



APPROFONDIMENTI

MENO GAS NEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

di Mario Cirillo, Marco Franceschini, Tommaso Franci - REF-E

Lo spazio di mercato per le tecnologie che impiegano gas naturale per la climatizzazione residenziale appare in contrazione. Il dato emerge da un'analisi sull'attività di installazione di apparecchi per la climatizzazione nell'anno 2012. Lo stesso tipo di indagine, condotta sul 2011, aveva indicato una sostanziale tenuta della fonte principale per il riscaldamento, che perdeva quote di mercato a favore delle tecnologie che usano fonti energetiche rinnovabili, ma ne guadagnava rispetto alle altre fonti fossili¹. Evidentemente, nel 2012 la prima forza ha prevalso sulla seconda.

Più in generale, aumenta il peso delle tecnologie efficienti nel mix di apparecchi per la climatizzazione, sebbene per alcune (ad esempio le pompe di calore, PDC) la penetrazione in termini assoluti sia ancora contenuta. Continuano a diffondersi sistemi di climatizzazione che comprendono più di un apparecchio,

sotto la spinta di driver economici (risparmi in bolletta) e regolatori (obblighi di installazione e incentivi).

Il mercato delle tecnologie nel 2012

Il mercato italiano della climatizzazione risente della congiuntura economica negativa. Il numero di apparecchi venduti, destinati quasi interamente al settore civile (residenziale e terziario), è sceso nel 2012 a circa 2.5 milioni, dopo aver raggiunto, solo 4 anni prima, circa 3.2 milioni di pezzi².

Le stime delle vendite di apparecchi destinati al settore residenziale nel 2012 sono riassunte nella Tabella 1. Le fonti di dati cui si è fatto ricorso sono le indagini condotte per conto delle associazioni di produttori da società di ricerca/rilevazione, nonché pubblicazioni e stime delle associazioni stesse. Dei circa 2.5 milioni di apparecchi complessivi, 1.7 milioni sono quelli che si stima siano destinati al settore residenziale.

Vendite di apparecchi per il riscaldamento nel settore residenziale nel 2012 (numero di apparecchi)

	Gas cond.	Gas tradiz.	Gas & solare termico	Gasolio	GPL cond.	GPL tradiz.	PdC acqua	PdC aria*	Stufe/camini biomassa	Caldaia biomassa	Solare termico	TLR**	Totale
Totale	178.006	451.049	55.840	6.359	16.132	37.258	5.856	569.677	311.719	10.200	57.933	5.600	1.705.630
di cui autonomo	169.148	448.406	54.339	2.964	13.969	37.031	2.498	569.677	311.719	7.140	57.200	0	1.674.092
di cui centralizzato	8.858	2.643	1.501	3.395	2.163	227	3.359	0	0	3.060	733	5.600	31.539

* Include anche le PDC impiegate per soddisfare il solo fabbisogno di raffrescamento

**Teleriscaldamento: il dato si riferisce al numero di sottostazioni di utenza

Fonte: stime REF-E su dati delle associazioni di produttori

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ FEBBRAIO 2014

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

APPROFONDIMENTI

Meno gas nel mercato della climatizzazione
di Mario Cirillo, Marco Franceschini, Tommaso Franci - REF-E
pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima segnano ancora una flessione su base annua (-4,7%) portandosi su livelli mai raggiunti in passato nello stesso mese. Il segno meno contrassegna senza distinzione vendite e acquisti, sia nelle zone nazionali che in quelle estere (import/export), con l'unica eccezione delle vendite da impianti a fonte rinnovabile che continuano ad esibire tassi di crescita tendenziale in doppia cifra (+30,6% a febbraio). Mentre le registrazioni sulla Piattaforma Conti Energia a termine segnano un record storico in media oraria, la liquidità del mercato,

seppure in linea con i livelli del semestre precedente, cede oltre 10 punti percentuali su base annua, attestandosi a 64,2%. In tale quadro prosegue la discesa del prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), che, dopo la flessione di quasi 18 €/MWh degli ultimi due mesi, scende a 51,34 €/MWh, ai minimi da giugno 2005. In particolare nelle ore di picco il PUN, con 62,52 €/MWh, ha registrato un minimo assoluto. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti in negoziazione evidenziano un generale ribasso, con l'Annuale 2015 baseload scambiato a 55,25 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 7,93 €/MWh su gennaio (-13,4%) e di 11,63 €/MWh (-18,5%) su febbraio 2013, si è portato a 51,34 €/MWh, ai minimi da giugno 2005. L'analisi per gruppi di ore rivela che nelle ore di picco il prezzo ha segnato il minimo storico a quota 62,52 €/MWh, con un calo su base annua di 9,86 €/MWh (-13,6%).

Ancora più consistente la flessione tendenziale nelle ore fuori picco (-12,62 €/MWh; -21,9%), con il prezzo sceso a 45,13 €/MWh, il più basso da luglio 2009. Il rapporto picco/baseload, si è pertanto portato a 1,22, massimo da ventiquattro mesi (Grafico 1 e Tabella 1).

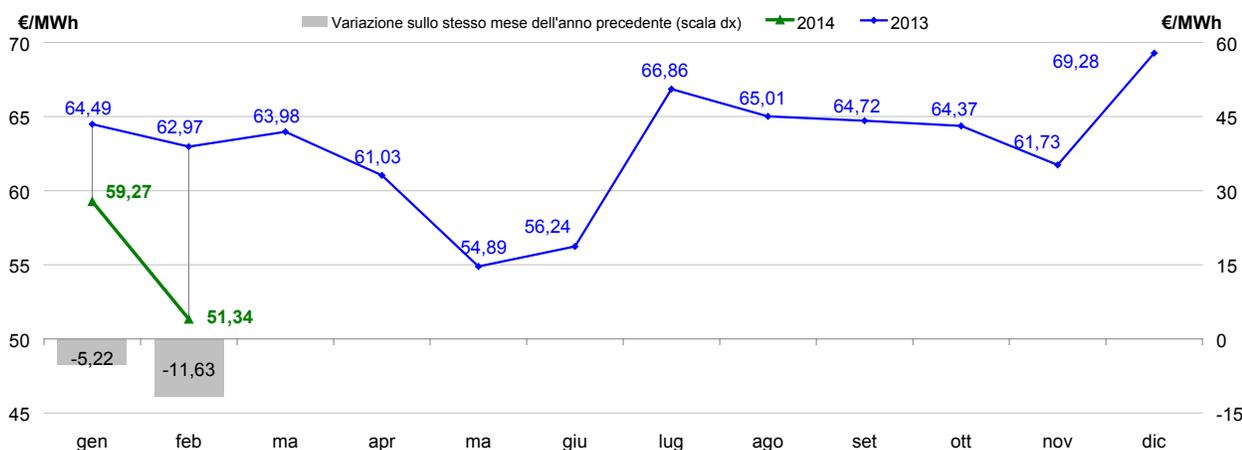
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2014	2013	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2014	2013
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	51,34	62,97	-11,63	-18,5%	21.846	-18,0%	34.048	-4,7%	64,2%	74,6%
<i>Picco</i>	62,52	72,37	-9,86	-13,6%	26.508	-16,9%	41.269	-5,2%	64,2%	73,2%
<i>Fuori picco</i>	45,13	57,75	-12,62	-21,9%	19.255	-18,8%	30.036	-4,2%	64,1%	75,7%
<i>Minimo orario</i>	3,28	26,01			13.602		22.021		55,6%	68,7%
<i>Massimo orario</i>	90,38	121,78			29.591		45.773		78,3%	80,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



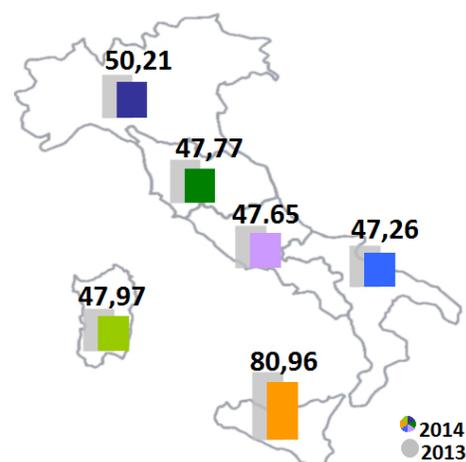
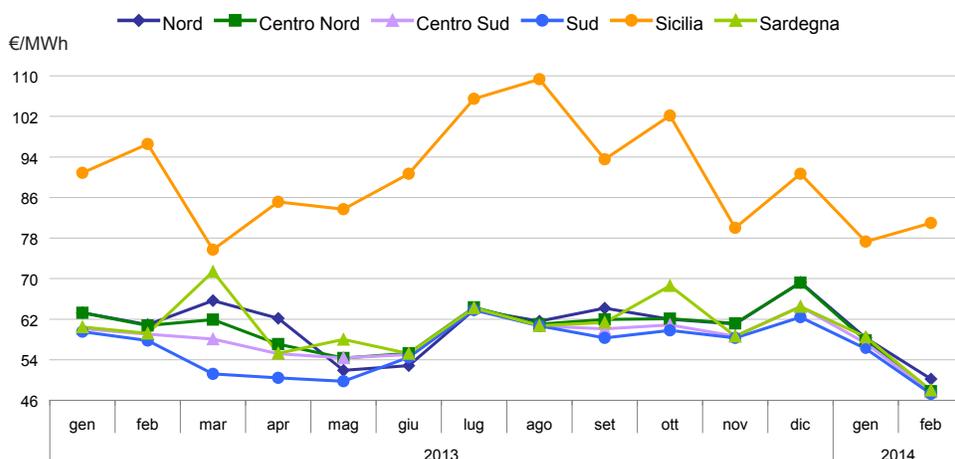
(continua)

I prezzi medi di vendita, con un calo in doppia cifra sia rispetto al mese precedente che su base annua, sono scesi ai minimi da oltre quattro anni in tutte le zone, attestandosi tra 50,21 €/MWh del Nord e 47,26 €/MWh del Sud. A tutto ciò fa, al solito,

eccezione la Sicilia, il cui prezzo di vendita, seppur in calo rispetto a febbraio 2013 (-16,1%), con un rialzo, in controtendenza, rispetto a gennaio, si è portato a 80,96 €/MWh riportando lo spread con le altre zone sopra i 30 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, con una flessione su base annua del 4,7%, sono scesi a 22,9 milioni di MWh, minimo storico nel mese di febbraio. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,7 milioni di MWh, conferma la pesante contrazione tendenziale (-18,0%) rispetto ai livelli record raggiunti nella prima metà del 2013 nel mercato organizzato. Per contro gli scambi over the

counter registrati sulla PCE e nominati su MGP, sebbene in calo rispetto a gennaio, crescono del 34,5% su base annua attestandosi a 8,2 milioni di MWh (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pressoché stabile negli ultimi sette mesi, cede però 10,4 punti percentuali su febbraio 2013, attestandosi a 64,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.680.280	-18,0%	64,2%
Operatori	7.534.485	-29,5%	32,9%
GSE	3.485.635	+2,0%	15,2%
Zone estere	3.660.160	-3,7%	16,0%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	8.199.694	+34,5%	35,8%
Zone estere	1.008.645	-14,8%	4,4%
Zone nazionali	7.191.048	+46,3%	31,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.879.973	-4,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.275.012	-5,2%	
OFFERTA TOTALE	42.154.985	-4,9%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

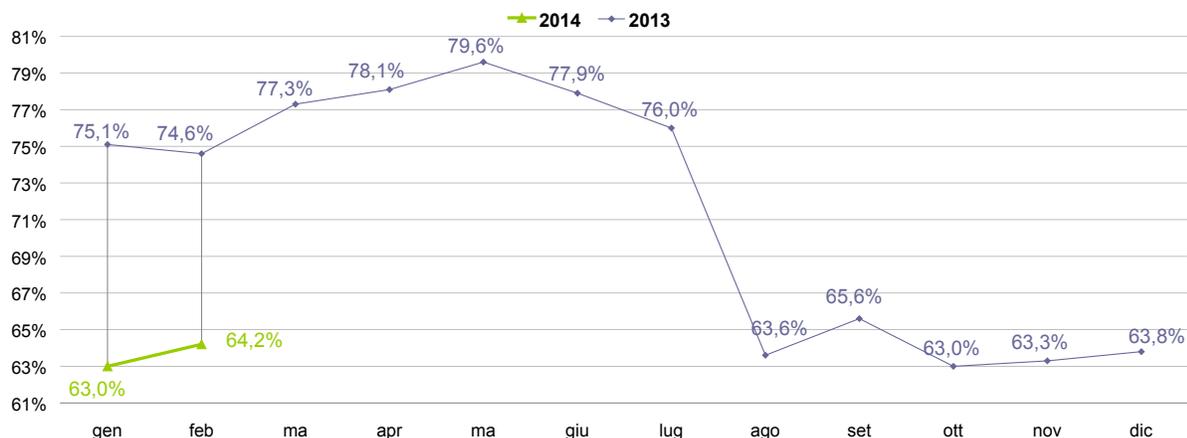
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.680.280	-18,0%	64,2%
Acquirente Unico	2.627.023	-10,7%	11,5%
Altri operatori	6.997.144	-10,9%	30,6%
Pompaggi	6.143	-79,2%	0,0%
Zone estere	264.809	-53,2%	1,2%
Saldo programmi PCE	4.785.160	-26,5%	20,9%
PCE (incluso MTE)	8.199.694	+34,5%	35,8%
Zone estere	4.100	-69,1%	0,0%
Zone nazionali AU	2.909.520	-16,3%	12,7%
Zone nazionali altri operatori	10.071.234	+10,5%	44,0%
Saldo programmi PCE	-4.785.160	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.879.973	-4,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.299.440	+5,4%	
DOMANDA TOTALE	26.179.413	-3,5%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica segnano l'ennesimo calo tendenziale (il diciottesimo) scendendo a 22,6 milioni di MWh (-3,5%). A livello zonale, più contenuto il calo nel Nord (-0,8%), in controtendenza il solo Sud (+3,6%). In flessione anche gli acquisti sulle zone estere pari a 269 mila MWh (-53,5%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, con una riduzione del 4,2% su base annua, scendono a 18,2 milioni di MWh. A livello zonale, in evidenza la Sicilia (-15,1%); pressoché stabili, invece, le vendite in Sardegna (+0,2%), in controtendenza ancora il Sud (+3,3%). In flessione su base annua anche le importazioni, pari a 4,7 milioni di MWh (-6,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.649.948	27.753	-4,1%	8.304.472	12.358	-5,6%	12.799.940	19.048	-0,8%
Centro Nord	3.048.699	4.537	+20,6%	1.510.806	2.248	-3,3%	2.166.079	3.223	-6,5%
Centro Sud	5.712.168	8.500	-9,6%	2.457.034	3.656	-5,4%	3.326.777	4.951	-7,8%
Sud	5.880.026	8.750	-9,1%	3.693.938	5.497	+3,3%	1.989.021	2.960	+3,6%
Sicilia	2.692.264	4.006	-4,2%	1.349.240	2.008	-15,1%	1.440.427	2.143	-15,1%
Sardegna	1.295.222	1.927	-2,6%	895.678	1.333	+0,2%	888.821	1.323	-8,8%
Totale nazionale	37.278.326	55.474	-4,2%	18.211.168	27.100	-4,2%	22.611.064	33.647	-3,5%
Estero	4.876.659	7.257	-10,4%	4.668.805	6.948	-6,3%	268.909	400	-53,5%
Sistema Italia	42.154.985	62.731	-4,9%	22.879.973	34.048	-4,7%	22.879.973	34.048	-4,7%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile registrano ancora una consistente crescita su base annua (+30,6%), penalizzando le vendite da impianti a fonte tradizionale (-19,2%) ed in particolare quelle da impianti a gas (-26,8%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle fonti rinnovabili sale al

39,4% (28,9% a febbraio 2013), sostenuta soprattutto dalla fonte idraulica (+6,0 p.p.), e supera quella degli impianti a gas che si ferma al 34,5% (45,2% un anno fa) (Grafico 4).

