

APPROFONDIMENTI

IL PROTOCOLLO DI KYOTO: UN BILANCIO DELLA SITUAZIONE EUROPEA ED ITALIANA ALLA CHIUSURA DEL PERIODO DI RIFERIMENTO

Emanuele Vendramin (RIE)

Si è da poco concluso il 2012, l'anno in cui termina il più importante, e finora l'unico, accordo mondiale per far fronte ai cambiamenti climatici: il Protocollo di Kyoto. Stipulato nel dicembre del 1997 nell'omonima città giapponese, ma reso operativo solo nel 2005 dopo la ratifica da parte della Russia, il trattato stabilisce che, per stabilizzare la concentrazione globale di gas serra su livelli inferiori a 450 parti per milione tali da contenere l'incremento della temperatura media terrestre entro i 2 °C, i paesi industrializzati e quelli con economie in transizione (rientranti nella classificazione Annex-1 prevista dall'ONU) non devono superare certi definiti target emissivi durante i cinque anni del periodo preso come riferimento 2008-2012 rispetto all'anno base 1990. La normativa rilevante prevede che i target emissivi possano essere conseguiti sia attraverso misure domestiche che attraverso tre tipologie di strumenti «flessibili» che permettono di contabilizzare nei bilanci emissivi nazionali un ammontare di emissioni ridotto all'estero: AAU, ERU e CER¹. L'obiettivo assegnato all'Europa dal Protocollo di Kyoto, recepito con la decisione 2002/385/CE², consiste in una riduzione emissiva, pari all'8% rispetto al 1990. All'interno di questo target comune sono stati successivamente definiti differenti oneri di riduzione per i quindici Stati membri facenti parte dell'Unione al momento della sottoscrizione del Trattato³. Alle dodici nazioni che hanno aderito in seguito all'Unione, così come quelle che non ne fanno parte⁴, è stato invece attribuito un proprio target individuale. All'Italia, in qualità di Paese membro, è stato quindi posto un target di riduzione pari al 6,5% rispetto al 1990⁵, tale impegno

implica che le emissioni nazionali di gas ad effetto serra non potranno superare i 483,3 tonCO₂eq l'anno durante il periodo di riferimento. La verifica degli obiettivi assunti con il Protocollo di Kyoto sarà svolta dal *Compliance Committee* a seguito della notifica da parte degli Stati aderenti dell'inventario nazionale delle emissioni di gas serra per l'anno 2012 (notifica che dovrà avvenire entro il 15 aprile 2014). Successivamente il Segretario della Convenzione verificherà la correttezza dell'inventario e, a partire dalla data di conclusione della verifica, gli Stati avranno 100 giorni di tempo per regolarizzare la propria posizione sulla base dei valori di emissione considerati per il periodo 2008-2012. Poiché il Protocollo è stato sottoscritto dalla Comunità Europea qualora l'Italia non rispettasse il proprio obiettivo di riduzione sarebbe oggetto di una procedura di infrazione per mancato adempimento di obblighi comunitari.

L'andamento delle emissioni di gas serra in Europa

In base ai documenti recentemente pubblicati dall'Agenzia Europea per l'Ambiente⁶ nel 2011 le emissioni di gas serra nell'EU-15 si sono ridotte del 3,5% rispetto al 2010 con un calo di circa il 14% rispetto ai livelli del 1990, mentre la discesa è stata meno marcata nell'EU-27 (-2,5% corrispondente ad un -17% rispetto al 1990). Questa diminuzione proietta l'Unione verso il pieno raggiungimento degli obiettivi previsti dal Protocollo di Kyoto. Con una media nel periodo 2008-2011 di 3.794 Mton, le emissioni dell'EU-15 sono, infatti, risultate inferiori di 72 Mton

► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ 2012

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

■ APPROFONDIMENTI

Il Protocollo di Kyoto: un bilancio della situazione europea ed italiana alla chiusura del periodo di riferimento
Emanuele Vendramin (RIE)
 pagina 30

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 39

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2012, la perdurante crisi economica ha inciso fortemente sulla domanda di energia elettrica allargando il divario con l'offerta che, per contro, ha consolidato il suo trend espansivo. L'energia elettrica scambiata nel Mercato del Giorno Prima, ha subito ancora una sensibile riduzione (-4,4%), dopo quella del 2011 (-2,2%), ripiegando su livelli inferiori al 2004, anno in cui la borsa elettrica ha iniziato ad operare. In calo, ed ai minimi storici, anche le importazioni dall'estero. In decisa crescita, invece, le vendite da impianti a fonte rinnovabile (+24,1%), trainata dai nuovi impianti fotovoltaici ed eolici. La marcata contrazione degli scambi *over the counter* (-8,7%) ha determinato un'inversione di tendenza della liquidità del mercato che, dopo tre anni, è tornata a crescere attestandosi al 59,8%. Nonostante la bassa

domanda elettrica e la generale tendenza al ribasso dei prezzi delle principali borse europee, il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), ha registrato un aumento del 4,5% (anche se più contenuto rispetto al +12,6% del 2011), portandosi a 75,48 €/MWh, livello comunque inferiore a quello del 2008 (86,99 €/MWh), ultimo anno prima della crisi economica. I prezzi di vendita delle zone insulari sono ancora risultati significativamente più elevati rispetto alle zone continentali, con uno spread tra *Sicilia* e *Sud* (testa e coda nel ranking degli ultimi quattro anni) stabile attorno ai 25 €/MWh. Infine il 2012 ha definitivamente consolidato la crescita dei volumi del Mercato a Termine dell'energia elettrica (MTE) dove l'Annuale 2013 *baseload* ha chiuso il periodo di trading a 70,30 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) con un aumento di 3,25 €/MWh rispetto all'anno precedente si è portato a 75,48 €/MWh (+4,5%) (Tabella 1, Grafico 1). L'analisi per gruppi di ore rivela un incremento di 3,57 €/MWh

(+4,3%) nelle ore di picco e di 3,07 (+4,6%) nelle ore fuori picco, con il prezzo attestatosi rispettivamente ad 86,28 €/MWh e 69,77 €/MWh. Il rapporto prezzo picco/baseload conferma un trend in costante discesa, aggiornando il minimo storico a quota 1,14 (era 1,50 nel 2005).

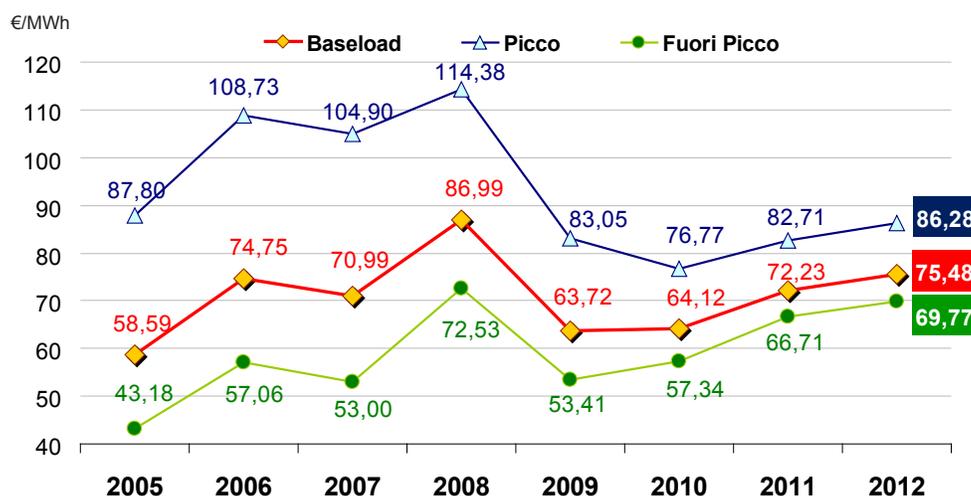
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Var vs 2011		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2011	MWh	Var vs 2011		
Baseload	75,48	72,23	3,25	4,5%	20.340	-1,2%	34.001	-4,4%	59,8%	57,9%
<i>Picco</i>	86,28	82,71	3,57	4,3%	25.496	1,1%	41.288	-4,3%	61,8%	58,5%
<i>Fuori picco</i>	69,77	66,71	3,07	4,6%	17.616	-2,9%	30.153	-4,4%	58,4%	57,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



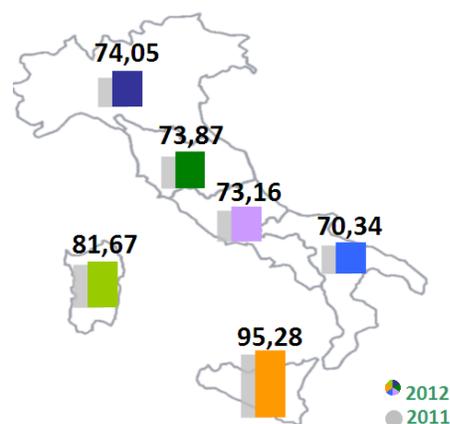
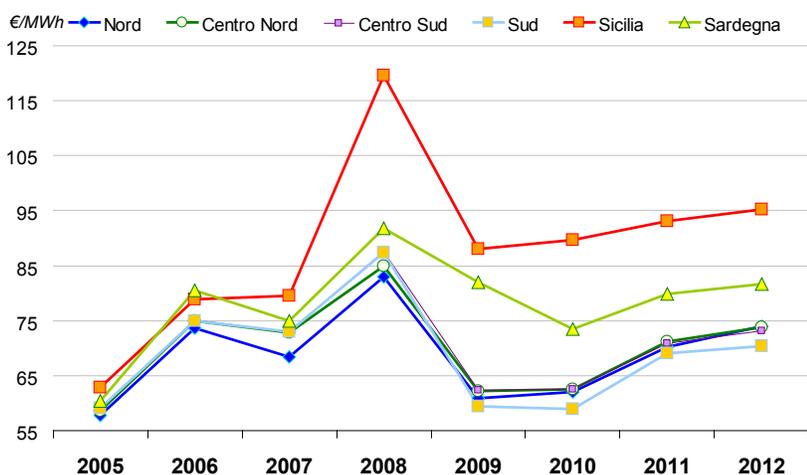
(continua)

I prezzi di vendita sono aumentati in tutte le zone con tassi di crescita compresi tra il 5,5% del Nord e l'1,9% del Sud. Quest'ultima pertanto si conferma, per il quarto anno consecutivo, la zona dal prezzo più basso, pari a 70,34 €/MWh. Nelle altre

zone continentali il prezzo si è allineato attorno ai 74 €/MWh. Ancora più alti i prezzi delle due zone insulari: 81,67 €/MWh la Sardegna, 95,28 €/MWh la Sicilia, che pertanto lasciano pressoché invariato lo spread con le altre zone (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Nel 2012 gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia sono diminuiti del 4,4% rispetto al 2011 portandosi a 298,7 milioni di MWh, minimo storico dall'avvio del mercato regolato. Alla moderata flessione dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 178,7 milioni di MWh (-1,2%), si contrappone

una più decisa riduzione dell'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, scesa a 120,0 milioni di MWh (-8,7%). Pertanto la liquidità del mercato, ha guadagnato 1,9 punti percentuali rispetto minimo del 2011, risalendo a 59,8% (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	178.664.054	-1,2%	59,8%
Operatori	94.579.601	-13,1%	31,7%
GSE	51.082.978	29,6%	17,1%
Zone estere	32.996.437	2,6%	11,0%
Saldo programmi PCE	4.984	-98,9%	0,0%
Contratti bilaterali	120.004.782	-8,7%	40,2%
Zone estere	13.542.195	-24,1%	4,5%
Zone nazionali	106.467.571	-6,7%	35,6%
Saldo programmi PCE	-4.984		
VOLUMI VENDUTI	298.668.836	-4,4%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	256.760.038	13,0%	
OFFERTA TOTALE	555.428.874	2,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

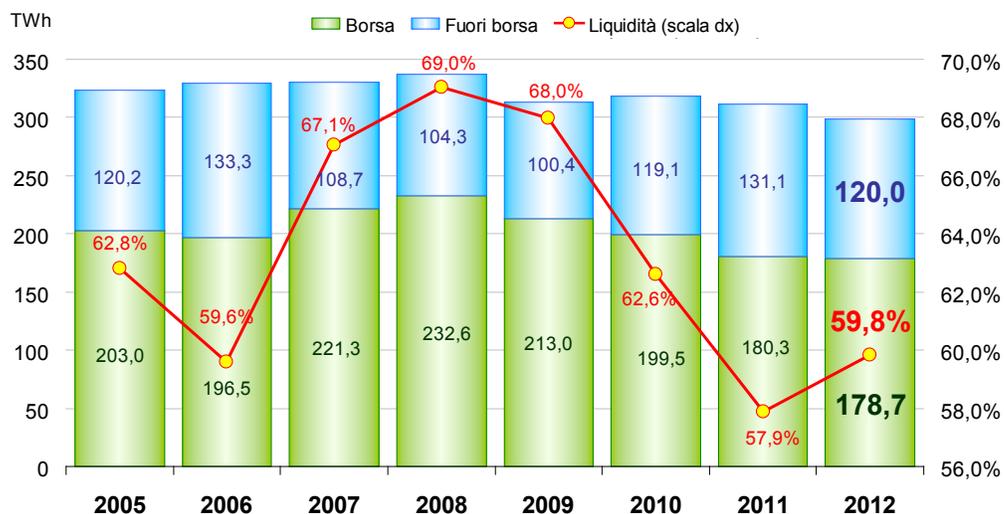
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	178.664.054	-1,2%	59,8%
Acquirente Unico	39.586.615	-17,6%	13,3%
Altri operatori	108.061.173	-2,3%	36,2%
Pompaggi	847.207	-10,7%	0,3%
Zone estere	2.795.962	-10,1%	0,9%
Saldo programmi PCE	27.373.098	50,8%	9,2%
Contratti bilaterali	120.004.782	-8,7%	40,2%
Zone estere	465.290	11,4%	0,2%
Zone nazionali AU	38.813.558	5,2%	13,0%
Zone nazionali altri operatori	108.099.031	-3,8%	36,2%
Saldo programmi PCE	-27.373.098		
VOLUMI ACQUISTATI	298.668.836	-4,4%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	31.823.102	18,8%	
DOMANDA TOTALE	330.491.938	-2,5%	

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 295,4 milioni di MWh, hanno registrato una flessione del 4,3% rispetto al 2011; il calo ha interessato particolarmente le zone centro settentrionali del Paese e la Sardegna (-6,3%). In calo anche gli acquisti sulle zone estere (esportazioni), pari a 3,3 milioni di MWh (-7,6%) (Tabella 4). Le vendite dalle unità di produzione nazionali di energia elettrica,

pari a 252,1 milioni di MWh, sono diminuite del 3,9%; a livello territoriale il calo ha interessato le due zone più importanti in termini di volumi: Nord (-7,5%) e Sud (-4,7%); in controtendenza la Sardegna (+10,2%). In netta flessione, ed ai minimi storici, anche le vendite sulle zone estere (importazioni) pari a 46,5 milioni di MWh (-6,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	254.032.251	28.920	+4,0%	120.527.862	13.721	-7,5%	158.351.840	18.027	-4,6%
Centro Nord	39.651.279	4.514	-2,2%	20.848.610	2.373	+3,1%	31.611.127	3.599	-7,2%
Centro Sud	77.685.411	8.844	+8,5%	31.544.874	3.591	+0,8%	47.710.311	5.432	-4,1%
Sud	83.646.105	9.523	+1,7%	47.379.322	5.394	-4,7%	25.033.579	2.850	-2,3%
Sicilia	31.995.267	3.642	+6,2%	19.029.525	2.166	-1,0%	20.012.858	2.278	+0,5%
Sardegna	18.599.432	2.117	+1,0%	12.800.012	1.457	+10,2%	12.687.869	1.444	-6,3%
Totale nazionale	505.609.746	57.560	+3,8%	252.130.204	28.703	-3,9%	295.407.583	33.630	-4,3%
Estero	49.819.128	5.672	-4,9%	46.538.632	5.298	-6,9%	3.261.252	371	-7,6%
Sistema Italia	555.428.874	63.232	+2,9%	298.668.836	34.001	-4,4%	298.668.836	34.001	-4,4%

Il 2012 è stato connotato dall'impetuosa crescita delle vendite da impianti fotovoltaici (+154,9%) e da impianti eolici (+42,5%). Pertanto le vendite da fonte rinnovabile, nonostante la riduzione dell'idroelettrico (-7,3%), sono aumentate nel complesso del 24,1%, raggiungendo il 29,4% del totale venduto (22,8% nel 2011). A livello zonale, il Centro Nord registra la quota più alta di rinnovabili (46,4%), la Sardegna quella più contenuta (17,3%). Le

vendite da impianti a fonte tradizionale sono invece diminuite dell'11,8%, scontando da un lato la decisa flessione delle vendite da impianti a gas (-17,9%) e dall'altro l'incremento delle vendite da impianti a carbone (+9,8%). La quota delle vendite da impianti a gas, che nel 2011 superava largamente il 50%, nel 2012 è pertanto scesa al 45,3% (-7,7 punti percentuali) (Grafico 4 e 5).

(continua)

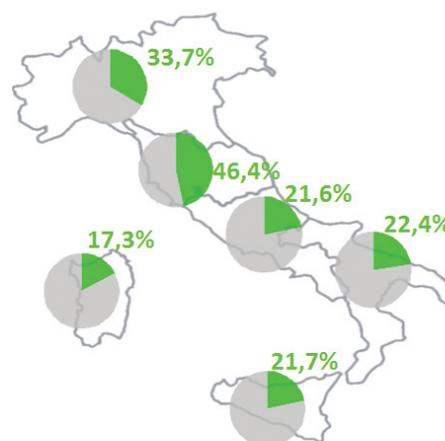
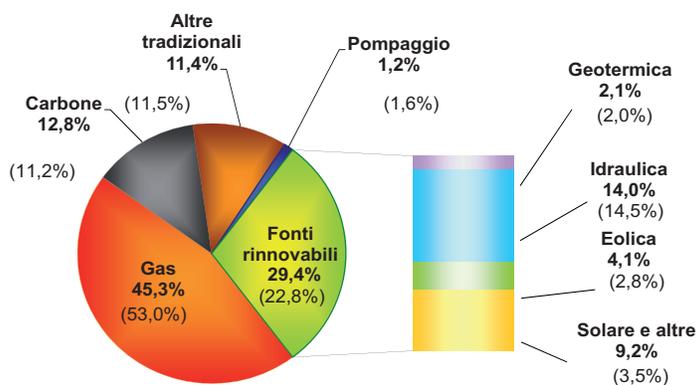
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	8.820	-15,5%	1.251	-2,7%	2.802	-4,2%	4.186	-14,7%	1.682	-10,8%	1.191	+3,1%	19.932	-11,8%
Gas	6.531	-22,3%	1.176	-4,4%	1.046	-13,6%	2.252	-20,7%	1.515	-10,1%	478	+4,0%	12.998	-17,9%
Carbone	1.339	+34,3%	30	+125,0%	1.538	+2,0%	87,85	-41,0%	-	-	676	-0,3%	3.671	+9,8%
Altre	950	-8,8%	45	+5,4%	218	+6,4%	1.846	-3,7%	167	-16,9%	36	+109,2%	3.262	-4,7%
Fonti rinnovabili	4.629	+14,3%	1.100	+11,5%	776	+30,9%	1.208	+60,3%	469	+73,0%	252	+77,3%	8.435	+24,1%
Idraulica	3.313	-4,5%	198	-24,2%	259	-19,7%	187	-7,9%	27	+25,0%	23	-48,4%	4.008	-7,3%
Geotermica	-	-	602	-1,3%	-	-	1	-8,5%	-	-	-	-	603	-1,3%
Eolica	14	+100,0%	4	+19,9%	196	+28,0%	515	+35,1%	284	+39,7%	162	+110,4%	1.174	+42,5%
Solare e altre	1.302	+126,8%	297	+161,6%	322	+173,3%	505	+200,1%	158	+243,2%	67	+233,3%	2.650	+154,9%
Pompaggio	272	-20,4%	22	-22,4%	13	-71,7%	-	-	15	-52,0%	14	-43,0%	337	-28,8%
Totale	13.721	-7,5%	2.373	+3,1%	3.591	+0,8%	5.394	-4,7%	2.166	-1,0%	1.457	+10,2%	28.703	-3,9%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

Nel 2012 il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 415 MWh (132 MWh nel 2011). Il flusso di energia è stato nel 99,3% delle ore in import verso l'Italia (96,4% nel 2011). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è salito a 21,03 €/MWh (12,98 €/MWh l'anno precedente). Il prezzo della zona

