

APPROFONDIMENTI

LE FONTI RINNOVABILI AVANZANO NEL MIX ENERGETICO PER RISCALDAMENTO

Mario Cirillo, Donatella Bobbio, Cristina Rocca, Tommaso Franci – REF-E

Nell'ultimo decennio, il mix di fonti energetiche e tecnologie per la produzione di calore nel segmento residenziale è stato ampiamente influenzato dall'avanzamento della "metanizzazione" del Paese. Innovazione tecnologica, costi delle tecnologie e dei combustibili, evoluzione della domanda energetica, politiche e misure legislative per la promozione dell'efficienza energetica e del consumo di energia rinnovabile giocano, inoltre, un ruolo di crescente importanza.

Sono proprio le politiche energetico-ambientali a rappresentare il principale driver dei cambiamenti avvenuti negli ultimissimi anni. Il sostegno al consumo di energia rinnovabile per il riscaldamento e il raffrescamento, riconducibile al quadro regolatorio disegnato dalla Direttiva 2009/28/CE, è stato tradotto in un regime nazionale di obblighi per i nuovi edifici e per le ristrutturazioni rilevanti, oltre a trovare attuazione attraverso vecchi e nuovi sistemi di incentivazione, quali ad esempio le detrazioni fiscali, il "Conto termico", i Titoli di Efficienza Energetica. La promozione dell'efficienza energetica è inoltre realizzata attraverso obblighi di prestazione su impianti ed edifici; alle norme nazionali si affiancano infine quelle introdotte da alcune regioni, principalmente nel nord del Paese, che hanno anticipato il legislatore nazionale introducendo obblighi

efficaci già da qualche anno. Conseguenze dell'azione delle politiche e degli altri fattori citati sono un mix energetico e uno tecnologico, diversificati, con la fonte storicamente prevalente, il gas naturale, che si trova a fronteggiare una concorrenza crescente da parte delle altre fonti, in particolare quelle rinnovabili.

L'analisi e il monitoraggio del segmento divengono, perciò, fondamentali per interpretare le dinamiche di concorrenza tra le diverse tecnologie, oltreché per valutare e prevedere il mix di consumo energetico. Queste necessità si scontrano con la frammentarietà e l'incompletezza dei dati a disposizione, in particolare di quelli relativi agli stock e alle installazioni (o alle vendite) di apparecchi per il riscaldamento, sia a livello aggregato che con riferimento ai tipi di sistema di riscaldamento (autonomo, centralizzato) o alla "età" degli edifici in cui sono installati.

Gli stock di apparecchi e le vendite nel 2011

Per quanto riguarda gli stock di apparecchi (distinti per tipo di sistema di riscaldamento condominiale o autonomo, oltre che per fonte/tecnologia), di seguito è riportata una stima delle quantità di apparecchi installati nel 2001 e nel 2011.

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ GENNAIO 2013

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

■ APPROFONDIMENTI

Le fonti rinnovabili avanzano nel mix energetico per riscaldamento
 Mario Cirillo, Donatella Bobbio, Cristina Rocca, Tommaso Franci – REF-E
 pagina 26

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

■ APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A gennaio, mentre l'energia offerta nel Mercato del Giorno Prima segna un nuovo record superando, come a dicembre, i 67.000 MWh medi orari, perdura la flessione della domanda elettrica. I volumi scambiati registrano, infatti, un ulteriore calo (-1,9%) rispetto ai già depressi livelli dello scorso anno. Sul fronte delle vendite si registra l'unico segno positivo grazie agli impianti a fonte rinnovabile, sostenuti a gennaio dagli idroelettrici (+34,6%) e soprattutto dagli eolici (+102,2%). La liquidità del mercato, beneficiando del crescente ricorso degli

operatori bilateralisti allo sbilanciamento a programma, con un balzo di 18,3 punti percentuali, ha fissato un nuovo record a quota 75,1%. In tale contesto, il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in fase di stagnazione negli ultimi quattro mesi, con 64,49 €/MWh (-19,2 % su base annua), si conferma sui livelli più bassi degli ultimi due anni. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), i prezzi dei prodotti negoziabili nel mese hanno evidenziato una generalizzata tendenza ribassista, più accentuata per quelli prossimi alla consegna.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Nel primo mese del 2013 il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 2,51 €/MWh (-3,7%) su dicembre e di 15,37 €/MWh (-19,2%) su gennaio 2012, si è portato a 64,49 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 19,12 €/MWh (-20,1%) nelle ore di picco e

di 13,89 €/MWh (-19,3%) nelle ore fuori picco, con il prezzo pari rispettivamente a 76,07 ed a 58,12 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload, pari a 1,18, resta pertanto pressoché invariato rispetto ad un anno fa.

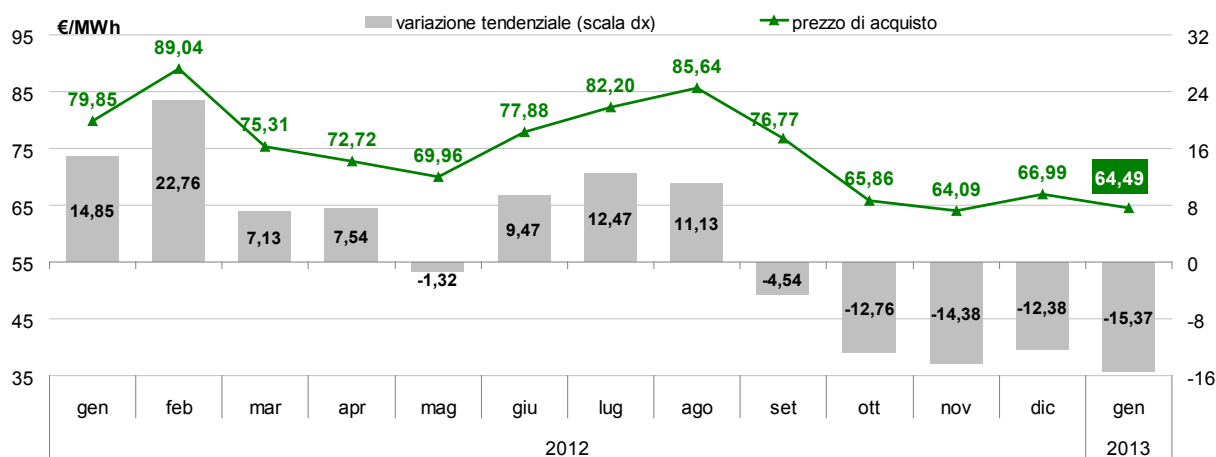
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2013	2012	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2013	2012
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	64,49	79,85	-15,37	-19,2%	25.720	+29,6%	34.242	-1,9%	75,1%	56,8%
Picco	76,07	95,19	-19,12	-20,1%	31.223	+22,4%	42.377	-2,3%	73,7%	58,8%
Fuori picco	58,12	72,00	-13,89	-19,3%	22.694	+34,0%	29.767	-2,6%	76,2%	55,4%
Minimo orario	29,82	32,47			14.459		19.942		68,7%	45,5%
Massimo orario	107,60	165,76			36.980		47.996		80,6%	66,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



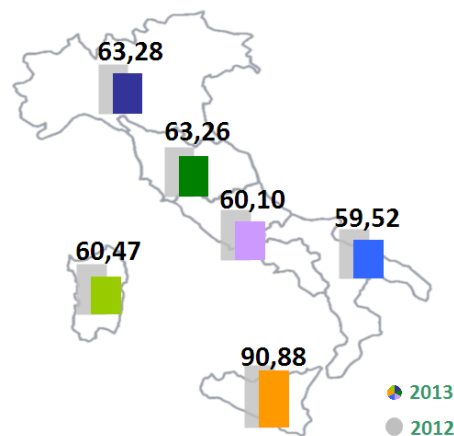
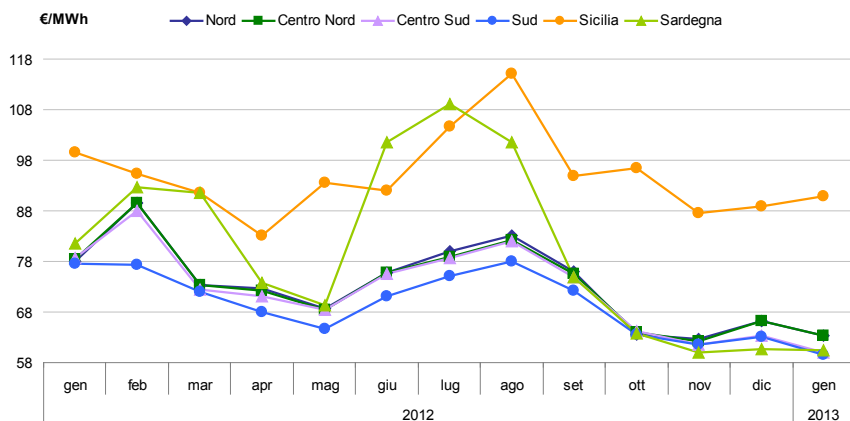
(continua)