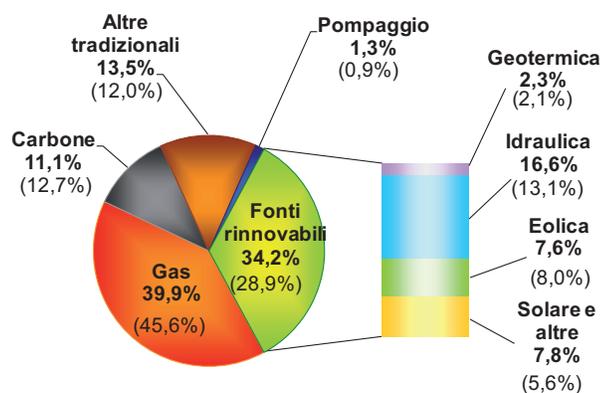
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

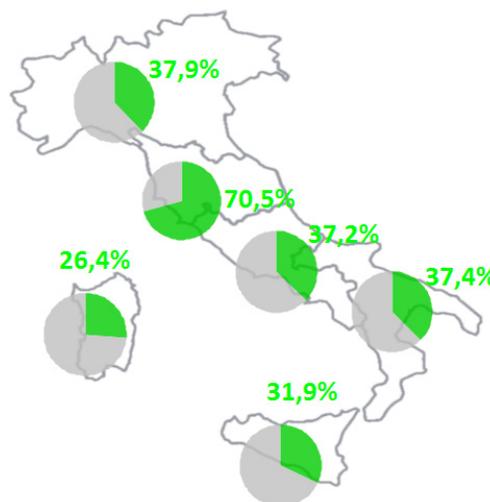
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	7.438	-23,5%	664	-30,5%	2.172	-18,1%	3.442	-8,3%	1.367	-25,1%	974	+1,0%	16.056	-19,2%
Gas	4.784	-30,7%	565	-34,6%	405	-43,3%	1.768	-15,3%	1.287	-23,8%	554	+1,8%	9.363	-26,8%
Carbone	1.459	-6,7%	23	+35,6%	1.544	-10,4%	-	-	-	-	408	+1,1%	3.435	-7,4%
Altre	1.195	-5,0%	75	+1,8%	223	+4,3%	1.673	+0,5%	80	-40,8%	12	-26,7%	3.259	-3,1%
Fonti rinnovabili	4.683	+47,2%	1.585	+15,5%	1.361	+18,8%	2.055	+30,9%	641	+18,6%	352	-3,5%	10.676	+30,6%
Idraulica	3.330	+46,0%	662	+30,9%	681	+23,0%	438	+36,8%	72	+96,4%	84	+3,4%	5.267	+39,4%
Geotermica	-	-	618	+5,6%	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	618	+5,3%
Eolica	10	-9,3%	20	+130,2%	386	+19,8%	1.174	+34,1%	416	+8,5%	205	-11,7%	2.210	+20,6%
Solare e altre	1.343	+51,0%	285	+4,9%	294	+9,1%	443	+18,8%	152	+27,1%	64	+21,6%	2.581	+30,6%
Pompaggio	237	+25,4%	-	-	124	+79,5%	-	-	0,32	+198,1%	7	+725,3%	368	+42,1%
Totale	12.358	-5,6%	2.248	-3,3%	3.656	-5,4%	5.497	+3,3%	2.008	-15,1%	1.333	+0,2%	27.100	-4,2%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A febbraio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 614 MWh (579 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per tutto il mese in import, così come un anno fa. Pressoché invariato il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP, pari a 15,36 €/MWh, mentre la rendita generata, pari a 6,40 milioni di €, è cresciuta dell'8,2% (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata del 5,6% rispetto a febbraio 2013. Il 99,8% della capacità è stata allocata tramite il meccanismo del market coupling (99,3% nel 2013). Non è stata allocata capacità attraverso asta esplicita, pertanto solo lo 0,2% non è stata utilizzata (0,7% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
50,21	34,85	15,36	6,40	616	614	100,0%	98,4%	669	-	-	-
(60,91)	(45,63)	(15,28)	(5,91)	(583)	(579)	(100,0%)	(95,7%)	(169)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Gráfico 6: Delta prezzi: frequenza ore

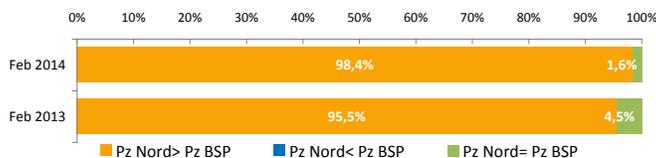
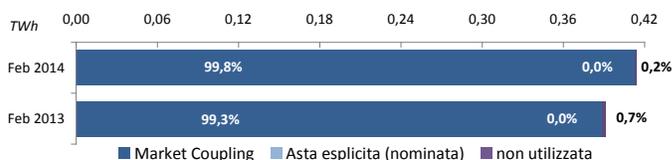


Gráfico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto, al minimo storico in tutte le sessioni, hanno segnato una flessione tendenziale in doppia cifra attestandosi tra 51,46 €/MWh di MI2 e 61,31 €/MWh di MI4. Va tuttavia considerato che i prezzi di MI3 e di MI4 si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi pressoché in linea per MI1 ed MI2 e più bassi per MI3 ed MI4 (Tabella 7 e Gráfico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 1,7 milioni di MWh. Gli scambi su MI1 hanno segnato la tredicesima flessione tendenziale consecutiva, attestandosi a 0,9 milioni di MWh (-30,0%). Volumi in calo anche nelle altre sessioni con MI2 attestatosi a 494 mila MWh (-8,2%), MI3 a 143 mila MWh (-23,3%) ed MI4 a 179 mila MWh (-0,4%) (Tabella 7 e Gráfico 8).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2014	2013	variazione	2014	2013	variazione
MGP (1-24 h)	51,34	62,97	-18,5%	34.048	35.714	-4,7%
MI1 (1-24 h)	51,51 (+0,3%)	62,86 (-0,2%)	-18,1%	1.295	1.849	-30,0%
MI2 (1-24 h)	51,46 (+0,2%)	61,66 (-2,1%)	-16,5%	735	801	-8,2%
MI3 (13-24 h)	54,52 (-5,2%)	64,81 (-6,2%)	-15,9%	426	555	-23,3%
MI4 (17-24 h)	61,31 (-3,0%)	70,83 (-3,7%)	-13,5%	798	801	-0,4%

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

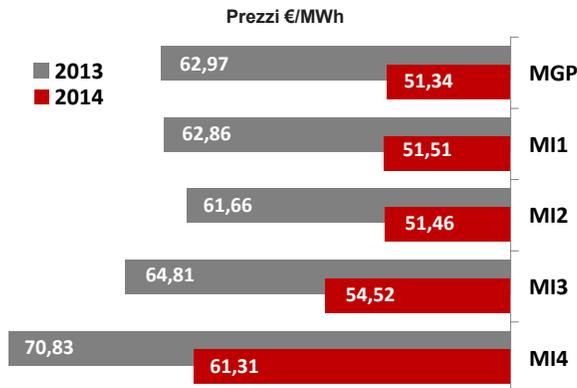
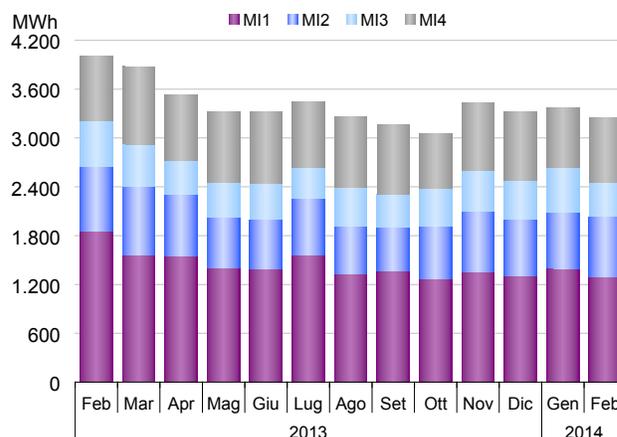
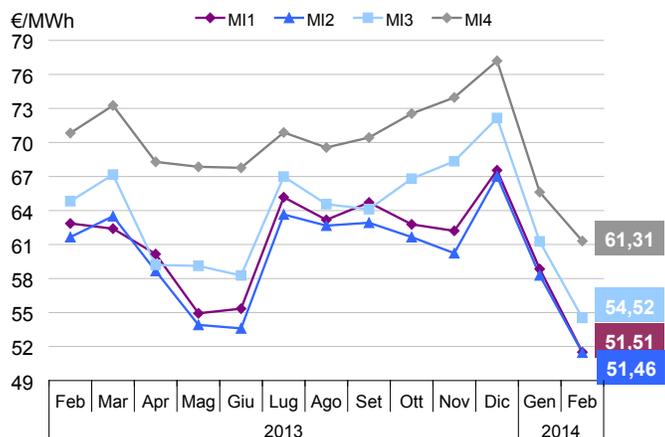


Gráfico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



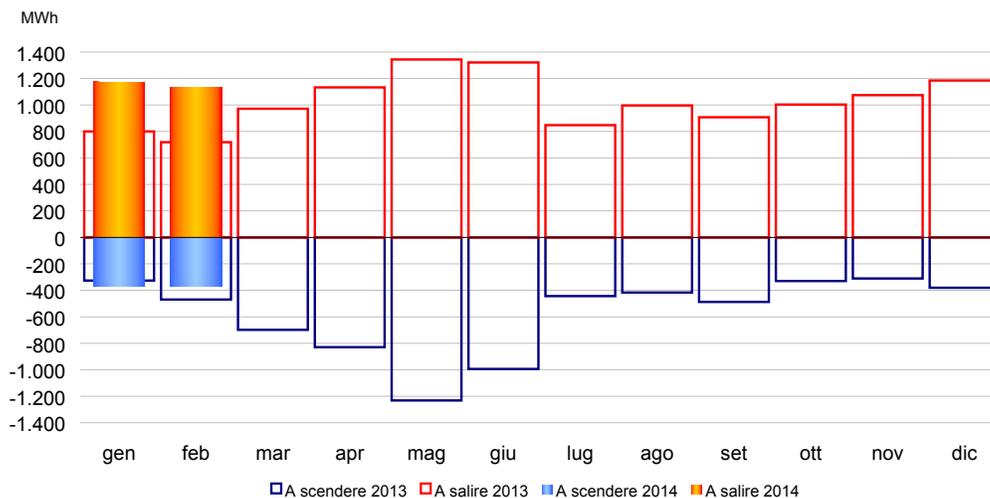
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A febbraio, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, al dodicesimo aumento tendenziale consecutivo, si portano a quota 765 mila MWh (+58,5%); le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a

252 mila MWh, si riducono, invece, del 20,3% su base annua, confermandosi sui livelli più bassi di sempre, in linea con gli ultimi sette mesi (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a febbraio, si sono registrate 38 negoziazioni in cui si sono scambiati 182 contratti, pari a 1,1 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 770 contratti O.T.C., pari a 6,7 milioni di MWh, tutti relativi al prodotto *Anno 2015 BaseLoad*. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 40,6 milioni di MWh, in aumento del 12,5% rispetto al mese precedente.

I prezzi dei prodotti in negoziazione nel mese hanno evidenziato un generale ribasso, più pronunciato per quelli con consegna più vicina (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Marzo 2014* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 54,29 €/MWh sul baseload e 61,90 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.995 e 1.361 MW, per complessivi 3,3 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

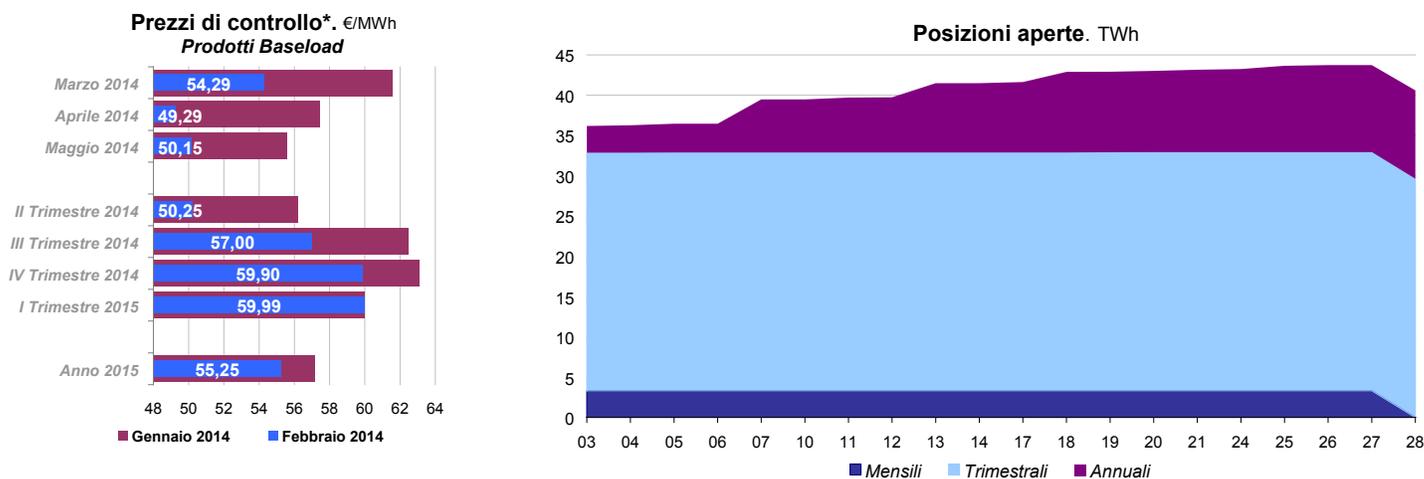
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Marzo 2014</i>	54,29	-11,9%	1	5	-	5	3.995	2.968.285
<i>Aprile 2014</i>	49,29	-14,2%	-	-	-	-	-	-
<i>Maggio 2014</i>	50,15	-9,8%	-	-	-	-	-	-
<i>Giugno 2014</i>	51,33	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2014</i>	50,25	-10,6%	5	25	-	25	3.995	8.725.080
<i>III Trimestre 2014</i>	57,00	-8,8%	2	10	-	10	3.995	8.820.960
<i>IV Trimestre 2014</i>	59,90	-5,1%	2	10	-	10	3.995	8.824.955
<i>I Trimestre 2015</i>	59,99	+0,0%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2015</i>	55,25	-3,4%	25	117	770	887	1.260	11.037.600
Totale			35	167	770	937		37.408.595
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Marzo 2014</i>	61,90	-11,9%	3	15	-	15	1.361	342.972
<i>Aprile 2014</i>	54,52	-12,0%	-	-	-	-	-	-
<i>Maggio 2014</i>	58,18	-7,4%	-	-	-	-	-	-
<i>Giugno 2014</i>	59,17	-	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2014</i>	57,26	-8,2%	-	-	-	-	1.346	1.049.880
<i>III Trimestre 2014</i>	61,05	-7,6%	-	-	-	-	1.351	1.069.992
<i>IV Trimestre 2014</i>	70,78	-2,6%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
<i>I Trimestre 2015</i>	71,74	+4,2%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2015</i>	61,76	-3,1%	-	-	-	-	-	-
Totale			3	15	-	15		3.185.904
TOTALE			38	182	770	952		40.594.499

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2014, con una crescita sia su base annua (+9,9%) che rispetto a gennaio (+11,2%) hanno raggiunto 31,4 milioni di MWh, record storico in media oraria. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,4 milioni di MWh, hanno esibito un +13,7%, sospinte principalmente dai contratti non standard (+26,0%). In controtendenza i soli contratti Baseload (-17,9%). Le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,0 milioni di MWh sono diminuite del 16,8% (Tabella 9).

La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, con un aumento dello 0,9%, si è attestata a 16,0 milioni di MWh,

massimo da oltre un anno in media oraria.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo il calo di gennaio, rimbalza a quota 1,96 (+0,16 rispetto ad un anno fa) (Grafico 11).

Nei conti in immissione, i programmi registrati segnano, per il terzo mese consecutivo, un deciso rialzo su base annua (+34,5%), attestandosi a 8,2 milioni di MWh; lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti è invece sceso a 7,8 milioni di MWh (-20,1%). Nei conti in prelievo, i programmi registrati, pari a 13,0 milioni di MWh, sono aumentati del 3,0%, mentre il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,0 milioni di MWh si è ridotto del 7,2%.