Nord è stato più alto di quello della borsa slovena nel 79% delle ore (80% nel 2011). L'86% della capacità disponibile in import (NTC) è stata allocata dal market coupling (25% nel 2011), il 4% allocata con asta esplicita e nominata (64% nel 2011) ed il restante 10% non è stata utilizzata (11% nel 2011).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

periodo	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
2011	70,18	57,20	12,98	14,21	154	134	96,4%	80,1%	481	83	3,3%	0,3%
2012	74,05	53,02	21,03	69,78	450	835	99,3%	79,3%	164	43	0,4%	0,5%

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

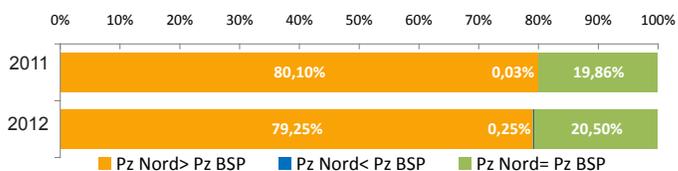
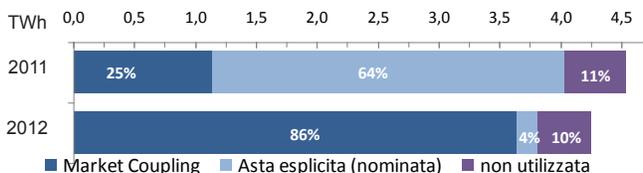


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel 2012, sul Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto nelle quattro sessioni, in aumento come in MGP, hanno segnato tassi di crescita compresi tra il 5 ed il 7%, attestandosi tutti ai massimi storici del loro, seppur breve, periodo di attività (MI1 ed MI2 hanno sostituito il Mercato di Aggiustamento dal novembre 2009; MI3 ed MI4 sono stati avviati nel gennaio 2011). Il prezzo medio nelle quattro sessioni è variato tra 73,93 €/MWh di MI2 e 85,19 €/MWh di MI4; va 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 prezzo di MI1 si è allineato al PUN (prezzo di acquisto su MGP), mentre nelle

altre sessioni è risultato decisamente più basso (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 25,1 milioni di MWh, in crescita del 14,6% rispetto al 2011 ed ai massimi storici. Di questi poco meno dei due terzi, ovvero 16,0 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 in crescita del 10,3%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 6,2 milioni di MWh su MI2 (+15,0%), 1,7 milioni di MWh (+40,9%) su MI3, 1,2 milioni MWh (+50,7%) su MI4 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, prezzi medi e confronto con MGP

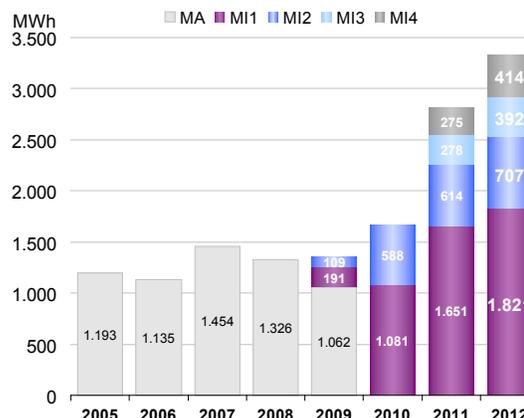
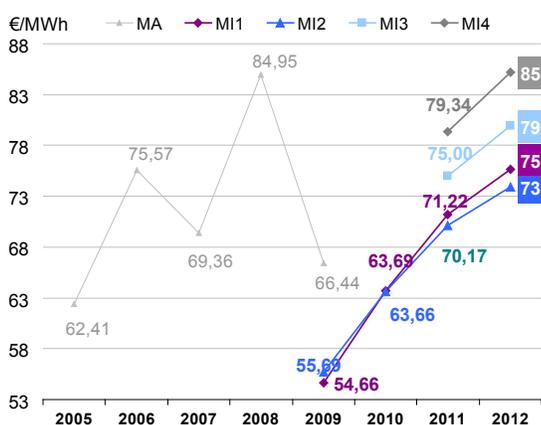
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
MGP (1-24 h)	75,48	72,23	+4,5%	34.001	35.559	-4,4%
MI1 (1-24 h)	75,67 (+0,2%)	71,22 (-1,4%)	+6,2%	1.821	1.651	+10,3%
MI2 (1-24 h)	73,93 (-2,0%)	70,17 (-2,9%)	+5,4%	707	614	+15,0%
MI3 (13-24 h)	79,90 (-3,6%)	75,00 (-4,4%)	+6,5%	392	278	+40,9%
MI4 (17-24 h)	85,19 (-5,6%)	79,34 (-2,0%)	+7,4%	414	275	+50,7%

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

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

Fonte: GME



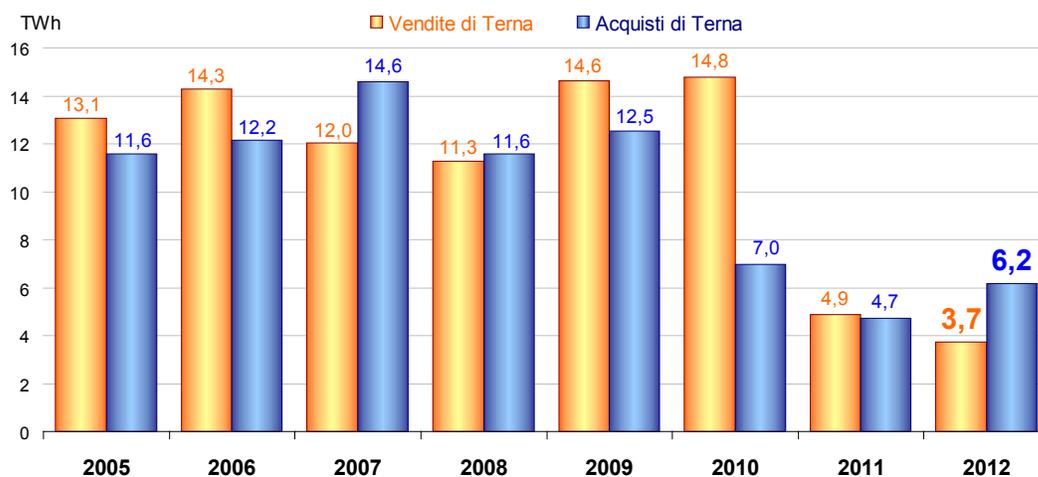
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel 2012, sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna, in ripresa dal minimo del 2011, sono stati pari a 6,2 milioni di MWh (+30,3%). Prosegue invece la

contrazione delle vendite di Terna nel mercato a scendere che, con 3,7 milioni di MWh (-23,8%), aggiornano il minimo storico dell'anno precedente (Grafico 9).

Grafico 9: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), nel 2012, si sono registrate 1.098 negoziazioni in cui si sono scambiati 8.882 contratti, pari a 30,4 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 141 transazioni O.T.C., in cui si sono scambiati 3.815 contratti, pari a 24,6 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine anno ammontavano a 28.683 MW, per

un totale di 41,4 milioni di MWh (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di negoziazioni è stato l'*Annuale 2013* che ha chiuso il periodo di trading con un prezzo pari rispettivamente a 70,30 €/MWh per il *baseload* e 78,23 €/MWh per il *peakload*.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2012

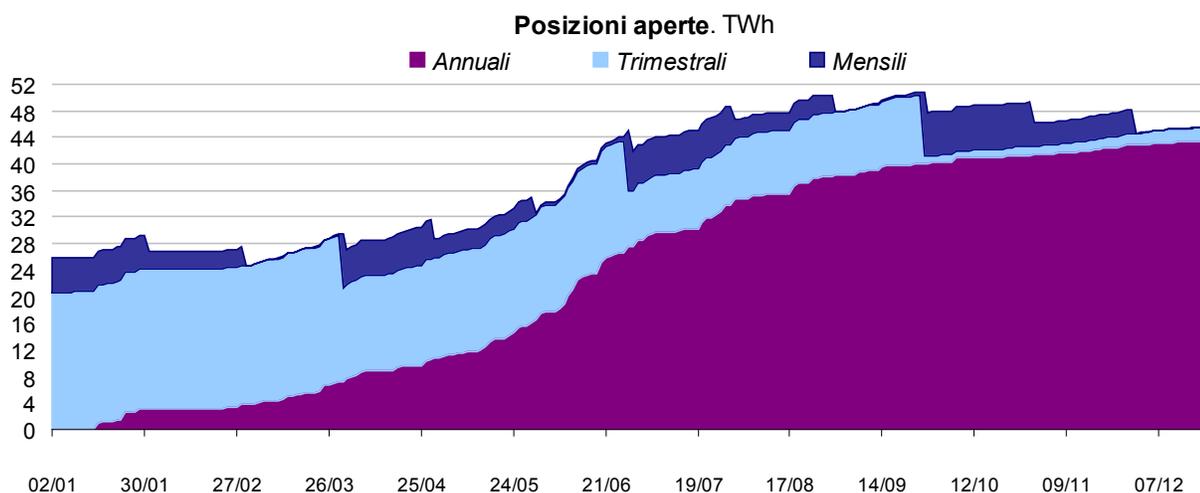
Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	296	+206	2.986	+1.966	2.200.974	192,6%	11	+6	515	+235	377.040	81,2%	2.578.014	168,5%
<i>Trimestrali</i>	383	+231	2.964	+1.044	6.519.700	54,7%	27	+27	320	+320	706.750	-	7.226.450	71,5%
<i>Annuali</i>	331	+80	2.303	-320	20.174.280	-12,4%	84	+74	2.545	+2.370	22.294.200	1350,3%	42.468.480	72,8%
Totale	1.010	+517	8.253	+2.690	28.894.954	3,2%	122	+107	3.380	+2.925	23.377.990	12	52.272.944	75,7%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	15	-32	165	-305	44.700	-64,1%	2	+1	40	-60	10.080	-63,5%	54.780	-64,0%
<i>Trimestrali</i>	4	-59	15	-666	11.820	-97,8%	1	+1	10	+10	7.920	-	19.740	-96,3%
<i>Annuali</i>	69	-9	449	-510	1.406.268	-53,2%	16	+16	385	+385	1.205.820	-	2.612.088	-13,0%
Totale	88	-100	629	-1.481	1.462.788	-60,0%	19	+18	435	+335	1.223.820	43	2.686.608	-27,2%

Grafico 10: MTE, evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro nell'anno 2012, con un aumento del 16,5% rispetto all'anno precedente, hanno raggiunto 345,9 milioni di MWh, aggiornando il record storico per il quinto anno consecutivo.

Nel dettaglio, le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 310,3 milioni di MWh, sono cresciute del 7,4%. I contratti non-standard, anche nel 2012, sono stati i più utilizzati dagli operatori (57,5% del totale), ed hanno evidenziato un maggiore dinamismo (+11,1%). Tra i contratti standard, cresciuti dell'1,3%, aumentano i baseload (+3,9%), calano i peak (-20,0%).

Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su Mercato elettrico a termine (MTE), si sono più che quadruplicate rispetto al 2011 raggiungendo i 35,7 milioni di MWh, pari al 10,3% del totale registrato (contro il 2,7% di un anno fa).

Come nel 2011, invece, non è stata registrata nessuna

transazione derivante dalla piattaforma Consegna Derivati Energia (CDE) (Tabella 9).

Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 193,7 milioni di MWh, anche questa mai così alta in passato (+3,3% sul 2011).

Il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in costante crescita dall'avvio della PCE nel 2007, ha aggiornato il massimo storico a quota 1,79 (Grafico 11).

In flessione, invece, sia i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 120,0 milioni di MWh (-9,1%), che nei conti in prelievo, pari a 147,4 milioni di MWh (-1,5%) (Tabella 9).

L'opposta dinamica tra le transazioni registrate e le relative posizioni nette da un lato, ed i programmi registrati dall'altro, è spiegata dal crescente ricorso degli operatori bilateralisti allo strumento dello sbilanciamento a programma ed in particolare da parte dei titolari di conti energia in immissione (Grafico 12).

Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2012 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	91.201.087	3,9%	26,4%							
Off Peak	9.570.242	7,7%	2,8%							
Peak	10.590.788	-20,0%	3,1%							
Week-end	33.383	69,9%	0,0%							
Totale Standard	111.395.500	1,3%	32,2%							
Totale Non standard	198.870.386	11,1%	57,5%							
PCE bilaterali	310.265.886	7,4%	89,7%							
MTE	35.673.632	348,9%	10,3%							
CDE	-	-	0,0%							
Totale	345.939.518	16,5%	100,0%							
Posizione netta	193.693.000	3,3%								
				Richiesti	129.496.241	-4,1%	100,0%	147.405.428	-1,5%	100,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	47.297.521	31,2%	36,5%	1	-	0,0%
				Registrati	120.009.766	-9,1%	92,7%	147.377.879	-1,5%	100,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	37.955.373	14,3%	29,3%	1	-	0,0%
				Rifiutati	9.486.475	207,4%	7,3%	27.549	-13,4%	0,0%
				<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	9.342.149	227,1%	7,2%	-	-	0,0%
				Saldo programmi	4.984	-98,9%		27.373.098	50,8%	

Grafico 11: PCE transazioni registrate e programmi

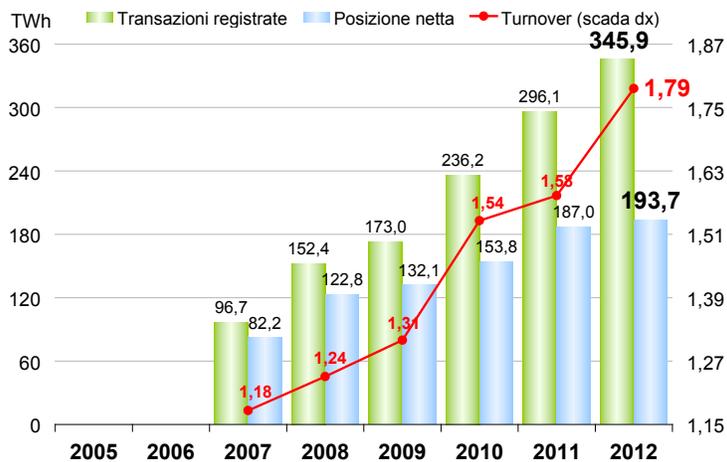
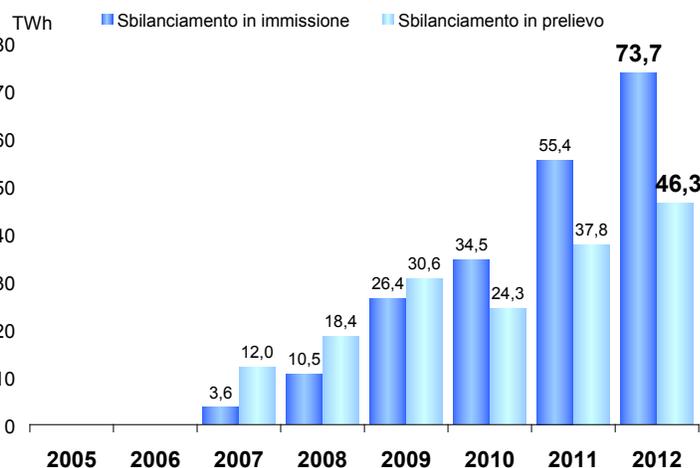


Grafico 12: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2012 la domanda di gas naturale ha registrato ancora una flessione (-4,2%), dopo quella ancor più decisa del 2011 (-6,4%), scendendo a livelli inferiori di oltre 10 miliardi di mc rispetto agli anni precedenti la crisi economica del 2009. Il settore termoelettrico, stretto tra le tendenze rialziste sui mercati internazionali dei combustibili e l'enorme sviluppo delle fonti rinnovabili, ha subito la contrazione più brusca dei consumi di gas (-12,2%). Sul lato offerta, cresce la produzione

nazionale (+2,8%), calano le importazioni (-4,1%). In aumento l'accumulo di gas naturale negli stoccaggi (+17,3% a fine anno). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME, sono stati complessivamente scambiati 38,0 milioni di MWh (4,8 milioni di MWh nel 2011), di cui 34,9 milioni di MWh (il 92,0%) sulla Piattaforma di Bilanciamento, al suo primo anno di attività. I prezzi hanno evidenziato tendenze al rialzo, in linea con il prezzo registrato sul PSV.

IL CONTESTO

Nel 2012, i consumi di gas naturale in Italia, al secondo ribasso consecutivo, sono scesi a 74.372 milioni di mc (787,1 TWh), in calo del 4,2% rispetto al 2011. In netta flessione i consumi del settore termoelettrico scesi a 24.418 milioni di mc (-12,2%). Più modeste le variazioni dei consumi del settore industriale, pari a 13.379 milioni di mc (-1,5%), e del civile, pari a 33.889 milioni di mc (+0,5%). In crescita le esportazioni, pari a 2.686 milioni di mc (+6,6%). Nei sistemi di stoccaggio

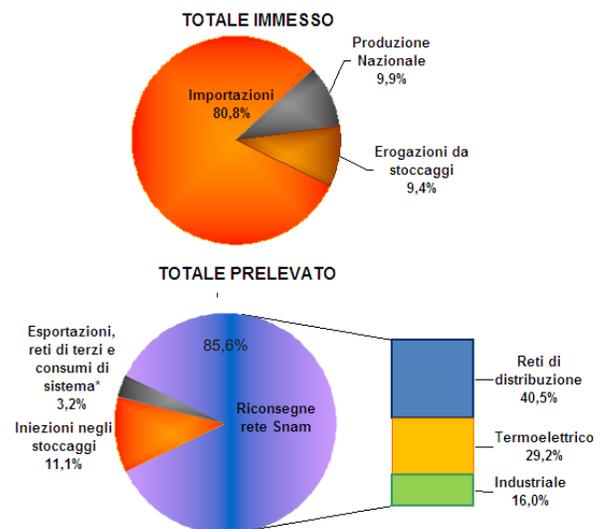
sono stati iniettati 9.328 milioni di mc (+4,0%). Dal lato offerta, in crescita la produzione nazionale, pari a 8.277 milioni di mc (+2,8%), in calo invece le importazioni di gas naturale, pari a 67.596 milioni di mc (-4,1%). La flessione degli acquisti di gas dall'estero ha interessato tutti i punti in entrata, ad eccezione di quello di Gela (+175,9%), che da fine marzo a metà ottobre 2011 era stato inibito a causa della guerra civile in Libia. Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 7.827 milioni di mc (-3,0%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	67.596	715,4	-4,1%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	20.832	220,5	-3,6%
Tarvisio	23.842	252,3	-10,1%
Passo Gries	9.017	95,4	-17,2%
Gela	6.469	68,5	+175,9%
Gorizia	155	1,6	-0,7%
Panigaglia (GNL)	1.115	11,8	-41,2%
Cavarzere (GNL)	6.166	65,3	-12,5%
Produzione Nazionale	8.277	87,6	+2,8%
Erogazioni da stoccaggi	7.827	82,8	-3,0%
TOTALE IMMESSO	83.699	885,8	-3,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	13.379	141,6	-1,5%
Termoelettrico	24.418	258,4	-12,2%
Reti di distribuzione	33.889	358,7	+0,5%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	2.686	28,4	+6,6%
TOTALE CONSUMATO	74.372	787,1	-4,2%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	9.328	98,7	+4,0%
TOTALE PRELEVATO	83.699	885,8	-3,3%

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



(continua)

La bassa domanda ha favorito l'accumulo negli stoccaggi, la cui giacenza ammontava a 8.938 milioni di mc l'ultimo giorno dell'anno (+17,3% rispetto allo stesso giorno del 2011). La media giornaliera del rapporto giacenza/spazio conferito è

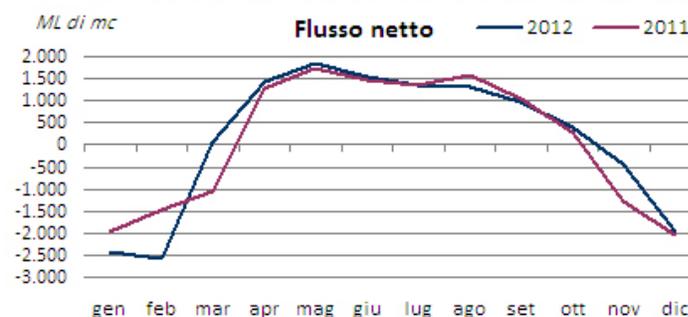
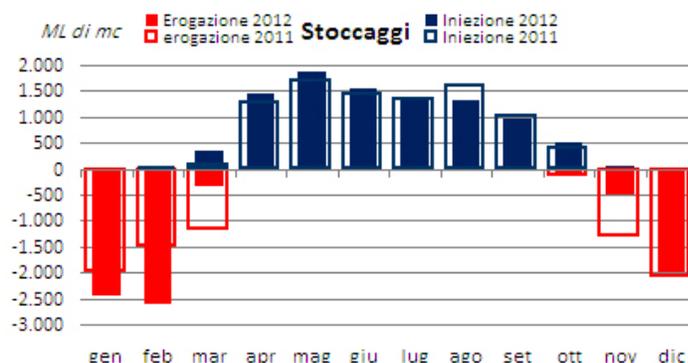
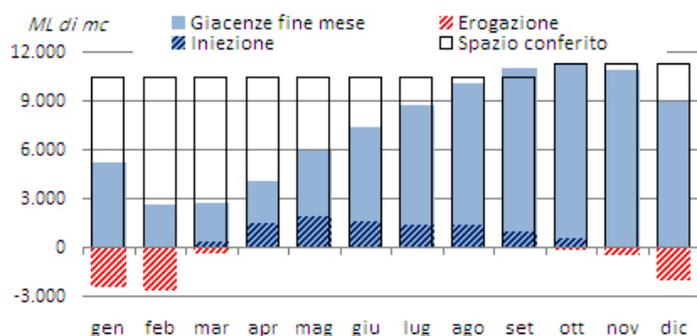
scesa al 66,2% (-2,0 punti percentuali).

