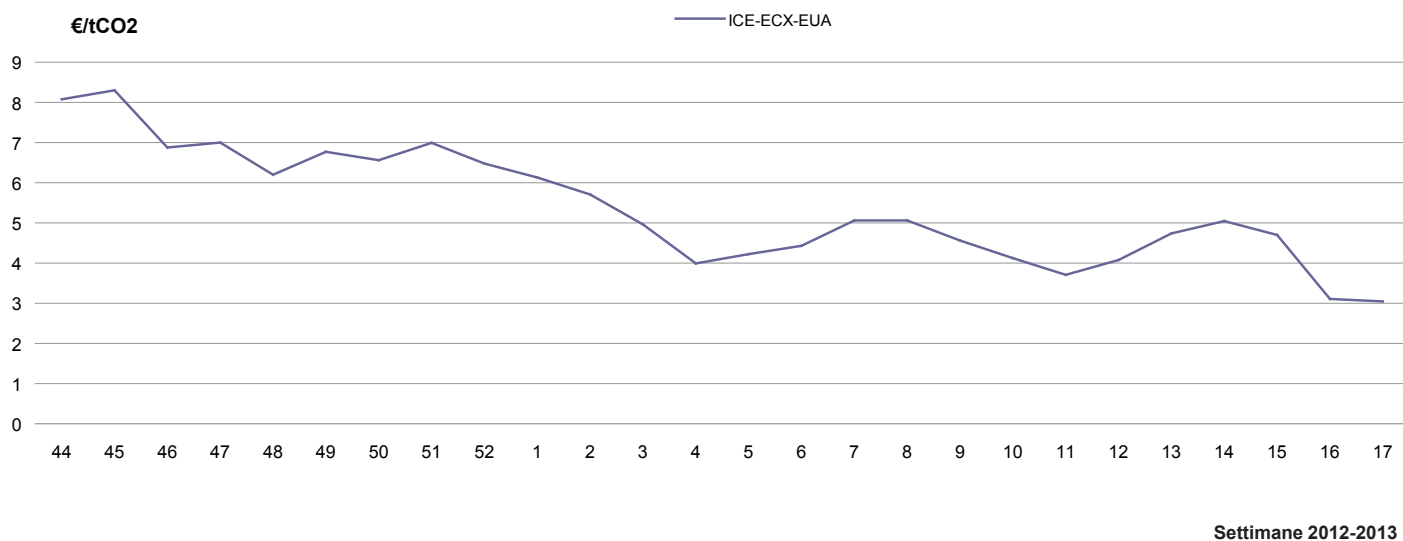
A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 955 milioni di EUAs, in aumento del 13,02 % rispetto al mese precedente (845 milioni di EUA a marzo - fonte Point Carbon). Nella prima settimana i prezzi dei mercati delle Unità di Emissione sono cresciuti fino a 5,00 €/tonn circa per poi decrescere fino a 3,00 €/tonn alla fine del mese. Le motivazioni presentate dai membri del Parlamento UE, che hanno respinto, il 16 aprile, la proposta di back-loading della Commissione sulle quote di emissione, si fondano su una analisi di breve periodo che prevede, con il blocco di 900 milioni di quote, un aumento dei prezzi delle EUAs e la conseguente ulteriore erosione della competitività dell'industria europea in un momento di decrescita generale. A seguito del rifiuto da parte del Parlamento, le ripercussioni sui prezzi delle EUAs saranno valutate attentamente dalla Commissione che predisporrà ulteriori misure strutturali a sostegno del piano che, tuttavia, come confermato dal

Ministro dell'Ambiente irlandese Phil Hogan, non verrà ritirato. I dati preliminari sulle emissioni verificate nel 2012 pubblicati dalla Commissione UE dimostrano il perdurare del deficit tedesco anche se in misura molto minore rispetto all'anno scorso (+2,8%). In Francia e in Italia il livello delle emissioni verificate sembra essere sceso nel 2012 rispetto al 2011 (Francia: 89 milioni nel 2012 vs 105 milioni nel 2011; Italia: 181 milioni nel 2012 vs 189,9 nel 2011). A livello europeo la contrazione delle emissioni dovrebbe attestarsi, per il 2012, a -3,2%. Infine, nel corso del 2012, il rapporto GSE indica che per l'Italia sono state collocate sulla Piattaforma d'Asta Comune transitoria (t-CAP) gestita da EEX oltre 11 milioni di Eua Fase III (2013-2020) ad un prezzo medio di aggiudicazione pari a 6,76 €/tonn. Le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX mostrano una variazione da 5,05 €/tonn a inizio mese a 3,05 €/tonn alla fine.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2012 - 2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



(continua)

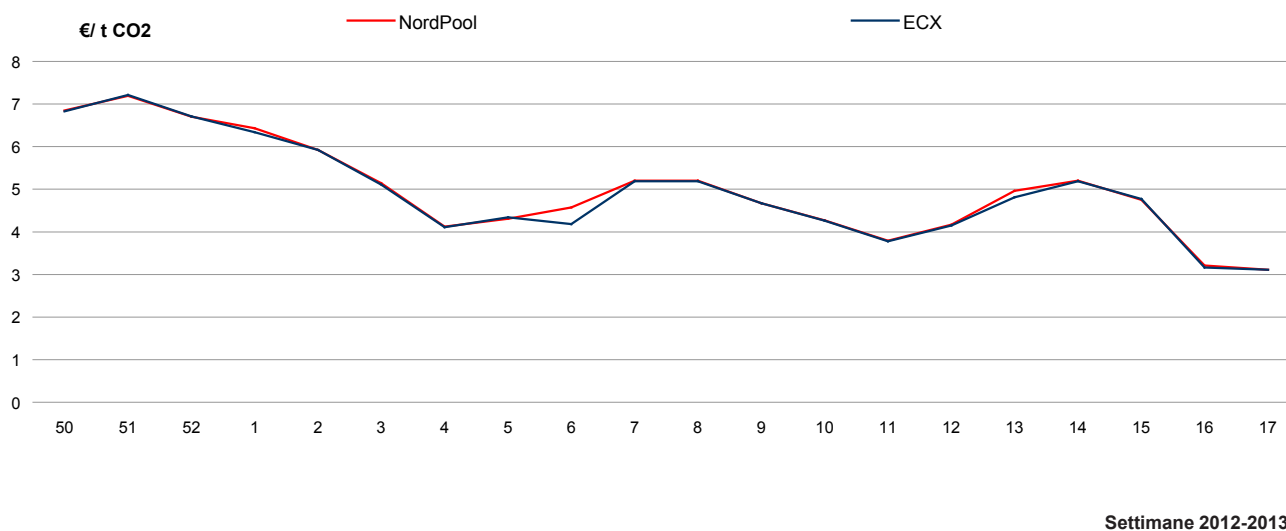
Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi riflette la tendenza del mercato spot. In relazione, infatti, all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price a