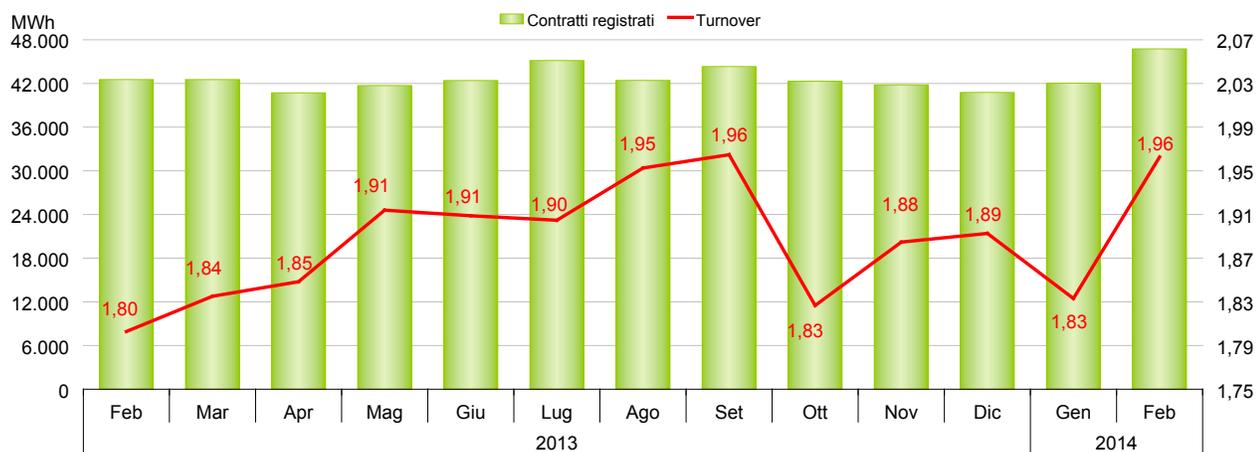
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	6.419.970	- 17,9%	20,4%	Richiesti	9.382.840	-12,1%	100,0%	12.984.854	+3,0%	100,0%
Off Peak	608.172	+37,1%	1,9%	di cui con indicazione di prezzo	2.304.267	-55,4%	24,6%	-	-	-
Peak	916.313	+96,0%	2,9%	Rifiutati	1.183.147	-74,1%	12,6%	-	-100,0%	-
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.171.548	-74,4%	12,5%	-	-	-
Totale Standard	7.944.455	- 9,0%	25,3%							
Totale Non standard	20.447.407	+26,0%	65,1%	Registrati	8.199.694	+34,5%	87,4%	12.984.854	+3,0%	100,0%
PCE bilaterali	28.391.863	+13,7%	90,4%	di cui con indicazione di prezzo	1.132.719	+88,6%	12,1%	-	-	-
MTE	3.017.760	- 16,8%	9,6%	Sbilanciamenti a programma	7.803.215	-20,1%	-	3.018.054	-7,2%	-
TOTALE PCE	31.409.623	+9,9%	100,0%	Saldo programmi	-	-	-	4.785.160	-26,5%	-
POSIZIONE NETTA	16.002.908	+0,9%	50,9%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A febbraio, la domanda complessiva di gas naturale segna ancora una decisa contrazione (-21,1% su base annua) determinata ancora dai consumi del settore termoelettrico (-28,1%) e del settore civile (-25,8%). Sul lato offerta, in calo sia la produzione nazionale (-5,7%), che le importazioni di gas naturale (-11,6%). Le erogazioni di gas naturale dagli stoccaggi sono sensibilmente diminuite (-40,4%) favorendo un aumento delle giacenze a fine mese (+25,7%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 1,8 milioni di MWh (pari al 2,5% della domanda complessiva di gas naturale), tutti sulla Piattaforma di Bilanciamento comparto G+1, ad un prezzo di 24,87 €/MWh (minimo storico), in linea con le quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

I consumi di gas naturale in Italia sono stati 6.928 milioni di mc, ai minimi per il mese di febbraio, in calo del 21,1% su base annua. La flessione è riconducibile sia alle temperature miti rispetto alla media stagionale che alla perdurante fase depressiva dei consumi di gas nelle centrali termoelettriche. Infatti nel settore civile i consumi sono scesi del 25,8% su base annua, il ribasso più consistente da quasi due anni, attestandosi a 4.113 milioni di mc. I consumi del termoelettrico, sempre per l'effetto combinato della minore domanda elettrica e della concorrenza delle rinnovabili, mettono a segno una riduzione del 28,1%, una tra le più alte, scendendo a 1.356 milioni di mc. In controtendenza, invece, i consumi del settore industriale che, con un rialzo dell'1,9% su base annua, si portano a 1.167 milioni di mc, livello prossimo ai più alti di sempre. In aumento anche le esportazioni, pari a 291 milioni di mc (+38,9%).

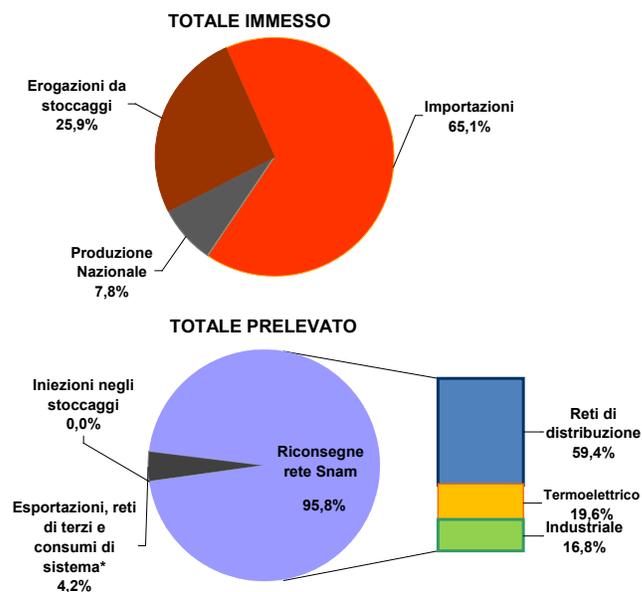
Dal lato offerta, la produzione nazionale, dopo il segnale positivo del mese precedente, torna a segnare un calo tendenziale (-5,7%), attestandosi a 542 milioni di mc, livello tra i più bassi di sempre in media giornaliera. In flessione anche le importazioni di gas naturale, pari a 4.589 milioni di mc (-11,6%). Tra i punti di entrata la riduzione ha interessato le importazioni da Mazara (-58,2%) ed il rigassificatore di Cavarzere (-32,5%); ancora a regime ridotto il rigassificatore di Panigaglia. In deciso aumento invece le importazioni di gas russo da Tarvisio, pari a 2.695 milioni di mc (+16,5%), del nord Europa da Passo Gries (+138,3%) e infine del gas libico da Gela (+12,1%). Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 1.796 milioni di mc di gas naturale, in calo del 40,4% rispetto ad un anno fa; come un anno fa non sono state registrate iniezioni negli stoccaggi.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.589	48,6	-11,6%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	751	8,0	-58,2%
Tarvisio	2.695	28,5	+16,5%
Passo Gries	322	3,4	+138,3%
Gela	455	4,8	+12,1%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	2	0,0	-64,7%
Cavarzere (GNL)	365	3,9	-32,5%
Livorno (GNL)	0	0,0	-
Produzione Nazionale	542	5,7	-5,7%
Erogazioni da stoccaggi	1.796	19,0	-40,4%
TOTALE IMMESSO	6.928	73,3	-21,1%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	6.637	70,2	-22,6%
Industriale	1.167	12,4	+1,9%
Termoelettrico	1.356	14,4	-28,1%
Reti di distribuzione	4.113	43,5	-25,8%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	291	3,1	+38,9%
TOTALE CONSUMATO	6.928	73,3	-21,1%
Iniezioni negli stoccaggi	-	-	-
TOTALE PRELEVATO	6.928	73,3	-21,1%

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



(continua)

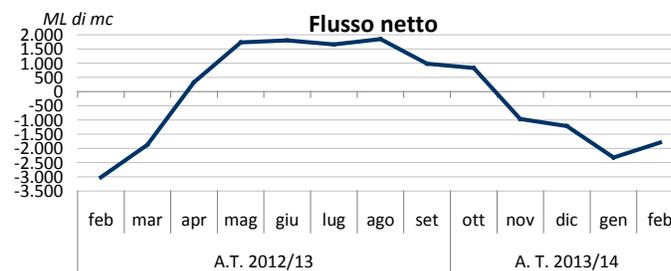
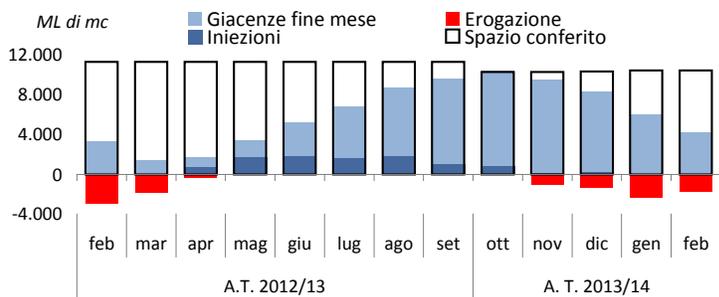
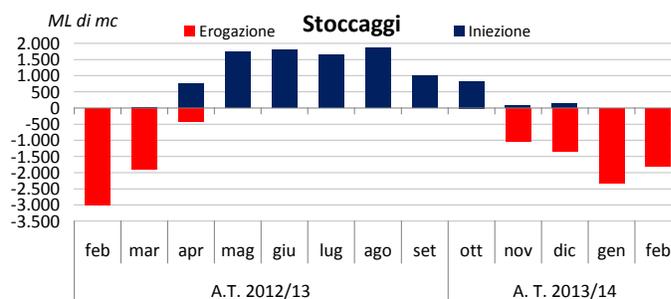
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 4.157 milioni di mc, in aumento del 25,7% rispetto allo stesso giorno del 2013. In aumento anche il rapporto giacenza/spazio conferito salito a 39,9% (29,3% nel 2013).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in calo di 1,16 €/MWh (-4,5%) su base annua, è scesa a 24,83 €/MWh, livello minimo degli ultimi tre anni.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 28/02/2014)	4.157	+25,7%
Erogazione (flusso out)	1.796	-40,4%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	1.796	-40,4%
Spazio conferito	10.425	-7,7%
Giacenza/Spazio conferito	39,9%	+10,6 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A febbraio nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, pari al 2,5% della domanda complessiva di gas naturale (4,6% a febbraio 2013), tutti nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

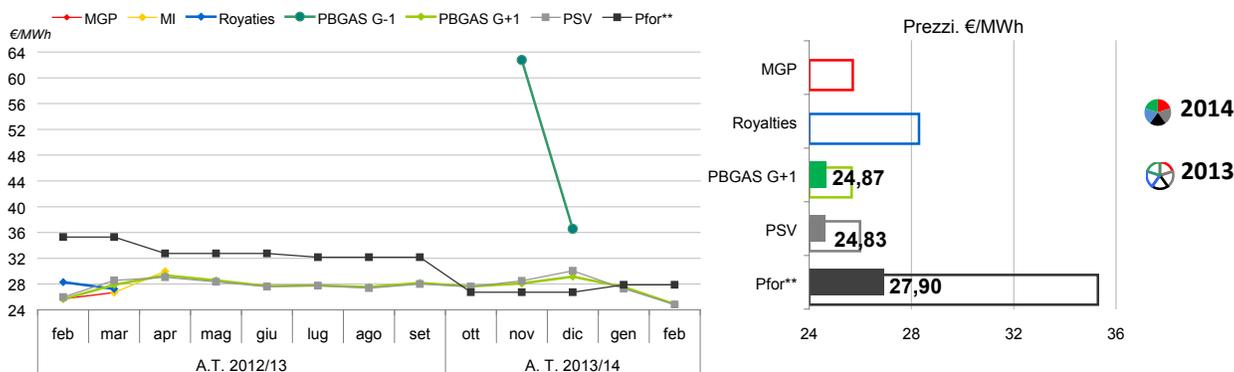
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Royalties, Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	(25,70)	-	-	(2.500)
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	-	-	-	-	-
Comparto G+1	24,87	(25,66)	23,62	1.815.982	(3.683.873)
P-GAS					
Royalties	-	(28,30)	-	-	(560.280)
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

** Fino a settembre 2013 indice QE

(continua)

Tabella 1: Mercato a termine del gas naturale, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %		
BoM-2014-02	-	-	27,574	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-03	-	-	31,237	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-03	-	-	31,119	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-04	-	-	28,614	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-05	-	-	26,511	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-06	-	-	29,898	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-02	-	-	22,157	-21,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	28,347	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2014	-	-	25,387	-9,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	28,775	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,560	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) è stato il solo, tra i mercati del gas, a manifestare una discreta liquidità, nonostante il calo su base annua del 50,7% che ha trascinato i volumi scambiati sui livelli più bassi di sempre, a quota 1,8 milioni di MWh. Il prezzo medio, al secondo ribasso congiunturale, torna a segnare, dopo dieci mesi, anche un calo tendenziale (-3,1%), scendendo al minimo storico di 24,87 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate al PSV (+ 5 cent. €/MWh).

Nei 16 giorni, sui 28 di febbraio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,2 milioni MWh, di cui l'85,6%,

pari a 1,0 milioni di MWh, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 24,81 €/MWh in calo dell'1,8% su base annua. Nei restanti 12 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 602 mila MWh, di cui il 60,5% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 24,95 €/MWh (-3,5%).

Complessivamente il 77,2% dei volumi scambiati (1,4 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 22,8% (413 mila MWh) da scambi tra operatori.

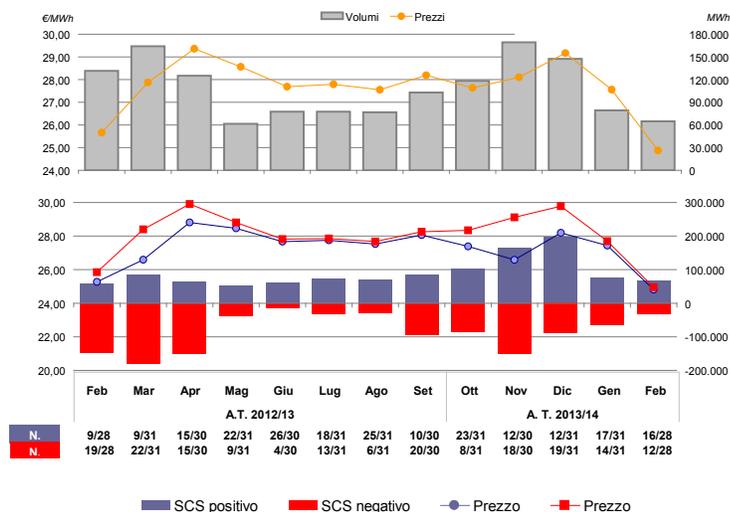
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Comparto G-1 della Piattaforma di Bilanciamento.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 16/28	negativo n.giorni 12/28
Prezzo. €/MWh	24,87	(-3,1%)	24,81	24,95
Acquisti. MWh	1.815.982	(-50,7%)	1.213.589	602.392
RdB	364.309	(-86,9%)		364.309
Operatori	1.451.673	(+61,0%)	1.213.589	238.083
Vendite. MWh	1.815.982	(-50,7%)	1.213.589	602.393
RdB	1.038.499	(+104,2%)	1.038.499	
Operatori	777.483	(-75,5%)	175.090	602.393
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	36		29	22

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



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ A febbraio, pur confermandosi lo scenario fortemente ribassista comune a tutte le commodity rilevato su base tendenziale già nel corso del mese precedente, si osservano variazioni congiunturali di prezzo differenti che contrappongono la lieve crescita del Brent e dei suoi

derivati alle decise diminuzioni del carbone e del gas. Una diffusa tendenza al ribasso si registra anche sulle borse elettriche, tra le quali spicca il riferimento italiano che scende ai livelli minimi dal 2005, per effetto di uno dei suoi più intensi cali mensili dell'ultimo anno.

Per il secondo mese consecutivo, il prezzo a pronti del Brent si mantiene attorno ai 110 \$/bbl, contravvenendo alle aspettative ribassiste manifestate in gennaio per effetto di un lieve aumento congiunturale (+1%) che si oppone alla più intensa variazione registrata su base tendenziale (-6%). Le quotazioni relative ai prodotti a termine mostrano in modo analogo lievi segnali di crescita (+1/+2%), pur rimanendo su livelli inferiori all'attuale valore a pronti.