La quotazione annuale al PSV, in aumento di 0,46 €/MWh (+1,6%) rispetto a quella del 2011, è salita a 28,73 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/12/2012)	8.938	17,3%
Erogazione (flusso out)	7.827	-3,0%
Iniezione (flusso in)	9.328	4,0%
Flusso netto	1.501	67,0%
Spazio conferito (A.T. '12/'13)	11.291	
Spazio conferito (A.T. '11/'12)	10.499	
Giacenza/Spazio conferito (media giornaliera)	66,2%	-2,0 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

I mercati del gas gestiti dal GME non evidenziano ancora un'apprezzabile liquidità, ad eccezione della Piattaforma di Bilanciamento, al suo primo anno di attività, e del comparto Royalties della Piattaforma Gas. Nel complesso, sui diversi mercati (a pronti ed a termine, a contrattazione continua ed a asta) sono stati scambiati 38,0 milioni di MWh (4,8 milioni di MWh nel 2011). Se si fa riferimento alle consegne di gas naturale nel 2012, i volumi ammontano a 37,8 milioni di MWh (4,7 nel 2011), pari al 4,8% della domanda complessiva (erano lo 0,6%).

Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) fase negoziazione

continua, nelle 42 sessioni su 366 in cui c'è stato almeno un abbinamento, sono stati scambiati 135,9 mila MWh (148,0 mila MWh nel 2011) ad un prezzo medio di 28,70 €/MWh (+7,2% rispetto al 2011).

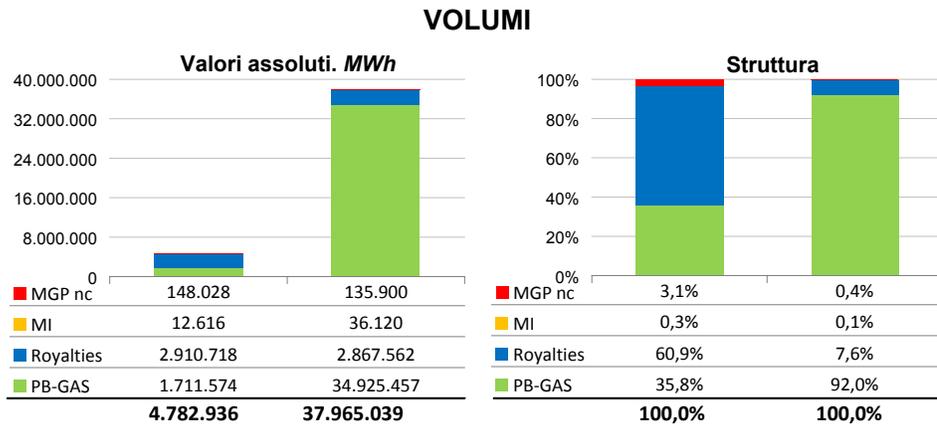
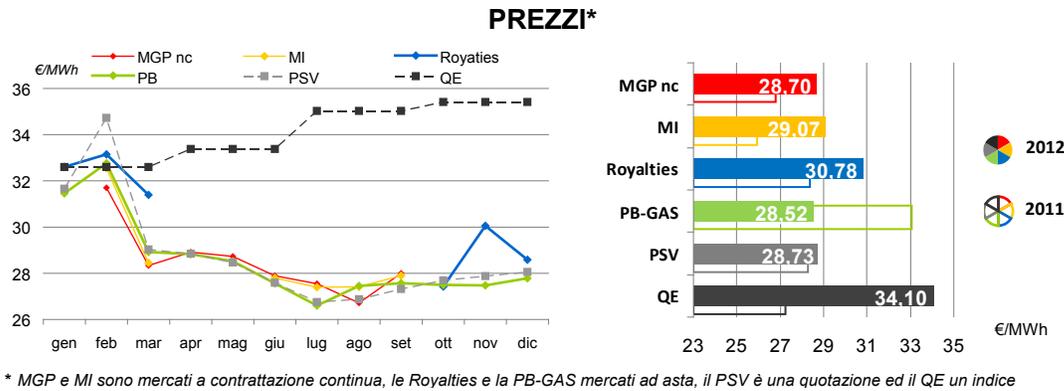
Nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), nelle 15 sessioni su 366 in cui c'è stato almeno un abbinamento, sono stati scambiati 36,1 mila MWh (erano 12,6 mila MWh) ad un prezzo medio di 29,07 €/MWh (+12,1%).

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

(continua)

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

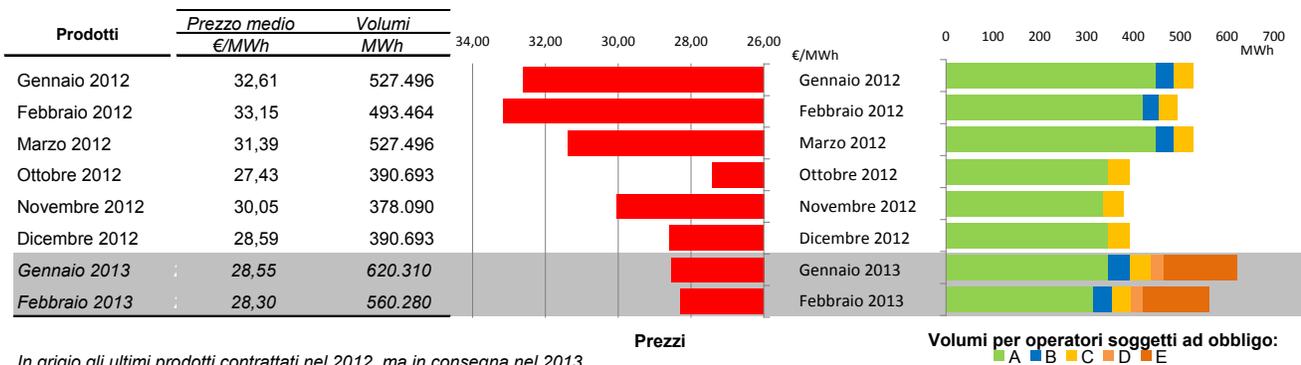


Sulla Piattaforma Gas (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas offrendo prodotti mensili e annuali – nel 2012 sono stati scambiati poco meno di 2,9 milioni di MWh (poco più di 2,9 milioni di MWh nel 2011), tutti nel

comparto Royalties, ad un prezzo medio ponderato di 29,07 €/MWh (-5,6%). In termini di volumi consegnati nel 2012, si osserva una riduzione da 2,9 a 2,7 milioni di MWh, con un prezzo medio di 30,78 €/MWh. Nessuno scambio è stato registrato sui comparti Import ed 'Ex d.lgs 130/10', quest'ultimo avviato a maggio 2012.

Figura 4: PGAS (Royalties), prezzi e volumi

Fonte: dati GME



(continua)

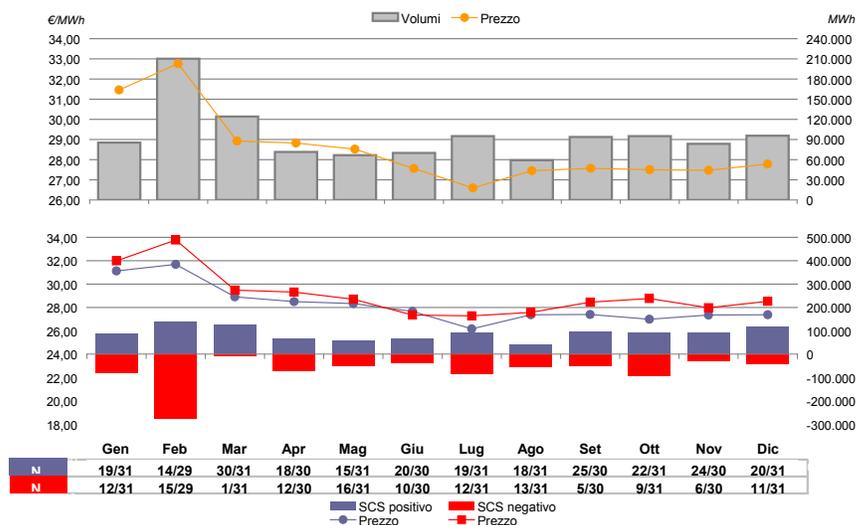
La Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), avviata a dicembre 2011, nell'aprile 2012 è passata dalla modalità provvisoria, in cui il mercato era determinato esclusivamente dallo sbilanciamento registrato dal Responsabile dello Sbilanciamento (RdB) sul sistema, alla modalità definitiva, in cui si consente la piena partecipazione degli operatori su entrambi i lati del mercato. Nel suo primo anno di attività, sulla PB-Gas sono stati scambiati 34,9 milioni di MWh (ovvero il 92,0% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gestiti dal GME), ad un prezzo medio di 28,52 €/MWh.

Nei 244 giorni, sui 366, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 23,2 milioni di MWh, di cui il 96,7% venduti da RdB, ad un prezzo medio di 28,14 €/MWh. Nei restanti 122 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 11,7 milioni di MWh, di cui il 91,1% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 29,29 €/MWh. Complessivamente il 94,8% dei volumi scambiati (33,1 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 5,2% (1,8 milioni MWh) da scambi tra operatori.

Figura 5: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
		positivo	negativo
		n.giorni 244/366	n.giorni 122/366
Prezzo, €/MWh	28,52	28,14	29,29
Acquisti, MWh	34.925.457	23.233.928	11.691.529
RdB	10.645.236	10.645.236	
Operatori		23.233.928	1.046.293
Vendite, MWh	34.925.457	23.233.928	11.691.529
RdB	22.471.475	22.471.475	
Operatori		762.452	11.691.529
Partecipazione al mercato			
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi, N°	67	65	58



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In una fase di perdurante crisi economica, l'anno 2012 risulta caratterizzato da una sostanziale stabilità delle quotazioni europee del greggio e dei suoi derivati attorno ai loro valori massimi storici e da una conferma del trend decisamente rialzista osservato sui prezzi del gas nel corso del precedente biennio.

Merita rilevare, tuttavia, che, per effetto del forte deprezzamento subito dall'euro rispetto al dollaro nel 2012, la conversione delle quotazioni nella moneta continentale produce un consistente inasprimento dei tassi di crescita annuali del Brent e dei prodotti petroliferi, che salgono in tal modo su livelli analoghi a quelli registrati agli hub del gas.

D'altro canto, significativi segnali ribassisti provengono dai mercati del carbone, sui quali i prezzi si riallineano

ai valori del 2010, annullando così gli effetti del marcato aumento dello scorso anno. A fronte di una crescita delle quotazioni di tutti i principali combustibili di riferimento per la generazione elettrica, i prezzi consolidatisi sulle più importanti borse europee risultano in diminuzione, anche sensibile, rispetto al 2011. Il calo appare esteso a tutti i mesi, con la sola eccezione di febbraio, nel quale condizioni climatiche eccezionali hanno spinto al rialzo i consumi energetici continentali, sostenendo le quotazioni sui mercati. Sfugge parzialmente a questa dinamica il riferimento italiano, complessivamente in lieve ripresa su base annua, in virtù di una crescita concentrata nei primi otto mesi del 2012, solo attenuata dalla vistosa inversione di tendenza osservata nel corso dell'ultimo quadrimestre.

Dopo un biennio di crescita repentina, nel 2012 le quotazioni del petrolio si mantengono in linea con i valori del 2011, sia in Europa che sui principali mercati internazionali, confermando anche il disaccoppiamento tra il riferimento continentale e quello statunitense, delineatosi proprio nel corso del 2011.

In particolare, il Brent si attesta attorno a 112 \$/bbl, mostrando nell'anno un andamento oscillante che ha portato i prezzi a toccare il loro massimo annuo di 125 \$/bbl a marzo, prima di una ripida diminuzione verso 95 \$/bbl di giugno e di una successiva ripresa culminata ad agosto attorno a 113 \$/bbl, valore attorno al quale le quotazioni si sono assestate nel corso dell'ultimo quadrimestre.

In chiave futura, i mercati a termine esprimono aspettative ribassiste sul prezzo del greggio, evidenziando nel corso del 2013 un suo progressivo lieve calo, tale da spingere la valutazione attesa sui 106 \$/bbl. Dinamiche analoghe a quelle del Brent si registrano, come di consueto, sui prodotti di raffinazione del petrolio, il cui prezzo viene fissato attorno a 950 \$/MT per il gasolio e a 671 \$/MT per l'olio combustibile, con variazioni tendenziali solo lievemente superiori a quelle espresse dalla commodity di riferimento (rispettivamente +2% e +5%). Relativamente all'andamento mensile seguito dai due derivati, si segnala una più intensa fase di rialzi osservata sull'olio combustibile

tra agosto e ottobre, eccezionalmente in controtendenza rispetto al debole segnale ribassista mostrato dal greggio continentale nel medesimo periodo.

A differenza di quanto osservato negli anni scorsi, il carbone manifesta invece un'evoluzione del prezzo opposta a quella degli altri combustibili, invertendo nettamente su tutti i mercati internazionali il trend biennale di crescita. In Europa la quotazione dell'API2 scende a 92,5 \$/MT, valore che negli ultimi cinque anni risulta superiore solo a quello rilevato nel 2009, per effetto di una flessione tendenziale che, in media pari al 23,9%, ha oscillato nei mesi tra 15% e 30%. Le attese moderatamente rialziste evidenziate dagli operatori per il 2013 si concentrano nel secondo semestre, senza tuttavia prospettare mai quotazioni più elevate dei 100 \$/MT.

In questo contesto merita rilevare la consistente perdita di potere dell'euro nei confronti della moneta statunitense: bisogna, infatti, risalire al 2006 per trovare un tasso di cambio euro/dollaro più basso del valore consolidatosi nel 2012, pari a 1,29 €/€ (-7,6%). Il deprezzamento favorisce una decisa revisione al rialzo delle quotazioni convertite in euro dei combustibili, determinando un inasprimento delle variazioni annue del greggio e dei prodotti petroliferi (+8/13%) e un contenimento della pur significativa riduzione del carbone (-17,9%).

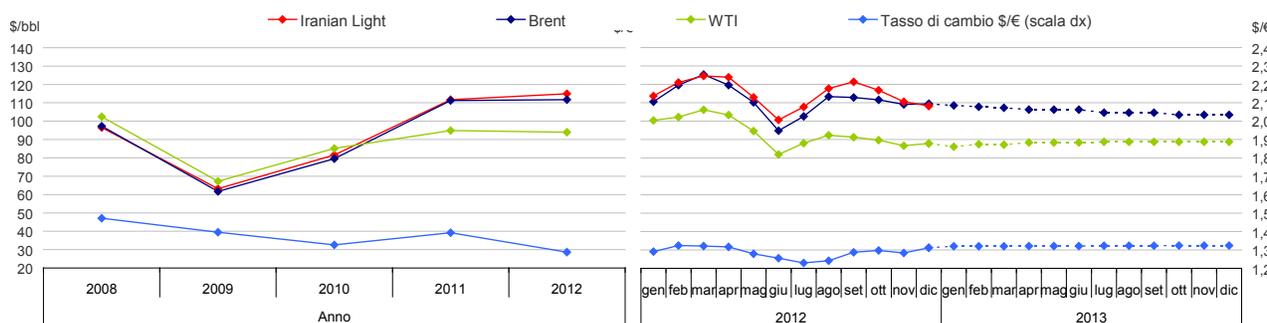
(continua)

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

FUEL	UdM	Quotazioni annuali				Quotazioni mensili			
		2012	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2013	Dicembre 2012	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
Exch. Rate \$/€	-	1,29	-7,6%	1,31	1,33	1,31	+2,2%	-0,2%	1,30
Brent	\$/bbl	111,7	+0,4%	105,40	105,5	109,4	+0,2%	+1,4%	110,5
FOB	€/bbl	86,8	+8,7%	80,42	79,5	83,3	-2,0%	+1,6%	85,1
Fuel Oil	\$/MT	671,8	+4,6%	635,75	616,5	603,8	-1,1%	-7,6%	618,3
1% FOB ARA Barge	€/MT	522,4	+13,2%	485,08	464,6	460,2	-3,2%	-7,4%	476,0
Gasoil	\$/MT	950,5	+2,2%	904,59	907,3	924,6	-1,4%	-0,1%	921,8
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	739,1	+10,6%	690,21	683,8	704,6	-3,6%	+0,1%	709,7
Coal	\$/MT	92,5	-23,9%	114,55	99,0	90,3	+0,4%	-18,9%	93,0
API2 CIF ARA	€/MT	71,9	-17,6%	87,40	74,6	68,8	-1,8%	-18,7%	71,6

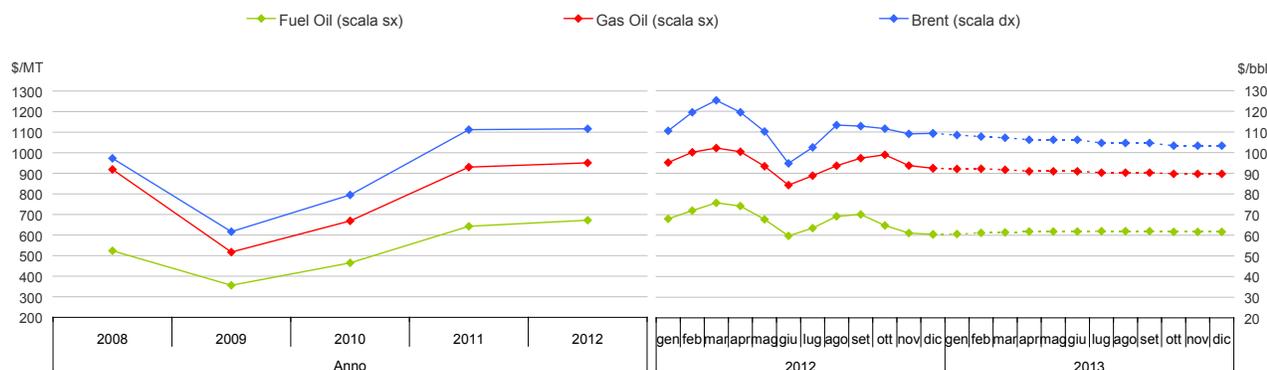
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

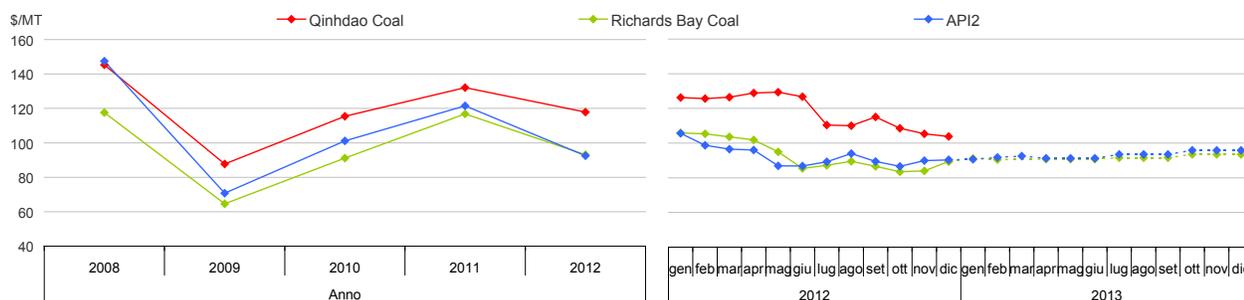
Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