5,19 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 3,11 €/tonn.

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2013 sui maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

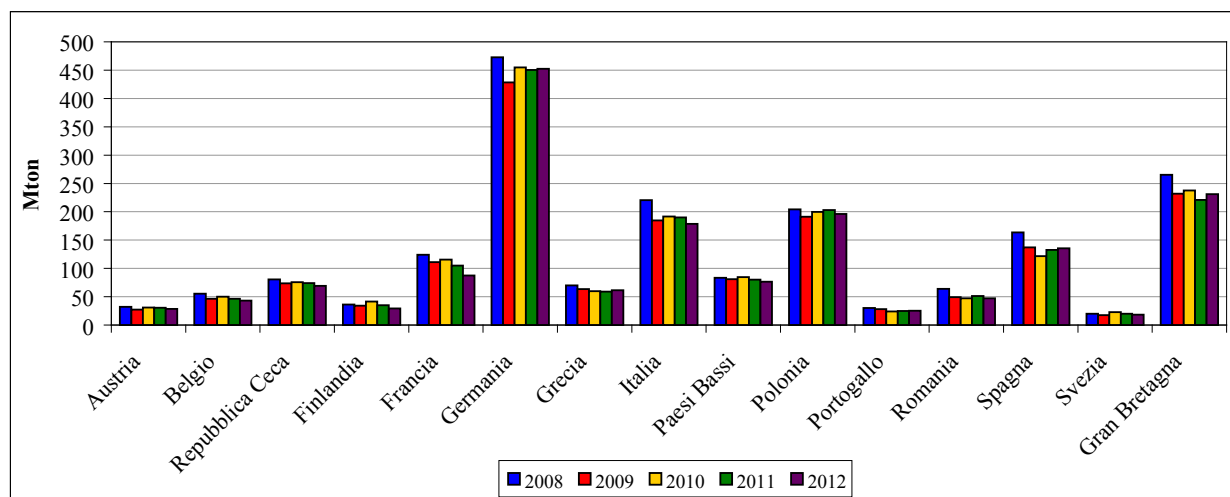
di Emanuele Vendramin (RIE)

(continua dalla prima)

Entrando nel dettaglio la nazione che presenta il contributo alle emissioni più elevato è la Germania con 452,3 milioni di tonnellate (pari al 25,3% del totale), seguita dal Regno Unito con 231,1 milioni (12,9%), dalla Polonia con 196,2 milioni (11%) e dall'Italia con 178,4 milioni (10%). La situazione tra i Paesi europei è fortemente eterogenea (fig. 2): se alcune nazioni hanno registrato una significativa caduta delle emissioni rispetto all'anno precedente² (Slovacchia -19,3%, Danimarca -16,8%, Francia -16,7%, Finlandia -16%, Italia -6,1%), altre hanno invece mostrato un sensibile aumento (Irlanda +7,1%, Malta +6,2%, Regno Unito +4,6%, Spagna +2,1%). Confrontando le emissioni verificate con il rispettivo quantitativo allocato nell'anno solo due nazioni registrano un deficit di quote

(Germania -6,6% e Regno Unito -0,6%), mentre i restanti Paesi accrescono il surplus di permessi (Francia +37,2%, Austria +15,2%, +12,3%, Italia +7%). In particolare l'Italia, con una posizione "lunga" di 13,5 milioni nel 2012, incrementa il proprio surplus per l'intera fase 2 dell'ETS fino a quota 29,7 milioni. Con una differenza positiva tra emissioni verificate e permessi allocati di 224,5 milioni la Germania è la nazione che ha fatto maggiormente ricorso al mercato per coprire le proprie posizioni "corte" tra il 2008 ed il 2012, seguita a distanza dal Regno Unito con quasi 80 milioni, mentre Francia e Romania, con un'eccedenza di circa 80 milioni, risultano i due Paesi che hanno generato il maggiore avanzo di permessi.

Fig. 2 – Disaggregazione delle emissioni ETS per Paese membro (periodo 2008-2012) Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA



EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

(continua)

Nella disaggregazione per settore economico (tab. 1), gli impianti di combustione (in larga misura rappresentati da impianti termoelettrici), risultano la voce con il peso percentuale più consistente pari al 72% delle emissioni totali, seguiti a notevole distanza dalla siderurgia (7,7%), dalla produzione di cemento e calce (7,4%) e dalla raffinazione (6,8%). L'aviazione, inclusa nell'ETS solo nel 2012 si attesta ad un 3% delle emissioni complessive. Se si raffrontano questi valori con quelli del 2008 (anno di inizio del secondo periodo di compliance per l'ETS) si nota che, a fronte di un calo complessivo delle emissioni del 13,1%, alcuni settori

economici appartenenti all'industria energivora tradizionale come la raffinazione, la siderurgia, la produzione di cemento e calce e la produzione di ceramiche e laterizi hanno visto diminuire il proprio peso relativo sul totale ETS a scapito degli impianti di combustione, che hanno incrementato il proprio peso passando dal 71,2% al 72%, e dell'aviazione. Analizzando, infatti, la variazione emissiva tra 2008 e 2012 si vede come tutti gli altri settori industriali abbiano registrato, invece, cali prossimi al 20% tra cui spicca la produzione di ceramiche e laterizi con una diminuzione superiore al 40%.