Dei derivati petroliferi, solo il gasolio mostra una dinamica perfettamente analoga (922 \$/MT) al Brent, restando praticamente allineato alla quotazione del mese scorso (+1%) e staccandosi visibilmente dal valore osservato nello stesso periodo un anno fa (-8%). L'olio combustibile invece registra un aumento congiunturale del 6% – massimo da agosto 2012 – che lo porta a circa 624 \$/MT, valore comunque inferiore a quello dello scorso anno (-8%). Guardando ai futures si osserva, al pari del greggio, una generale

propensione rialzista dei prezzi, che per il gasolio si confermano anche questo mese superiori al dato spot.

Realizza il secondo calo consecutivo, registrando peraltro la flessione più elevata dallo scorso giugno, il prezzo europeo del carbone (77,26 \$/MT, -7%), che ancora una volta si allinea a quello sudafricano e mantiene pressoché invariata la sua distanza dalla quotazione cinese, anch'essa decrescente dall'inizio dell'anno. Sostanzialmente analoghe ai prezzi spot appaiono le quotazioni futures, con una leggera previsione al rialzo per il prodotto relativo all'anno 2015 (82 \$/MT).

In tale contesto, la crescita tendenziale del cambio dollaro/euro (1,37 \$/€, +2%) – che peraltro rimane sul valore osservato a gennaio – favorisce, nella conversione in moneta europea dei prezzi dei combustibili, un inasprimento delle diminuzioni osservate rispetto al 2013 (-9/-14%).

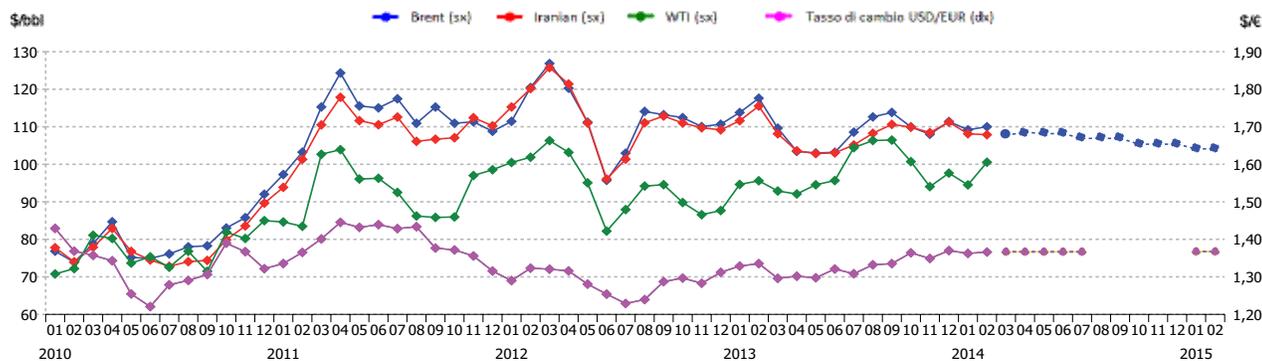
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
FUEL	UdM	Feb 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	110,02	+ 1 %	- 6 %	107,09	107,74	+ 1 %	108,56	+ 2 %	108,17	-	102,17	+ 2 %
Brent FOB	€/bbl	80,53	+ 0 %	- 9 %	-	78,83	-	79,43	-	79,15	-	74,72	-
OLIO COMB.	\$/MT	623,84	+ 6 %	- 7 %	606,21	612,03	+ 4 %	607,09	+ 3 %	604,84	-	578,46	+ 1 %
0.1 FOB Barge	€/MT	456,66	+ 5 %	- 9 %	-	447,81	-	444,20	-	442,55	-	423,03	-
GASOLIO	\$/MT	921,99	+ 1 %	- 8 %	929,25	935,87	+ 1 %	934,07	+ 1 %	931,37	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	674,90	+ 1 %	- 10 %	-	684,75	-	683,44	-	681,46	-	-	-
CARBONE	\$/MT	77,26	- 7 %	- 12 %	81,35	76,89	- 5 %	76,49	- 5 %	76,57	-	81,65	- 5 %
ARA Stm 6000K	€/MT	56,56	- 7 %	- 14 %	-	56,26	-	55,97	-	56,03	-	59,71	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,37	+ 0 %	+ 2 %	-	1,37	+ 0 %	1,37	+ 0 %	1,37	-	1,37	+ 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

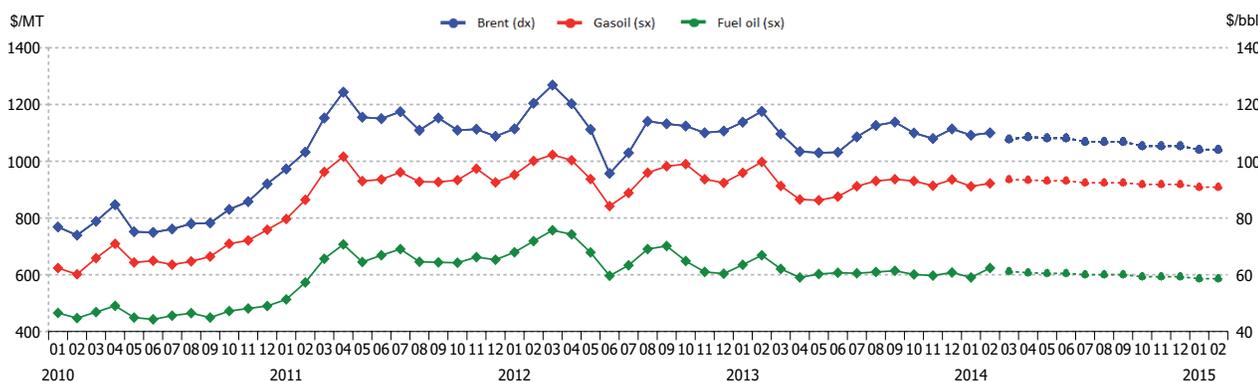
(continua)

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



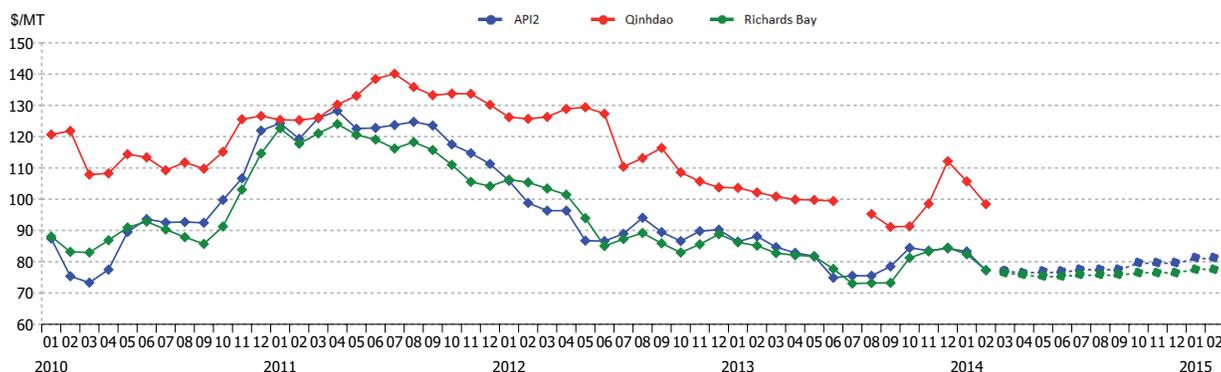
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

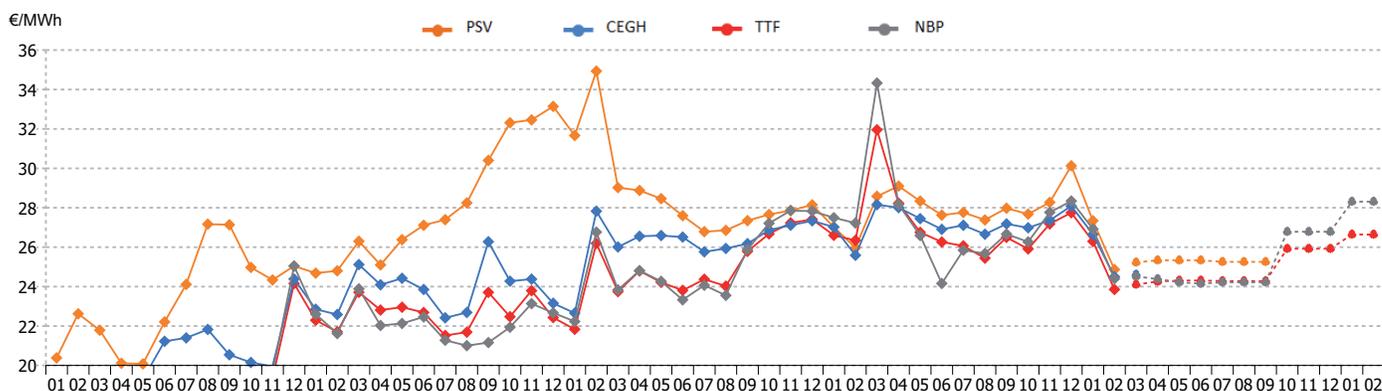
(continua)

Decisi i ribassi rilevati anche sui principali hub europei del gas, caratterizzati da prezzi spot che scendono rapidamente al di sotto dei 25 €/MWh – più in basso di quanto atteso a gennaio – mostrando tutti variazioni congiunturali negative di pari entità (-8/-9%) e cali tendenziali compresi tra il 4% e 10%. In particolare, il prezzo all’hub italiano (24,87 €/MWh; -9%) tocca i livelli minimi dall’inizio del 2011, trainato soprattutto

dai cali occorsi nell’ultima settimana del mese in analisi. In corrispondenza di tali dinamiche le attese espresse dai mercati a termine evidenziano una significativa revisione al ribasso (-8/9%), più attenuata soltanto sul prodotto relativo al prossimo anno termico (-3%) .

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Feb 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	24,87	- 9 %	- 4 %	26,85	25,23	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	23,86	- 9 %	- 9 %	25,00	24,11	- 9 %	24,26	-	-	-	25,58	- 3 %
CEGH	AT	24,50	- 8 %	- 4 %	25,45	24,61	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	24,40	- 9 %	- 10 %	25,53	24,51	- 9 %	24,38	- 8 %	24,22	-	26,29	- 3 %



Fonte: Thomson-Reuters

Coerenti con l’andamento delle altre commodity analizzate, le principali borse elettriche europee chiudono il mese di febbraio con prezzi spot soggetti a evidenti ribassi congiunturali (-6/-13%) e più intensi cali tendenziali (-18/-29%), con l’unica eccezione della Francia, la cui quotazione (38,69 €/MWh, -1%) risulta sostanzialmente stabile rispetto allo scorso mese, sebbene sui valori più bassi dell’ultimo semestre). In calo e più frequentemente disallineato dal riferimento francese, la quotazione tedesca si attesta a 33,59 €/MWh (-6%), mentre il prezzo italiano, soggetto al secondo calo mensile consecutivo, giunge al livello minimo da maggio 2005 e comunque tra

i dieci valori più bassi dall’istituzione del mercato. La borsa spagnola infine, non nuova a così drastiche variazioni, registra un pesante decremento mensile (17,12 €/MWh, 49%), in funzione del quale si attesta sul valore più basso dall’inizio 2004, inferiore di circa 30 €/MWh al valore osservato un anno fa.

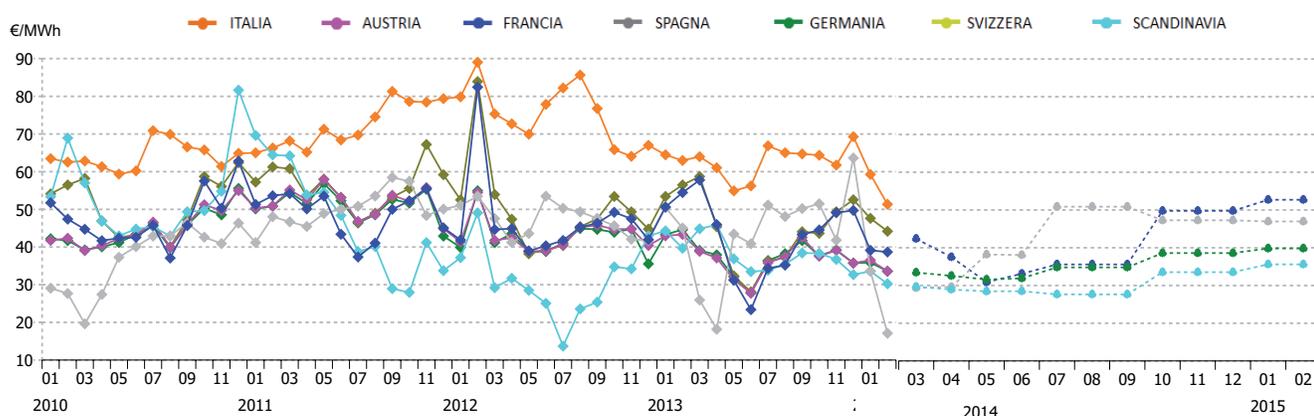
La generale e diffusa tendenza al ribasso sembra replicarsi anche in prospettiva sui prezzi dei prodotti a termine per i quali, almeno per i prossimi tre mesi, si prevedono ulteriori diminuzioni, in virtù di un aggiustamento verso il basso delle aspettative manifestate il mese scorso.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Feb 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mar 14	Var M-1 (%)	Apr 14	Var M-1 (%)	Mag 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	51,34	- 13 %	- 18 %	-	56,49	- 10 %	55,03	- 4 %	53,89	-	56,22	- 6 %
FRANCIA	38,69	- 1 %	- 29 %	42,00	42,38	- 14 %	37,53	- 8 %	30,88	-	42,96	-
GERMANIA	33,59	- 6 %	- 25 %	35,91	33,44	- 6 %	32,55	- 5 %	31,58	-	36,44	-
SPAGNA	17,12	- 49 %	- 62 %	36,25	29,35	- 26 %	29,62	- 19 %	38,20	-	48,73	-
AREA SCANDINAVA	30,23	- 10 %	- 24 %	31,75	29,67	- 10 %	28,93	- 9 %	28,44	-	31,86	-
AUSTRIA	33,55	- 8 %	- 23 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	44,18	- 7 %	- 22 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



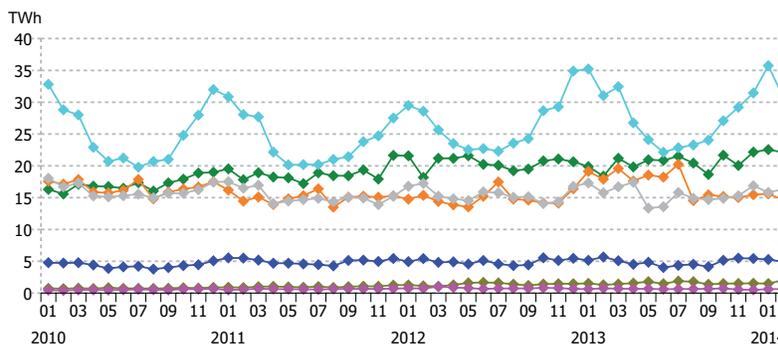
Infine, dei 91 TWh complessivamente scambiati sulle principali borse elettriche europee, in calo rispetto al mese scorso (-6 TWh) e sostanzialmente pari ai volumi corrispondenti allo stesso periodo un anno fa, si conferma principale responsabile Nordpool che, con i suoi 30,8 TWh risulta la borsa più capiente, pur interrompendo il trend crescente che l'aveva interessata dallo scorso luglio. Rispetto al 2013 appaiono in crescita i

volumi circolati su Epex, listino di riferimento dell'area franco-tedesca (27 TWh), per effetto soprattutto dell'aumento degli scambi relativi alla Germania (22,1 TWh, +20%), mentre si confermano in calo le quantità negoziate in Italia, tornate dopo cinque mesi al di sotto dei 15 TWh (-18%) e inferiori a quelle contrattate sul riferimento spagnolo (16,3 TWh, +4%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Feb 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	14,7	- 6 %	- 18 %
FRANCIA	4,9	- 6 %	- 13 %
GERMANIA	22,1	- 2 %	+ 20 %
SPAGNA	16,3	+ 3 %	+ 4 %
AREA SCANDINAVA	30,8	- 14 %	- 1 %
AUSTRIA	0,6	+ 3 %	- 15 %
SVIZZERA	2,0	+ 36 %	+ 57 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 371.748 TEE, in aumento rispetto ai 216.185 TEE scambiati a gennaio.