Anche i prezzi medi di vendita delle zone continentali e della Sardegna, a gennaio, hanno registrato una flessione rispetto a dicembre, oltre che un calo in doppia cifra rispetto allo stesso mese dello scorso anno, attestandosi tra i 60 ed i 63 €/MWh, con un minimo al Sud, pari a 59,52 €/MWh (ai minimi da oltre due

anni). Diverse le dinamiche registrate in Sicilia, dove il prezzo di vendita ha segnato un flessione apprezzabile ma meno decisa in termini tendenziali (-8,7%) e un modesto incremento congiunturale (+2,2%), portandosi a 90,88 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, al quinto ribasso tendenziale consecutivo, sono scesi a 25,5 milioni di MWh, in calo dell'1,9% rispetto allo scorso anno. In netta crescita, però, l'energia scambiata nella borsa elettrica che, con un incremento su base annua del 29,6% (il più alto mai registrato) si è attestata a 19,1 milioni di MWh, ai massimi da oltre tre anni. Tale dinamica va principalmente ricondotta agli acquisti in borsa dei produttori bilateralisti (oltre il 28%

del totale); il saldo dei programmi registrati sulla PCE, tutto sul lato domanda, a gennaio, con 7,2 milioni di MWh, ha pertanto segnato un massimo storico. Per contro, ai minimi storici l'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, pari a 6,3 milioni di MWh, quasi dimezzata rispetto ad un anno fa (-43,5%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto registrato il livello record di 75,1%, in aumento di 18,3 punti percentuali rispetto a gennaio 2012 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.135.894	+29,6%	75,1%
Operatori	11.813.350	+40,9%	46,4%
GSE	3.778.015	+21,6%	14,8%
Zone estere	3.544.528	+8,6%	13,9%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
PCE (incluso MTE)	6.339.866	-43,5%	24,9%
Zone estere	967.932	-26,4%	3,8%
Zone nazionali	5.371.933	-45,7%	21,1%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	25.475.759	-1,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	24.410.467	+17,8%	
OFFERTA TOTALE	49.886.227	+6,8%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

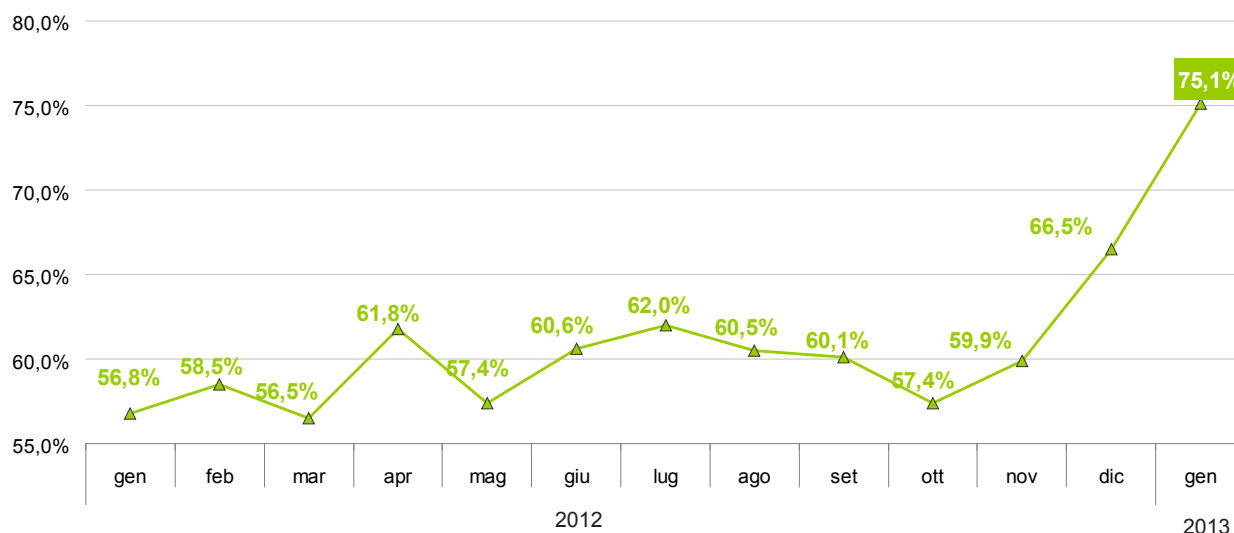
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	19.135.894	+29,6%	75,1%
Acquirente Unico	3.068.979	-33,2%	12,0%
Altri operatori	8.491.879	-3,9%	33,3%
Pompaggi	21.053	-74,3%	0,1%
Zone estere	394.615	+16,7%	1,5%
Saldo programmi PCE	7.159.367	+683,7%	28,1%
PCE (incluso MTE)	6.339.866	-43,5%	24,9%
Zone estere	10.050	-73,0%	0,0%
Zone nazionali AU	3.888.330	+23,6%	15,3%
Zone nazionali altri operatori	9.600.853	+7,4%	37,7%
Saldo programmi PCE	-7.159.367		
VOLUMI ACQUISTATI	25.475.759	-1,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.959.151	-9,9%	
DOMANDA TOTALE	28.434.911	-2,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,1 milioni di MWh, sono diminuiti del 2,1% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, sono però aumentati al Nord (+1,4%) ed in Sicilia (+4,1%). In aumento gli acquisti sulle zone estere, pari a 405 mila MWh (+7,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 21,0 milioni di MWh, si sono ridotte del

2,0% su base annua. A livello zonale, la flessione è stata più marcata al Nord (-7,4%) ed in Sardegna (-14,5%); in controtendenza la Sicilia (+3,2%) ed il Centro Sud (+17,2%). Piuttosto sostenute le importazioni, pari a 4,5 milioni di MWh, ma in leggera flessione rispetto ad un anno fa (-1,5%) (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	22.450.691	30.176	+7,0%	9.514.703	12.789	-7,4%	13.590.008	18.266	+1,4%
Centro Nord	2.929.184	3.937	-12,8%	1.518.533	2.041	-1,6%	2.598.326	3.492	-8,0%
Centro Sud	7.065.553	9.497	+14,6%	3.027.424	4.069	+17,2%	4.085.478	5.491	-3,5%
Sud	7.805.591	10.491	+10,5%	4.200.390	5.646	+0,7%	2.055.716	2.763	-1,1%
Sicilia	3.134.269	4.213	+19,2%	1.714.356	2.304	+3,2%	1.820.133	2.446	+4,1%
Sardegna	1.490.006	2.003	-12,9%	987.893	1.328	-14,5%	921.432	1.238	-29,7%
Totale nazionale	44.875.295	60.316	+7,1%	20.963.299	28.176	-2,0%	25.071.094	33.698	-2,1%
Estero	5.010.932	6.735	+4,8%	4.512.461	6.065	-1,5%	404.665	544	+7,8%
Sistema Italia	49.886.227	67.051	+6,8%	25.475.759	34.242	-1,9%	25.475.759	34.242	-1,9%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile hanno messo a segno, anche a gennaio, una considerevole crescita su base annua (+43,3%), sostenute soprattutto dagli impianti eolici (+102,2%). Ancora in calo invece le vendite da impianti a fonte tradizionale (-13,4%) (Tabella 5). Pertanto,

la quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile è salita al 28,9% dal 19,7% di gennaio 2012, con gli eolici che hanno più che raddoppiato la loro quota attestandosi all'8,0% (Grafico 4).