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

Fonte: Thomson-Reuters



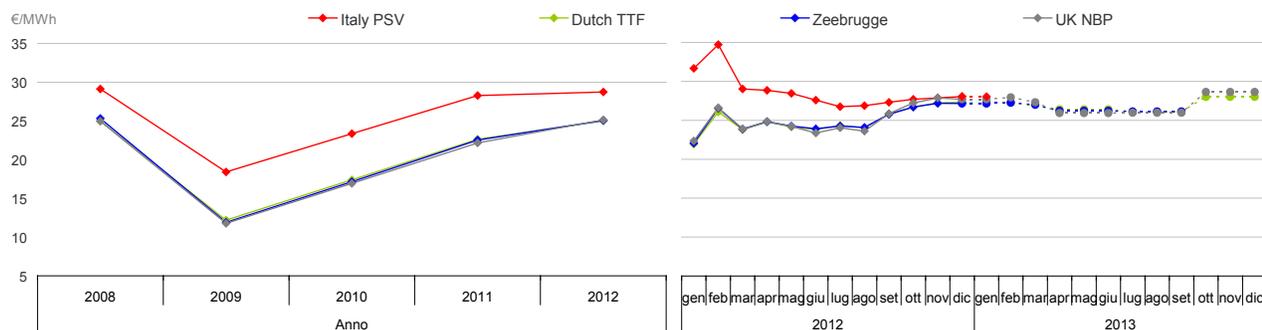
La crescita biennale dei prezzi mostra, invece, un rafforzamento sui principali hub centro-nord europei del gas, dove le quotazioni si attestano sui 25 €/MWh, valore tra i più alti del quinquennio 2008-2012, evidenziando incrementi del 10/13%. Tali aumenti si concentrano soprattutto nel quadrimestre finale dell'anno, quando si osserva un riallineamento dei prezzi centro-continentali al PSV, solitamente più alto. Quest'ultimo, infatti, posizionato nel 2012 attorno a 29 €/MWh, dopo un bimestre gennaio-febbraio su livelli decisamente elevati, ha

evidenziato nel corso dei mesi un drastico ridimensionamento del suo valore, chiudendo l'anno in crescita soltanto del +1,6%. Il principale effetto delle diverse dinamiche seguite dalle quotazioni italiane e centro-europee è rappresentato dalla contrazione del loro differenziale che, calcolato rispetto al TTF olandese, scende al suo minimo storico di 3,7 €/MWh. In proiezione i mercati futures mostrano attese ulteriormente rialziste sui prezzi, disegnando una curva a termine profilata secondo la tipica stagionalità della domanda di gas naturale.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni annuali (€/MWh)			Quotazioni mensili (€/MWh)			
		2012	Diff Y-1(%)	Gas Year 2013	Dicembre 2012	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
PSV DA	Italia	28,73	+1,6%	-	28,06	+0,6%	-15,2%	28,25
Dutch TTF	Olanda	25,00	+10,5%	27,40	27,32	+0,3%	+22,5%	27,40
Zeebrugge	Belgio	25,05	+11,2%	27,76	27,17	-0,1%	+21,4%	27,53
UK NBP	Regno Unito	25,14	+13,5%	27,93	27,70	-0,6%	+22,8%	28,31



Gli incrementi registrati sulle quotazioni in euro dei combustibili non sembrano produrre impatti significativi sulle principali borse elettriche, in calo generalizzato rispetto al 2011, nonostante il picco di febbraio conseguente all'eccezionale ondata di freddo che ha attraversato il continente. La diminuzione interessa tutti i listini, con prezzi allineati sui 42/49 €/MWh in Centro Europa e in Spagna (-4/-17%) e pari a 31,20 €/MWh nella regione scandinava, dove la maggiore flessione (-33,7%) spinge il valore al minimo del periodo 2008-2012. Anche in questo caso

sfugge all'andamento generalizzato il prezzo italiano, salito a 75,48 €/MWh per effetto di una modesta ripresa (+4,5%) tutta concentrata nei primi otto mesi del 2012. Un'analisi intra-annuale rivela, infatti, sul nostro mercato nazionale la presenza di due dinamiche fortemente contrapposte: alla moderata spinta al rialzo osservata fino ad agosto fa da contraltare, inibendone in parte gli effetti, la decisa inversione di trend riscontrata nel quadrimestre settembre-dicembre. Quest'ultima sembra riflettere sia la conclamata condizione di overcapacity

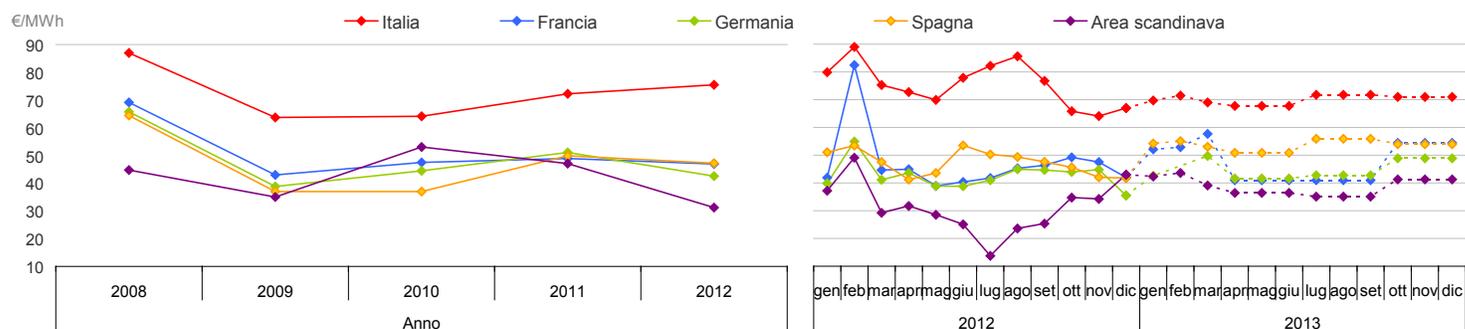
del sistema, originata dalla persistente stagnazione della domanda e dal consolidamento della componente rinnovabile dell'offerta, sia la contemporanea diminuzione della quotazione interna del gas, combustibile di riferimento nel parco di generazione italiano. D'altro canto, in controtendenza rispetto agli esiti del 2012, per l'anno a venire i mercati esprimono

indicazioni di una generale moderata crescita delle quotazioni elettriche, con una marcata stagionalità dei profili francesi e tedesco, evidenziando la sola eccezione dell'Italia, il cui prezzo è previsto in calo e sostanzialmente stabile nei mesi attorno ai 70 €/MWh.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni annuali (€/MWh)					Quotazioni mensili (€/MWh)			
Area	2012	Diff Y-1(%)	Ultima quot. future	Calendar 2013	Dicembre 2012	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future
Italia	75,48	+4,5%	77,58	70,85	66,99	+4,5%	-15,6%	68,50
Francia	46,94	-4,0%	51,38	47,28	41,98	-11,6%	-6,9%	53,63
Germania	42,60	-16,7%	52,55	45,07	35,51	-20,7%	-17,2%	44,27
Svizzera	49,52	-11,9%	-	-	44,76	-9,3%	-24,4%	-
Austria	43,22	-16,6%	-	-	40,41	-9,8%	-9,9%	-
Spagna	47,23	-5,4%	52,25	53,70	41,73	-0,8%	-16,6%	45,00
Area scandinava	31,20	-33,7%	37,75	38,50	42,94	+25,5%	+27,3%	41,50



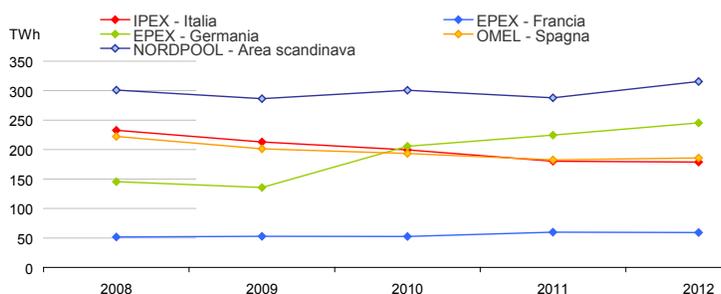
Nessuna novità di rilievo sembra, infine, emergere nel 2012 in relazione al volume delle transazioni eseguite sulle principali borse spot, tra le quali NordPool si conferma la più capiente, in virtù di un ulteriore rafforzamento delle sue negoziazioni, salite a 315,5 TWh (+9,6%). Risultano in crescita anche le contrattazioni concluse su Epex, listino di riferimento per l'area

franco-tedesca, che arriva a sfiorare i 305 TWh di energia scambiata (circa +9%), mentre si mantengono sostanzialmente sui valori dell'anno scorso le quantità contrattate sui mercati dell'area mediterranea (178/185 TWh), arrestando così in parte il loro trend ribassista pluriennale.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)			
Area	2012	Diff Y-1(%)	dic 12
Italia	178,7	-0,9%	16,4
Francia	59,3	-0,7%	5,5
Germania	245,3	+9,2%	20,6
Svizzera	16,7	+38,3%	1,5
Austria	9,3	+23,6%	0,7
Spagna	185,8	+1,7%	16,8
Area scandinava	315,5	+9,6%	34,9



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel 2012, il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica registra, rispetto all'anno precedente, un aumento dei volumi sulla piattaforma di mercato, con una quantità di titoli scambiati pari a 2.534.930 (1.276.797 TEE nel 2011).

TEE, risultati del mercato del GME - 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	1.167.444	785.219	582.267
Valore Totale (€)	118.560.995,23	79.282.473,95	58.987.926,50
Prezzo minimo (€/TEE)	86,98	87,40	8,00
Prezzo massimo (€/TEE)	115,00	116,39	115,00
Prezzo medio (€/TEE)	101,56	100,97	101,31

Nella prima parte dell'anno i prezzi si sono mantenuti al di sopra dei 100 €/TEE quando prevalevano le preoccupazioni degli operatori circa la scarsità dei titoli necessari per l'adempimento degli obblighi rispetto a quelli in circolazione.

Il picco dei volumi quotati in borsa è stato registrato nel mese maggio (1.607.504 TEE), periodo di scadenza fissato dai Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 e dal Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007, per l'adempimento dell'obbligo dei distributori di energia relativo al raggiungimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico.

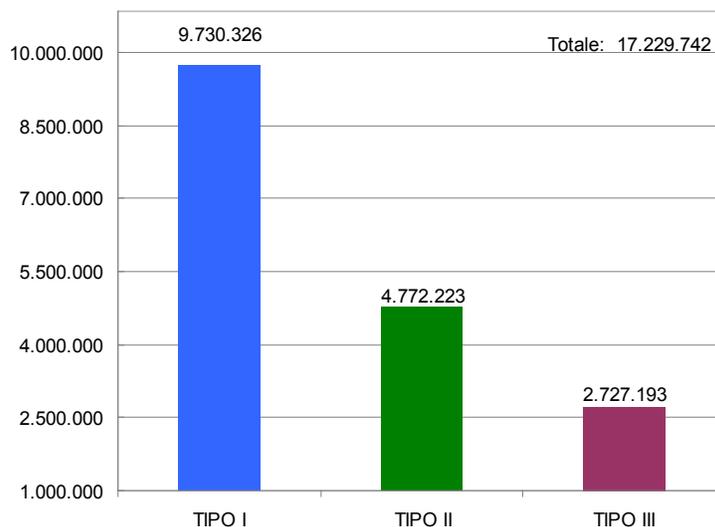
Durante il secondo semestre 2012, si è registrato, tuttavia, un'inversione di tendenza con un andamento in calo dei prezzi medi che risultano al di sotto dei 100 €/TEE e dei volumi che

possono considerarsi residuali rispetto alla prima parte dell'anno (24,31% TEE nel II semestre 2012, sui volumi totali del Mercato). Alla discesa dei prezzi ha probabilmente contribuito l'aspettativa di una nuova formulazione degli obiettivi di risparmio 2013-2016, confermata poi nel Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2012, che tenesse conto, tra l'altro, della situazione domanda-offerta di titoli e delle potenzialità di crescita nell'offerta degli stessi.

I titoli emessi nel 2012 sono risultati 5.804.924 (2.088.345 di Tipo I, 2.047.660 di Tipo II e 1.668.919 di Tipo III). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pertanto pari a 17.229.742, dei quali 9.730.326 di Tipo I, 4.772.223 di Tipo II e 2.727.193 di Tipo III.

TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a dicembre 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



(continua)

Nel mese di dicembre, nel consueto confronto con il mese precedente, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono

stati scambiati 152.144 TEE, in diminuzione rispetto ai 176.973 TEE scambiati a novembre.

TEE, risultati del mercato GME - Dicembre 2012

Fonte: GME

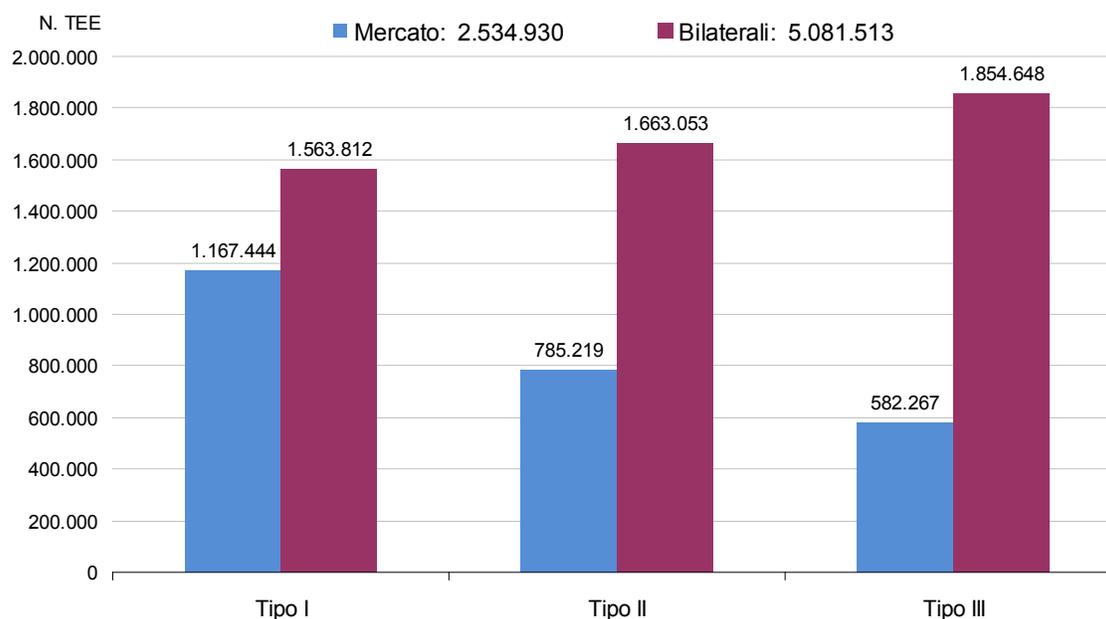
	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	57.301	59.343	35.500
Valore Totale (€)	5.165.232,85	5.335.578,44	3.202.479,18
Prezzo minimo (€/TEE)	86,98	87,40	89,50
Prezzo massimo (€/TEE)	92,00	91,00	91,00
Prezzo medio (€/TEE)	90,14	89,91	90,21

Dei 152.144 TEE sono stati scambiati 57.301 di Tipo I, 59.343 di Tipo II e 35.500 di tipo III. Si sottolinea, in generale, un andamento dei prezzi medi in diminuzione rispetto a quelli del mese precedente (-6,81 % per la Tipologia I, -5,93 % per la Tipologia II e -6,39% per la tipologia III).

Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 90,14 € (rispetto a 96,73 € di novembre), i titoli di Tipo II ad una media di 89,91 € (rispetto a € 95,58 di novembre) e i titoli di tipo III ad una media di 90,21 € (rispetto a 96,37 € di novembre).

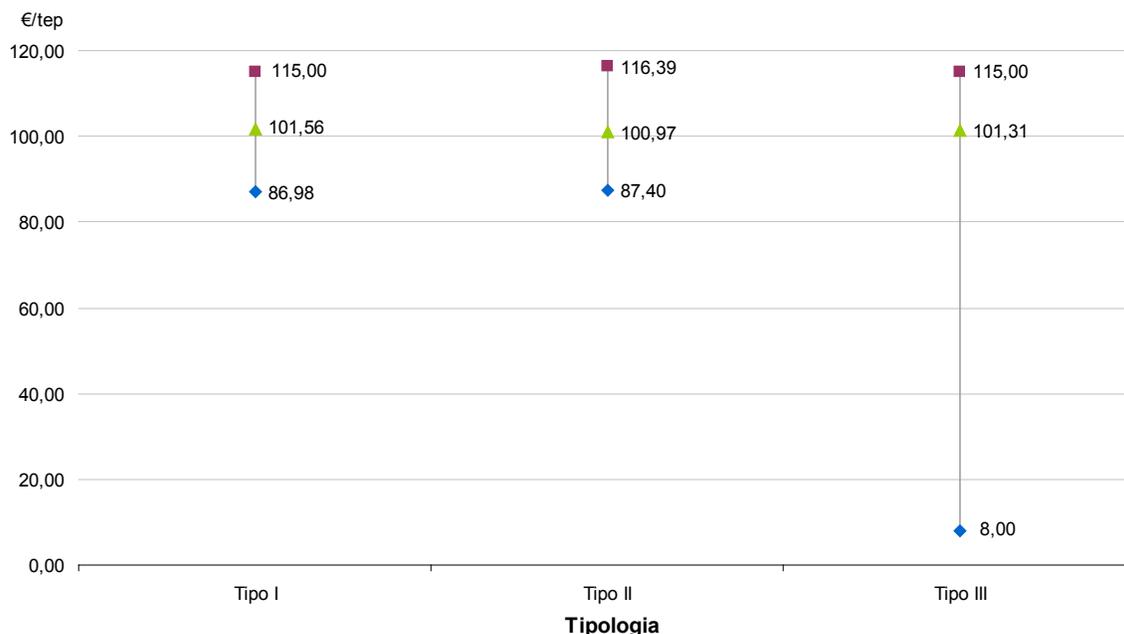
TEE scambiati dal 1 gennaio al 31 dicembre 2012

Fonte: GME



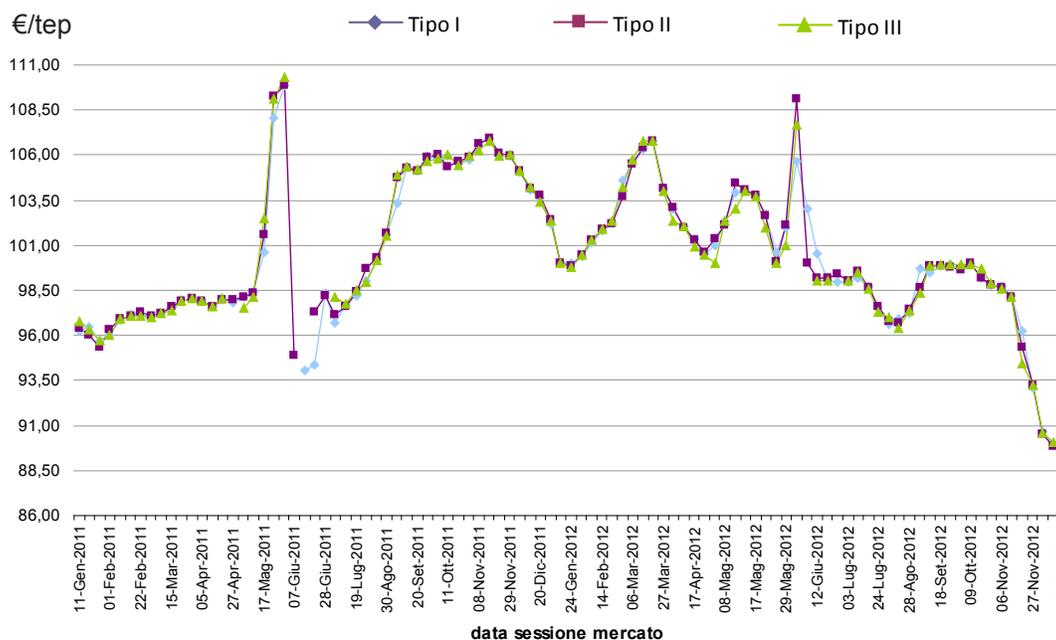
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni 2012)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2011 a dicembre 2012)

Fonte: GME



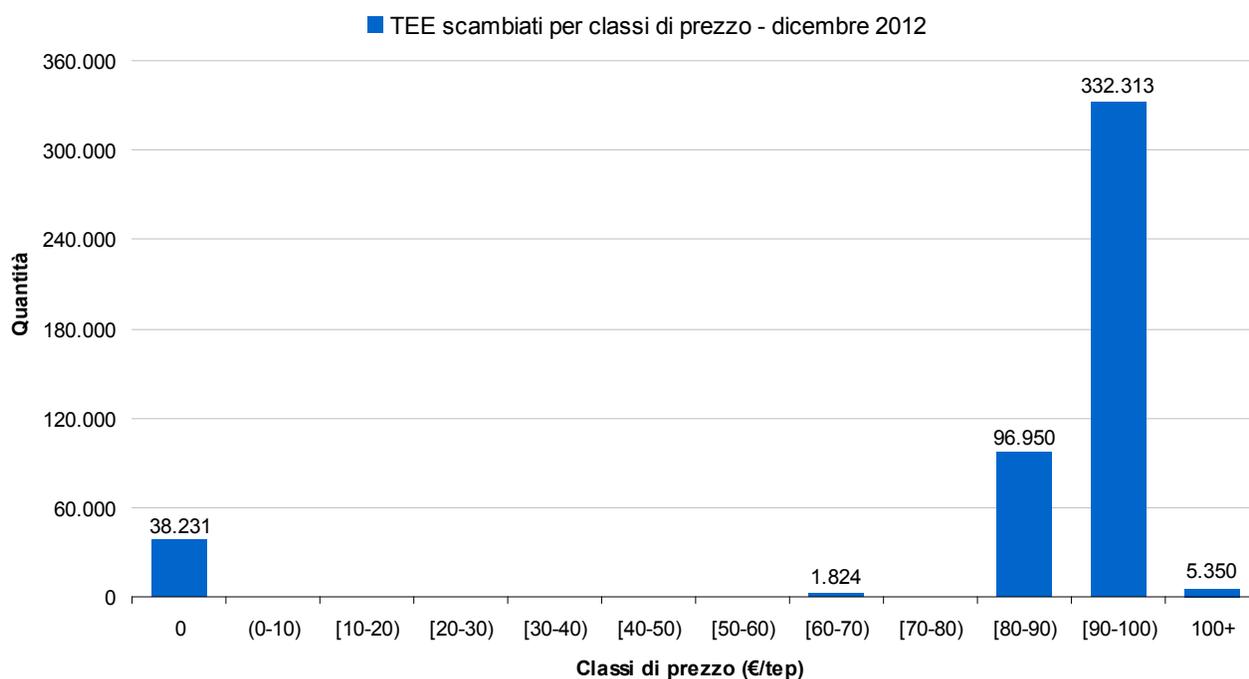
Sul mercato dei bilaterali dei TEE sono stati scambiati, nel 2012, 5.081.513 titoli, in aumento rispetto al 2011 (2.819.736 TEE lo scorso anno). Il prezzo medio rilevato sulla piattaforma è stato pari a 88,67 €/tep inferiore rispetto a quella registrata sul mercato (101,32 €/tep).