Dei 371.748 TEE sono stati scambiati 109.887 TEE di Tipo I, 182.186 TEE di Tipo II, 8.489 TEE di Tipo II CAR, e 71.186 TEE di Tipo III.

Rispetto al mese di gennaio, si registra un aumento dei prezzi medi del 24,19% per la Tipologia I, 24,38% per la Tipologia II, 26,14% per la Tipologia II CAR e 14,77% per la Tipologia III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di

132,13 € (rispetto a 106,40 € di gennaio), i titoli di Tipo II ad una media di 132,51 € (rispetto a € 106,53 del mese scorso), i titoli di Tipo II-CAR ad una media di 134,26 € (rispetto a 106,44 € di gennaio), i titoli di Tipo III ad una media 123,23 € (rispetto a 107,37 € di gennaio),

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 873.409 (141.824 di Tipo I, 413.671 di tipo II, 208.488 di Tipo II CAR e 109.426 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 24.865.235. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di febbraio 2014.

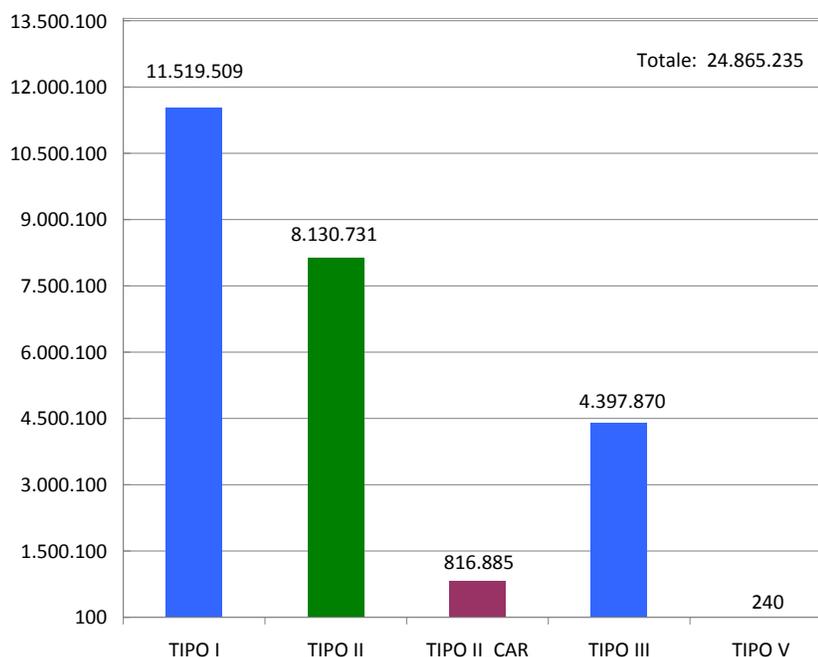
TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n. TEE)	109.887	182.186	8.489	71.186
Valore Totale (€)	14.519.488,24	24.140.867,70	1.139.766,00	8.772.248,60
Prezzo minimo (€/TEE)	107,00	108,00	109,00	108,00
Prezzo massimo (€/TEE)	145,00	144,75	144,50	144,60
Prezzo medio (€/TEE)	132,13	132,51	134,26	123,23

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine febbraio 2014 (dato cumulato)

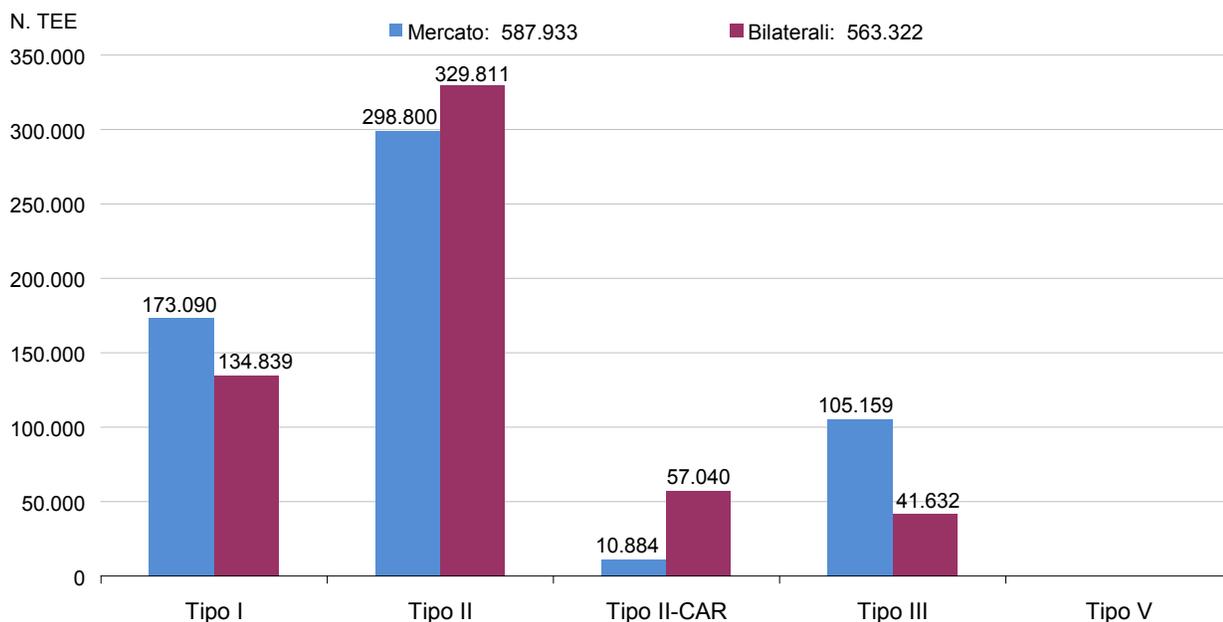
Fonte: GME



(continua)

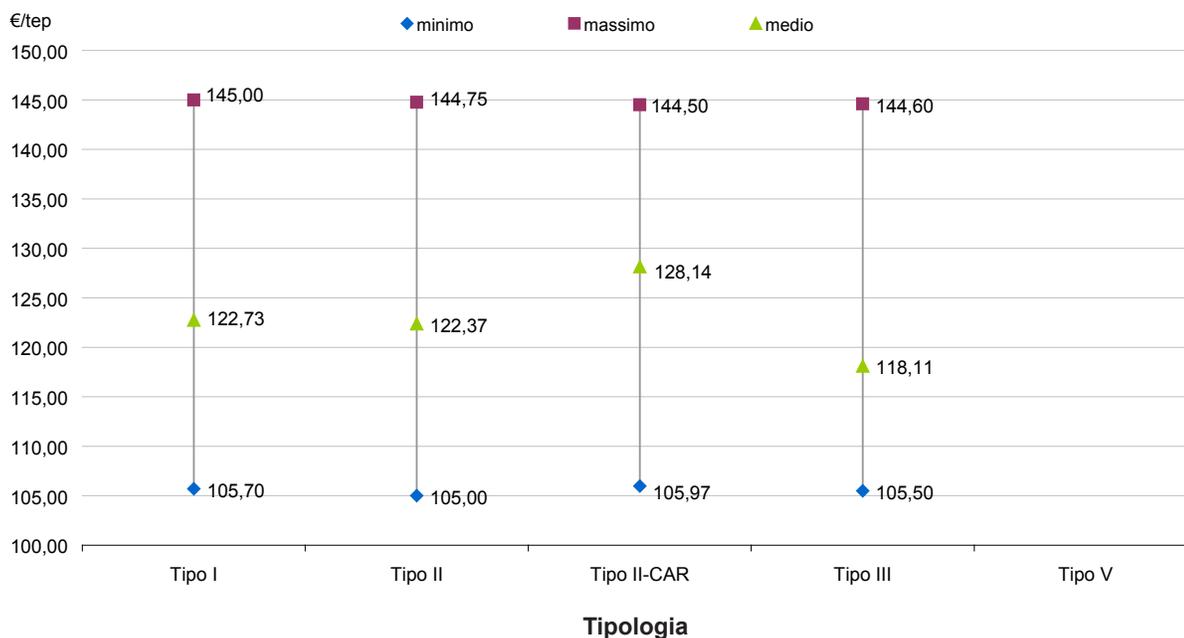
TEE scambiati dal 1 febbraio 2014

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2014)

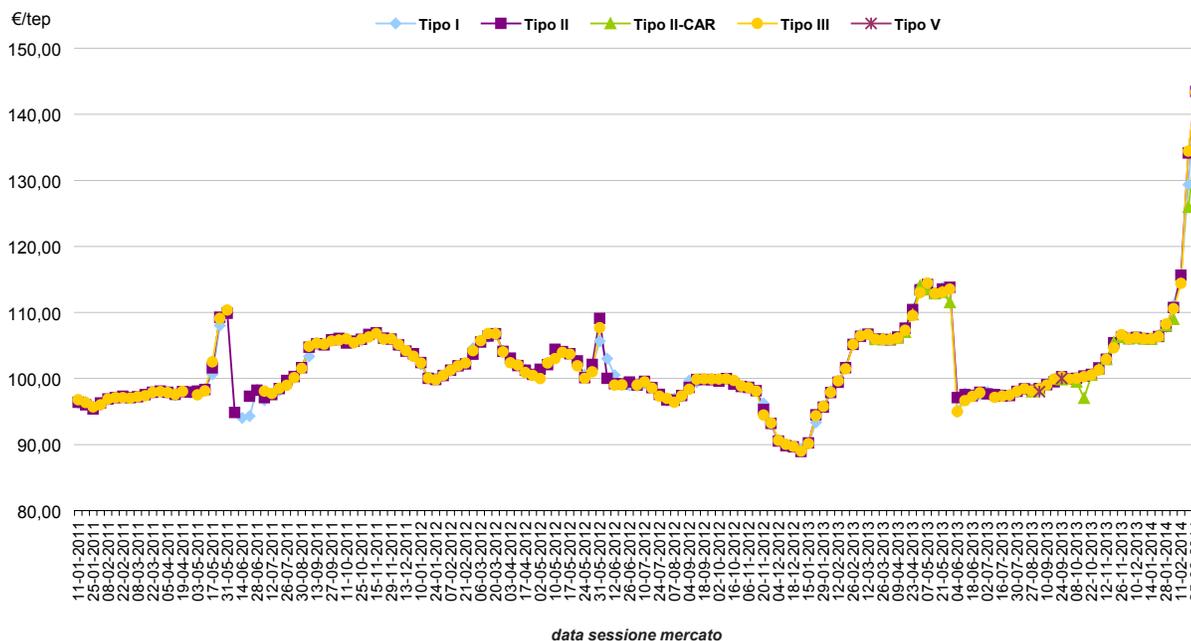
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

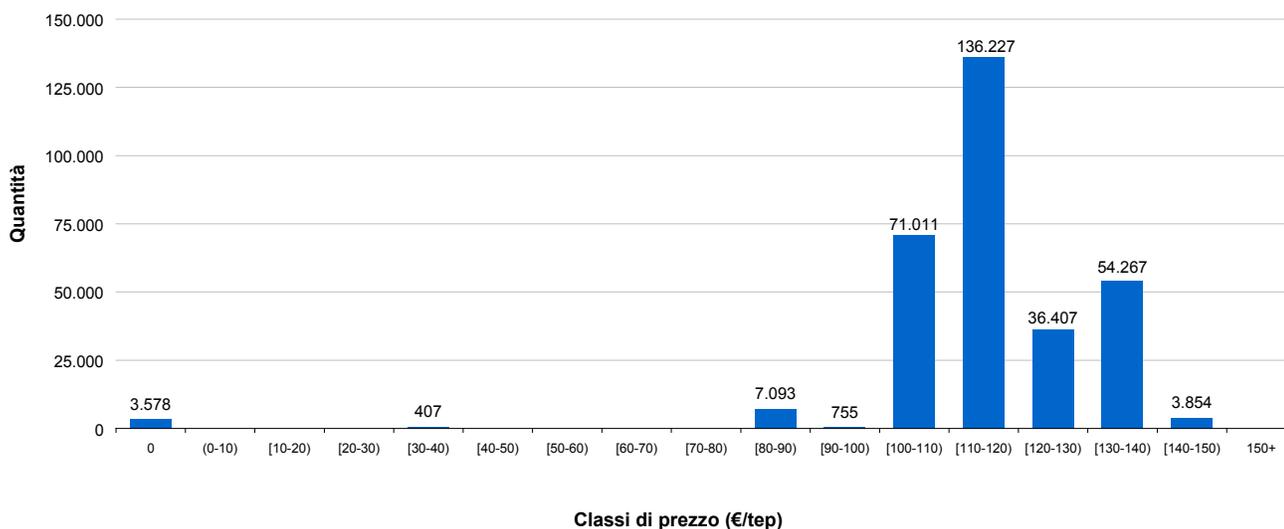


Nel corso del mese di febbraio 2014 sono stati scambiati 313.599 titoli delle varie tipologie attraverso contratti bilaterali. La media dei prezzi dei TEE scambiati bilateralmente è stata pari a 114,53 €/tep (102,67 €/tep lo scorso gennaio), minore

di 16,13 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 130,66 €/tep (106,62 €/tep a gennaio). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - febbraio 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di febbraio 2014, sono stati scambiati 546.058 CV (811.618 CV scambiati nel mese di gennaio 2014).

La concentrazione degli scambi ha visto prevalere i CV con anno di riferimento 2013 IV Trim con un volume pari a 246.066 certificati (contro gli 358.461 CV IV Trim di gennaio), dei CV con anno di riferimento 2013 II Trim con una quantità di titoli presente sul mercato, pari a 122.561 (136.251 CV 2013 II Trim, il mese scorso) e dei CV 2013 III Trim con una quantità pari a 79.925 (134.069 CV 2013 III Trim a gennaio).

Seguono i CV 2012 con un volume pari a 75.749 (73.541 CV 2012 i titoli quotati nel mese di gennaio), i CV 2013 I Trim con un numero di certificati scambiati pari a 20.048 (82.335 CV 2013 I Trim, la quantità presente sul mercato il mese scorso), e i CV 2012 TRL, con un numero di certificati pari a 1.001 CV (13.914 CV 2012 TRL a gennaio).

Moderati gli scambi registrati per i CV 2011, con 708 titoli movimentati sulla piattaforma (13.047 i volumi dei CV 2011 a gennaio).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel mese di febbraio, è stato osservato un generale trend in

aumento rispetto al mese precedente, infatti i CV 2011 i CV 2012 hanno fatto registrare un prezzo medio pari rispettivamente a 88,00 €/MWh e 88,25 €/MWh, con un aumento del prezzo medio rispettivamente pari a 2,92 €/MWh e 1,95€/MWh; i CV 2013 II Trim, i CV 2013 III Trim e i CV 2013 IV Trim, hanno riportato un prezzo medio pari rispettivamente a 88,81€/MWh, 88,59 €/MWh, 88,47 €/MWh con un aumento meno consistente, sotto l'euro e pari a 0,78 €/MWh, 0,60 €/MWh e 0,49 €/MWh. Seguono da ultimi in ordine di rilevazione, gli andamenti del prezzo medio dei CV 2012 TRL con un aumento del prezzo medio (di 87,90 €/MWh a febbraio) rispetto al mese precedente pari a 0,41 €/MWh e dei CV 2013 I Trim con un aumento rispetto al mese precedente di 0,39 €/MWh e con un prezzo medio a quota 88,81 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di febbraio 2014.