(continua)

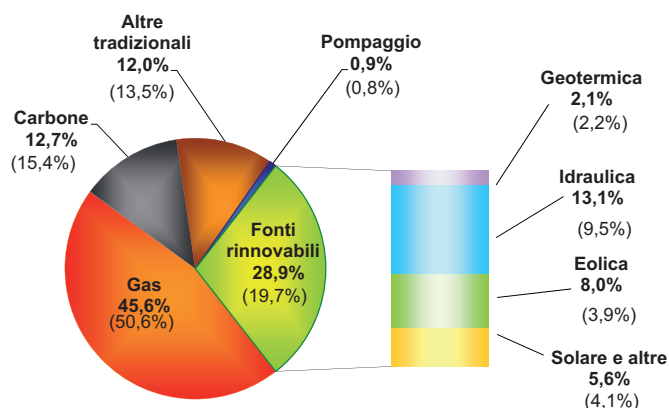
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	9.433	-13,0%	841	-24,2%	2.914	-0,8%	4.035	-15,2%	1.603	-14,6%	963	-27,1%	19.790	-13,4%
Gas	6.878	-14,4%	771	-24,7%	944	+0,2%	2.264	-1,7%	1.477	-13,4%	517	-2,5%	12.851	-11,6%
Carbone	1.395	-17,0%	-	-100,0%	1.737	-2,7%	-	-100,0%	-	-	433	-43,4%	3.565	-19,6%
Altre	1.160	+3,1%	70	+25,9%	233	+9,8%	1.771	-22,4%	126	-26,4%	14	-48,2%	3.375	-12,9%
Fonti rinnovabili	3.204	+13,8%	1.200	+27,1%	1.052	+99,3%	1.610	+90,3%	700	+110,8%	364	+75,1%	8.132	+43,3%
Idraulica	2.485	+16,5%	432	+130,3%	475	+109,3%	236	+72,8%	34	+7,1%	31	+11,2%	3.692	+34,6%
Geotermica	-	-	594	-4,1%	-	-	2	-4,0%	-	-	-	-	596	-4,1%
Eolica	9	-32,7%	8	+144,6%	375	+123,4%	1.028	+88,8%	554	+136,9%	294	+85,5%	2.268	+102,2%
Solare e altre	710	+5,9%	166	+24,3%	203	+51,9%	345	+110,8%	112	+67,7%	40	+80,9%	1.576	+32,5%
Pompaggio	151	-5,1%	-	-100,0%	103	+1561,7%	-	-	1	-96,3%	0	-99,7%	255	+9,2%
Totale	12.789	-7,4%	2.041	-1,6%	4.069	+17,2%	5.646	+0,7%	2.304	+3,2%	1.328	-14,5%	28.176	-2,0%

Grafico 4: MGP, struttura delle vendite Sistema Italia

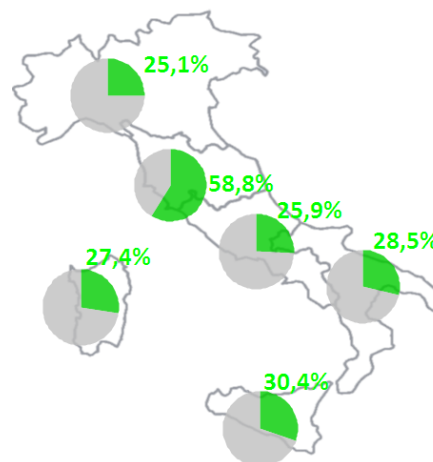
Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA – SLOVENIA

A gennaio il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 497 MWh (393 MWh nello stesso mese del 2012). Il flusso di energia è stato nel 99,6% delle ore in import verso l'Italia (96,8% nel 2012). Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è sceso a 16,14 €/MWh (20,96 €/MWh l'anno precedente), ma

la rendita generata, pari a 5,46 milioni di euro, è aumentata di oltre un milione di euro. Il market coupling ha allocato il 97,1% della capacità disponibile in import (NTC) (69,9% nel gennaio 2012); mentre solo l'1,1% è stata allocata con asta esplicita e nominata (10,1% l'anno precedente) con una notevole riduzione dell'NTC non utilizzato.

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
63,28	47,14	16,14	5,46	506	499	99,6%	91,7%	170	75	0,4%	-
(78,04)	(57,07)	(20,96)	(4,09)	(451)	(393)	(96,8%)	(58,5%)	(197)	(-)	(-)	(-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

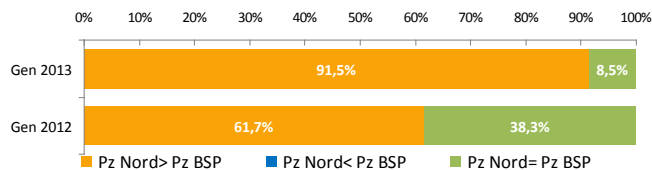
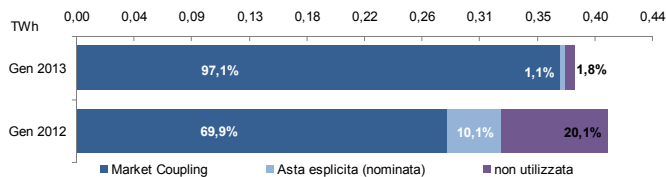


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A gennaio, nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi hanno registrato, su tutte le sessioni di mercato, una decisa flessione congiunturale ed una ancor più netta flessione tendenziale. Il prezzo medio d'acquisto nelle quattro sessioni è variato tra 66,61 €/MWh di MI2 e 70,86 €/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 un prezzo superiore in MI1

ed MI2, ma inferiore in MI3 ed MI4 (Tabella 7 e Grafico 8). Nel mese i volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono stati pari a 2,2 milioni di MWh, in aumento del 20,4% rispetto ad un anno fa. Di questi oltre la metà, ovvero 1,2 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 (+2,4%). Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 591 mila MWh su MI2 (+36,5%); 157 mila MWh (+36,9%) su MI3; 222 mila MWh (+179,6%) su MI4 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, dati dn sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2013	2012	variazione	2013	2012	variazione
MGP (1-24 h)	64,49	79,85	-19,2%	34.242	34.910	-1,9%
MI1 (1-24 h)	67,90 (+5,3%)	81,07 (+1,5%)	-16,2%	1.644	1.606	+2,4%
MI2 (1-24 h)	66,61 (+3,3%)	82,95 (+3,9%)	-19,7%	794	582	+36,5%
MI3 (13-24 h)	67,02 (-7,0%)	89,72 (-1,3%)	-25,3%	423	309	+36,9%
MI4 (17-24 h)	70,86 (-7,1%)	103,68 (+6,2%)	-31,7%	894	320	+179,6%

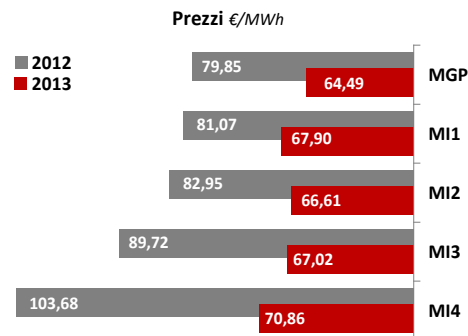
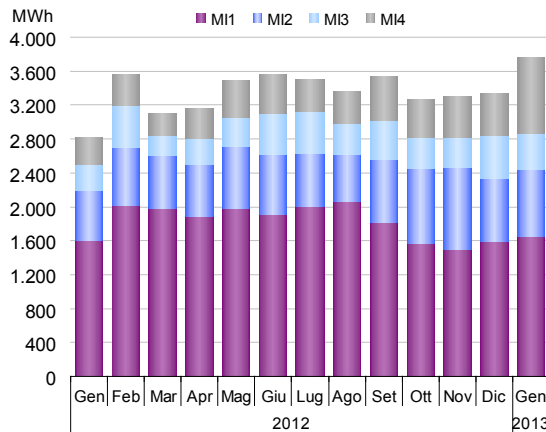
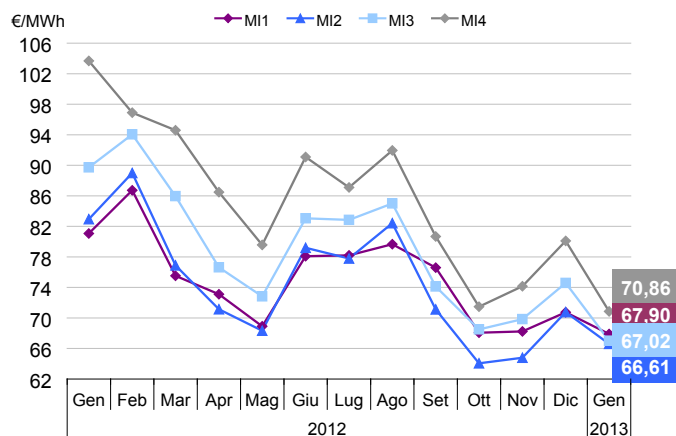