Nel corso del mese di dicembre 2012 sono stati scambiati

474.668 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 84,66 €/tep, minore di 5,41 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 90,07 €/tep. Nel grafico che segue vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - dicembre 2012

Fonte: GME



Infine, di seguito, sono indicate la tabella generale relativa al 2012 e la tabella riassuntiva dei volumi scambiati sulle piattaforme di mercato per tipologia, dall'inizio del meccanismo dei TEE.

2012	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati Mercato	1.167.444	785.219	582.267
Volumi scambiati Bilaterali	1.563.812	1.663.053	1.854.648
Prezzo minimo (€/CV)	86,98	87,40	8,00
Prezzo massimo (€/CV)	115,00	116,39	115,00
Prezzo medio (€/CV)	101,56	100,97	101,31
Controvalore (€)	118.560.995	79.282.474	58.987.927

Da inizio meccanismo (marzo 2006)	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati Mercato	3.686.284	1.986.767	867.227
Volumi scambiati Bilaterali	6.809.107	3.524.243	2.554.049
Totale	10.495.391	5.511.010	3.421.276

Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Il Mercato dei Certificati Verdi, nel 2012, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 48 sessioni organizzate dal GME pari a 3.806.339, in diminuzione rispetto ai 4.126.473

CV scambiati nel 2011, con un controvalore pari a circa 289 milioni di euro (340 milioni di euro nel 2011). Di seguito la tabella riassuntiva 2012.

CV, risultati del mercato GME 2012

Fonte: GME

	2009	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi CV scambiati (n.CV)	6.139	54.832	58.672	1.175.891	34.309	2.476.496
Valore Totale (€)	513.249	4.064.747	4.450.985	94.501.881	2.700.854	183.555.839
Prezzo minimo (€/CV)	81,00	69,00	70,40	70,49	74,00	69,00
Prezzo massimo (€/CV)	86,50	89,00	81,25	82,00	82,10	77,80
Prezzo medio (€/CV)	83,60	74,13	75,86	80,37	78,72	74,12

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 76,13 €/MWh (82,25 €/MWh nel 2011).

I CV con anno di riferimento 2012 hanno rappresentato il 65,06% del totale dei certificati negoziati, seguiti dai CV con anno di riferimento 2011, con il 30,89% (58% i CV 2011 e 38% i CV 2010 le percentuali dei CV maggiormente scambiati l'anno precedente). Sul mercato dei bilaterali le transazioni registrate nel corso del 2012 sono state pari a 28.524.298, in aumento rispetto ai 26.965.429. Complessivamente, nel corso del 2012, il totale dei CV¹ scambiati, sia sul mercato che bilateralmente, sono stati pari a 32.330.637 rispetto ai 31.091.902 del 2011 (+3,98%).

Per ciò che riguarda le transazioni del mese di dicembre, sono stati scambiati 382.754 CV, in diminuzione rispetto ai 555.274 CV negoziati nel mese di novembre. La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV¹ con anno di riferimento 2012 con un volume pari a 373.963 (contro i 531.043 CV_2012 di novembre) e dei CV con anno di riferimento 2010 con una quantità presente sul mercato pari a 3.106 (4.041 CV_2010 scambiati il mese scorso). Seguono i CV_2011 con una numero di certificati scambiati pari a

3.073 (10.036 CV_2011 la quantità presente sul mercato il mese scorso) e i CV_2010_TRL con un volume pari a 2.612 (10.154 CV_2010_TRL i titoli quotati nel mese di novembre). Per quanto riguarda i prezzi medi del Mercato dei CV nel 2012, successivamente al calo rilevante riscontrato nella prima parte dell'anno (da 81,52€/MWh a 69,83€/MWh), si è registrato un trend in aumento dal mese di agosto (da 69,83 €/MWh a 75,09 €/MWh). In particolare, nei mesi a confronto relativi alla fine dell'anno, si evidenzia un positivo andamento in crescita dei prezzi medi per i CV presenti sul mercato nel mese di dicembre, rispetto al mese precedente, tranne che per le tipologie CV_2012, in leggera diminuzione, e dei CV_2011. In particolare, i CV_2010_TRL hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 79,22 €/MWh con un aumento rispetto al mese di novembre di 3,51 €/MWh, mentre per i CV_2010 l'aumento del prezzo medio è stato pari di 1,61 €/MWh, con un prezzo medio pari a 77,80 €/MWh.

Per quanto riguarda, invece, i CV_2011 il prezzo medio ponderato è stato pari a 76,06 €/MWh, con un ribasso di 4,52 €/MWh, rispetto a novembre. Infine, i CV_2012 hanno chiuso con un prezzo medio pari a 77,03 €/MWh, in diminuzione di 0,24 €/MWh rispetto al mese scorso.

CV, risultati del mercato GME dicembre 2012

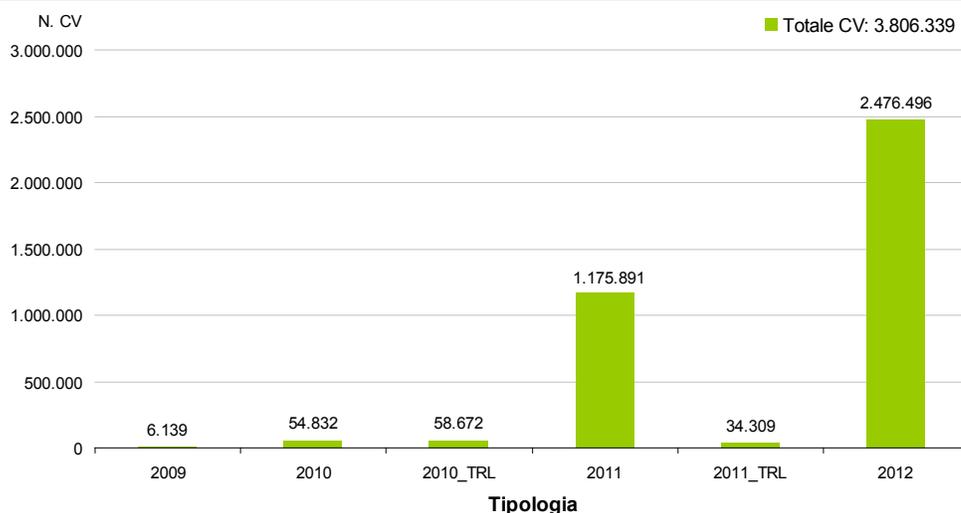
	Anno di riferimento			
	2010	2010_TRL	2011	2012
Volumi scambiati (n.CV)	3.106	2.612	3.073	373.963
Valore Totale (€)	241.655,95	206.923,00	233.737,20	28.807.166,73
Prezzo minimo (€/CV)	77,00	79,00	76,00	76,40
Prezzo massimo (€/CV)	78,05	80,15	79,00	77,75
Prezzo medio (€/CV)	77,80	79,22	76,06	77,03

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.

(continua)

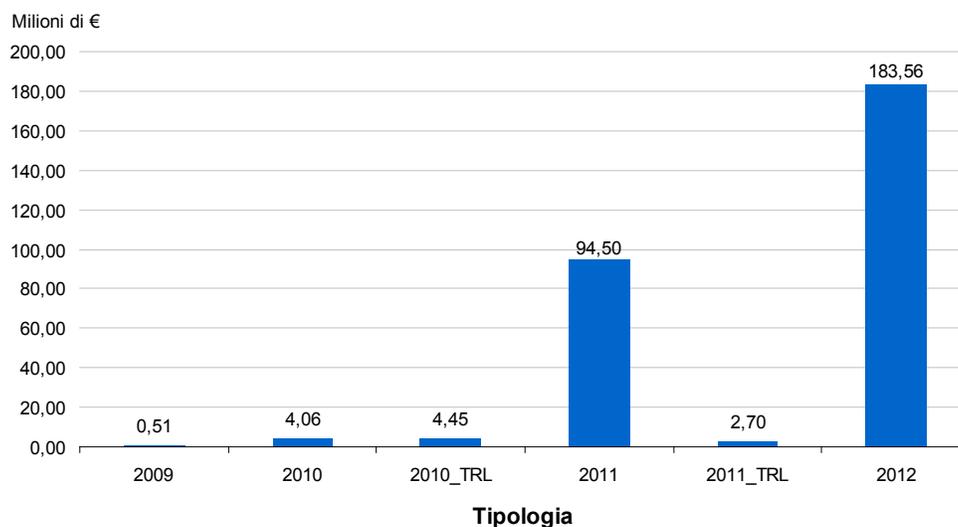
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio a dicembre 2012)

Fonte: GME



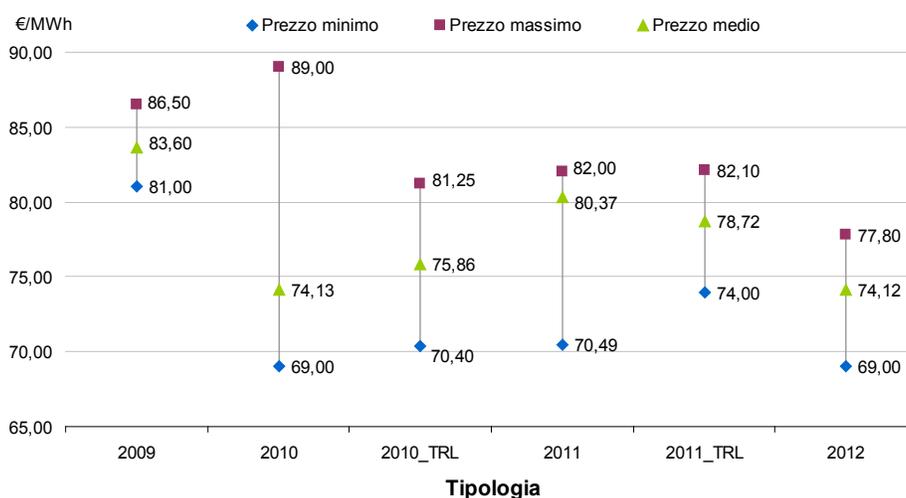
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



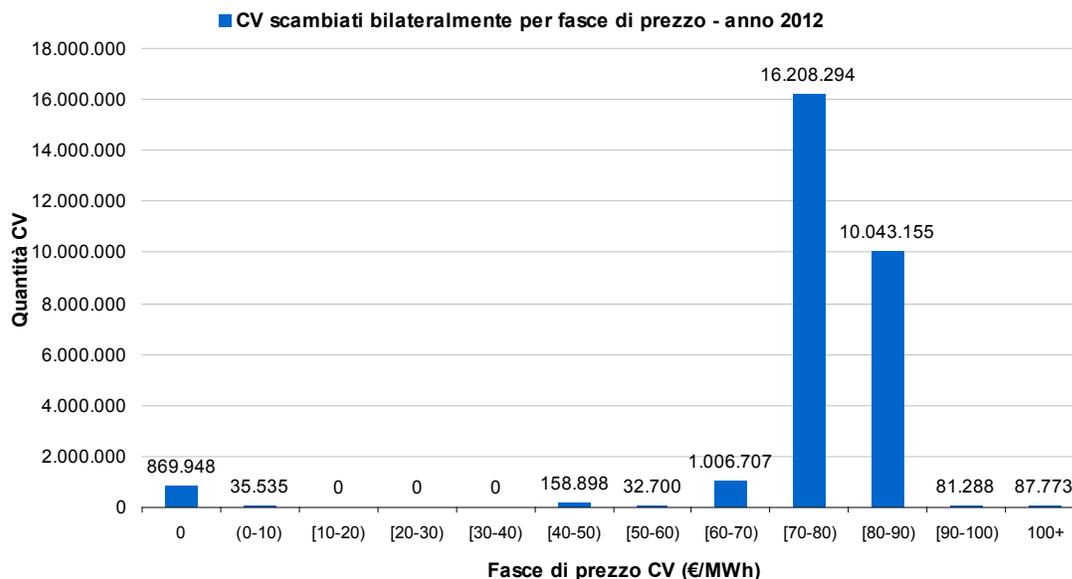
(continua)

Nel corso del 2012 sono stati scambiati 28.524.298 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (26.965.429 CV l'anno precedente).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2012.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo. Anno 2012

Fonte: GME

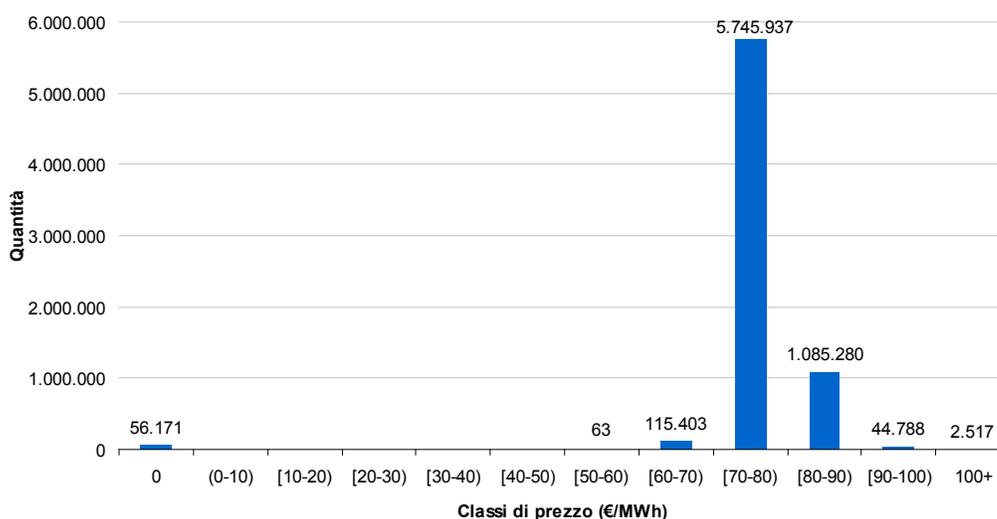


La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del 2012, è stata pari a 74,84 €/MWh (78,33 €/MWh lo scorso anno) minore di 1,29 €/MWh della media registrata sul mercato organizzato e pari a 76,13 €/MWh (82,25 €/MWh

nel 2011). Nel corso del mese di dicembre 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 7.050.159 (1.831.311 CV il mese scorso) delle varie tipologie.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo. Dicembre 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di dicembre, è stata pari a 76,93 €/MWh,

maggiore di 0,8 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (76,13 €/MWh).

Mercato dei Cofer GME

A cura del GME

■ Il 2012, in base al Decreto del Ministero dello sviluppo economico 31 luglio 2009, ha visto l'avvio del Mercato dei COFER con una prima assegnazione dei titoli tramite asta pubblica effettuata da parte del GSE il 20 giugno 2012 a cui sono succedute varie sessioni di mercato e due ulteriori sessioni d'asta il 20 settembre e il 20 dicembre.

Aste GSE

Le aste svolte dal GSE hanno consentito l'assegnazione di 1.417.454 COFER sul mercato su un totale di 3.009.840 COFER offerti. Non sono stati assegnati 1.592.386 COFER.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste COFER:

Sessioni Aste_COFER_2012	sessione d'asta 20 giugno		sessione d'asta 20 settembre		sessione d'asta 20 dicembre			
	2012_Eolico	2012_Altro	2012_Eolico	2012_Solare	2012_Altro	2012_Eolico	2012_Idroelettrico	2012_Solare
Anno di Riferimento								
quantità offerta	88.081	507.000	156.953	431.501	1.406.891	46.527	509	372.378
quantità assegnata	44.000	507.000	156.953	431.501	184.000	3.000	--	91.000
quantità residua	44.081	0			1.222.891	43.527	509	281.378
prezzo base d'asta	€ 0,03	€ 0,03	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,11
prezzo minimo	€ 0,04	€ 0,03	€ 0,10	€ 0,10	€ 0,11	€ 0,11	€ 0,00	€ 0,11
prezzo max	€ 0,07	€ 0,10	€ 0,14	€ 0,14	€ 0,13	€ 0,11	€ 0,00	€ 0,13
prezzo medio ponderato	€ 0,04	€ 0,06	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,12	€ 0,11	€ 0,00	€ 0,12
Controvalore in € (Iva esclusa)	€ 1.880,00	€ 31.410,00	€ 18.545,30	€ 49.740,10	€ 21.190,00	€ 330,00	€ 0,00	€ 10.470,00

Mercato organizzato GME

Il Mercato dei COFER, nel 2012, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle sei sessioni organizzate dal GME pari a 472.602 per un controvalore totale pari a 52.169,21.

Le tipologie maggiormente scambiate sono relative alla Tipologia COFER 2012_Altro con una percentuale pari a 54,19% sul totale e alla Tipologia COFER 2012_Eolico con una percentuale pari a 35,56%. I COFER 2012_Solare risultano assenti sulla piattaforma di contrattazione. Il prezzo

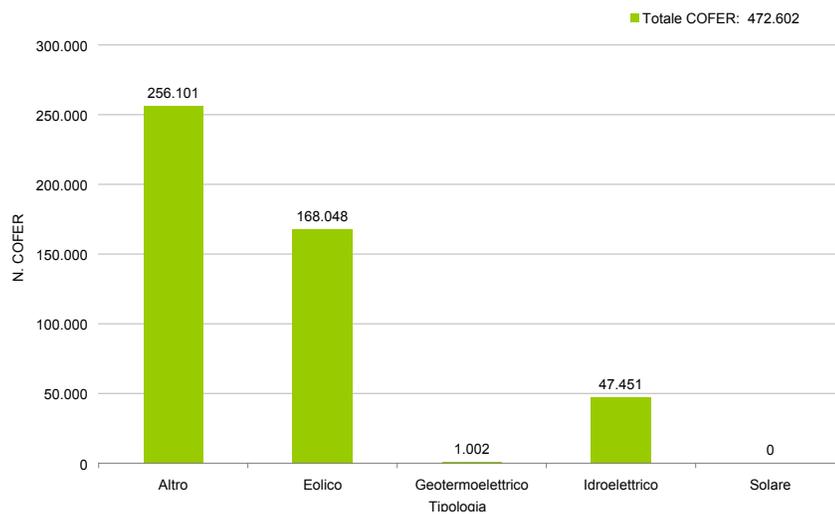
medio ponderato dei COFER scambiati nelle sessioni di mercato nel 2012, a prescindere dalla tipologia, è stato pari a 0,11 €/MWh. In particolare, i COFER 2012_Eolico, i COFER 2012_Altro, i COFER 2012_idroelettrico hanno registrato sulla piattaforma un prezzo medio pari a 0,11 €, mentre per i COFER 2012_Geotermoelettrico il prezzo medio è stato pari a 0,15 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato:

	Altro	Eolico	Geotermoelettrico	Idroelettrico	Solare
Volumi COFER scambiati (MWh)	256.101	168.048	1.002	47.451	0
Valore Totale (€)	28.927,11	17.812,30	150,19	5.279,61	0,00
Prezzo minimo (€/MWh)	0,08	0,09	0,04	0,11	0,00
Prezzo massimo (€/MWh)	0,18	0,18	0,15	0,13	0,00
Prezzo medio (€/MWh)	0,11	0,11	0,15	0,11	0,00

I volumi scambiati e il controvalore per tipologia COFER presente sul mercato sono rappresentati nei grafici a blocchi riportati alla pagina seguente.