(1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

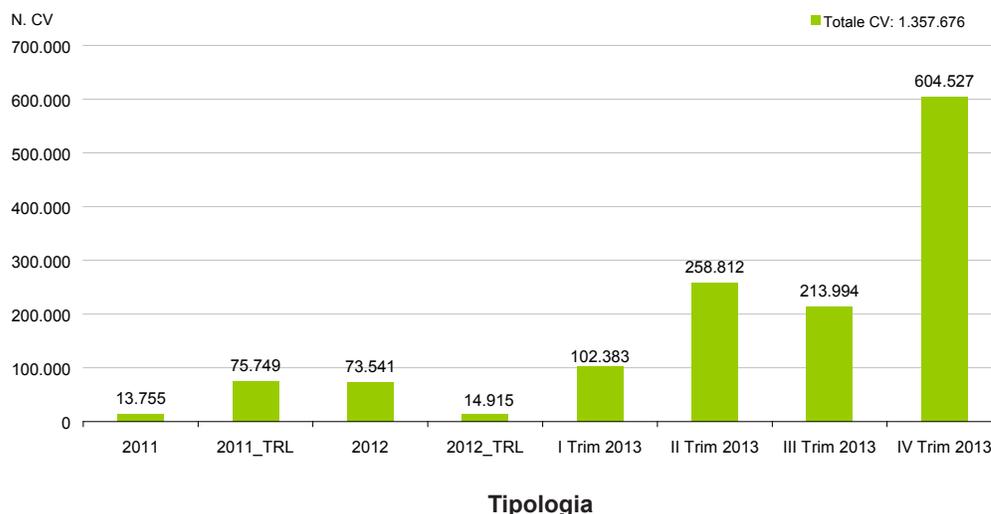
CV, risultato del mercato GME - febbraio 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento						
	2011	2012	2012_TRL	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013
Volumi scambiati (n.CV)	708	75.749	1.001	20.048	122.561	79.925	246.066
Valore Totale (€)	62.304,00	6.685.038,00	87.987,95	1.780.409,60	10.884.484,37	7.080.938,97	21.768.881,54
Prezzo minimo (€/CV)	88,00	87,90	87,90	88,50	88,50	87,90	88,00
Prezzo massimo (€/CV)	88,00	89,00	87,95	88,90	88,86	88,80	88,70
Prezzo medio (€/CV)	88,00	88,25	87,90	88,81	88,81	88,59	88,47

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

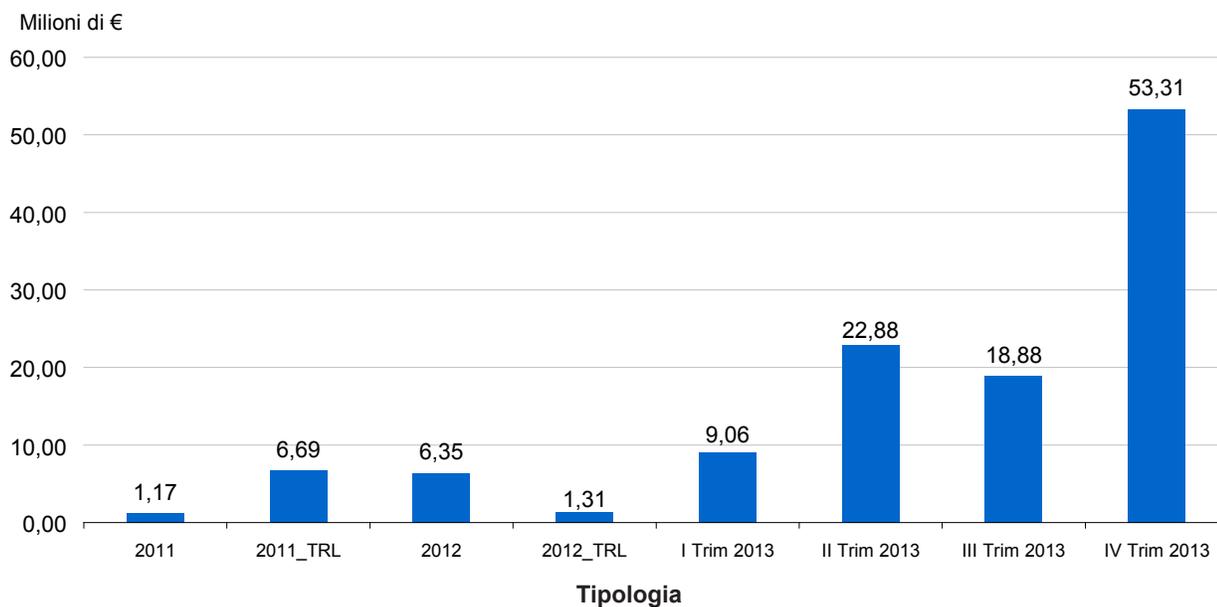
Fonte: GME



(continua)

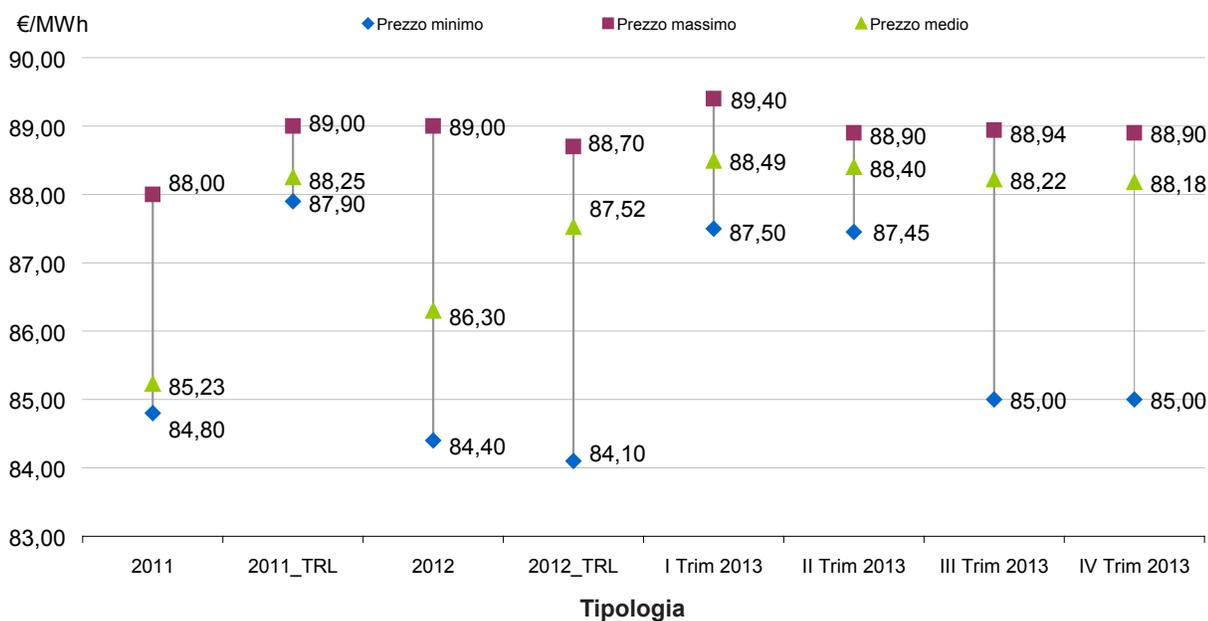
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di febbraio 2014 sono stati scambiati 1.513.139 CV (1.563.575 CV il mese scorso) delle varie tipologie, attraverso contratti bilaterali.

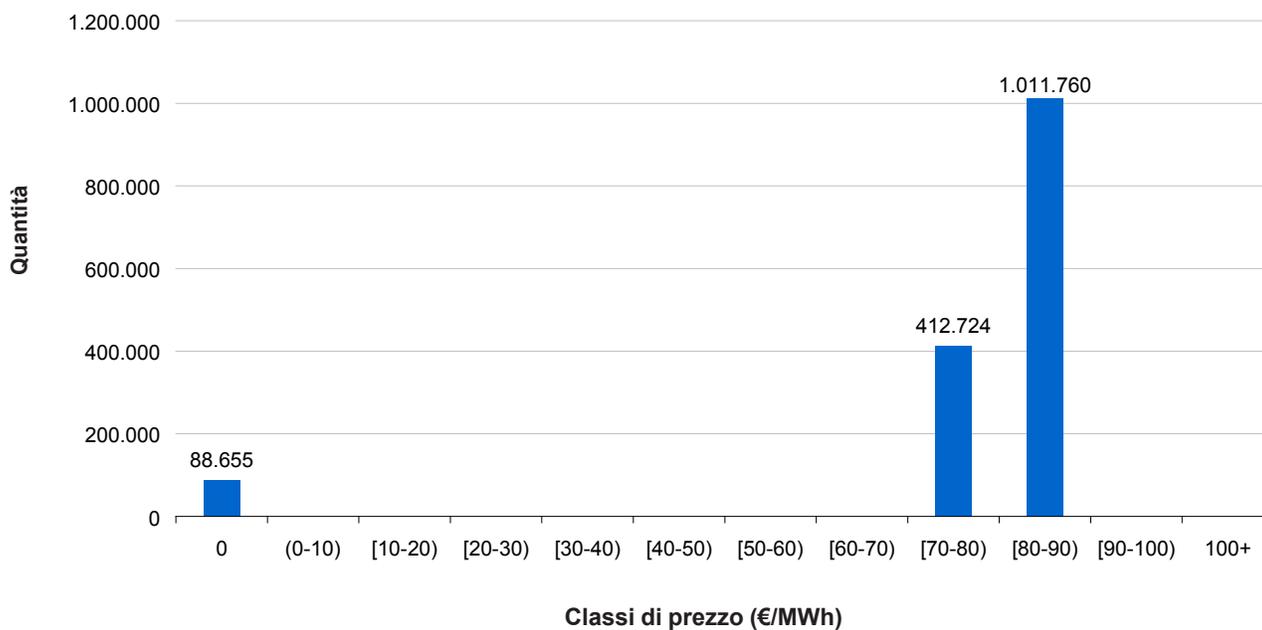
La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso del mese di febbraio, è stata pari a 79,54 €/MWh, minore

di 9,00 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (88,54 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - febbraio 2014

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Le aste effettuate dalla Germania sulla Borsa EEX hanno immesso sul mercato un numero di EUA Fase III pari a 33.311.000 (46.374.500 EUA Fase III lo scorso mese di gennaio).

Secondo i dati forniti dalle piattaforme di scambio delle CO2 ICE e EEX, che detengono le autorizzazioni alla vendita delle quote per conto della Gran Bretagna, la Germania e un gruppo di 25 Stati membri dell'UE, a partire dal 12 marzo i volumi delle aste saranno ridotti di circa la metà, mentre la Polonia cesserà di vendere i permessi dopo il 5 marzo. Le vendite nel 2014, saranno ridotte di 400 milioni di unità, ovvero quasi il

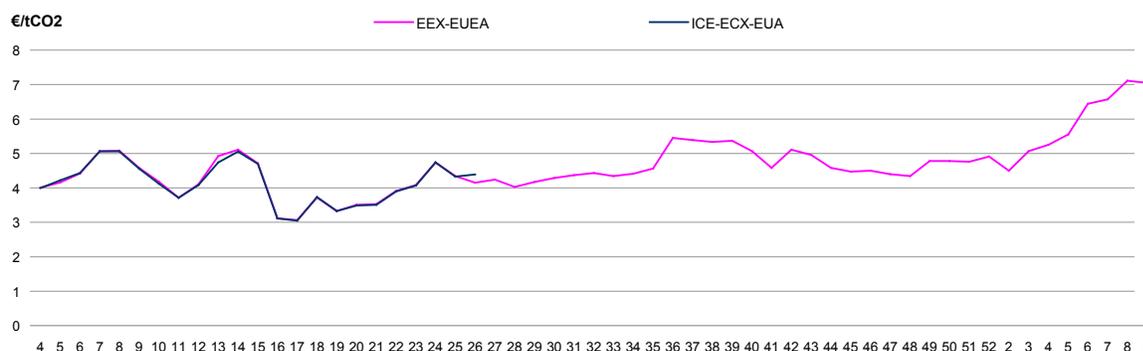
45 per cento, nel tentativo di sollevare i prezzi del carbonio verso livelli che incoraggino gli investimenti in tecnologie a basse emissioni.

Altri 500 milioni di quote dovrebbero essere ritirate dalle aste governative nel 2015 e nel 2016. Il totale dei 900 milioni di EUAs sarà poi reintrodotta nel mercato a partire dal 2019.

Riguardo le rilevazioni dei prezzi settimanali, il contratto spot (EU Emission Allowances 2013-2020) registrato sul mercato EEX, ha evidenziato un andamento pari a 5,55 €/tonn a inizio mese e 7,05 €/tonn a fine mese.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2013)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Settimane 2013-2014

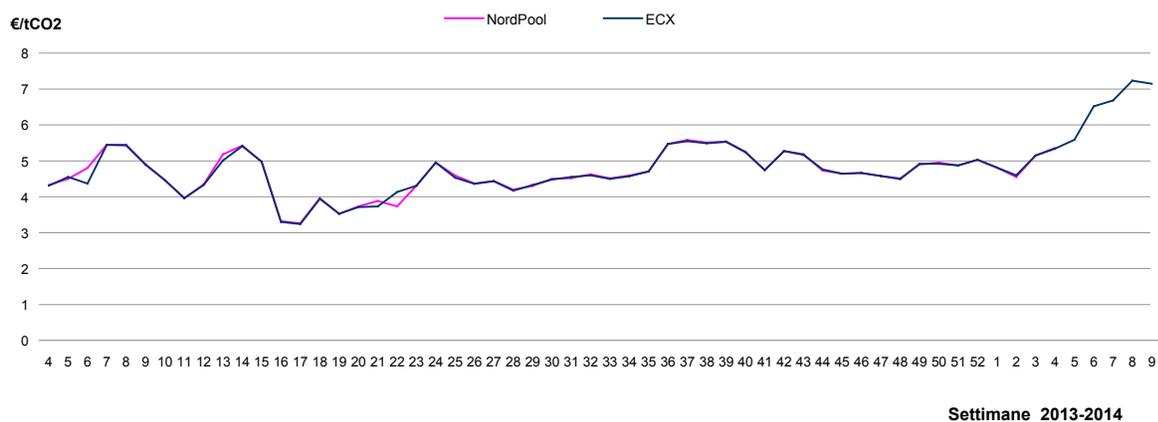
(continua)

In relazione, all'evoluzione mensile dei prezzi del contratto future di riferimento con consegna Dicembre 2014 (ICE ECX - EUA DEC_14 - monthly), il titolo ha chiuso con settlement price a 6,52 €/tonn a inizio mese e 7,15 €/tonn a fine mese.

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

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



MENO GAS NEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

di Mario Cirillo, Marco Franceschini, Tommaso Franci - REF-E

(continua dalla prima)

I dati sono relativi sia ad apparecchi utilizzati per soddisfare l'intero fabbisogno di riscaldamento (caldaie a gas, GPL, gasolio, e biomassa, PDC aria-acqua), sia ad apparecchi generalmente installati a integrazione di impianti principali (PDC aria-aria, stufe a biomassa, pannelli solari termici). Il gas naturale resta la fonte che alimenta la maggioranza relativa degli impianti: ciò è vero soprattutto se si considera che le tecnologie che seguono immediatamente la fonte principale per numero di unità vendute svolgono prevalentemente un ruolo di parziale copertura dei consumi, o addirittura sono impiegate nella maggior parte dei casi solo per la climatizzazione estiva, come nel caso delle PDC aria-aria.

Come meglio illustrato in seguito, tuttavia, emerge un ruolo crescente delle tecnologie che impiegano biomassa ed elettricità. Appare significativo, infine, il numero di nuove sottostazioni di teleriscaldamento, pari a 5,600 (fonte AIRU). Si stima che a queste possano corrispondere quasi 100,000 nuove utenze, per circa tre quarti residenziali.