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



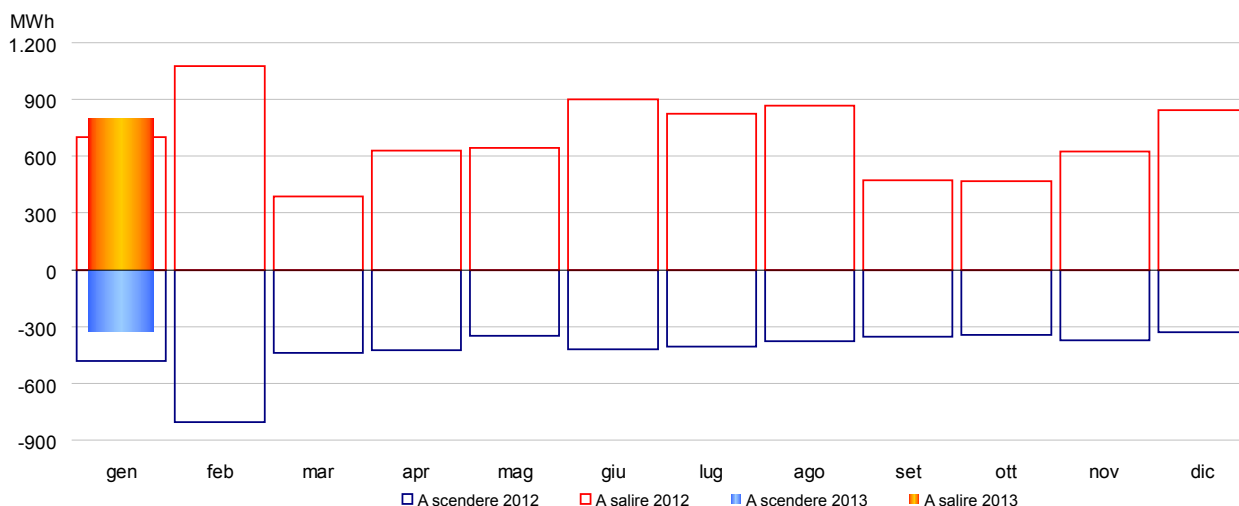
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a gennaio, gli acquisti di Terna sono stati pari a 595 mila MWh, in aumento del 14,1% su base annua, il quarto consecutivo. Prosegue, invece, da ormai quasi un anno, la flessione

tendenziale delle vendite di Terna nel mercato a scendere che segnano il minimo storico a 243 mila MWh (-32,3%) (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 gennaio, si sono registrate 86 negoziazioni in cui si sono scambiati 321 contratti, pari a 1,4 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 835 contratti O.T.C., pari a 7,3 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 23.810 MW, per un totale di 46,1 milioni di MWh. I prezzi dei prodotti negoziabili nel mese hanno evidenziato

una generalizzata tendenza ribassista, più accentuata per quelli prossimi alla consegna (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto *Febbraio 2013* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 64,50 €/MWh (-10,4%) sul baseload e 77,00 €/MWh (-14,3%) sul peakload e con una posizione aperta pari rispettivamente a 5.115 e 804 MW, per complessivi 3,6 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

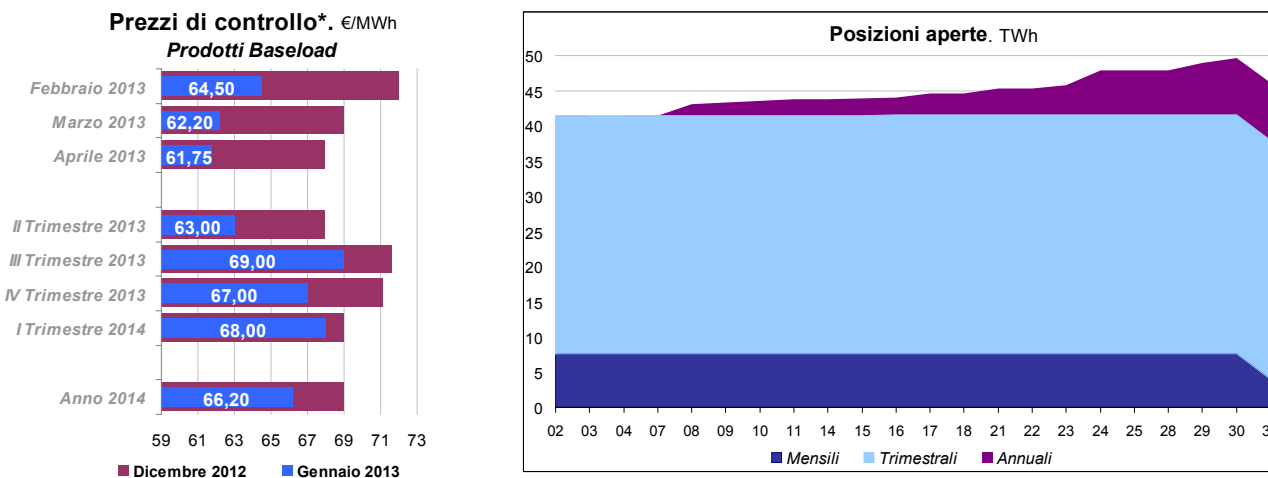
Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Febbraio 2013	64,50	-10,4%	17	85	-	85	5.115	3.437.280
Marzo 2013	62,20	-9,9%	6	30	-	30	5.135	3.815.305
Aprile 2013	61,75	-9,1%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2013	63,77	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	63,00	-7,3%	4	20	-	20	4.706	10.277.904
III Trimestre 2013	69,00	-3,6%	3	15	-	15	5.001	11.042.208
IV Trimestre 2013	67,00	-5,8%	3	15	-	15	4.856	10.726.904
I Trimestre 2014	68,00	-1,4%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	66,20	-4,1%	50	141	835	976	931	8.155.560
Totale			83	306	835	1.141	20.629	44.017.881
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Febbraio 2013	77,00	-14,3%	2	10	-	10	804	192.960
Marzo 2013	71,90	-9,3%	-	-	-	-	794	200.088
Aprile 2013	65,50	-7,1%	-	-	-	-	-	-
Maggio 2013	65,75	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	67,00	-7,4%	-	-	-	-	794	619.320
III Trimestre 2013	75,00	+0,1%	1	5	-	5	799	632.808
IV Trimestre 2013	77,00	-6,2%	-	-	-	-	794	628.848
I Trimestre 2014	80,78	-1,5%	-	-	-	-	-	-
Anno 2014	74,00	-5,1%	-	-	-	-	-	-
Totale			3	15	-	15	3.181	2.081.064

* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente
 ** In corsivo la posizione aperta alla chiusura dell'ultimo giorno di trading

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultimo mese di contrattazione base

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a gennaio 2013 sono state pari a 30,5 milioni di MWh, in aumento del 4,9% su base annua. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 26,5 milioni di MWh, sono cresciute solo dello 0,9% a causa della riduzione dei contratti non standard (-2,7%). Anche nel 2013, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE registrano una consistente crescita (+41,9%), aggiornando il massimo storico a 4,1 milioni di MWh. Quelle di MTE rappresentano pertanto il 13,3% del totale delle transazioni registrate sulla piattaforma (contro il 9,8% di un anno fa). Al minimo storico, invece, i programmi registrati nei conti in

immissione, pari a 6,3 milioni di MWh, in calo tendenziale del 43,5%; viceversa, al massimo da oltre un anno quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 13,5 milioni di MWh (+11,3%). A fronte di una posizione netta di 16,6 milioni di MWh ed in aumento tendenziale dell'1,2%, si assiste pertanto, da un lato, alla marcata crescita degli sbilanciamenti a programma nei conti in immissione (+98,2%) e, dall'altro, ad una netta flessione degli sbilanciamenti nei conti in prelievo (-27,4%) (Tabella 9). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo il record di dicembre, è sceso a 1,84, ma ha superato di 0,06 quello registrato un anno fa (Grafico 11).