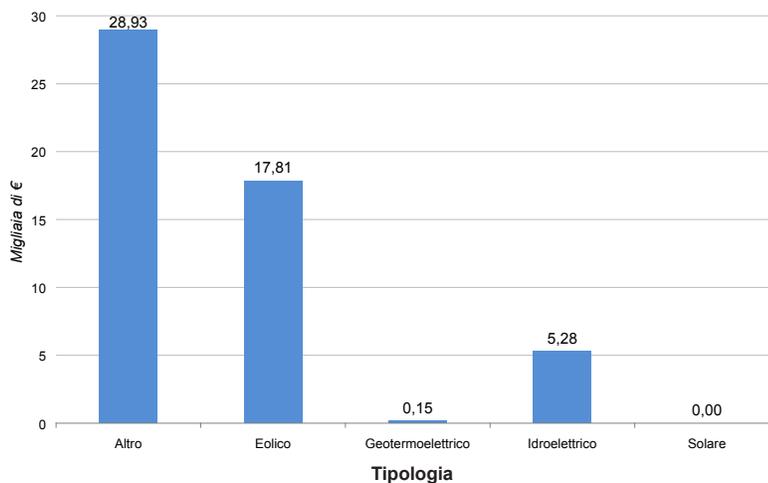
COFER, volumi per tipologia (sessioni da giugno 2012)

Fonte: GME



COFER, controvalore delle transazioni per tipologia (2012)

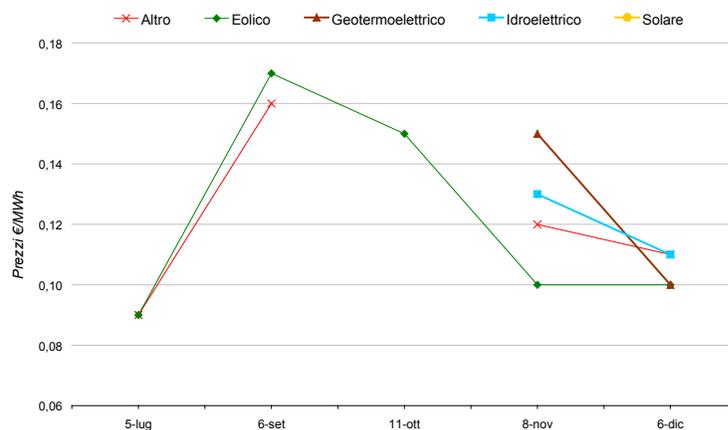
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nella grafico sottostante:

COFER, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2012)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

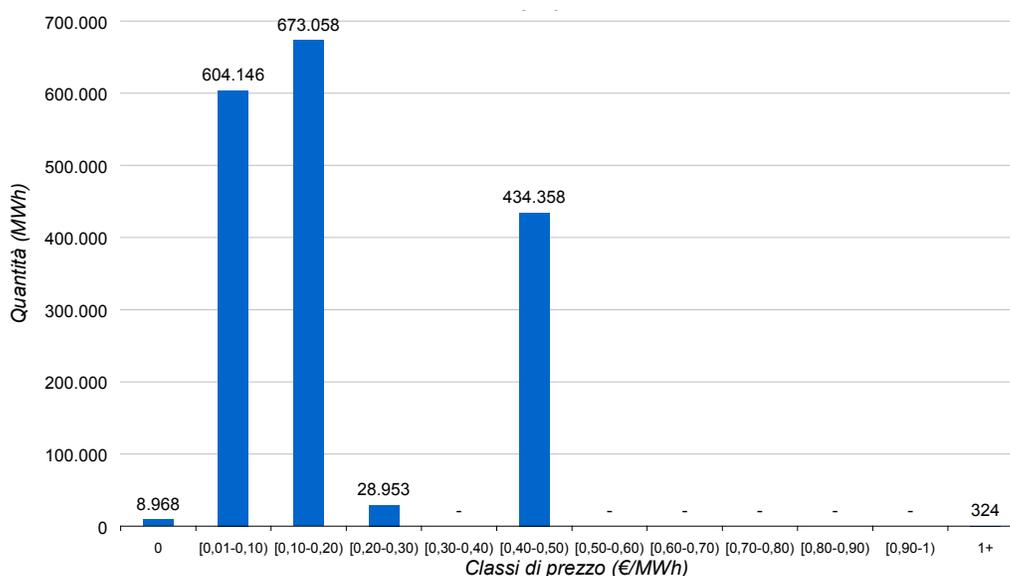
Nel corso del 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.749.807 COFER delle varie tipologie. Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,18 €/MWh, superiore di 0,07 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,11 €/MWh).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi dei COFER scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

Nel primo semestre di operatività del mercato COFER risulta una netta preferenza per la Piattaforma Bilaterale per gli scambi dei COFER da parte degli operatori, che concentrano le proprie offerte (643.058 COFER) all'interno del range di prezzo pari a [0,10-0,20).

COFER, volumi per fasce di prezzo (sessioni da giugno 2012)

Fonte: GME



Infine, viene riportata di seguito la tabella riassuntiva con i volumi e i prezzi medi registrati nel Mercato COFER (sia mercato

organizzato che bilaterali) relativamente al 2012.

COFER, transazioni: prezzo medio e volumi (sessioni da giugno 2012)

Fonte: GME

Transazioni	Prezzo medio	Volumi
	€/MWh	MWh
<i>Mercato organizzato + bilaterali</i>	0,16	2.222.409
<i>Mercato organizzato</i>	0,11	472.602
<i>Bilaterali</i>	0,18	1.749.807

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Il panorama internazionale

Nel 2012, secondo le stime di Point Carbon Reuters, le Piattaforme di scambio delle Emissioni hanno gestito un volume record di 9,25 miliardi di tonnellate di CO2 nel 2012, il 22% in più del 2011.

Le EUAs scambiate nel 2012 sono state pari a 7,21 miliardi di unità (6,1 miliardi di EUAs nel 2011).

A fronte di un incremento nei volumi, l'andamento dei prezzi nei mercati delle Unità di Emissione è in continua decrescita dal 2011. L'aumento degli scambi si deve, probabilmente, all'uso delle aste nella distribuzione dei permessi e ai tentativi della Commissione Europea di sostenere i prezzi limitando l'immissione di permessi sul mercato. Tuttavia, nonostante l'incremento degli scambi, il valore complessivo delle transazioni è sceso del 36% rispetto all'anno precedente, raggiungendo circa lo stesso livello del 2008.

Il surplus di quote nel sistema Ets, ha provocato la

diminuzione del prezzo medio dei permessi di quasi il 50%: dagli 11,2 €/ton del 2011 a 5,7 €/ton.

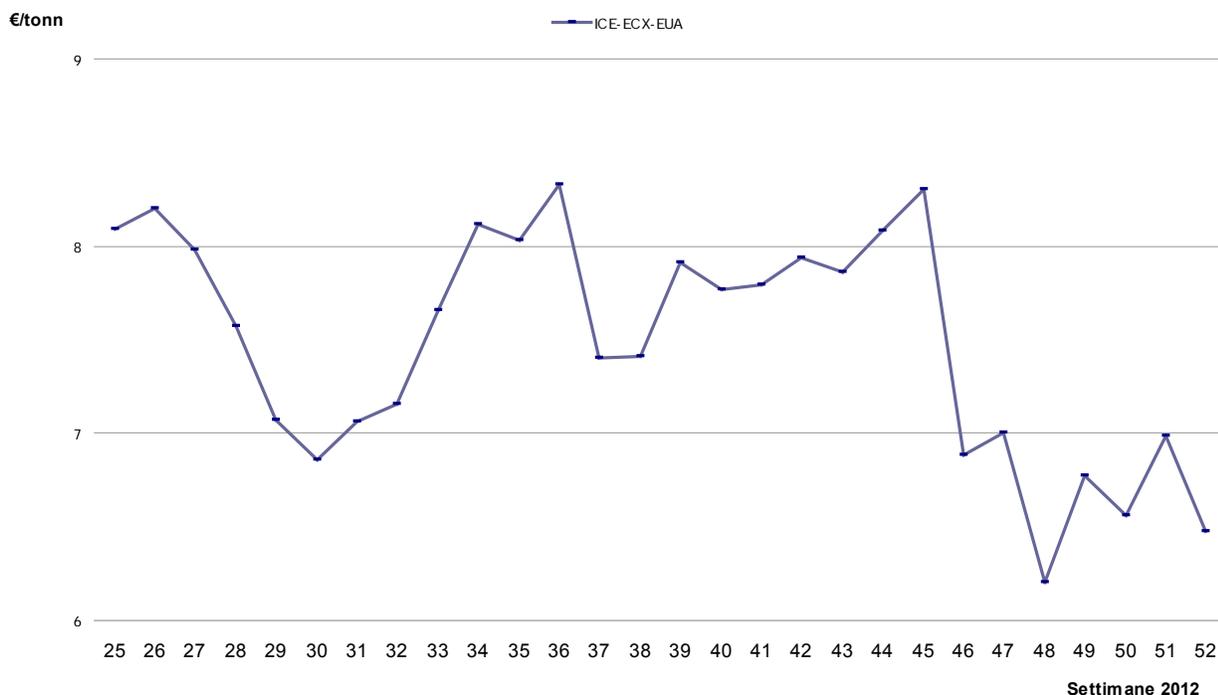
Il dettaglio del mese di dicembre 2012 dimostra che sono state scambiate sulle piattaforme europee 938 milioni di EUAs, in aumento del rispetto al mese precedente (897,4 milioni di EUA a novembre - fonte Point Carbon).

In seguito al comunicato della Borsa BlueNext relativo all'interruzione definitiva delle contrattazioni sulla propria piattaforma dal 5 dicembre, le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, sono state effettuate sul mercato ICE-ECX a partire dai valori significativi relativi al secondo semestre 2012.

In particolare, rispetto al mese di dicembre 2012, i prezzi mostrano una variazione da 6,77 €/tonn a inizio mese a 6,48 €/tonn verso la fine.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

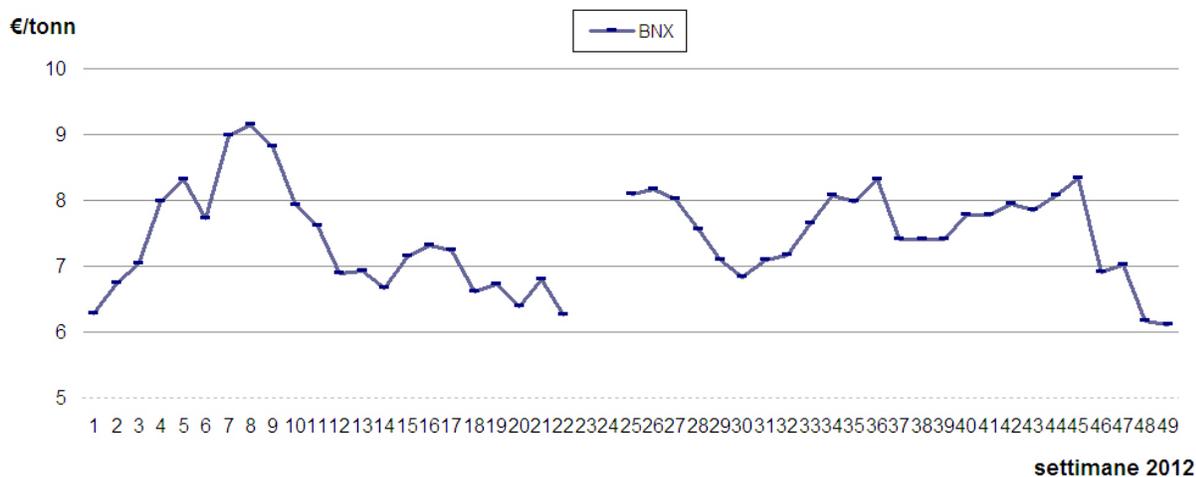


(continua)

L'andamento dei prezzi spot di BlueNext nel 2012, aggiornato sino alla chiusura, è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

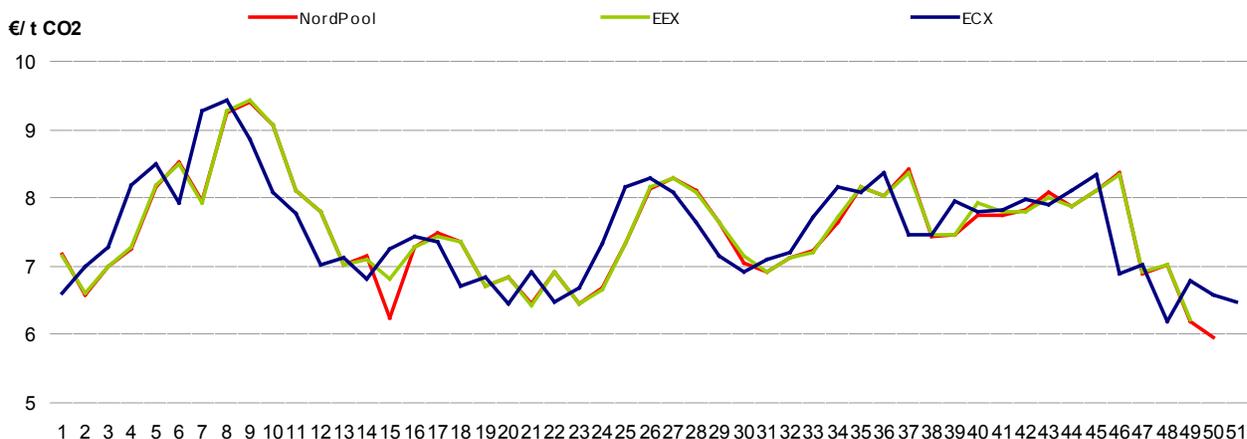


Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi risulta in diminuzione. In relazione, infatti, all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 (ICE ECX - EUA DEC_12 - monthly) in scadenza il 14 dicembre, il titolo si è

attestato con settlement price a 6,2 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a scadenza, con settlement price pari a 6,57 €/tonn. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2012 sui tre maggiori mercati europei, per tutto il 2012.

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL PROTOCOLLO DI KYOTO: UN BILANCIO DELLA SITUAZIONE EUROPEA ED ITALIANA ALLA CHIUSURA DEL PERIODO DI RIFERIMENTO

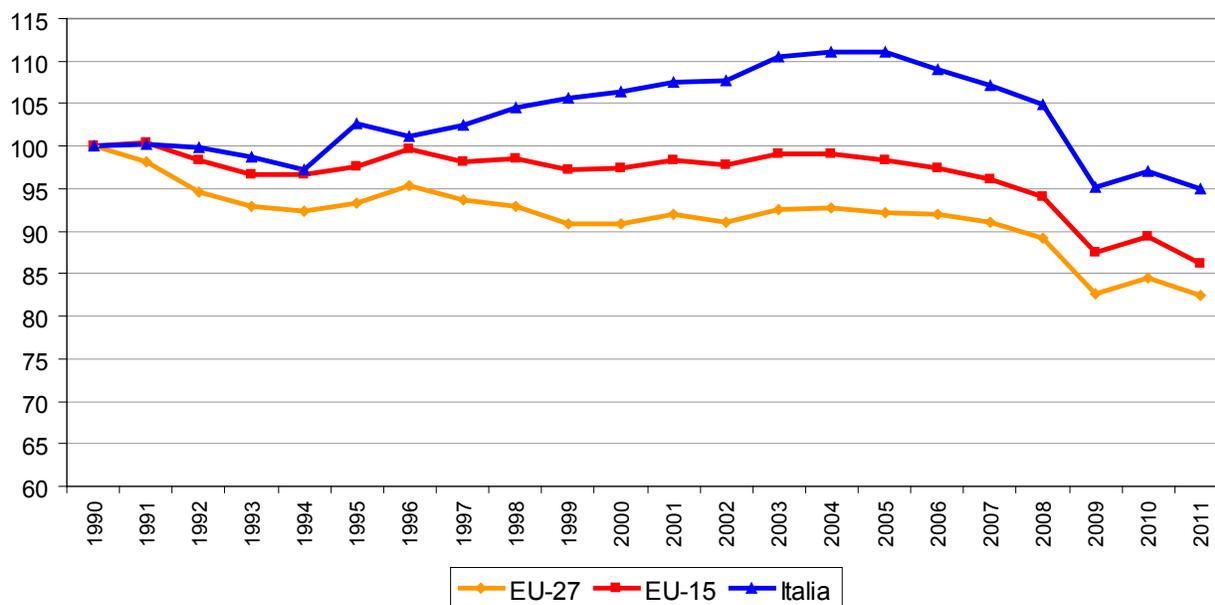
Emanuele Vendramin – RIE

(continua dalla prima)

(pari all'1,7%) rispetto al proprio target di riferimento a cui andranno ad aggiungersi i 57 Mton derivanti dagli assorbimenti forestali e gli 82 Mton provenienti dai meccanismi flessibili (crediti AAU, CER e ERU). La performance combinata di tutti gli Stati membri dell'EU-15 è, quindi, equivalente ad una riduzione emissiva di 211 Mton di CO₂ l'anno, una quantità che rappresenta il 4,9% delle emissioni del 1990. Mentre cinque Stati membri (Francia, Germania, Grecia, Svezia e Gran Bretagna) raggiungeranno il proprio target esclusivamente tramite le misure domestiche, i rimanenti dieci (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Irlanda, Italia, Lussemburgo, Olanda, Portogallo e Spagna) dovranno invece ricorrere all'impiego dei meccanismi flessibili, per questo motivo hanno complessivamente stanziato risorse finanziarie pari

a 2.970 milioni di euro durante l'intero periodo (2008-2012). Le nazioni che faranno maggior ricorso a tali strumenti sono nell'ordine Austria, Olanda e Spagna, mentre l'Italia non ha riportato alcuna informazione né sul quantitativo di fondi, né sulla strategia che intende adottare per adempiere ai propri impegni emissivi. Un solo Paese membro, la Gran Bretagna, ha deciso di cancellare l'intero surplus di permessi e quindi di non vendere alcun credito AAU alla fine del periodo di riferimento. Tra il 2008 ed il 2011 le emissioni dei settori inclusi nell'Emissions Trading sono risultate inferiori del 5% rispetto al quantitativo di permessi allocati (gratuitamente o all'asta) per il periodo, ciononostante le installazioni hanno fatto ampio ricorso agli strumenti flessibili (crediti CER e ERU) per un quantitativo pari al 7% delle emissioni verificate.

Fig. 1: Andamento emissioni EU-15 ed EU-27 (esclusi LULUCF) fatto 100 il valore del 1990



Fonte: elaborazione RIE su dati EEA

IL PROTOCOLLO DI KYOTO: UN BILANCIO DELLA SITUAZIONE EUROPEA ED ITALIANA ALLA CHIUSURA DEL PERIODO DI RIFERIMENTO

(continua)

La diminuzione emissiva registrata in Europa è avvenuta in corrispondenza di una variazione positiva del PIL, che nell'EU-15 è cresciuto durante l'intero periodo 1990-2011 del 43% (dell'1,5% tra il 2010 e il 2011), a dimostrazione di come si sia rotto lo stretto legame tra crescita economica ed emissioni che ha caratterizzato gli anni passati.

Le emissioni italiane nel 2011

Secondo l'Agenzia Europea per l'Ambiente le emissioni italiane nel 2011 si attestano a quota 490,3 Mton, in diminuzione di 11,1 Mton rispetto al 2010 (-2,2%) ed inferiori di 29 Mton (-5%) rispetto ai livelli del 1990. Il governo italiano stima un valore leggermente più elevato, pari a 493,7 Mton. La diminuzione riguarda sia i settori energetici sia i processi industriali. Per i primi il calo è imputabile alla caduta dei consumi di combustibili liquidi e gassosi (scesi rispettivamente del 6,7% e del 4,3%), solo in parte controbilanciata dall'aumento considerevole del consumo di combustibili solidi (+24,7%). Il calo emissivo nei processi industriali è, invece, attribuibile alla flessione della produzione di minerali (-3,3%) in particolare la produzione di calce e cemento in seguito alla crisi del settore edile. Disaggregando le emissioni derivanti dalla combustione di fonti fossili a livello di settore economico, il maggior contributo deriva dal calo rispetto al 2010 delle emissioni nel settore residenziale e terziario (-8% i consumi di gas metano e -16% i consumi di gasolio per riscaldamento) principalmente a causa di temperature invernali mediamente più miti rispetto all'anno precedente. In diminuzione anche le emissioni del settore elettrico grazie all'importante contributo derivante dalle fonti rinnovabili (+7,8% rispetto al 2010) con il fotovoltaico che cresce più di cinque volte rispetto al 2010. Una diminuzione più contenuta si riscontra, invece, per le emissioni della raffinazione e dei trasporti. Complessivamente i settori non rientranti nell'Emissions Trading mostrano un calo più accentuato (-3%) rispetto ai settori ETS (-0,9%).