Tab. 1 – Emissioni ETS 2^a periodo. Disaggregazione per settore economico

Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA

	2008		2011		2012		Δ 2012-2011	Δ 2012-2008
	Mton	%	Mton	%	Mton	%		
Impianti di combustione	1.509,70	71,20%	1.378,80	72,40%	1.326,60	72,00%	-3,80%	-12,10%
Raffinazione	155,7	7,30%	142,3	7,50%	126	6,80%	-11,40%	-19,10%
Siderurgia	172	8,10%	146,1	7,70%	141	7,70%	-3,50%	-18,00%
Cemento e calce	190,9	9,00%	152,3	8,00%	136,6	7,40%	-10,30%	-28,40%
Vetro	22,8	1,10%	20,9	1,10%	19,4	1,10%	-7,40%	-15,00%
Ceramica e laterizi	13,6	0,60%	9,1	0,50%	7,6	0,40%	-16,10%	-43,90%
Carta	31,9	1,50%	29,1	1,50%	27,3	1,50%	-6,10%	-14,50%
Altre attività	23	1,10%	25,4	1,30%	2,8	0,10%	-89,10%	-88,00%
Aviazione	0	0,00%	0,5	0,00%	54,9	3,00%	-	-
Totale ETS	2.120	100%	1.904	100%	1.842	100%	-3,30%	-13,10%

Focalizzandoci invece sul contesto italiano (tab. 2) si nota come gli impianti di combustione, pur rimanendo la voce principale in termini di importanza, rappresentino una quota nettamente inferiore rispetto al contesto europeo e pari al 63,9%, a dimostrazione di un mix combustibili per il settore termoelettrico italiano mediamente più pulito e con una minor presenza di carbone rispetto alla media continentale. Inoltre, a differenza del dato europeo, tale percentuale è diminuita negli anni passando dal 64,9% del 2008 al 63,9% del 2012 come conferma la recente crisi del settore elettrico. La produzione degli impianti termoelettrici, unici responsabili della totalità delle emissioni del settore, è diminuita, infatti, tra 2008 e 2012, del 21,6%, a fronte di un calo della produzione elettrica nazionale nel medesimo periodo del 10,8%. La conseguenza di questa dinamica è la diminuzione del loro

peso relativo nel mix elettrico nazionale, sceso dall'82% del 2008 al 72% del 2012. Tale quota è stata, infatti, erosa dalle fonti rinnovabili ed in particolare dagli impianti eolici e fotovoltaici la cui produzione è cresciuta negli stessi anni dal 2% all'11% del totale nazionale. Al contrario degli impianti di combustione, le installazioni appartenenti ai settori manifatturieri, pur registrando dei vistosi cali emissivi, hanno visto crescere il proprio peso percentuale sul totale emissioni ETS italiane tra 2008 e 2012, con l'unica eccezione della produzione di calce e cemento il cui peso relativo è sceso di quasi il 3%. Sempre dal confronto tra la tabella 1 e la tabella 2 emerge il basso peso percentuale che rivestono le emissioni attribuibili all'aviazione (1,5% delle emissioni ETS italiane) che corrisponde a circa la metà del dato europeo (3%).

EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

(continua)

Tab. 2 – Emissioni ETS 2° periodo. Disaggregazione per settore economico

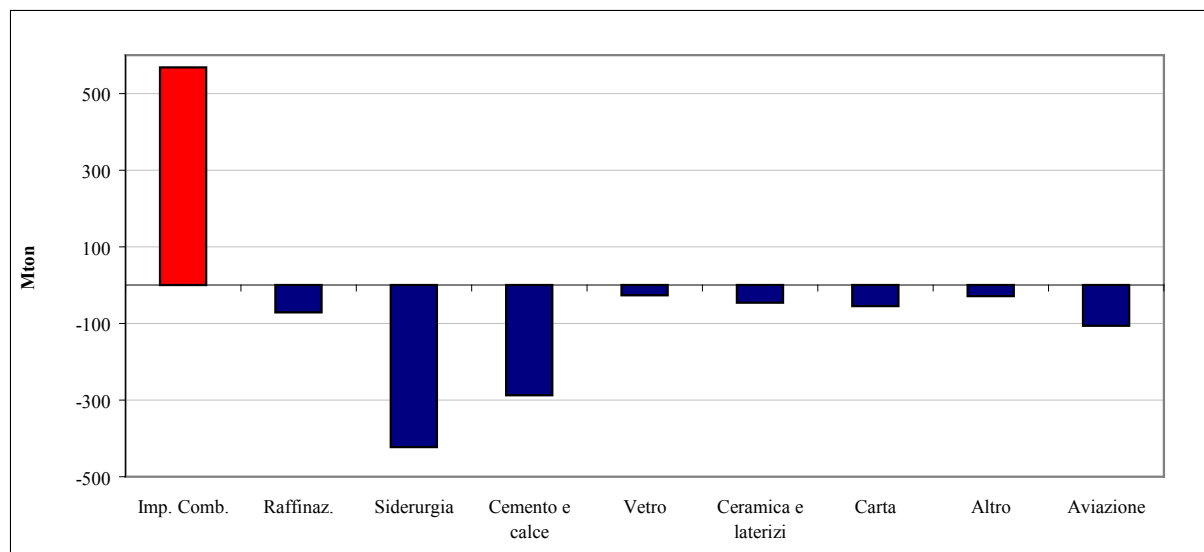
Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA

	2008		2011		2012		Δ 2012-2011	Δ 2012-2008
	Mton	%	Mton	%	Mton	%		
Impianti di combustione	143,2	64,90%	120,9	63,70%	115,9	63,90%	-4,20%	-19,10%
Raffinazione	24,7	11,20%	23,7	12,50%	22,2	12,20%	-6,50%	-10,40%
Siderurgia	15,5	7,00%	14,4	7,60%	14,2	7,90%	-0,90%	-8,20%
Cemento e calce	28,7	13,00%	22,6	11,90%	18,5	10,20%	-18,50%	-35,70%
Vetro	2,9	1,30%	2,8	1,50%	2,7	1,50%	-5,80%	-9,70%
Ceramica e laterizi	0,5	0,20%	0,3	0,20%	0,3	0,20%	-17,40%	-44,10%
Carta	4,8	2,20%	4,6	2,40%	4,3	2,40%	-6,70%	-9,90%
Altre attività	0,4	0,20%	0,6	0,30%	0,5	0,30%	-10,20%	35,60%
Aviazione	0	0,00%	0	0,00%	2,8	1,50%		
Totale ETS Italia	220,7	100%	190	100%	181,2	100%	-4,60%	-17,90%

Limitando ora l'analisi ai soli settori economici europei si nota come gli unici a registrare durante l'intera seconda fase dell'ETS un deficit di permessi cumulato, pari a 568 milioni, siano gli impianti di combustione (fig. 3). Tutti gli altri settori industriali, invece, registrano un surplus di allocazione rispetto alle emissioni verificate, pari a 1,043 miliardi. Tra questi chi ne ha maggiormente beneficiato è il settore siderurgico che ha

accumulato 422 milioni di permessi durante l'intero secondo periodo, seguito dalla produzione di cemento e calce con 287 milioni. Da segnalare anche la produzione di ceramiche e laterizi il cui surplus di 46 milioni di permessi, seppure meno consistente rispetto agli altri settori economici, rappresenta quasi il 50% dei permessi complessivi allocati a questo settore.

Fig. 3 – Deficit permessi durante la fase 2^ ETS. Disaggregazione per settore economico Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA



EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

(continua)

A questo punto diventa interessante valutare l'effettivo impatto economico dell'ETS andando ad analizzare quali settori abbiano sostenuto i maggiori costi e quali invece abbiano conseguito i maggiori benefici dall'attuale sistema di regolazione delle emissioni. Per fare ciò è necessario calcolare per ciascun settore economico (per semplicità si sono considerati solo due macro-settori economici: gli impianti di combustione e l'industria manifatturiera che include: raffinazione, siderurgia, produzione cemento e calce, vetro, ceramica e laterizi e carta) la differenza tra le emissioni verificate e la quota di permessi allocata nell'anno durante l'intero secondo periodo di regolazione. Il deficit/surplus di permessi di ciascun anno andrà poi moltiplicato per il prezzo

medio annuale della CO2, ottenendo così il costo o il ricavo dell'anno scaturito dalla necessità di acquistare permessi per la quota eccedente il quantitativo allocato o dalla possibilità di vendere sul mercato il quantitativo non necessario. L'analisi ipotizza, infatti, che gli impianti, sebbene ne avessero avuto la facoltà, non abbiano attuato strategie finanziarie acquistando ad esempio più permessi del necessario quando i prezzi risultavano bassi o vendendo l'eccedenza solo quando i prezzi raggiungevano i valori massimi. Il risultato complessivo (tab. 3) mostra quindi che il costo dell'ETS è gravato soprattutto sugli impianti di combustione europei per quasi 10 miliardi di euro, mentre l'industria manifatturiera ne ha complessivamente avuto un beneficio economico pari a 11,8 miliardi di euro.

Tab. 3 – Costi e ricavi per i settori economici durante la 2^a fase dell'ETS Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA e Pointcarbon

	2008		2009		2010		2011		2012		Totale 2° periodo	
	Imp. Comb.	Industria manifatt.	Imp. Comb.	Industria manifatt.	Imp. Comb.	Industria manifatt.	Imp. Comb.	Industria manifatt.	Imp. Comb.	Industria manifatt.	Imp. Comb.	Industria manifatt.
Allocato	1.256	702	1.266	708	1.286	712	1.302	715	1.330	720	6.441	3.558
Verificato	1.510	610	1.380	499	1.414	526	1.379	525	1.327	461	7.009	2.621
Deficit emissioni	253	-92	114	-209	127	-186	77	-190	-3	-260	568	-937
Prezzo medio EUAs	22,34		13,18		14,34		12,95		7,37			
Costo ETS (M€)	5.657	-2.057	1.501	-2.753	1.822	-2.671	998	-2.459	-22	-1.914	9.957	-11.854