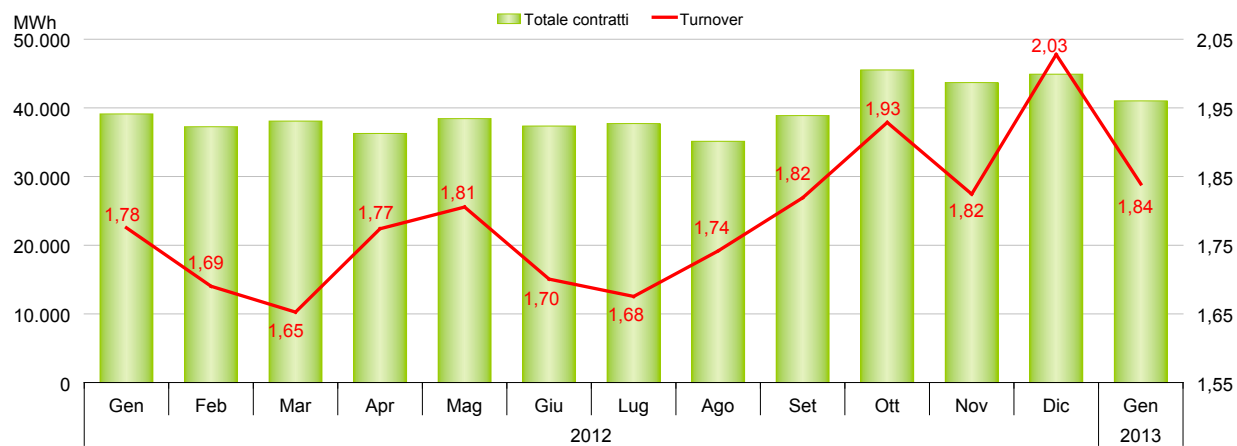
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a gennaio e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.451.514	+5,5%	27,7%	Richiesti	11.188.452	-4,4%	100,0%	13.499.600	+11,3%	100,0%
<i>Off Peak</i>	840.120	+34,3%	2,8%	di cui con indicazione di prezzo	5.466.716	+32,4%	48,9%	-	-	-
<i>Peak</i>	762.118	+2,3%	2,5%	Rifiutati	4.848.586	+892,1%	43,3%	368	+1608,3%	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	4.847.804	+1032,5%	43,3%	-	-	-
Totale Standard	10.053.752	+7,2%	32,9%							
Totale Non standard	16.415.301	-2,7%	53,8%	Registrati	6.339.866	-43,5%	56,7%	13.499.233	+11,3%	100,0%
PCE bilaterali	26.469.053	+0,9%	86,7%	di cui con indicazione di prezzo	618.912	-83,3%	5,5%	-	-	-
MTE	4.051.572	+41,9%	13,3%	Sbilanciamenti a programma	10.254.361	98,2%		3.094.994	-27,4%	
TOTALE PCE	30.520.625	+4,9%	100,0%	Saldo programmi	-	-		7.159.367	+683,7%	
POSIZIONE NETTA	16.594.227	+1,2%	54,4%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A gennaio si registra una sensibile contrazione dei consumi di gas naturale (-6,7%) con il settore termoelettrico in forte arretramento (-13,6%). Sul lato offerta, si registrano flessioni in doppia cifra sia per la produzione nazionale (-15,1%) che per le importazioni (-11,0%); pertanto le erogazioni di gas naturale dagli stoccaggi sono aumentate dell' 8,0%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME, sono stati complessivamente scambiati 3,5 milioni di MWh (+10,7% rispetto a gennaio 2012), di cui 2,9 milioni di MWh sulla Piattaforma di Bilanciamento, dove il prezzo medio, con un calo tendenziale del 15,3%, si è portato a 26,63 €/MWh, in linea con le quotazioni registrate sul PSV.

IL CONTESTO

A gennaio, i consumi di gas naturale in Italia sono stati pari a 9.432 milioni di mc (99,8 TWh), in calo del 6,7% rispetto allo stesso mese dell'anno precedente. In netta flessione i consumi del settore termoelettrico scesi a 2.017 milioni di mc (-13,6%); più contenuta, ma non meno importante, la riduzione dei consumi del settore industriale, pari a 1.181 milioni di mc (-3,0%), e del civile, pari a 5.970 milioni di mc (-4,1%). In calo

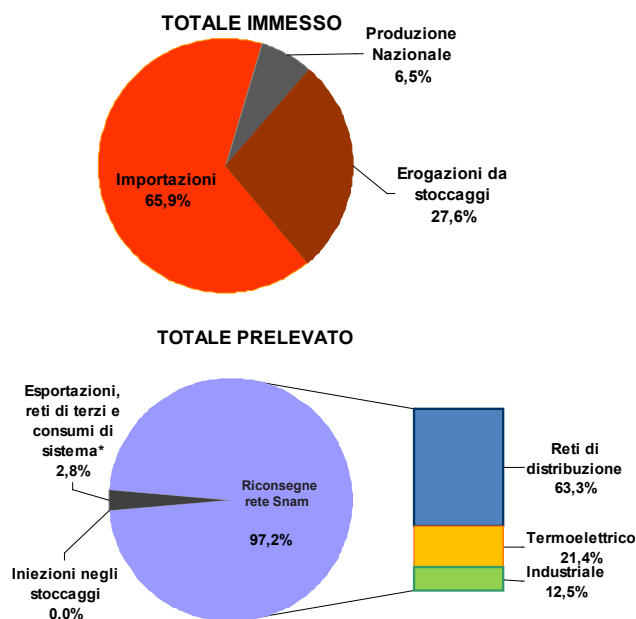
anche le esportazioni, pari a 264 milioni di mc (-21,8%). Dal lato offerta, in netta diminuzione sia la produzione nazionale, pari a 612 milioni di mc (-15,1%), che le importazioni di gas naturale, scese a 6.216 milioni di mc (-11,0%). Tra i punti in entrata, in controtendenza soltanto Tarvisio (+9,1%). Dai sistemi di stoccaggio sono stati erogati 2.605 milioni di mc (+8,0%).

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	6.216	65,8	-11,0%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	2.305	24,4	-5,1%
Tarvisio	2.587	27,4	+9,1%
Passo Gries	249	2,6	-72,2%
Gela	519	5,5	-0,2%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	43	0,5	-71,8%
Cavarzere (GNL)	514	5,4	-13,5%
Produzione Nazionale	612	6,5	-15,1%
Erogazioni da stoccaggi	2.605	27,6	+8,0%
TOTALE IMMESSO	9.432	99,8	-6,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>9.168</i>	<i>97,0</i>	<i>-6,2%</i>
Industriale	1.181	12,5	-3,0%
Termoelettrico	2.017	21,3	-13,6%
Reti di distribuzione	5.970	63,2	-4,1%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>264</i>	<i>2,8</i>	<i>-21,8%</i>
TOTALE CONSUMATO	9.432	99,8	-6,7%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
TOTALE PRELEVATO	9.432	99,8	-6,7%

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



(continua)