Stima delle emissioni italiane per l'anno 2012

Ad oggi non sono presenti stime ufficiali per il 2012 in quanto i valori delle emissioni di gas serra vengono pubblicati con circa un anno e mezzo di ritardo, tuttavia elaborando i dati, ancora provvisori, di consumo di combustibili fossili, è possibile presentare una stima aggregata delle emissioni di anidride carbonica per il 2012 e valutare quindi l'eventuale gap che separa l'Italia dall'obiettivo di Kyoto. Nel 2012 il riaccutizzarsi della crisi economica, a seguito del perdurare della crisi finanziaria dei debiti dei Paesi periferici dell'area euro, ha pesantemente intaccato l'economia reale ed i consumi degli italiani accelerando il processo di decarbonizzazione già in atto. RIE stima quindi per il 2012 un'ulteriore contrazione delle

emissioni fino a quota 472 Mton, in diminuzione di 18,3 Mton rispetto al 2011 (-3,7%) ed inferiori dell'8,6% rispetto ai livelli del 1990. Quest'anno per la prima volta l'Italia si attesterebbe su valori inferiori al target previsto dal Protocollo di Kyoto (483,3 Mton). Il risultato è conseguenza della brusca caduta delle emissioni nei trasporti (-9,2% rispetto al 2011) come dimostrano i crolli nel consumo di carburanti (-11% la benzina e -10% il gasolio), ma anche dei cali emissivi nella raffinazione (-7%), nel settore termoelettrico (-3,7%), nell'industria (-6%) e nel settore residenziale e terziario (-2,5%). Rispetto al 2011 la contrazione emissiva è più evidente nei settori ETS (-4,8%) che nei settori non-ETS (-3,1%).

Gap emissivo italiano e costi pubblici derivanti dal Protocollo di Kyoto

L'Italia attualmente non risulta in linea rispetto al proprio obiettivo di Kyoto: con una media emissiva nel periodo 2008-2012 pari a 499,2 Mton presenta un gap pari a 15,9 Mton/anno (tab. 1). Tuttavia, coerentemente con gli obiettivi climatici sottoscritti dal nostro Paese in sede internazionale ed europea, è necessario scomporre lo scenario emissivo nazionale nelle macro-voci ETS e non-ETS e valutare la distanza dei rispettivi obiettivi emissivi e del diverso onere che da essi deriverà per il settore privato ETS soggetto a regolazione europea, e per il settore pubblico rispondente all'obiettivo nazionale sul non-ETS. Ai fini degli impegni sottoscritti con il Protocollo di Kyoto, infatti, il contributo dei settori rientranti nell'Emissions Trading è da considerare come certo e pari al quantitativo allocato per questi settori (201,6 Mton), mentre i governi nazionali sono tenuti a rispondere esclusivamente delle emissioni attribuibili ai settori non-ETS⁷. In tal modo l'onere di riduzione che ricade sul governo italiano sarà quindi di 23,8 Mton/anno da compensare tramite la contabilizzazione degli assorbimenti forestali (carbon sinks) e tramite il ricorso ai crediti internazionali (AAU, CER, ERU⁸). Sebbene non abbia posto una soglia limite all'impiego degli strumenti flessibili, attualmente l'Italia è l'unico paese europeo che non ha ancora inviato alla Commissione Europea né un piano per l'acquisto dei crediti, né ha fornito informazioni riguardo alle risorse finanziarie che intende stanziare. Fino ad oggi l'Italia, grazie all'adesione all'*Italian Carbon Fund* (istituito presso la Banca Mondiale), ha generato crediti CER per 1,8 Mton/anno che a breve potrebbero arrivare fino a 2 Mton/anno. Per quanto riguarda invece gli assorbimenti forestali finora l'Italia ha conseguito risparmi per 6,1 Mton/anno, ma, qualora diventasse pienamente operativo il registro dei serbatoi di carbonio agroforestali (istituito con il decreto ministeriale 1/04/2008), potrebbero essere contabilizzati crediti fino a 16,3 Mton/anno.

IL PROTOCOLLO DI KYOTO: UN BILANCIO DELLA SITUAZIONE EUROPEA ED ITALIANA ALLA CHIUSURA DEL PERIODO DI RIFERIMENTO

(continua)

Tab. 1: Protocollo di Kyoto – situazione italiana per il periodo 2008-2012

		consuntivo			previsivo		Media
		2008	2009	2010	2011	2012	2008-2012
Target	1. Obiettivo Kyoto, di cui:	483,3					
	2. Target ETS	201,6					
	3. Target non-ETS	281,7					
Emissioni italiane	4. Totale GHG, di cui:	541,5	491,1	501,3	490,3	472,0	499,2
	5. Emissioni verificate ETS	220,7	184,8	191,5	189,8	182,0	193,8
	6. Emissioni verificate non-ETS	320,8	306,3	309,8	300,5	290,0	305,5
Gap emissivo	7. Gap totale, di cui:	58,2	7,8	18,0	7,0	-11,3	15,9
	8. ETS	19,1	-16,8	-10,1	-11,8	-19,6	-7,8
	9. non-ETS	39,1	24,6	28,1	18,8	8,3	23,8
	10. CERs/ERUs già acquistati	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
	11. Carbon sinks	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
	11. Gap rimanente non-ETS	31,2	16,7	20,2	10,9	0,4	15,9

Il gap emissivo annuo italiano risulta quindi compreso tra un valore minimo di 5,5 Mton (nel caso i crediti CER generati ammontino a 2 Mton/anno e nel caso vengano riconosciuti assorbimenti per

16,3 Mton/anno) ed un valore massimo di 15,9 Mton (nel caso i crediti CER generati ammontino a 1,8 Mton/anno e nel caso vengano riconosciuti assorbimenti per 6,1 Mton/anno).

Tab. 2: Misure e costi pubblici per il rispetto degli adempimenti di Kyoto

	deficit annuo	Prezzo		costo annuale		costo cumulato	
	(Mton)	(€)		(Mln €)		(Mln €)	
Opzione 1. meccanismi flessibili + carbon sinks attuali	15,9	0,2	0,4	3,2	6,4	15,9	31,8
Opzione 2. meccanismi flessibili + carbon sinks pianificati	5,5	0,2	0,4	1,1	2,2	5,5	11,0

IL PROTOCOLLO DI KYOTO: UN BILANCIO DELLA SITUAZIONE EUROPEA ED ITALIANA ALLA CHIUSURA DEL PERIODO DI RIFERIMENTO

(continua)

La tab. 2 riporta una stima dei costi derivanti dagli adempimenti di Kyoto. Il costo per l'acquisto dei permessi varia a secondo che il governo italiano decida di acquistare crediti CER o ERU, che ad oggi sul mercato prezzano attorno a 0,2 €, o crediti AAU il cui prezzo non è pubblico, dato che vengono scambiati solo tramite contrattazioni bilaterali, e che hanno un valore indicativo attorno a 0,4€⁹. Nel primo caso il costo per il governo sarebbe compreso tra 1,1 M€/anno e i 3,2 M€/anno (tra i 5,5 M€ e i 15,9 M€ per l'intero periodo), mentre nel secondo caso il costo varierebbe tra i 2,2 M€/anno e i 6,4 M€/anno (tra i 11,0 M€ e i 31,8 M€ per l'intero periodo). Sebbene la forchetta tra il costo minimo ed il costo massimo è ampia, appare interessante confrontare questi dati con quelli presentati nell'Allegato IV del DEF¹⁰ presentato al Senato nell'aprile del 2011. Il documento, infatti, identifica un gap medio di 33,5 Mton/anno ed identifica per la sua compensazione costi annui compresi tra 371 M€ e 335 M€ pari a costi totali per il periodo compresi tra 1.355 M€ e 1.675 M€. L'enorme differenza tra i costi riportati in tabella

2 ed i costi preventivati un anno e mezzo fa è riconducibile all'effetto combinato di due importanti fattori. In primis dal fatto che le emissioni italiane si sono ulteriormente ridotte per gli anni 2010-2011-2012 risultando nettamente inferiori a quanto stimato dal governo. In secondo luogo la rocambolesca caduta dei prezzi dei crediti internazionali, che dai 13€ di aprile 2011 sono precipitati ai valori attuali di 0,2€, con una caduta di oltre il 95% solo nel 2012. A fini puramente contabili si possono trarre due importanti considerazioni: la prima è che la crisi economica e finanziaria, che ha attanagliato il nostro Paese tra il 2011 ed il 2012, e la contemporanea caduta del *carbon market* hanno sicuramente giovato alla riduzione delle emissioni e dei costi per la *compliance* di Kyoto, la seconda è che la strategia mostrata dal governo italiano, che ha rimandato fino all'ultimo la predisposizione di piani di acquisto per i crediti internazionali, scelta che nel 2008 poteva sembrare molto rischiosa poiché tutti gli analisti erano concordi nel prevedere una crescita dei prezzi della CO2, si sta invece rivelando vincente.

¹ Le Assigned Amount Units (AAU) sono crediti emissivi provenienti da altri Paesi soggetti al target di Kyoto, le Emission Reduction Units (ERU) sono invece crediti generati da progetti Joint Implementation (JI), infine i Certified Emissions Reductions (CER) sono crediti generati da progetti Clean Development Mechanism (CDM).

² "Decisione del Consiglio del 25 aprile 2002 riguardante l'approvazione, a nome della Comunità europea, del Protocollo di Kyoto allegato alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici e l'adempimento congiunto dei relativi impegni".

³ Burden-Sharing Agreement.

⁴ Si tratta di Svizzera, Norvegia, Islanda, Croazia e Liechtenstein.

⁵ Recepito dal governo italiano con la legge 120/2002.

⁶ "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2012 - Tracking progress towards Kyoto and 2020 targets" e "Approximated EU GHG inventory: Early estimates for 2011".

⁷ Per le installazioni che rientrano nell'ETS sono i proprietari degli impianti stessi che sono tenuti a compensare gli eventuali deficit emissivi tramite l'acquisto di permessi sul mercato e parimenti qualora le emissioni verificate dagli impianti risultino inferiori al quantitativo allocato possono vendere l'eccedenza sul mercato. In altre parole ogni emissione eccedente il tetto allocato comporta un costo per le imprese (acquisto permessi nell'ETS), ogni emissione inferiore al tetto comporta un beneficio (vendita permessi). Indipendentemente da quanto emesso, i settori ETS rispondono contabilmente per 201,6 Mton; pertanto, le variazioni emissive ETS non comportano alcun aggravio economico per lo Stato.

⁸ Mentre i crediti AAU non sono soggetti a limitazioni quantitative, la quantità massima di crediti CER e ERU acquistabili dal governo italiano è pari a 13,85 M/anno.

⁹ I prezzi dei crediti AAU hanno avuto in passato un prezzo sempre inferiore di circa un 30-40% ai crediti CER, tuttavia nell'analisi si è fatto riferimento ai valori degli ultimi scambi avvenuti, risalenti alla metà di dicembre, quando i crediti CER prezzavano intorno a 0,6-0,7€.

¹⁰ "Documento sullo stato di attuazione degli impegni per la riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra e sui relativi indirizzi".

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 20 dicembre 2012 - 560/2012/R/eel** | **“Approvazione degli accordi di Market Coupling sull’interconnessione Italia-Slovenia per l’anno 2013”** | pubblicata il 21 Dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/560-12.htm>

Nell’ambito del quadro regolatorio disciplinante il progetto di Market Coupling fra Italia e Slovenia, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore ha approvato le modifiche agli accordi quadro di riferimento, Master e Pentalateral agreement, elaborate nell’ambito del working group attivo sul progetto e volte a confermare l’operatività del Market coupling anche nel 2013.

Segnatamente, le principali modifiche apportate ai contratti quadro di riferimento hanno previsto:

- la ridefinizione del ruolo di Shipping Agent, quale soggetto responsabile di dare esecuzione fisica ai programmi di scambio di energia transfrontalieri risultanti dal market coupling, e l’introduzione del ruolo di Central Counter Party, quale soggetto responsabile delle attività di controparte centrale nazionale per le importazioni/esportazioni di energia risultanti dal market coupling;

- la conferma del ruolo di Shipping Agent ai TSO nazionali (TERNA ed ELES) e l’assegnazione del nuovo ruolo di Central Counter Party, rispettivamente al GME, per l’Italia, ed ad Eles, per la Slovenia;

- la fatturazione ed il pagamento fra le Central Counter Party nazionali delle importazioni/esportazioni di energia risultanti dal market coupling secondo specifiche procedure previste in apposito accordo bilaterale, sottoscritto dal GME ed Eles in qualità di Central Counter Parties di progetto ed approvato dall’AEEG con il provvedimento de quo.

La conferma del market coupling per l’anno 2013 ha inoltre necessitato la messa a disposizione da parte di Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE), in favore di GME, della liquidità necessaria per il pagamento di quanto dovuto dal GME ad Eles in qualità di Central Counter Party nonché per il pagamento di quanto dovuto dal GME a Terna in relazione al versamento delle rendite di congestione risultanti dal market coupling.

Per gli effetti, la prosecuzione del progetto di market coupling per il 2013, lato Italia ha richiesto:

i. l’adeguamento della convenzione in essere fra GME e Terna, redatta ai sensi della deliberazione 111/06, per disciplinare:

- il versamento a Terna, su base mensile, delle rendite di congestione risultanti dal market coupling per tutte le ore del mese in cui l’Italia risulta paese importatore;

- il versamento, da parte di Terna a GME, degli importi pari agli interessi passivi che il GME stesso dovrà corrispondere

a CCSE per l’anticipazione dei pagamenti effettuati da quest’ultima in relazione alle importazioni di energia e alle rendite di congestione risultanti dal market coupling;

- specularmente al punto precedente, il versamento a Terna da parte del GME degli importi pari agli interessi attivi che quest’ultimo riceve da CCSE in relazione alle esportazioni di energia risultanti dal market coupling;

ii. la stipula di una convenzione fra GME e CCSE per disciplinare:

- la gestione dei pagamenti afferenti le importazioni/esportazioni di energia e le rendite di congestione risultanti dal market coupling;

- le modalità di restituzione della liquidità fornita, ovvero ricevuta, da CCSE ai fini della suddetta gestione e dei relativi interessi maturati;

- le modalità di prestazione da parte di CCSE, per conto del GME, della garanzia richiesta da Eles in caso di frequenti omissioni o ritardi nei pagamenti.

A completamento del processo, si segnala che con riferimento alle richiamate due convenzioni, in esecuzione di quanto deliberato dall’AEEG con la delibera de qua, il GME e TERNA, con comunicazione del 24 dicembre 2012, ed il GME e CCSE, con comunicazione del 21 dicembre 2012, hanno inviato al Regolatore per la relativa approvazione gli schemi di convenzione richiesti.

Ai sensi di quanto deliberato ai punti 2. e 3. del provvedimento in oggetto, l’Autorità non pronunciandosi contrariamente entro il termine indicato di tre giorni dalla pubblicazione della presente delibera, ha disposto la relativa approvazione degli schemi di convenzione GME-TERNA e GME-CCSE.

■ **Delibera 20 dicembre 2012 - 558/2012/R/EEL** | **“Approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE) per l’anno 2013 nonché del consuntivo dei costi 2011 e del preventivo dei costi 2013 per lo svolgimento da parte della società Gestore dei mercati energetici S.p.A. delle attività di monitoraggio del mercato all’ingrosso”** | pubblicata il 21 dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/558-12.pdf>

Con la deliberazione in oggetto l’AEEG ha disposto l’approvazione, con modifiche, dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma conti energia per l’anno 2013 e dei costi per l’attività di monitoraggio del GME, nonché l’approvazione, per l’anno 2013, dei corrispettivi per la partecipazione al mercato organizzato (M-COFER) ed alla piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali (PB-COFER) delle garanzie di origine.

Novità normative di settore (continua)

In particolare, il Regolatore, ha:

- quantificato l'ammontare dei costi riconosciuti a consuntivo al GME per lo svolgimento delle attività di cui al comma 3.1 del TIMM (ARG/elt 115/08 e ss.mm.ii) nell'anno 2011 in 876.000 (ottocentotrentaseimila) euro, disponendo che tali costi siano coperti dai corrispettivi per la partecipazione alla PCE applicati nel 2011;

- quantificato l'ammontare dei costi riconosciuti a preventivo al GME per lo svolgimento delle attività di cui al comma 3.1 del TIMM nell'anno 2013 in 1.033.000 (unmilionetrentatremila) euro, disponendo che tali costi siano coperti dai corrispettivi per la partecipazione alla PCE da applicarsi nel 2013;

- rideterminato i corrispettivi per la partecipazione alla PCE da applicarsi a decorrere dal 1 gennaio 2013 nel seguente modo:

- a. il corrispettivo di accesso è confermato pari a 1000 (mille) euro;

- b. il corrispettivo fisso è confermato pari a 0 (zero) euro/anno;

- c. il corrispettivo per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate è ridotto a 0,008 €/MWh.

Per quanto concerne il recupero della parte di reddito operativo cumulato imputabile alla PCE per il periodo 2006-2012 eccedente l'equa remunerazione del capitale investito netto attribuibile alla PCE, l'AEEG ha disposto che:

- entro il 31 gennaio 2013, il GME versi a Terna, a titolo di contributo in acconto salvo conguaglio, l'importo di 6.000.000 (seimilioni) euro e che Terna destini tale provento alla riduzione del corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento, di cui all'articolo 44, della deliberazione 111/06, da applicarsi nel trimestre successivo a quello di incasso del medesimo provento. A tal fine, è previsto che Terna aggiunga il predetto provento alla somma algebrica di cui al comma 44.1, della deliberazione 111/06, calcolata entro il giorno venticinque (25) del primo mese del trimestre successivo a quello di incasso del provento stesso;

- fino a successivo provvedimento della stessa AEEG, il GME ridetermini l'ammontare del fondo rischi e oneri a copertura di future perdite imputabili alla PCE, al M-COFER, alla P-COFER o alla PB-GAS in 7.188.000 (settemilionicentottantottomila) euro, come eventualmente rettificato in sede di consuntivazione del reddito operativo imputabile alla PCE per il 2012.

Con riferimento infine ai corrispettivi, per l'anno 2013, per la partecipazione al M-COFER ed alla PB-COFER, l'AEEG con la delibera in oggetto, confermando la misura approvata con precedente deliberazione ARG/elt 189/11, ha approvato:

- a. un corrispettivo di accesso pari a 0 (zero) euro;

- b. un corrispettivo fisso annuo pari a 0 (zero) euro/anno;

- c. un corrispettivo per ogni garanzia di origine (di seguito: COFER) negoziata sul mercato organizzato o negoziata e registrata sulla piattaforma di registrazione degli scambi bilaterali pari a 0,005 euro/COFER.

■ **Delibera 28 dicembre 2012 - 576/2012/R/EEL** | **“Aggiornamento, per l'anno 2013, dei corrispettivi di dispacciamento e modifiche al TIT e al TIS”** | pubblicata il 28 dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/576-12.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG in attesa della chiusura del procedimento dalla stessa avviato con deliberazione 520/2012/R/EEL - recante *Avvio di un procedimento per l'acquisizione di informazioni funzionali alla determinazione della componente a copertura degli oneri non recuperabili della salvaguardia, differenziata per tipologia di cliente finale non disalimentabile* - ha ridefinito il corrispettivo unitario di reintegrazione oneri di salvaguardia di cui all'articolo 25 bis del TIS (deliberazione 107/09 e ss.mm.ii.) prevedendo che lo stesso sia differenziato per i clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia e per i clienti serviti in salvaguardia. Segnatamente ha previsto il mantenimento dell'attuale livello per i clienti aventi diritto al servizio di salvaguardia e l'adeguamento del livello per i clienti serviti in salvaguardia.

Conseguentemente, è stata adeguata la disposizione di cui all'articolo 64 del TIT (delibera 199/11 e ss.mm.ii.), prevedendo che il Conto oneri del meccanismo di reintegrazione “è utilizzato per la copertura degli ammontari riconosciuti agli esercenti la salvaguardia partecipanti al meccanismo di reintegrazione di cui alla deliberazione 370/2012/R/eeel”, recante *Criteri per la quantificazione degli oneri non altrimenti recuperabili sostenuti dagli esercenti la salvaguardia per le forniture ai clienti non disalimentabili e definizione delle modalità di reintegrazione*.

Il provvedimento de quo ha altresì determinato, per l'anno 2013, i valori dei corrispettivi di dispacciamento di cui all'Allegato A alla deliberazione 111/06, nella misura riportata nella Tabella A allegata alla deliberazione in oggetto.