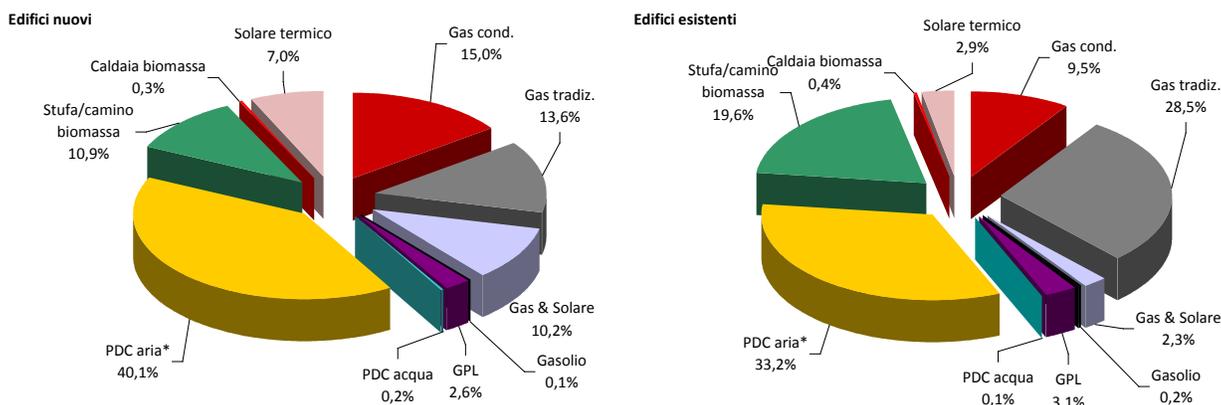
Il mix di nuovi apparecchi

La rilevazione, attraverso indagine, dei dati sull'attività di

823 imprese (che nel 2012 hanno installato circa 25.000 apparecchi) ha permesso di stimare il mix tecnologico in diversi segmenti del settore residenziale. Con riferimento al segmento "riscaldamento autonomo", si osservano alcune sensibili differenze nella composizione del mix in edifici di nuova costruzione e in edifici esistenti (Figura 1). Queste sono determinate sicuramente dalle politiche di promozione (obblighi di installazione di tecnologie rinnovabili o efficienti in edifici nuovi), ma derivano altresì dalle caratteristiche tecniche dei nuovi edifici (in particolare le prestazioni energetiche). Perciò, nei nuovi edifici hanno maggior peso le tecnologie efficienti (gas condensazione, PDC) e gli apparecchi che usano energia rinnovabile, spesso installati in combinazione con caldaie alimentate da combustibili fossili (soprattutto solare termico).

Negli edifici esistenti è significativa l'installazione di tecnologie "tradizionali" (caldaie non efficienti) e apparecchi che permettono elevati risparmi sul costo di combustibile (stufe e termocamini a biomassa).

Figura 1. Segmento autonomo: mix tecnologico di apparecchi per la climatizzazione in edifici nuovi ed esistenti (%)



* Include anche le PDC impiegate per soddisfare il solo fabbisogno di raffrescamento

Fonte: elaborazioni REF-E

Con riferimento alle stufe/termocamini e alle PDC aria-aria, la quota di impianti installati "a integrazione" di un apparecchio principale è piuttosto elevata: in media nazionale, essa è superiore al 70%. L'analisi dei dati per area geografica e fascia climatica ha consentito di osservare come la quota delle suddette tecnologie installate a supporto di un apparecchio principale si avvicini, nelle aree più fredde, al 100%, mentre ove il clima è più mite è maggiore l'incidenza dei casi di piena sostituzione dell'apparecchio preesistente da parte di PDC aria-aria e stufe a biomassa. Il solare termico è, in tutti i casi,

installato a integrazione di un apparecchio principale. Oltre che rispetto al contributo (parziale o totale) al soddisfacimento del fabbisogno di climatizzazione, è stata operata una segmentazione rispetto alle aree in cui è presente la rete del gas naturale e a quelle in cui questa è assente. L'installazione di apparecchi alimentati da combustibili fossili diversi dal gas naturale è significativamente sbilanciata sulle seconde, al contrario di quanto avviene per le tecnologie che impiegano fonti rinnovabili: queste ultime si confermano, perciò, in diretta competizione con il gas naturale.

MENO GAS NEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

(continua)

Le stime sugli impianti sostituiti

I dati raccolti sulla sostituzione tra apparecchi mettono in evidenza una perdita di spazio di mercato della fonte gas: a fronte di circa 580.000 apparecchi installati in edifici esistenti, ve ne sono 640.000 sostituiti. Questo dato sottende un trend di penetrazione delle caldaie a condensazione opposto rispetto a quello delle caldaie "tradizionali". La diffusione delle prime si conferma infatti significativa, e nella gran parte dei casi avviene proprio a discapito di apparecchi a gas non efficienti (Figura 2a). Diversamente, per le caldaie tradizionali il saldo tra apparecchi installati e sostituiti è fortemente negativo, a vantaggio della tecnologia condensazione e, sempre più, degli apparecchi alimentati da fonti rinnovabili (PDC e apparecchi a biomassa).

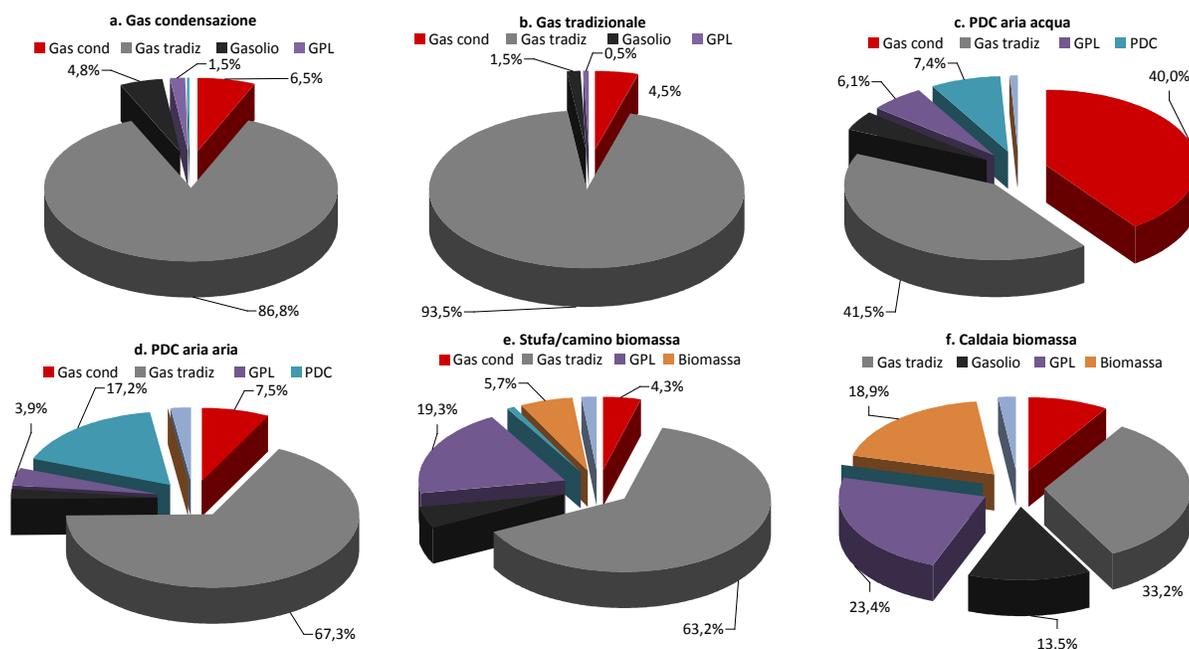
Così come per il gas, saldi negativi sono osservati anche per le tecnologie che impiegano GPL e, soprattutto, gasolio.

Le PDC aria-acqua (e acqua-acqua) registrano una forte penetrazione in termini relativi, ossia il numero di apparecchi installati è di molto superiore a quello delle sostituzioni, e queste

riguardano quasi esclusivamente apparecchi di tecnologia diversa dalla PDC (92.5% dei casi, deducibile dalla Figura 2c). Si tratta soprattutto di impianti alimentati da gas naturale. Tuttavia, la tecnologia resta poco diffusa in termini assoluti.

Per le altre tecnologie che impiegano energia rinnovabile, in particolare PDC aria-aria e apparecchi a biomassa, si registra un flusso non irrilevante di installazioni in sostituzione totale dell'impianto preesistente, e questi sembrano essere più frequenti nel 2012 rispetto a quanto osservato nel già citato studio sul 2011. Per quanto concerne le PDC aria-aria, al netto di quelle installate per soddisfare il solo fabbisogno di raffreddamento, queste integrano o sostituiscono soprattutto apparecchi a gas naturale (Figura 2d). Per gli apparecchi a biomassa è piuttosto alta la quota di impianti a GPL e gasolio integrati o sostituiti (Figura 2e e Figura 2f): ciò segnala la significativa (anche se non prevalente) penetrazione di stufe, termocamini e caldaie alimentate da combustibile rinnovabile in assenza di rete gas.

Figura 2. Tecnologie sostituite dai nuovi apparecchi: segmento autonomo, installazione in edifici esistenti, 100% del fabbisogno, Italia (%)



Fonte: elaborazioni REF-E

MENO GAS NEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

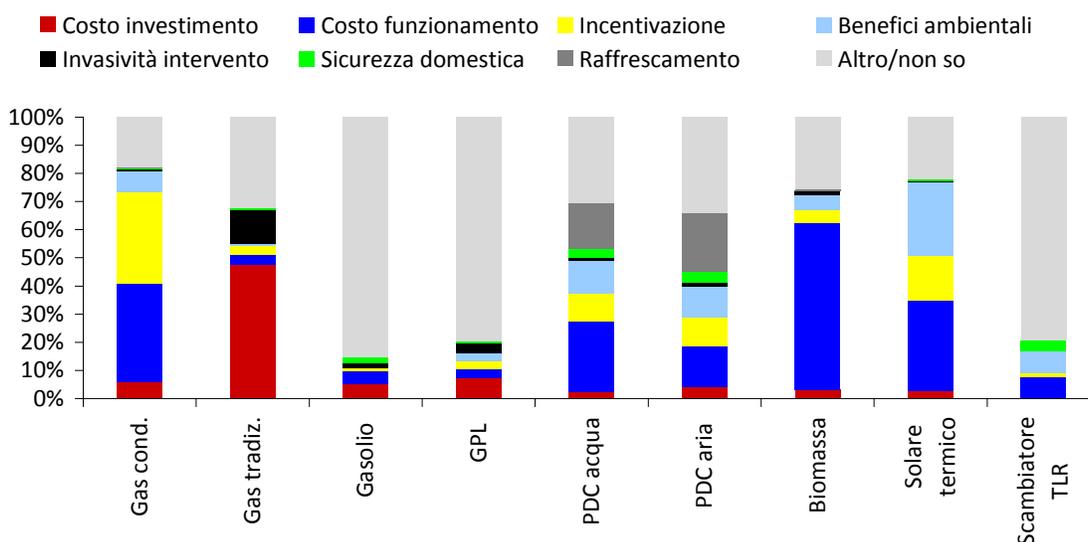
(continua)

I driver delle decisioni di investimento e l'outlook di breve termine

Le motivazioni delle decisioni di installazione sono state studiate raccogliendo valutazioni sui punti di forza e di debolezza di

ciascuna tecnologia. I risultati rispetto ai punti di forza sono illustrati nella Figura 3.

Figura 3. Punti di forza delle tecnologie per la climatizzazione (%)



Fonte: elaborazioni REF-E

I principali punti di forza della caldaia a condensazione sono il costo di funzionamento contenuto e i benefici derivanti dai sistemi di incentivazione, mentre per le caldaie a gas tradizionali prevale nettamente la preferenza per l'investimento iniziale relativamente contenuto.

Con riferimento alle tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, il costo di funzionamento contenuto rappresenta la maggioranza delle indicazioni degli intervistati, soprattutto per biomassa e solare termico.

Le valutazioni degli installatori restituiscono un quadro più eterogeneo nel caso delle PDC. Per quanto riguarda le PDC aria-aria, il punto di forza che emerge come principale è la funzione di raffrescamento, ma con una quota di risposte piuttosto bassa. Nel caso delle PDC aria-acqua, la preferenza

va al costo di funzionamento, che prevale leggermente sulla funzione raffrescamento.

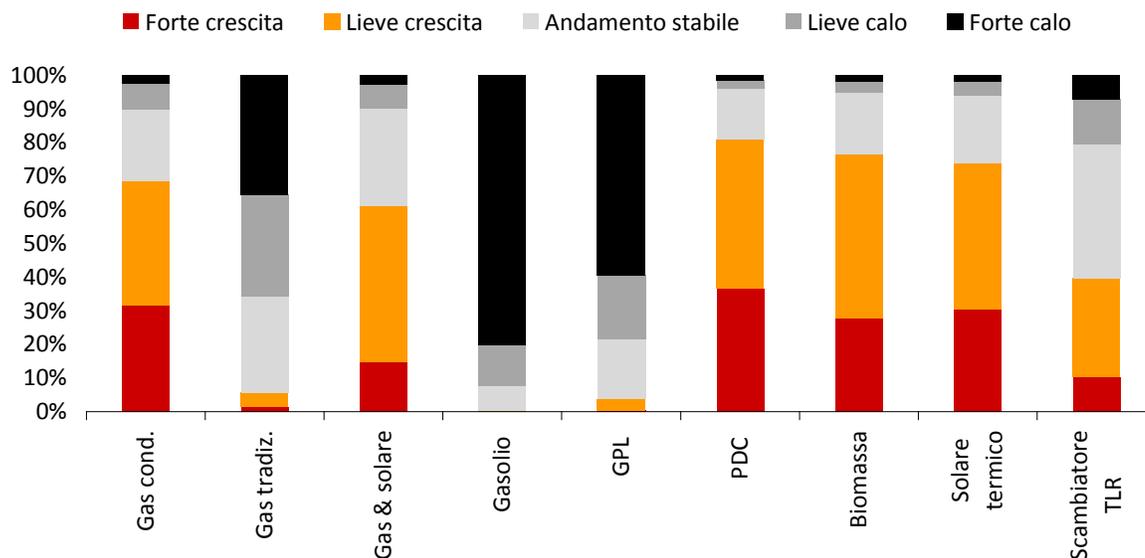
Il punto di debolezza che accomuna tutte le tecnologie rinnovabili è l'elevato costo di investimento. Quello riconosciuto alle caldaie tradizionali è, invece, l'elevato costo di funzionamento, legato al prezzo dei combustibili.

Come evidenziato nella Figura 4, le aspettative degli operatori sul prossimo futuro sono decisamente negative con riferimento alle tecnologie tradizionali alimentate da combustibili fossili. Le tecnologie più promettenti secondo gli intervistati sono le PDC, per cui l'outlook è leggermente migliore rispetto a quello degli altri apparecchi che usano energia rinnovabile. Le indicazioni raccolte mostrano altresì una crescita rilevante attesa per le caldaie a condensazione a gas.

MENO GAS NEL MERCATO DELLA CLIMATIZZAZIONE

(continua)

Figura 4. Andamento di mercato delle tecnologie nei prossimi tre anni secondo gli installatori intervistati (%)



Fonte: elaborazioni REF-E

Il processo di penetrazione delle tecnologie efficienti e rinnovabili nel settore residenziale è perciò destinato a proseguire e il confronto con il gas sarà diretto.

Le *ratio* delle decisioni di investimento sono nella maggior parte dei casi di natura prettamente economica. Occorre sottolineare, in proposito, che la competitività delle tecnologie che stanno trovando ampia diffusione è in molti casi determinata da incentivi, siano essi percepiti dagli installatori e dagli utenti finali (ad esempio le detrazioni fiscali per la

ristrutturazione edilizia o la riqualificazione energetica), siano essi impliciti nei prezzi dei combustibili fossili e rinnovabili (ad esempio la tassazione ridotta sulla biomassa, e l'impatto dei costi dell'incentivazione dell'energia rinnovabile sul prezzo finale di elettricità e gas naturale). Nel segmento degli edifici nuovi, assumono chiaramente rilevanza le caratteristiche di prestazione energetica degli edifici e, soprattutto, gli standard e obblighi di installazione.

¹ Si veda il numero 57 della Newsletter GME.

² Nel 2011 si stima siano stati venduti 2.7 milioni di pezzi, per cui il mercato appare in contrazione.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A.** | “DCO n. 1/2014 ME: modifica tempistica attività relative alle sessioni MPE e PCE” | pubblicato il 27 febbraio 2013 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it>

Il processo di realizzazione del mercato unico comunitario, finalizzato a costituire un mercato interno dell'energia realmente integrato ed efficiente, impone l'armonizzazione dell'attuale disegno del mercato elettrico italiano rispetto al benchmark di riferimento richiesto dal Target Model UE. Nello specifico, tra le caratteristiche previste dal Target Model UE, l'ultima versione del Network Code “Capacity Allocation and Congestion Management” (nel seguito: CACM) prevede che per una corretta ed efficiente applicazione di tale modello di mercato i diversi mercati spot nazionali dovranno essere allineati nel termine di chiusura delle negoziazioni sui singoli mercati “Day Ahead”, disponendo altresì che tale termine di chiusura venga univocamente fissato alle ore 12:00 am. Con il documento di consultazione in oggetto il GME S.p.A., al fine di dare attuazione alle disposizioni tecniche contenute nel CACM, ha sottoposto alla consultazione degli operatori alcune proposte di revisione delle attuali tempistiche di svolgimento delle sessioni del mercato elettrico a pronti (cfr. DTF MPE n.3 Rev. 5 recante la “Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”), nonché di alcune tempistiche di riferimento riguardanti il funzionamento operativo della PCE (cfr. DTF PCE n.3 Rev. 3 recante la “Registrazione di transazioni e programmi”).