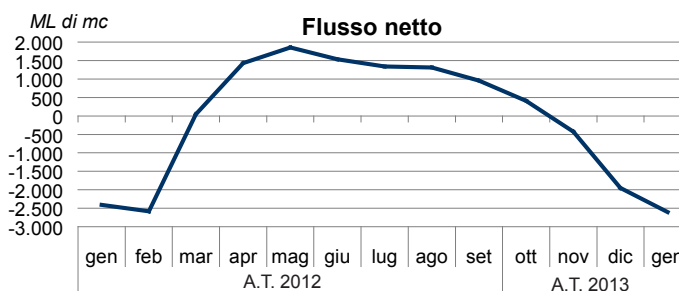
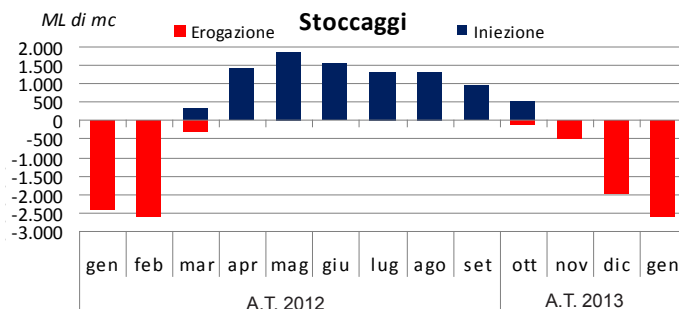
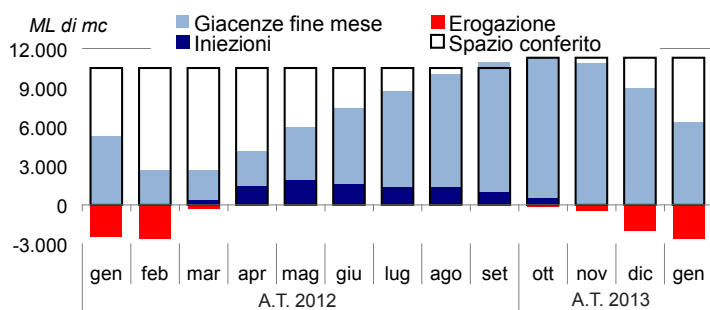
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 6.321 milioni di mc in aumento di 21,5% rispetto allo stesso giorno del 2012, con il rapporto giacenza/spazio conferito al 56,0% (+6,4 punti percentuali su base annua).

La quotazione del gas naturale al Punto di scambio Virtuale (PSV), con una flessione di 4,69 €/MWh rispetto a gennaio 2012, si è portata a 26,97 €/MWh (-14,8%).

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 31/01/2013)	6.321	+21,5%
Erogazione (flusso out)	2.605	+8,0%
Iniezione (flusso in)	-	-
Flusso netto	2.605	+8,0%
Spazio conferito	11.291	+7,5%
Giacenza/Spazio conferito	56,0%	+6,4 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

Nel mese di gennaio i mercati del gas gestiti dal GME evidenziano una scarsa liquidità, ad eccezione della Piattaforma di Bilanciamento 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 3,5 milioni di MWh, in aumento del 10,7% su base annua. Con riferimento ai volumi consegnati a gennaio (che ammontano anche in questo caso a 3,5 milioni di MWh), sulle piattaforme gestite dal GME è transitato complessivamente il 3,5% della

domanda complessiva di gas naturale (era il 3,0% a gennaio 2012).

Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) *fase continua* sono stati scambiati 8.040 MWh ad un prezzo medio di 27,40 €/MWh.

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

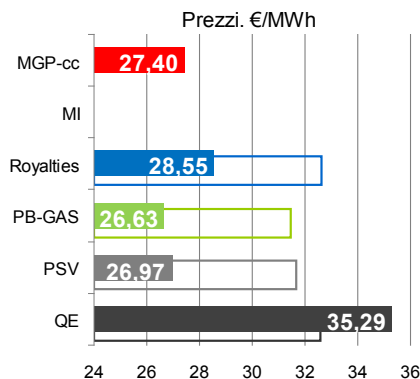
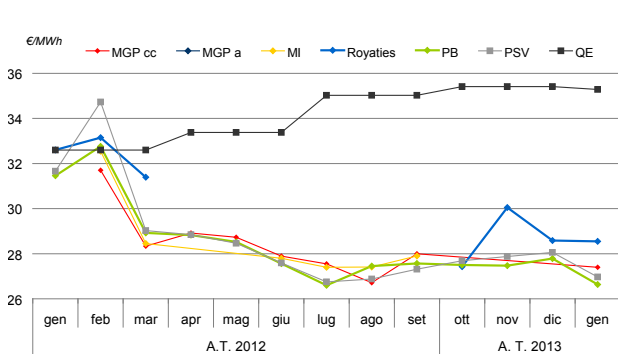
(continua)

Figura 3: Mercati del gas naturale

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
M-GAS					
MGP-asta	-	-	-	-	-
MGP-CC	27,40	-	27,35	27,45	8.040
MI	-	-	-	-	-
PB-GAS					
	26,63	(31,46)	24,98	27,65	2.885.718 (2.647.584)
P-GAS					
Royalties	28,55	(32,61)			620.310 (527.496)
Import					
D.lgs 130/10					

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



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

Sulla Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), a gennaio, sono stati scambiati complessivamente 2,9 milioni di MWh (l'82,1% di quanto complessivamente scambiato sui mercati gestiti dal GME), in aumento del 9,0% rispetto allo stesso mese del 2012, ad un prezzo medio di 26,63 €/MWh, in calo tendenziale del 15,3%.

Nei 20 giorni, sui 31 di gennaio, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,6 milioni di MWh, di cui l'85,4%

venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 26,60 €/MWh. Nei restanti 11 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,3 milioni di MWh, di cui l'88,3% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 26,70 €/MWh.

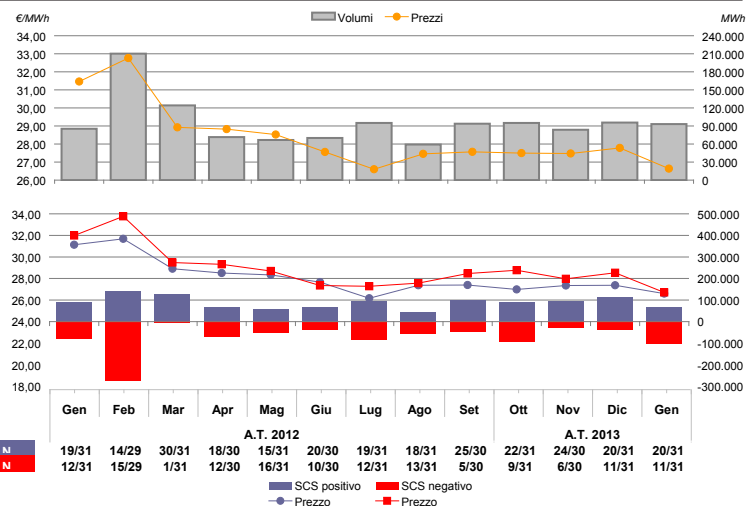
Complessivamente l'86,7% dei volumi scambiati (2,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 13,3% (0,4 milioni MWh) da scambi tra operatori.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 20/31	negativo n.giorni 11/31
Prezzo. €/MWh	26,63	(-15,3%)	26,60	26,70
Acquisti. MWh	2.885.718	(+9,0%)	1.576.011	1.309.708
RdB	1.156.510	(+21,1%)		1.156.510
Operatori			1.576.011	153.198
Vendite. MWh	2.885.718	(+9,0%)	1.576.011	1.309.708
RdB	1.346.084	(-20,5%)	1.346.084	
Operatori			229.926	1.309.708
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	35		33	19

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



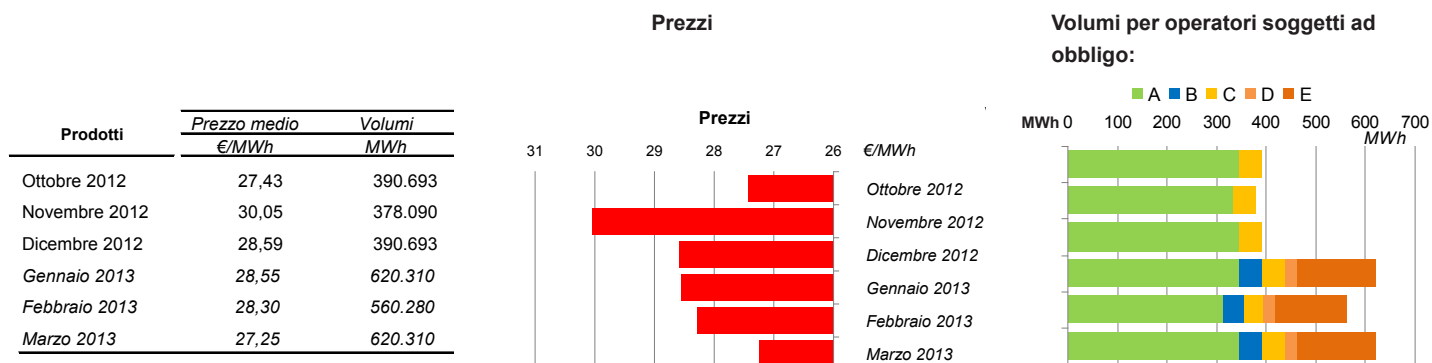
(continua)

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 – a gennaio sono stati scambiati

620.310 MWh, tutti nel comparto Royalties e riferiti al prodotto Marzo 2013, ad un prezzo medio ponderato di 27,25 €/MWh.