■ **Parere 13 dicembre 2012 - 534/2012/I/efr** | **“Parere ai fini dell'approvazione della procedura, proposta dal GSE, per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per l'emissione delle garanzie d'origine”** | pubblicata il 18 dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/534-12.htm>

Con il provvedimento de quo l'AEEG ha espresso, con talune raccomandazioni, il proprio parere favorevole sulla procedura per l'identificazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili e per l'emissione delle garanzie d'origine di cui all'articolo 5, comma 6, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009, proposta dal Gestore dei servizi energetici - GSE S.p.A., al fine di tener conto degli aggiornamenti dettati, in tema di modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia di origine dell'elettricità da fonti rinnovabili, dal decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare

Novità normative di settore (continua)

e con il Ministro delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali, 6 luglio 2012, relativo ai nuovi strumenti incentivanti per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella solare fotovoltaica (di seguito: decreto interministeriale 6 luglio 2012).

Tali aggiornamenti prescritti all'articolo 31 del decreto interministeriale del 6 luglio 2012, prevedono, infatti, che:

- il GSE aggiorni e proponga, per l'approvazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico, sentita l'Autorità, la procedura di cui all'articolo 5, comma 6, del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 luglio 2009 in materia di determinazione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita dalle imprese di vendita prevedendo che, ai fini della certificazione della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, possa essere utilizzata esclusivamente la garanzia d'origine;

- nell'ambito dell'aggiornamento della procedura di cui al precedente alinea, il GSE definisca le modalità di rilascio, riconoscimento e utilizzo della garanzia d'origine dell'energia elettrica da fonti rinnovabili in conformità alle disposizioni dell'articolo 15 della direttiva 2009/28/CE, nonché dell'articolo 34 del decreto legislativo n. 28/11.

In attuazione dei richiamati prescritti normativi il GSE ha predisposto una versione aggiornata della procedura in oggetto, prevedendo, inter alia, che:

- le garanzie d'origine (di seguito: GO) rilasciate nell'anno n hanno validità fino al termine del dodicesimo mese successivo a quello a cui la produzione di energia elettrica è riferita e comunque non oltre il 31 marzo dell'anno n+1;

- dopo tale data le GO ancora nella disponibilità degli operatori risultano scadute e non più utilizzabili dai medesimi;

- le GO scadute sono conteggiate dal GSE ai fini della determinazione del mix energetico complementare nazionale.

Come sopra anticipato, l'AEEG nell'esprimere il proprio parere favorevole al Ministero dello Sviluppo Economico in merito alla versione aggiornata della procedura de qua ha tuttavia formulato alcune raccomandazioni. Segnatamente, ha raccomandato la previsione dell'emissione di garanzie d'origine (GO) in acconto in relazione alla producibilità dell'anno n, eventualmente previa verifica di congruità da parte del GSE in relazione alle produzioni a consuntivo dei mesi e anni precedenti; ciò al fine di eliminare le potenziali criticità derivanti dalle ridotte tempistiche di commercializzazione delle GO a consuntivo relative alla produzione degli ultimi mesi del medesimo anno.

■ **Delibera 20 dicembre 2012 - 570/2012/R/efr** | **“Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013”** | pubblicata il 21 dicembre 2012 | **Download**

<http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/570-12.htm>

In ragione della modifiche introdotte dai decreti interministeriali del 5 e del 6 luglio 2012 in materia di scambio sul posto, l'AEEG con il provvedimento in oggetto ha rivisto a partire dall'anno 2013 le modalità di restituzione delle componenti tariffarie variabili allocate all'utente dello scambio e promosso la semplificazione delle condizioni procedurali che sottendono l'erogazione del servizio medesimo anche al fine di eliminare le inefficienze relative ai flussi di comunicazione tra i soggetti coinvolti rilevate in ambito consultivo (DCO 322/2012/R/eel).

In riferimento alla corresponsione del contributo in conto scambio da parte del GSE nei confronti dell'utente dello scambio, la nuova regolazione dello scambio sul posto prevede:

- la restituzione delle componenti tariffarie variabili relative all'utilizzo delle reti per la quantità di energia elettrica scambiata mediante un corrispettivo unitario forfettario (conformemente a quanto previsto dall'art. 23 del decreto interministeriale del 6 luglio 2012);

- la restituzione degli oneri generali di sistema per gli impianti da fonte rinnovabile anche già in esercizio entro un limite massimo da definirsi con successivo provvedimento in base agli esiti dell'analisi condotta dalla Direzione Mercati sui costi medi d'investimento e di esercizio nonché sui ricavi, degli impianti ammessi allo scambio sul posto.

Nelle more dell'emanazione dei decreti attuativi del DL 83/2012 (che promuove un processo di rideterminazione dei corrispettivi a copertura degli oneri generali di sistema) e dell'attività di monitoraggio e di analisi sulle diverse forme d'incentivazione esistenti da parte dell'Autorità, esclusivamente per l'anno 2013, la soglia massima di restituzione degli oneri generali di sistema sarà definita e applicata solo agli impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 20 kW secondo i seguenti criteri:

a. Per gli impianti fotovoltaici tale limite deve essere correlato alla media aritmetica dei valori della tariffa premio sull'energia consumata in sito indicata nel decreto interministeriale del 5 luglio 2012 relativi ai primi tre trimestri di applicazione del medesimo decreto;

b. Nel caso di impianti alimentati da altre fonti rinnovabili in base alla differenza tra la tariffa incentivante base per l'anno 2013 (definita per fonte dal decreto interministeriale 6 luglio 2012) e il prezzo medio dell'energia elettrica indicato nel decreto interministeriale del 5 luglio 2012 per calcolare la differenza tra la tariffa onnicomprensiva e la tariffa premio sull'energia consumata in sito.

Per quanto riguarda gli aspetti procedurali della disciplina dello scambio sul posto, in sostanziale analogia con le proposte formulate nel documento di consultazione DCO 322/2012/R/eel, l'AEEG introduce le seguenti semplificazioni:

- eliminazione del flusso informativo relativo ai dati contenuti nelle bollette elettriche da parte degli esercenti la società di vendita;

- definizione del corrispettivo unitario di scambio forfettario su base mensile;

- differenziazione del corrispettivo unitario di scambio forfettario in base alla tipologia di cliente finale (come definito dall'art. 2, comma 2.2 del TIT) e nel caso di utenza domestica connessa in BT ulteriore distinzione in base alla tipologia di tariffa applicata (D2 e D3);
- introduzione di indicatori in capo alle imprese di distribuzione per la verifica del rispetto delle tempistiche per la trasmissione dei dati di misura ed erogazione dei contributi in conto scambio;
- revisione del sistema di penali da applicare ai gestori di rete in caso di ritardi nella trasmissione dei dati.

La delibera in oggetto, che abroga a partire dal 1 gennaio 2013 la precedente delibera ARG/elt 74/08 che si applicherà comunque in relazione alle operazioni di conguaglio per l'anno 2012, rinvia ad un successivo provvedimento la definizione di indicatori specifici che consentano di valutare l'attività del GSE ai fini del riconoscimento dei costi di funzionamento sostenuti dal gestore.

GAS

■ **Delibera 06 dicembre 2012 - 525/2012/R/gas** | **“Disposizioni in materia di condizioni regolatorie funzionali a garantire al Gestore dei Mercati Energetici lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale”** | pubblicata il 6 dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/525-12.htm>

Con la delibera de quo, l'AEEG nel dare attuazione alle disposizioni di cui all'art. 32, comma 2, del decreto legislativo 1 giugno 2011, n. 93, ha adottato le condizioni regolatorie atte a consentire al Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME) lo svolgimento delle attività di gestione dei mercati a termine fisici del gas naturale, ivi compresa quella di controparte centrale delle negoziazioni concluse dagli operatori sui predetti mercati, nonché quella di operare come utente presso il Punto di scambio virtuale (PSV), con relativa titolarità di un conto sul PSV e come utente del mercato del bilanciamento del gas naturale.

In particolare, il Regolatore ha previsto che:

- il GME abbia accesso al sistema PSV gestito da Snam Rete Gas in qualità di operatore qualificato e, pertanto, non si applichino i requisiti richiesti circa la disponibilità di un contratto di trasporto ovvero l'individuazione di un soggetto “compensatore”;
- il GME abbia titolo ad immettere nel sistema PSV transazioni per la consegna dei quantitativi di gas oggetto dei contratti conclusi anche per conto degli operatori di cui è controparte;
- ai fini della registrazione delle transazioni in vendita immesse dal GME, non si applichi il “limite di vendita” e non siano richieste garanzie finanziarie;
- la registrazione di transazioni da parte del GME presso il PSV sia consentita relativamente alla sola consegna dei saldi netti dei prodotti giornalieri, ottenuti in esito alle transazioni concluse

sull'M-GAS, da effettuarsi al termine del relativo periodo di negoziazione nell'ambito dell'MGP-GAS e dell'MI-GAS;

- il saldo netto delle transazioni registrate dal GME in un giorno gas sia regolato come disequilibrio, di competenza del medesimo soggetto, nell'ambito del sistema di bilanciamento;
- di prevedere che il GME e Snam Rete Gas sottoscrivano una apposita convenzione nella quale siano disciplinate le modalità applicative delle previsioni, di cui ai precedenti alinea, nonché le modalità di gestione dei flussi informativi ad esse connesse;
- di prevedere che la convenzione, di cui all'alinea immediatamente precedente, una volta concordata dalle parti e prima della sua sottoscrizione, sia trasmessa all'Autorità per l'approvazione;
- di prevedere che Snam Rete Gas trasmetta all'Autorità una proposta di aggiornamento delle condizioni PSV, al fine di integrarle con le disposizioni del provvedimento in oggetto.

■ **Delibera 13 dicembre 2012 - 538/2012/R/gas** | **“Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale”** | pubblicata il 14 dicembre 2012 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/538-12.htm>

Con la Deliberazione in oggetto, l'AEEG ha introdotto disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale, che prevedono l'introduzione di una sessione di mercato di bilanciamento del giorno prima, nell'ambito della quale Snam Rete Gas potrà intervenire, qualora, sulla base dei programmi di trasporto presentati dagli utenti, ritenga che lo stoccaggio di modulazione risulti una risorsa insufficiente per il bilanciamento del sistema.

Invero, l'introduzione di siffatta previsione regolatoria era stata annunciata dall'AEEG già con la deliberazione ARG/gas 45/11, laddove, nell'intento di perseguire un approccio di sviluppo graduale del sistema di bilanciamento di merito economico del gas naturale, veniva già prospettato che il bilanciamento della rete dovesse avvenire anche attraverso l'introduzione di una sessione di bilanciamento alla quale ammettere la partecipazione, oltre delle risorse di stoccaggio, anche di altre risorse, in particolare: importazioni e rigassificazione.

In tal modo il responsabile del bilanciamento potrà, attraverso detta sessione di bilanciamento, modificare i programmi di trasporto per approvvigionarsi, con meccanismi di mercato, anche di risorse ulteriori rispetto allo stoccaggio, potendo così prevenire situazioni di criticità in cui gli stoccaggi potrebbero rivelarsi insufficienti.

Nel disciplinare tale evoluzione, l'AEEG, con la delibera de qua ha previsto che il Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME) definisca una proposta contenente le regole di funzionamento della predetta sessione di mercato di bilanciamento del giorno prima, che dovrà avere le seguenti caratteristiche:

- gli esiti saranno determinati successivamente al termine ultimo per la presentazione, da parte degli utenti, dei programmi di

trasporto, ovvero, a seguito dell'introduzione del processo di rinomina, successivamente al termine per la presentazione delle variazioni ai medesimi programmi riferiti ai punti di entrata e di uscita interconnessi con l'estero e con terminali di rigassificazione;

- gli esiti della predetta sessione saranno resi disponibili dal GME al responsabile del bilanciamento in tempo utile per essere recepiti come modifiche dei programmi di trasporto e conseguentemente che i programmi modificati possano essere validati e confermati all'utente da parte del responsabile del bilanciamento;

- saranno ammessi alla presentazione delle offerte gli utenti del bilanciamento e il responsabile del bilanciamento;

- ciascun utente potrà liberamente presentare offerte che, tenendo conto del programma presentato, siano compatibili:

- a. in relazione ai punti della rete interconnessi con l'estero, con le capacità di trasporto di cui dispone;

- b. in relazione ai punti di entrata e uscita interconnessi con gli stoccaggi, con le capacità di stoccaggio di cui dispone;

- c. in relazione ai punti della rete interconnessi con terminali di rigassificazione, con i quantitativi minimi e massimi che nel giorno gas al quale si riferisce l'offerta possono essere immessi dall'impresa di rigassificazione secondo modalità definite nel codice di rigassificazione;

- le offerte potranno essere accettate nel rispetto dei limiti previsti dal sistema di garanzie definito ai sensi dell'articolo 11, della deliberazione ARG/gas 45/11;

- ove sarà necessario ai fini di una tempestiva introduzione della predetta sessione, l'implementazione delle funzionalità della piattaforma potrà procedere per fasi successive e in una prima fase consentire la combinazione delle offerte con la sola offerta eventualmente espressa dal responsabile del bilanciamento;

- di prevedere che la proposta contenente le regole di funzionamento della sessione del mercato del bilanciamento del giorno prima sia definita in coordinamento con Snam Rete Gas per quanto riguarda le modalità con le quali sono recepite le modifiche dei programmi di trasporto per l'approvvigionamento delle risorse di bilanciamento;

- di prevedere che il responsabile del bilanciamento ed il GME aggiornino la convenzione di cui al comma 3.3, della deliberazione ARG/gas 45/11 ai fini di disciplinare i flussi informativi fra i medesimi soggetti necessari per la validazione

delle offerte presentate, la registrazione delle transazioni concluse e le corrispondenti modifiche dei programmi oggetto delle medesime offerte;

- di prevedere che con successivo provvedimento siano:

- a. definiti i criteri in base ai quali il responsabile del bilanciamento procede alla presentazione di offerte presso la sessione di bilanciamento;

- b. integrate le modalità di definizione del prezzo di sbilanciamento nei casi in cui il responsabile del bilanciamento concluda transazioni nella medesima sessione.

■ **Delibera 20 dicembre 2012 - 556/2012/R/gas** | **“Approvazione dei corrispettivi per l'anno 2013 per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale”** | pubblicata il **24 dicembre 2012** | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/12/556-12.pdf>

Con la deliberazione de qua, l'AEEG ha approvato la proposta di corrispettivi, per l'anno 2013, per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale (PB-GAS), formulata dal Gestore dei mercati energetici S.p.A. (nel seguito: GME) in adempimento delle previsioni di cui all'art. 7 del Regolamento della PB-GAS.

In particolare, il Regolatore ha approvato la proposta del GME di confermare anche per l'anno 2013 la misura dei corrispettivi approvata dall'AEEG, con deliberazione ARG/gas 145/11, per l'anno 2012.

Pertanto, per tutto il 2013, continueranno ad essere applicati per i servizi forniti dal GME sulla PB-GAS i soli corrispettivi per i quantitativi negoziati, con un valore pari a 0,003 euro/GJ.

Nell'approvare i predetti corrispettivi, l'AEEG ha tuttavia previsto che la valorizzazione degli stessi potrebbe subire un possibile aggiornamento in esito ai procedimenti di cui alle deliberazioni 282/2012/R/gas e 538/2012/R/gas. A tal proposito ha prospettato, infatti, che in esito ai citati procedimenti, potrebbe emergere l'opportunità di aggiornare la valorizzazione dei predetti corrispettivi e la loro articolazione in coerenza con un assetto basato su corrispettivi di bilanciamento aderenti ai costi e sulla responsabilità posta primariamente in capo all'utente di mantenere in equilibrio le proprie immissioni e prelievi.

Agenda GME

■ 7 febbraio

Liberalizzazione, gestione dei rischi e sviluppo dei mercati finanziari

Roma, Italia

Organizzatore: I-COM

www.i-com.it

■ 20 marzo

Energy Risk Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Risk

www.risk.net

Gli appuntamenti

24 Gennaio

Evening Seminar di Energia e Finanza: presentazione del manuale dei Mercati a Termine dell'Energia

Milano, Italia

Organizzatore: Aiget

www.aiget.it

23-24 gennaio

3rd Annual Chem/Petrochem & Refinery Asset Reliability

Houston, TX, Usa

Organizzatore: Marcus Evans

www.marcusevansch.com

23 gennaio

Presentazione del Secondo Rapporto sull'Efficienza Energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

www.enea.it

24 gennaio

Klimahouse Bolzano

Bolzano, Italia

Organizzatore: Patto dei Sindaci

www.campagnaseeitalia.it

25 gennaio

Il nuovo conto energia termico e le opportunità per i privati e gli enti locali tra scelte strategiche e opportunità

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

27-28 gennaio

Power Industry North Africa Conference and Exhibition 2013

Casablanca, Marocco

Organizzatore: ITE

www.powerindustry-events.com

29 gennaio

Quale mercato gas per l'Italia?

Milano, Italia

Organizzatore: Ref-E

www.ref-e.com

28-29 gennaio

Middle East and North Africa Energy

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Chatham House

www.chathamhouse.org

28-29 gennaio

6th Annual Gas Transport & Storage 2013 forum

Berlin, Germania

Organizzatore: World Trade Group

www.gtsevent.com

29-30 gennaio

7th Annual BC Power Symposium

Vancouver, British Columbia, Canada

Organizzatore: CI Energy Group

www.canadianinstitute.com

30 gennaio

Energy & sustainability summit at the European Parliament

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Agrion

www.agrion.org

1 febbraio

La riqualificazione energetica degli edifici pubblici e privati nell'ambito del Patto dei Sindaci e delle Smart Cities

Brescia, Italia

Organizzatore: Associazione Brescia Progress

www.campagnaseeitalia.it

1 febbraio

Generation Adequacy and Security of Supply in the Internal Electricity Market

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of regulation

www.florence-school.eu

5-6 febbraio

ACORE's National Renewable Energy Policy Forum

Capitol Hill, Washington, Usa

Organizzatore: Acore

www.acorepolicyforum.com

8 -9 febbraio

IAERE First Annual Conference

Ferrara, Italia

Organizzatore: Italian Association of Environmental and Resource Economists

www.iaere.org

10-12 febbraio

Impact of the Southeast in the World's Renewable Energy Future

Atlanta, GA, Usa

Organizzatore: SEC

www.secsymposium.com

15-16 febbraio

Energie rinnovabili: opportunità di Internazionalizzazione per le imprese italiane

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 ore

www.formazione.ilsole24ore.com

27-28 febbraio

2nd Annual East Mediterranean and North African Gas Forum

Roma, Italia

Organizzatore: DMG events

www.emnagasforum.com

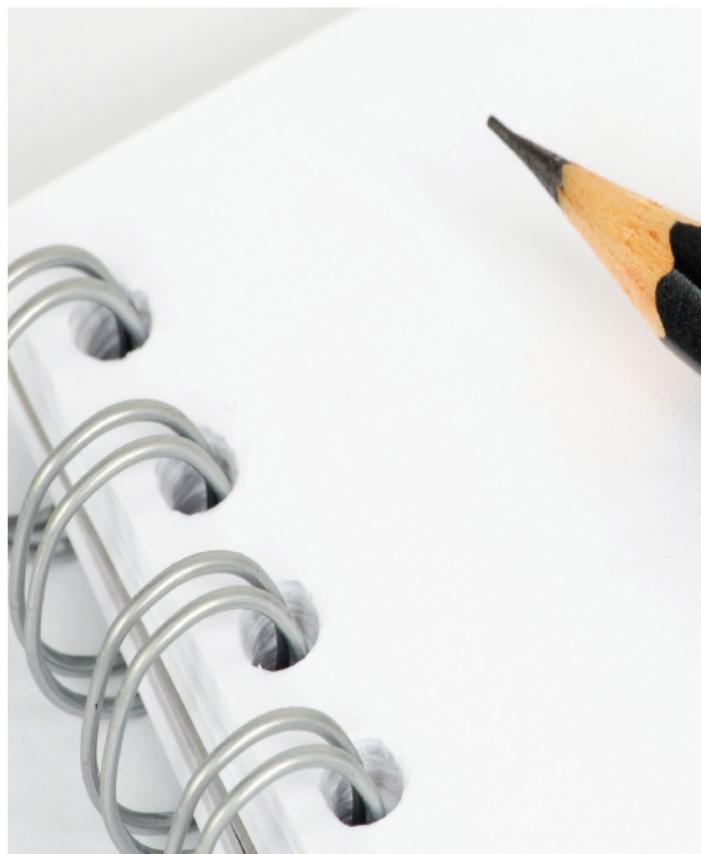
6-7 marzo

SMi Group's 6th annual Unconventional Gas Conference

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi

www.smi.com



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.