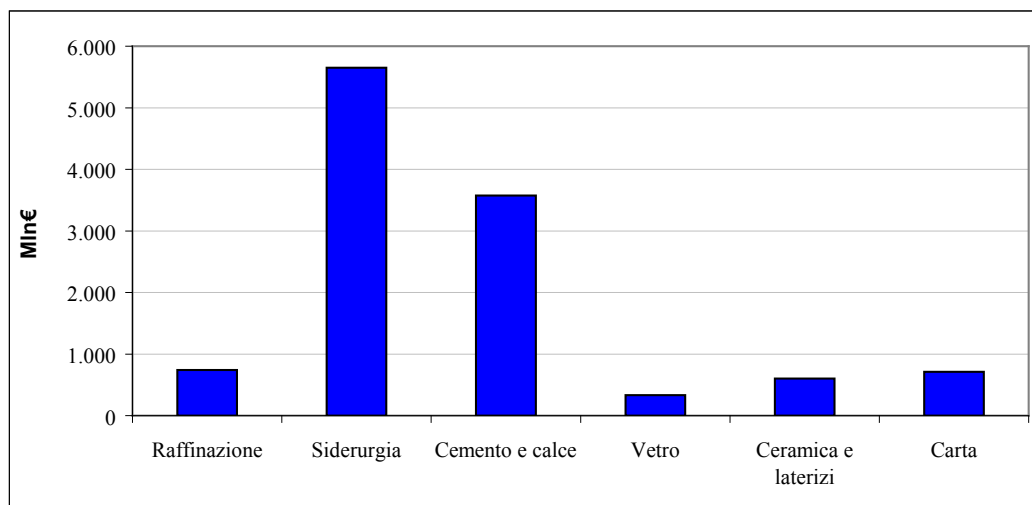
È significativo osservare come la situazione per gli impianti di combustione sia differente negli anni e come il costo complessivo sia imputabile per il 57% al solo 2008 (anno in cui il deficit di permessi è stato più consistente ed in cui il prezzo medio della CO2 ha raggiunto i suoi valori massimi), mentre nel 2012 queste installazioni abbiano perfino registrato dei ricavi (seppur minimi) dalla vendita del surplus di permessi. L'industria manifatturiera invece ha ottenuto dei ricavi dall'ETS in tutti i cinque anni del periodo considerato che hanno raggiunto la soglia massima nel 2009 con 2,7 miliardi di euro. Tuttavia, come nel caso precedente, l'effettivo beneficio è dato dalla combinazione di surplus e prezzi dei permessi, infatti

l'anno in cui è stato più consistente il surplus (il 2012 con 260 milioni di permessi) è anche quello con i minori ricavi (1,9 miliardi di euro) a causa del minor prezzo medio della CO2. Replicando l'analisi nel dettaglio per i settori manifatturieri (fig. 4) con 5,6 miliardi di euro gli impianti siderurgici sono quelli che hanno conseguito i ricavi più elevati durante l'intero secondo periodo dell'ETS, seguiti dalla produzione di cemento e calce (3,6 miliardi di euro), dalla raffinazione (741 milioni di euro), dalla produzione di carta (711 milioni di euro), dalla produzione di ceramica e laterizi (600 milioni di euro) e dalla produzione di vetro (334 milioni di euro).

EU-ETS: UN BILANCIO ALLA FINE DEL SECONDO PERIODO DI REGOLAZIONE

(continua)

Fig. 4 – Ricavi per i settori manifatturieri europei durante la 2^a fase dell'ETS Fonte: Elaborazione RIE su dati EEA e Pointcarbon



È bene infine ricordare che i costi riportati per gli impianti di combustione rappresentano una stima per eccesso in quanto queste installazioni avrebbero potuto utilizzare, per una quota parte delle proprie emissioni che si differenzia tra i vari Paesi membri, ma che mediamente si attesta al 13,4% dei permessi allocati, i crediti CERs e ERUs generati dai progetti internazionali di riduzione delle emissioni. Tali certificati hanno, infatti, un prezzo inferiore rispetto ai permessi di emissione EUAs con un differenziale che è variato durante il periodo 2008-2012 tra un minimo di 2€ fino ad un massimo di quasi 8€. A tal proposito, la Commissione ha recentemente comunicato che il quantitativo di crediti internazionali restituiti per la compliance emissiva durante l'intera seconda fase dell'ETS è stato pari a 1,06 miliardi di cui 500 milioni nel solo ultimo anno. In conclusione, si può affermare che l'Emission Trading Scheme europeo durante il secondo periodo di regolazione ha registrato un saldo netto di circa 1,9 miliardi di euro. Tuttavia il mercato si è diviso tra compratori (gli impianti di combustione) che hanno subito costi dal sistema per

9,9 miliardi di euro e venditori (gli impianti manifatturieri) che invece hanno beneficiato della vendita del surplus di permessi. I ricavi di questi ultimi (11,8 miliardi di euro) costituiscono un asset privato che le installazioni hanno ricevuto gratuitamente e che hanno potuto monetizzare riversandolo sul mercato. L'ETS ha così avuto un effetto anticiclico fungendo da polizza assicurativa contro la recessione e la crisi finanziaria internazionale. La terza fase dell'ETS si apre così all'insegna della debolezza dei prezzi della CO₂ (che raggiungono quota 3€) e con un surplus emissivo di 500 milioni di permessi che di fatto annullano la riduzione dei tetti emissivi fino al 2018³. Nell'ultimo anno la Commissione ha cercato a più riprese di intervenire per sostenere i prezzi dei permessi ipotizzando misure quali il ritiro permanente dal mercato di una parte di essi, l'incremento del fattore lineare di riduzione dei tetti, o l'innalzamento del target di riduzione al 2020. Tuttavia nessuna di queste proposte ha ad oggi trovato il necessario sostegno politico per essere portata a buon fine.

1 Su 13.414 impianti regolati sono state riportate le emissioni per sole 9.955 installazioni. Mancano, infatti, la maggior parte dei dati di Bulgaria, Cipro, Islanda e Norvegia.

2 Per il calcolo sono state escluse le emissioni dell'aviazione.

3 Il cap emissivo per l'anno 2013 è fissato a 2,04 miliardi di permessi e decresce annualmente ad un tasso dell'1,74% pari a 37,4 milioni di permessi l'anno. In tal modo solo nel 2018 sarà riassorbito l'intero surplus emissivo accumulato nella prime due fasi dell'ETS.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG | “Verifica degli obiettivi specifici aggiornati di risparmio energetico per l'anno d'obbligo 2012” | pubblicato il 24 aprile 2013 | Download**
<http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/13/130424ee.htm>

Con riferimento agli adempimenti e alle relative verifiche per il raggiungimento degli obiettivi nazionali di risparmio energetico per l'anno 2012, con il comunicato in oggetto, l'AEEG pubblica il modello standard di comunicazione che - ai sensi della deliberazione n. 98/06 del 26 maggio 2006, come successivamente modificata ed integrata, ed ai sensi dell'Art.13, comma 6, del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 - i distributori obbligati dovranno utilizzare per comunicare al Regolatore, entro il 31 maggio p.v., quanti e quali TEE, fra quelli registrati sul proprio conto proprietà alla data della relativa comunicazione, intendono utilizzare per l'assolvimento del proprio obiettivo specifico relativo all'anno d'obbligo 2012.