Figura 5: P-GAS (Royalties), prezzi e volumi

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ I moderati rincari registrati a gennaio sulle quotazioni europee del petrolio e dei suoi derivati interrompono la fase di lieve flessione osservata negli ultimi mesi del 2012, favorendo anche una modesta ripresa delle aspettative ribassiste espresse dai mercati futures per il breve e medio periodo.

Sulle piazze del carbone il prezzo spot torna invece a scendere, toccando il valore minimo da maggio 2010 e alimentando una tendenza in atto ormai da due anni. A fronte di questa dinamica consolidata, merita rilevare la fiducia dei mercati a termine verso un progressivo incremento delle quotazioni, particolarmente ripido a partire dall'ultimo

trimestre del 2013.

Riduzioni di modesta intensità si apprezzano agli hub centro-europei del gas, senza tuttavia modificare sostanzialmente la forte propensione rialzista registrata da agosto sulle quotazioni e segnalata dal riallineamento di tutti i riferimenti continentali al PSV italiano, solitamente più elevato.

In generale aumento, infine, i prezzi sulle principali borse elettriche europee, in ripresa sia rispetto ai valori di dicembre che al dato del 2013. Sfugge a questo andamento la quotazione italiana, che torna sui livelli di novembre, i più bassi dell'ultimo biennio.

Il mese di gennaio registra una ripresa del prezzo del Brent a 113 \$/bbl (+3,3% sul mese precedente, +2,2% su base tendenziale), in linea con quanto osservato sui principali riferimenti extra-europei e invertendo la dinamica moderatamente ribassista seguita nella parte conclusiva del 2012. Gli aumenti favoriscono una piccola revisione al rialzo delle aspettative degli operatori, comunque proiettate verso una diminuzione del petrolio rispetto alle attuali quotazioni, tanto nel breve quanto nel lungo termine.

Anche i prezzi dell'olio combustibile e del gasolio, prodotti di raffinazione del greggio, mostrano moderati incrementi congiunturali, attestandosi rispettivamente a 636,4 \$/MT (+5,4%) e a 960,9 \$/MT (+3,9%), valori più elevati di quanto prospettato dai mercati nel precedente mese di dicembre. Su base tendenziale, in contrapposizione con quanto rilevato sulla commodity di riferimento, la variazione dell'olio combustibile evidenzia una flessione non trascurabile del suo prezzo rispetto al gennaio scorso (-6,3%), a fronte di

una sostanziale stabilità del gasolio (+0,9%).

Nessuna novità di rilievo si osserva d'altro canto sui listini europei del carbone, le cui quotazioni scendono a 86,4 \$/MT, livello minimo degli ultimi due anni (-4,2% rispetto a dicembre, -18,2% sul 2013), confermando l'andamento fortemente ribassista in atto dalla seconda metà del 2011. La flessione subita dall'API2 sui mercati spot non sembra alterare significativamente le aspettative rialziste espresse dai futures per i prossimi mesi e soprattutto per il 2014, scambiato oggi poco sotto i 100 \$/MT.

La conversione in euro dei prezzi produce modifiche sostanziali ai tassi di crescita delle commodities esclusivamente su base tendenziale, rispetto alla quale il moderato apprezzamento del tasso di cambio dollaro/euro (1,33 \$/€, +3,1% sul 2011) favorisce un inasprimento delle diminuzioni osservate sull'olio combustibile (-9,1%) e sul carbone (-20,7%) e un'inversione delle variazioni di greggio e gasolio (-0,8/-2,1%).

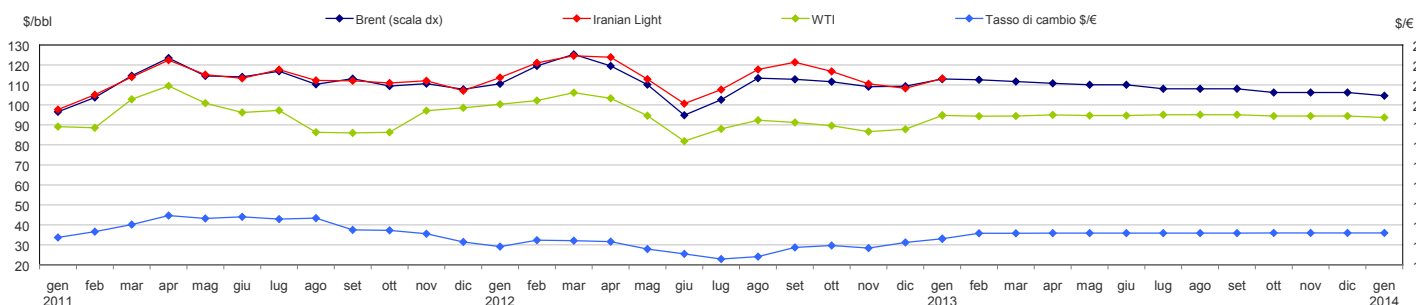
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Gen 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 13	Mar 13	Apr 13	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,33	+1,4%	+3,1%	1,32	1,36 ▲	1,36 ▲	1,36 -	1,36 -
Brent	\$/bbl	113,0	+3,3%	+2,2%	108,5	112,6 ▲	111,7 ▲	110,8 -	102,5 -
FOB	€/bbl	84,9	+1,9%	-0,8%	82,2	82,9 ▲	82,2 ▲	81,6 -	75,4 -
Fuel Oil	\$/MT	636,4	+5,4%	-6,3%	605,5	648,0 ▲	649,5 ▲	650,3 -	621,5 -
1% FOB ARA Barge	€/MT	478,3	+4,0%	-9,1%	458,8	477,2 ▲	478,2 ▲	478,7 -	457,1 -
Gasoil	\$/MT	960,9	+3,9%	+0,9%	920,8	961,0 ▲	930,8 ▲	951,6 -	938,4 -
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	722,2	+2,5%	-2,1%	697,7	707,6 ▲	685,3 ▼	700,5 -	690,2 -
Coal	\$/MT	86,4	-4,2%	-18,2%	90,7	87,8 ▼	88,7 ▼	89,7 -	98,8 -
API2 CIF ARA	€/MT	65,0	-5,6%	-20,7%	68,7	64,6 ▼	65,3 ▼	66,0 -	72,7 -

Fonte: Thomson-Reuters

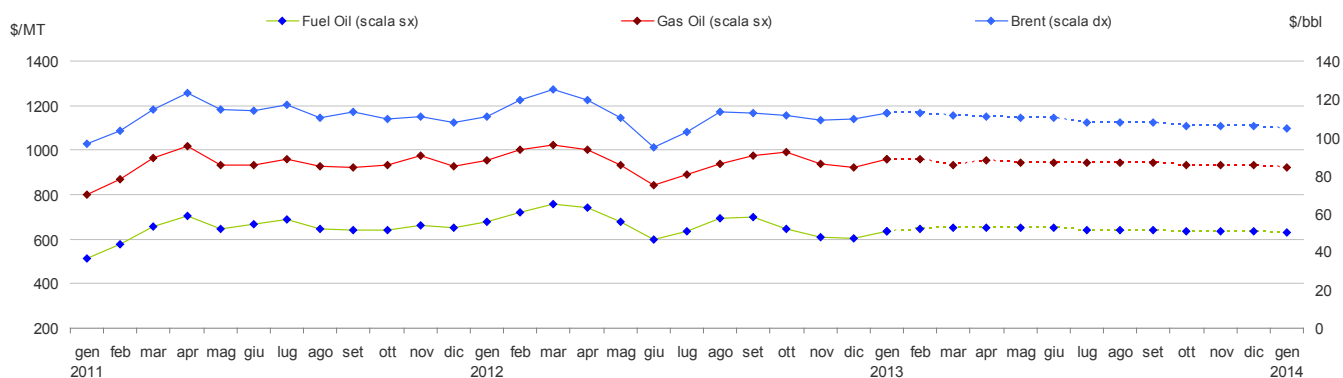
(continua)