Nell'ambito delle soluzioni proposte, il GME ha previsto che le nuove tempistiche indicate dovranno essere valutate ed analizzate anche alla luce del contestuale processo di consultazione che TERNA, in qualità di Gestore del Sistema elettrico, sempre con riferimento al medesimo ambito di intervento, ha avviato sul Codice di Rete elettrico nazionale.

Tutti i soggetti interessati alla consultazione in oggetto sono invitati a formulare le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative descritte nel DCO entro il prossimo 19 marzo 2014 (termine ultimo per l'accoglimento dei relativi contributi).

Si segnala che le relative osservazioni dovranno pervenire al GME, per iscritto, unicamente mediante una delle seguenti modalità di trasmissione:

- e-mail: info@mercatoelettrico.org

- tele-fax: 06.8012-4524

- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A. Largo Giuseppe Tartini, 3/4 00198 Roma

GAS

■ **Delibera del 13 febbraio 2014** 57/2014/R/gas | “Approvazione di modifiche al Codice di Rete Snam Rete GAS S.p.A., al Codice di Stoccaggio Stogit S.p.A. e alla Convezione tra Snam Rete Gas S.p.A. e il Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 14 febbraio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/057-14.htm>

Facendo seguito a quanto disposto con deliberazione 27/2014/R/GAS, l'AEEG con il provvedimento in oggetto ha approvato le modifiche al Codice di Rete predisposte da Snam Rete Gas (SRG) al fine di disciplinare le modalità di gestione della risorsa line-pack nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS, in modo coerente con le previsioni di cui alla deliberazione 446/2013/R/GAS.

Con la medesima deliberazione, l'AEEG ha altresì approvato il nuovo schema di Addendum alla Convenzione sottoscritta dal GME e SRG ai sensi dell'articolo 3 della deliberazione ARG/gas 45/11, come successivamente modificata e integrata, al fine di disciplinare la gestione dei flussi informativi connessi alle risorse flessibili di gas negoziate nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS. Il nuovo schema di addendum che tiene anche conto della nuove modalità di gestione della risorsa line-pack nell'ambito della sessione locational della PB-GAS ha integralmente sostituito quello precedentemente approvato dall'AEEG con la deliberazione 27/2014/R/GAS.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 19 febbraio 2014** | “Modalità di allocazione della capacità di stoccaggio di modulazione, 1 aprile 2014 – 31 marzo 2015” | Download <http://www.sviluppoeconomico.gov.it>

In attuazione delle disposizioni di cui all'art. 14 del DL n.1/2012 (convertito dalla legge 24 marzo 2012 n. 27), e facendo seguito all'adozione dei decreti del 15 febbraio 2013 (decreto “stoccaggio di modulazione” e decreto “stoccaggio GNL rigassificato”), il Ministero dello Sviluppo Economico con il decreto in oggetto, ha determinato i criteri per l'allocazione della capacità di stoccaggio per il prossimo anno di stoccaggio 1 aprile 2014 – 31 marzo 2015.

Con riferimento alla capacità di stoccaggio riservata al servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione, il MiSE ha disposto che:

- la capacità di stoccaggio pari a 500 milioni di mc, ottenuta a seguito della rideterminazione dello stoccaggio strategico, sia destinata alle imprese industriali anche aggregate in forme consortili, le quali potranno presentare alle imprese di rigassificazione apposita richiesta di partecipazione per accedere alla procedura di sottoscrizione della capacità spot, mensile o annuale (in base al servizio di rigassificazione richiesto);

Novità normative di settore (continua)

- la capacità di rigassificazione allocata comporti il diritto all'allocazione nei confronti dei medesimi soggetti da parte dell'impresa maggiore di stoccaggio di un equivalente spazio di stoccaggio con un profilo di utilizzo costante;

- le tariffe per il servizio integrato di stoccaggio e rigassificazione siano determinate dall'AEEG;

- le eventuali capacità di stoccaggio non allocate siano assegnate nell'ambito della procedura di allocazione dello stoccaggio per il servizio di modulazione unitamente alle capacità non allocate per il servizio di stoccaggio minerario.

Per quanto concerne invece il servizio di stoccaggio di modulazione, il MiSE ha previsto che:

- lo spazio di stoccaggio di modulazione - destinato in via prioritaria alle esigenze di fornitura dei clienti civili e non civili i cui consumi non superano la soglia dei 50.000 mc/anno - da allocarsi mediante aste consecutive svolte durante la fase di iniezione degli stoccaggi, sia pari a 6950 milioni di smc;

- Il 50% della capacità di spazio di stoccaggio sia riservata ai soggetti che forniscono direttamente o indirettamente i clienti civili e ed i clienti non civili con consumi non superiori a 50.000 smc/anno, per un volume non superiore a quello venduto agli stessi clienti nell'anno 2013;

- la prima asta di assegnazione è indetta da Edison stoccaggio fino a concorrenza dello spazio di stoccaggio nella propria disponibilità;

- le ulteriori capacità di stoccaggio pari a 1610 milioni di mc siano assegnate dall'impresa maggiore di stoccaggio mediante aste competitive aperte a tutti i richiedenti anche per servizi diversi dalla modulazione con caratteristica di punta uniforme.

- nell'ambito di ciascuna asta competitiva sia prevista l'assegnazione di lotti di capacità per i servizi di modulazione e di punta articolati in un prodotto con iniezione stagionale (capacità di iniezione dal mese successivo a quello di conferimento fino al termine della fase di iniezione) ed un prodotto con iniezione mensile (capacità di iniezione per il solo mese successivo a quello di assegnazione);

Il MiSE ha disposto altresì che le modalità di svolgimento delle procedure di assegnazione saranno definite dall'AEEG, sentito lo stesso MiSE per la parte relativa alla sicurezza delle forniture, la quale dovrà determinare per ciascuna asta un prezzo di riserva distinto per il servizio di punta e per il servizio uniforme. Il MiSE ha disposto infine che a ciascun soggetto o gruppo societario, in esito alle predette procedure, potrà essere complessivamente attribuita una capacità di stoccaggio pari al 35% calcolata sul totale di capacità di stoccaggio offerta per l'anno contrattuale 2014/2015.

■ **Delibera del 27 febbraio 2014 85/2014/R/GAS | "Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico dello stoccaggio 2014 - 2015" | pubblicato il 28 febbraio 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/085-14.htm>**

Facendo seguito all'adozione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico del decreto del 19 febbraio 2014 recante i criteri di allocazione della capacità di stoccaggio per l'anno di stoccaggio 2014-2015, con il provvedimento in oggetto, l'AEEG, ha adottato disposizioni in ordine alle modalità di svolgimento delle procedure di allocazione della capacità di stoccaggio per l'anno di stoccaggio 2014- 2015, confermando in sostanza gli orientamenti dalla stessa espressi nel DCO 44/2014/R/GAS. Nel rispetto dei limiti posti dal predetto decreto ed in continuità con quanto disposto dall'AEEG con la precedente deliberazione 75/2013/R/GAS recante disposizioni in materia per l'anno di stoccaggio in corso, l'AEEG ha previsto, nel dettaglio:

- lo svolgimento di procedure di allocazione su base mensile, distinte per il servizio di punta e per il servizio uniforme, da effettuarsi nei mesi da marzo a settembre 2014, articolate in quattro aste sequenziali ognuna relativa a ciascun prodotto offerto;

- l'assegnazione nell'ambito delle procedure per il servizio uniforme e per il servizio di punta di un prodotto con iniezione stagionale (per il quale la capacità di iniezione è resa disponibile dal mese successivo a quello di conferimento sino al termine della fase di iniezione) e di un prodotto con iniezione mensile (per il quale la capacità di iniezione è resa disponibile nel solo mese successivo a quello di conferimento);

- i criteri di determinazione del prezzo di riserva per ciascuna asta;

- le modalità di presentazione delle offerte di acquisto da parte dei soggetti interessati a partecipare alle procedure di assegnazione della capacità di stoccaggio per ciascun servizio;

- i criteri di applicazione dei corrispettivi tariffari alla capacità di stoccaggio per il servizio di punta e per il servizio uniforme.

Con riferimento alla capacità di stoccaggio di cui al d.lgs. 130/10, l'AEEG ha altresì stabilito che gli utenti della capacità di stoccaggio conferita possono rendere disponibile a Stogit le capacità di cui dispongono per il conferimento a terzi nell'ambito dell'asta per l'assegnazione di capacità relativa al servizio uniforme con iniezione stagionale. L'impresa di stoccaggio procederà ad assegnare tali capacità aggiuntive solo una volta che la stessa abbia esaurito le capacità altrimenti disponibili.

Novità normative di settore (continua)

■ **Legge di conversione 21 febbraio 2014, n.9** | "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, recante interventi urgenti di avvio del piano «Destinazione Italia», per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015" | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n. 43 del 21 febbraio 2014 | Download <http://www.gazzettaufficiale.it>

L'art. 1 della legge di conversione in oggetto, nell'adottare disposizioni in materia di contenimento delle tariffe elettriche per effetto degli incentivi alle fonti rinnovabili e di riduzione degli oneri generali di sistema per le imprese industriali nonché in materia di determinazione delle condizioni economiche di riferimento per i clienti tutelati, ha disposto in deroga a quanto precedentemente previsto dall'art. 11 comma 2 del DL 7/2007 legge 40/2007 che i soggetti che importano gas naturale debbano assolvere a decorrere dal 1 gennaio 2014 i propri obblighi di offerta delle quote di gas importato nell'ambito del mercato a termine del gas naturale organizzato e gestito dal GME (MT-GAS). Più in dettaglio, le previsioni della legge di conversione in oggetto stabiliscono al riguardo che

- siano sottoposti al predetto obbligo di offerta i soggetti che immettono gas naturale nel sistema nazionale di gasdotti la cui quota di mercato sia superiore alla soglia del 10% (da determinarsi secondo i criteri di cui all'art.3 del d.lgs. 130/10)
- l'obbligo di presentare offerte in vendita sul MT-GAS, per un periodo di 3 anni a decorrere dal 1 gennaio 2014, per un volume di gas pari alla quota del 5% dell'ammontare di gas complessivamente immesso in rete ed importato mediante gasdotto o terminale GNL, debba essere controbilanciato da una contestuale offerta in acquisto, presentata dal medesimo soggetto e per il medesimo quantitativo, applicando uno spread tra prezzo di acquisto e prezzo di vendita non superiore ad un valore definito dal Ministero dello Sviluppo Economico sentita l'AEEG.

Le modalità di adempimento del predetto obbligo di offerta saranno definite con appositi provvedimenti dell'AEEG.

Il medesimo comma 16 ter prevede altresì che il GME effettui la trasmissione nei confronti dell'AGCM dei dati e delle informazioni inerenti l'adempimento degli obblighi di offerta in capo agli operatori.

Agenda GME

■ 10 Aprile

3° Conferenza Annuale FIRE

Roma, Italia

Organizzatore: FIRE

www.fire-italia.it

Gli appuntamenti

18 marzo

European Fuels Conference

Roma, Italia

Organizzatore: WRA

www.wraconferences.com/europeanfuels

19 marzo

Energy Crops-How EU Cooperation Can Help Workshop

Brussels, Belgium

Organizzatore: The LogistEC

www.logistecproject.eu

20-21 marzo

Asset Integrity Management in Oil & Gas 2014

Aberdeen, Regno Unito

Organizzatore: AIM

www.nextville.it

21 marzo

L'accumulo dell'energia nella rete di trasmissione

Firenze, Italia

Organizzatore: AEIT

www.aeit.it

25 marzo

Energy Risk Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Risk

www.energyriskevents.com

25 marzo

Efficienza energetica in industria. Regole per attuarla e farla valere. Possibilità applicative. Certificati bianchi

Milano, Italia

Organizzatore: EDA PRO srl

www.nextville.it

26 marzo

Fiera internazionale di attrezzature e tecnologie per la protezione dell'ambiente, riciclaggio e materie prime secondarie, energie rinnovabili.

Arad, Romania

Organizzatore: ROMEXPO S.A.

www.romenvirotec.ro

26-27 marzo

Energy Efficiency

Ravenna, Italia

Organizzatore: Rem

www.remenergy.it

27-28 marzo

Bilateral Meetings Event on Solar energy in urban planning

Napoli, Italia

Organizzatore: Università degli Studi di Bari Aldo Moro

www.uniba.it

28 marzo

3rd INTERSOLAR CHINA 2014

Pechino, Cina

Organizzatore: Solar Promotion International

www.intersolarchina.com

29 marzo

Energymed, Mostra Convegno sulle fonti rinnovabili e l'efficienza energetica nel Mediterraneo

Napoli, Italia

Organizzatore: Anea

www.anea.eu

1 aprile

Il panorama energetico mondiale e le prospettive del gas naturale

Roma, Italia

Organizzatore: SAFE

www.safeonline.it

1 aprile

Energy storage world forum

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Dufresne

www.energystorageforum.com

Gli appuntamenti

9 aprile

ENREG – Energia regenerabila

Arad, Romania

Organizzatore: REECO RO Expozii SRL

www.enreg-expo.com

11 aprile

Elettromondo. L'evento fieristico dedicato all'elettricità

Padova, Italia

Organizzatore: Multimedia Tre

www.eventoelettromondo.it

14 aprile

III Smart Grid International Forum

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.canaleenergia.com

7 - 9 maggio

Solarexpo

Mostra e convegno internazionale. PV, CSP, Solar thermal, Solar architecture

Milano, Italia

www.solarexpo.com

7 - 9 maggio

The innovation cloud : dall'esperienza di solarexpo, una nuova piattaforma espositiva che integra tutte le tecnologie energetiche d'avanguardia

Milano, Italia

Organizzatore: Expoenergie

www.innovationcloud-expo.com

12-14 maggio

Aebiom Bioenergy Conference 2014

Brussels, Belgium

Organizzatore: The LogistEC

www.aebiom.org

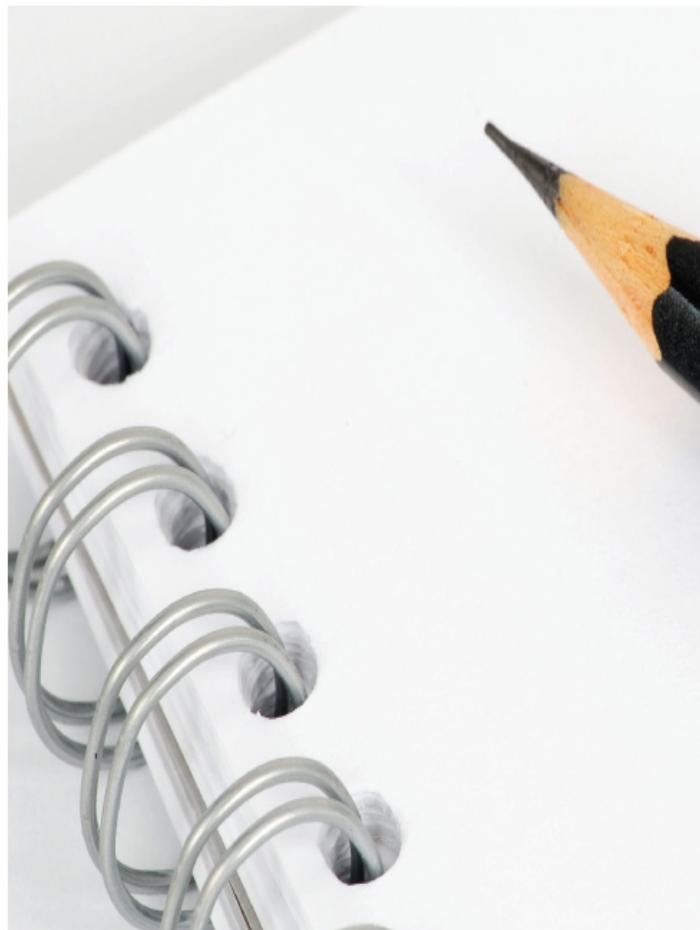
31 maggio

EU Energy Law & Policy Workshop

Brussels, Belgio

Organizzatore: Florench School Of Regulation

www.fsr.eui.eu



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.