L'AEEG informa che le società distributrici che risultano soggette agli obblighi di risparmio energetico sia per il settore elettrico che per il settore del gas naturale, dovranno debitamente compilare ed inviare due comunicazioni distinte per ciascun settore di riferimento.

Inoltre il Regolatore segnala che, ai sensi di quanto disposto dall'Art. 13, comma 6, del D.M. 28 dicembre 2012, la comunicazione dell'adempimento dell'obbligo dovrà essere inoltrata dall'operatore anche al Ministero dello sviluppo economico e al Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare.

■ **Comunicato agli operatori del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. | “Fuel mix disclosure: Apertura portale informatico per il trasferimento delle GO estere per l'anno 2012” | pubblicato il 29 Aprile 2012 | Download**
<http://www.gse.it/it/salastampa/news/Pages/Fuel-mix-disclosure-Apertura-portale-informatico-per-il-trasferimento-delle-GO-estere-per-anno-2012.aspx>

Con il comunicato in oggetto, il GSE S.p.A. informa che dal 24 aprile al 17 maggio 2013 sarà in esercizio il portale informatico per il trasferimento delle Garanzie di Origine estere (di seguito: GO estere) finalizzato esclusivamente alla successiva determinazione, da parte del GSE, dei mix energetici di approvvigionamento ascrivibili alle imprese di vendita.

Il GSE segnala che l'iscrizione al portale informatico per il trasferimento delle GO estere è limitata esclusivamente alle imprese di vendita soggette all'obbligo di disclosure verso i propri clienti finali nel rispetto di quanto riportato nella “Procedura per

l'utilizzo delle garanzie di origine estere per finalità di disclosure per l'anno 2012”. Il portale informatico “GO-estere” del GSE è raggiungibile attraverso il link <https://applicazioni.gse.it>. Segnatamente, per l'anno 2012, le GO estere da nominare per le finalità di disclosure sul portale informatico attivato dal GSE, sono quelle rilasciate:

- a. dai Paesi aderenti all'Association of Issuing Bodies (AIB), promotrice dello sviluppo e utilizzo del sistema standard di certificazione European Energy Certificate System (EECS). Tali GO estere prendono il nome di EECS-GO;
- b. dai Paesi non aderenti all'AIB che emettono GO nel rispetto dei requisiti minimi posti dall'art. 15 della Direttiva Europea 2009/28/CE.

Nello specifico il GSE sottolinea che le imprese di vendita che intendono utilizzare, per le finalità di Fuel mix disclosure, le GO estere emesse dai Paesi di cui alla precedente lettera b. sono tenuti ad indicare unicamente le GO estere già annullate da parte del paese di origine che le aveva inizialmente emesse.

Il GSE indica che per eventuali richieste di chiarimento è in ogni caso possibile scrivere alla casella di posta elettronica al seguente indirizzo: goestere@gse.it.

■ **Ministero dello Sviluppo Economico - CONSULTAZIONE PUBBLICA: LIBRO VERDE SUL QUADRO AL 2030 PER LE POLITICHE ENERGETICHE E CLIMATICHE | pubblicata il 19 aprile 2013 | Download**
<http://www.sviluppoeconomico.gov.it>

Il 27 marzo u.s. la Commissione europea ha adottato il Libro verde sul nuovo quadro al 2030 per le politiche dell'UE in materia di cambiamenti climatici ed energia, che si pone in continuità con le politiche e gli obiettivi comunitari fissati con il noto “Pacchetto Clima-Energia” con orizzonte al 2020.

In particolare, le proposte contenute nel Libro verde sono attualmente sottoposte, fino al termine indicato del 2 luglio 2013, a consultazione pubblica da parte della Commissione europea con l'intento di acquisire dagli Stati Membri, dalle istituzioni e dai portatori d'interesse, le loro posizioni sui temi affrontati.

Contestualmente il MiSE ha avviato un processo parallelo di consultazione pubblica, con scadenza al 31 maggio 2013, per raccogliere le valutazioni degli operatori nazionali in merito alle proposte di policy contenute nel Libro verde dell'UE e ricevere le opinioni e le osservazioni di tutti i portatori di interesse allo scopo di delineare un quadro, il più completo possibile, delle diverse posizioni che potranno così contribuire ad informare e sostenere l'azione dell'Italia nel futuro dibattito europeo sulle politiche climatiche ed energetiche.

Nello specifico, alla consultazione in oggetto è possibile partecipare mediante accesso al link all'uopo indicato dal MiSE, rispondendo sia alle domande poste direttamente dalla Commissione europea nella propria consultazione, che, in alternativa, rispondendo ad un più ristretto numero di domande

Novità normative di settore (continua)

formulate in dettaglio dal MiSE. È in ogni caso possibile allegare un documento di sintesi al termine della maschera informatica predisposta per la consultazione on line.

Segnatamente, scopo del Libro verde è consultare i portatori di interesse per ottenere elementi e pareri su cui fondare l'elaborazione del quadro all'orizzonte 2030. Il documento inizia con una panoramica del quadro attuale e di quanto è stato realizzato finora, e prosegue elencando gli aspetti sui quali è sollecitato il parere delle parti interessate.

Nell'analisi delle proposte di dettaglio, il quadro strategico delinea come obiettivi principali per il 2030 la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra, la garanzia dell'approvvigionamento energetico ed il sostegno alla crescita, alla competitività e all'occupazione, da realizzarsi secondo un approccio efficiente in termini di costi e fondato sull'impiego dell'alta tecnologia.

Si segnala, infine, che la Commissione Europea sta parallelamente effettuando delle consultazioni su questioni relative ai negoziati internazionali in vista di un accordo vincolante sull'azione a favore del clima e sulla sua politica per consentire la dimostrazione della tecnologia per la cattura e lo stoccaggio della CO₂.

■ **Ministero dello Sviluppo Economico - Atto di indirizzo all'Autorità per l'energia elettrica e il gas per la Rimodulazione degli oneri per le imprese a forte consumo di energia | pubblicato il 26 Aprile 2013 | Download <http://www.sviluppoeconomico.gov.it>**

Con l'Atto di indirizzo in oggetto il Ministero dello Sviluppo Economico indica all'AEEG i criteri da applicare per l'attuazione di quanto disposto all'art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012 n. 83 -convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134 - in materia di rideterminazione degli oneri generali di sistema elettrico per le imprese a forte consumo di energia.

Segnatamente, il citato art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012 n. 83 ha stabilito che, sulla base degli indirizzi del MiSE, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ridetermini i corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico ed i criteri di ripartizione dei medesimi oneri a carico dei clienti finali, in modo da tener conto della nuova definizione di imprese a forte consumo di energia. Nello specifico, la nuova definizione ed identificazione di "impresa energivora" è stata effettuata mediante la pubblicazione del Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze 5 Aprile 2013 (nel seguito: Decreto 5 Aprile 2013) con il quale sono state, appunto, definite le procedure ed i criteri per identificare l'insieme delle imprese a forte consumo di energia, andando ad utilizzare parametri relativi a livelli minimi di consumo energetico ed incidenza del costo dell'energia sul valore dell'attività di impresa.

In argomento, si segnala che l'art. 2 del Decreto 5 Aprile 2013 ha introdotto un nuovo concetto di impresa "energivora", che d'ora in poi, superando l'attuale sistema di agevolazioni basato

solo sulle quantità totali di energia consumata, verrà identificata anche in base all'incidenza del costo dell'energia sul proprio volume complessivo d'affari (costo della componente energia pari ad almeno il 2% del fatturato totale annuo dell'impresa stessa), e non unicamente sull'ammontare del valore assoluto dei costi energetici. Tale riforma nei criteri di identificazione delle imprese "energivore", consentirà, tra l'altro, di eliminare un fattore di discriminazione competitiva tra imprese del medesimo settore, ma di dimensioni e strutture diverse, come peraltro precedentemente evidenziato anche dall'Autorità Garante per la Concorrenza ed il Mercato.

Ciò premesso, con l'atto di indirizzo de quo e con la relativa Relazione Tecnica ad esso allegata, il MiSE pubblica le ulteriori disposizioni necessarie per la piena attuazione, da parte dell'AEEG, di quanto indicato all' Art. 39 del decreto-legge 22 giugno 2012 n. 83, fornendo gli indirizzi previsti dalla legge per la successiva rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali del sistema elettrico e dei criteri di ripartizione dei medesimi oneri sui clienti finali.

Nell'ambito dei criteri indicati, il MiSE dispone tra l'altro che, al fine della ripartizione del costo della rimodulazione sui clienti finali e tenuto anche conto dell'esigenza di ridurre il peso della riallocazione per unità di consumo, l'onere complessivo derivante dalle procedure di misura venga posto a carico di tutti i soggetti non rientranti tra le categorie agevolate di cui al richiamato Decreto 5 aprile 2013.

Dal punto di vista procedurale, infine si segnala che, secondo disposizioni di legge, l'Autorità dovrà adempiere allo svolgimento del relativo compito entro 60 giorni dalla data di pubblicazione del Decreto 5 aprile 2013. Il MiSE ritiene in ogni caso opportuno che, dopo una fase di prima applicazione, e, segnatamente, una volta acquisiti i dati comunicati dalle imprese, l'Autorità elabori un rapporto sull'impatto della rimodulazione degli oneri di sistema, anche ai fini della valutazione di un'eventuale revisione e razionalizzazione dell'insieme delle agevolazioni a vario titolo vigenti nell'ambito del settore elettrico nazionale.

Novità normative di settore (continua)

GAS

■ **Delibera del 5 aprile 2013 144/2013/E/GAS** | “Chiusura dell’istruttoria conoscitiva relativa alle modalità di erogazione del servizio di bilanciamento con riferimento al periodo 1 dicembre 2011 – 23 ottobre 2012 pubblicata il 18 aprile 2013” | [Download http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/144-13.pdf](http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/13/144-13.pdf)

Con la deliberazione in oggetto l’AEEG ha formalmente concluso l’istruttoria conoscitiva volta ad acquisire informazioni e dati utili per la determinazione dei crediti non riscossi dal responsabile del bilanciamento relativi al periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012 in cui si è verificata l’inoperatività del sistema di garanzie per il servizio di bilanciamento. Tale istruttoria era stata avviata con la precedente deliberazione 282/2012/R/Gas, limitatamente al periodo 1 dicembre 2011 – 31 maggio 2012, ed è stata successivamente estesa al periodo compreso tra il 1 giugno 2012 e il 23 ottobre 2013 con la deliberazione 444/2012/R/Gas. Gli esiti dell’istruttoria sono riportati nell’apposito documento, predisposto dalla Direzione Mercati dell’AEEG, “*Resoconto dell’istruttoria conoscitiva relativa alle modalità di regolazione delle partite economiche del bilanciamento e delle azioni adottate a tutela del sistema relativamente al periodo 1 dicembre 2011 – 31 maggio 2012, avviata con la deliberazione 5 luglio 2012 282/2012/R/Gas, successivamente estesa al periodo 1 dicembre 2011 - 23 ottobre 2012 con la deliberazione del 25 ottobre 2012 444/2012/R/Gas*” che al fine di salvaguardare le esigenze dei soggetti coinvolti nel procedimento istruttorio, non è stato reso pubblico.

■ **Delibera 5 aprile 2013 145/2013/R/gas** | “Avvio di procedimento per la determinazione della quota parte degli oneri derivanti dai crediti non riscossi, da riconoscere al responsabile del bilanciamento gas, per il periodo 1 dicembre 2011 – 23 ottobre 2012” | pubblicata il 19 aprile 2013 | [Download http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/145-13.htm](http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/145-13.htm)

In ottemperanza del combinato disposto dell’articolo 11, comma 11.10 della delibera 45/11 e del punto 9 della delibera 351/2012/R/gas, con il provvedimento in oggetto, l’AEEG ha avviato un processo per la determinazione degli oneri da riconoscere a SRG connessi ai crediti maturati e non riscossi relativi alle partite economiche del bilanciamento insorte nel periodo 1 dicembre 2011 – 23 ottobre 2012 in cui il sistema di bilanciamento ha funzionato in assenza di un idoneo sistema di garanzie volto a coprire l’esposizione del sistema nei confronti dei singoli utenti del bilanciamento. Segnatamente, l’AEEG ha stabilito la durata complessiva di tale procedimento, che sarà pari a 180 giorni a decorrere

dalla data di notifica del procedimento a SRG, e le modalità a cui dovranno attenersi i soggetti interessati che vorranno prendere parte alle audizioni e/o produrre documenti utili ai fini del procedimento.

In considerazione delle disposizioni contenute nella precedente deliberazione 351/2012/R/gas - mediante la quale è stato determinato l’ammontare del corrispettivo unitario variabile (CV^{BL}) posto a copertura degli oneri connessi al servizio di bilanciamento - l’AEEG ha previsto che la determinazione degli oneri da riconoscere al responsabile del bilanciamento tenga conto degli esiti dell’istruttoria conoscitiva, avviata con deliberazione 282/2012/R/gas (per la quale si rinvia alla news precedente) al fine di garantire che siano posti a carico del sistema, mediante l’applicazione del suddetto corrispettivo, solo gli oneri connessi ai crediti maturati ed effettivamente irrecuperabili da parte del responsabile del bilanciamento. Pertanto, tenuto conto delle suddette disposizioni, l’AEEG ha stabilito altresì che:

- nell’ambito del procedimento, SRG trasmetta una nota contenente la situazione aggiornata degli oneri che, in base alle azioni intraprese dalla medesima società e agli eventuali impegni assunti dai soggetti inadempienti, risultano recuperabili;
- gli esiti dell’istruttoria conoscitiva contenuti nell’apposito Resoconto siano, per la parte di pertinenza del responsabile del bilanciamento, trasmessi a Snam Rete Gas.

Gli appuntamenti

16-17 maggio

2nd International Conference on Chemical, Ecology and Environmental Sciences (ICEES 2013)

Venezia, Italia

Organizzatore: Planetary Scientific Research Centre (PSRC)
www.psrcentre.org

16 maggio

Investire nell'idroelettrico

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia in collaborazione con EPF Energy
www.canaleenergia.it

16 maggio

Le strategie europee di de-carbonizzazione. Quale ruolo per la Cattura e Stoccaggio della CO₂?

Roma, Italia

Organizzatore: WEC Italia e AIDIC
www.wec-italia.org

16-18 maggio

51st Meeting of the EWGFM; Workshop on Recent Developments on Energy

Londra, Regno Unito

Organizzatore: RCEM
www.rcem.eu

17 maggio

Technology Dating sull'efficienza energetica negli edifici

Udine, Italia

Organizzatore: B2 match
www.b2match.eu

21 maggio

Smart Meter, dal gas all'idrico. Expertise e nuove tecnologie

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia
www.gruppoitaliaenergia.it

22 maggio

Rinnovabili 2.0 Idroelettrico, solare termico e geotermia: innovazione e impresa

Milano, Italia

Organizzatore: MGP
www.mgpcomunicazione.it

23 maggio

Le Società pubbliche tra regole di diritto speciale e prospettive funzionali: quale disciplina?

Roma, Italia

Organizzatore: Scuola Superiore della Pubblica Amministrazione
www.sspa.it

23-26 maggio

EcoLogicaMente 2013

Napoli, Italia

Organizzatore: Ecologicamente
www.ecologicamentenapoli.it

28 maggio

Smart Tech energy & gas Forum 2013

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir-italy.it

28 maggio

Impianti mission-critical e risparmio energetico: compromessi o soluzioni?

Padova, Italia

Organizzatore: Comitato Elettrotecnico Italiano
www.ceiweb.it

29-31 maggio

9th SEE Congress & Exhibition on Energy Efficiency & Renewable Energy (EE & RE)

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo
www.eeandres.viaexpo.com

31 maggio

La nuova filiera industriale dell'efficienza energetica: un impegno per il paese

Modena, Italia

Organizzatore: Industria energia
www.industriaenergia.it

5-6 giugno

Innovat&Match2013

Bologna, Italia

Organizzatore: Enea
www.b2match.eu

12-13 giugno

Tutto sul Gas Trading

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

18-19 giugno

Il Sistema Gas- Europa Ispirare e attuare l'eccellenza!

Milano, Italia

Organizzatore: Comitato Italiano Gas

www.cig.it

21-22 giugno

Summit Italia – Turchia per le Energie Rinnovabili

Istanbul, Turchia

Organizzatore: WEC

www.wec-italia.org



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-E 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.