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



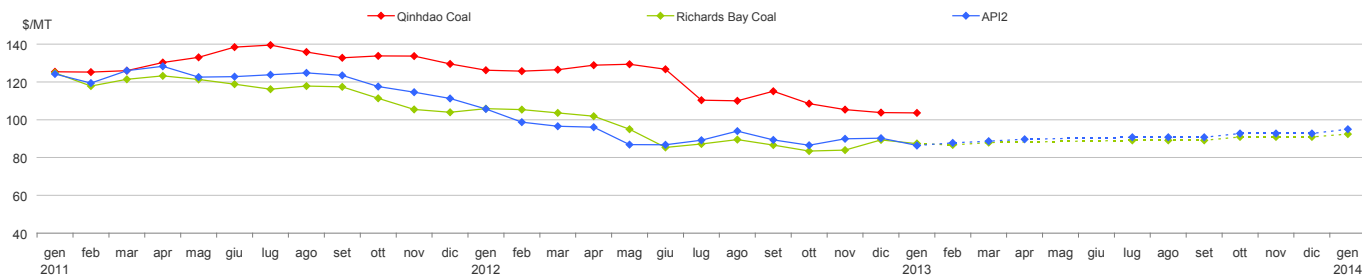
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

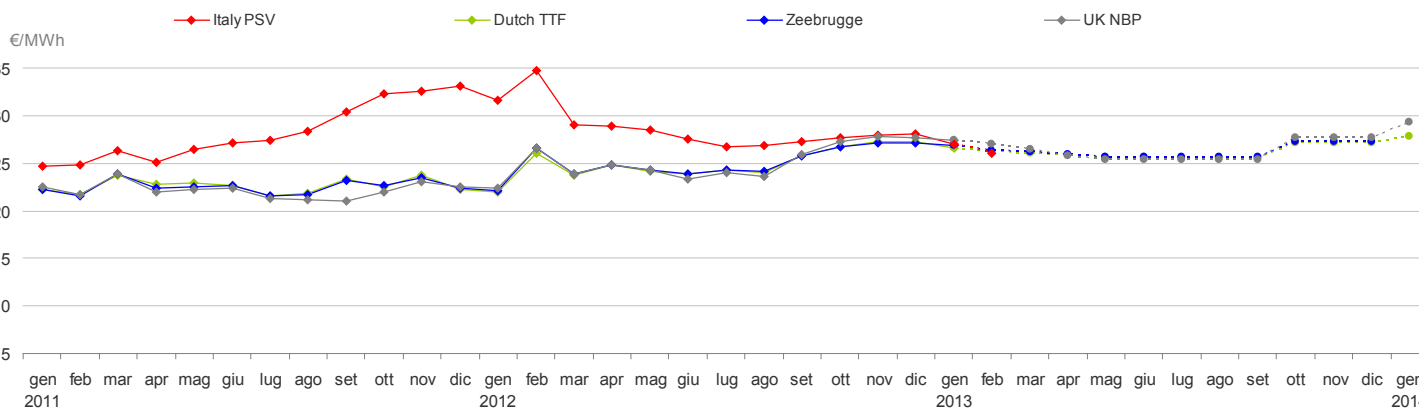
Sui principali hub del gas il mese di gennaio sembra invece confermare le indicazioni di un rallentamento delle dinamiche rialziste consolidate nell'ultimo quadrimestre del 2012, registrando un debole calo congiunturale dei prezzi, attestati sui 27 €/MWh (-1/-3%) e allineati al PSV italiano (26,97 €/MWh, -3,9%). Il lieve ritocco al ribasso non determina, tuttavia, variazioni tendenziali di rilievo, risultando ancora molto elevato l'aumento del gas osservato in Centro-Europa rispetto

al 2012 (+21/22%). In questo caso si segnala l'eccezione del riferimento italiano, apparso in marcata flessione rispetto ai valori molto elevati toccati a gennaio di un anno fa (-14,8%). In un'ottica futura, i mercati si mantengono su posizioni conservative, mostrando quotazioni analoghe alle attuali o in lieve calo da aprile secondo la tipica stagionalità della domanda.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Gen 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 13	Mar 13	Apr 13				Gas Year 13
PSV DA	Italia	26,97	-3,9%	-14,8%	28,05	26,00	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	26,55	-2,8%	+21,0%	27,15	26,15	▼	26,10	-	-	-	26,60
Zeebrugge	Belgio	26,86	-1,1%	+21,7%	27,15	26,37	▼	26,23	▼	25,89	-	27,10
UK NBP	Regno Unito	27,43	-1,0%	+22,7%	27,70	27,02	▼	26,41	▼	25,75	▼	27,24



Sulle borse elettriche, a differenza di quanto riscontrato sul gas, il 2013 prende avvio evidenziando una netta ripresa congiunturale che annulla gli effetti dei sensibili ribassi di dicembre e riporta i prezzi sui 43 €/MWh in Germania e Austria (+6/+22%) e sui 51/53 in Francia e Svizzera (+19/21%). Meno intensi risultano in generale gli incrementi rispetto allo scorso anno (+2/+9%), arrivati a toccare il loro livello massimo in Francia (+21%). Come anche nel gas, sfugge alle dinamiche

continentali il riferimento italiano, pari a 64,49 €/MWh (-3,7% rispetto a dicembre, -19,2% sul 2012), valore tra i più bassi dell'ultimo biennio e tale da far scendere attorno ai 14 €/MWh il suo differenziale con le quotazioni rilevate alla frontiera francese.

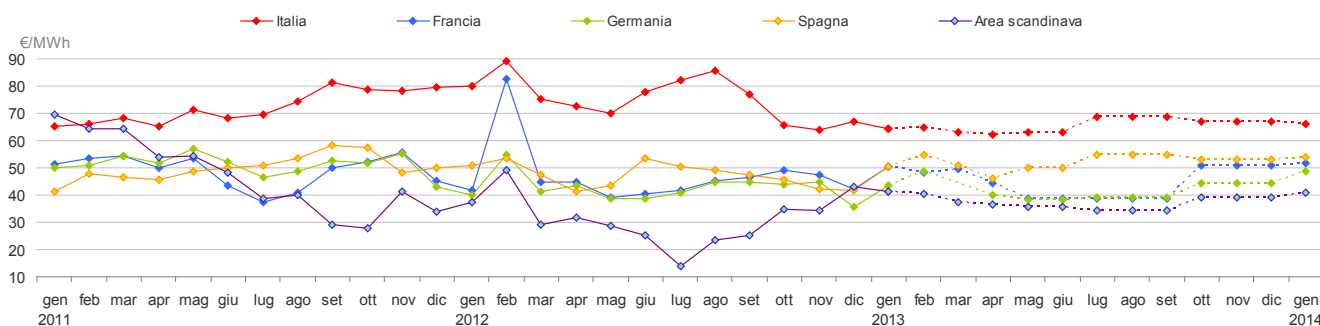
In questo contesto, le attese dei mercati si mantengono decisamente ribassiste, in particolare per i prossimi mesi, caratterizzati da un fisiologico calo della domanda.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Gen 13	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 13	Mar 13	Apr 13	Calendar
Italia	64,49	-3,7%	-19,2%	69,75	64,75 ▼	63,25 ▼	62,25 -	65,75 -
Francia	50,64	+20,6%	+20,9%	52,11	48,25 ▼	49,63 ▼	44,25 -	44,60 -
Germania	43,31	+21,9%	+8,6%	42,54	48,90 -	-	40,17 -	41,13 -
Svizzera	53,41	+19,3%	+1,7%	-	-	-	-	-
Austria	42,97	+6,3%	+3,9%	-	-	-	-	-
Spagna	50,50	+21,0%	-1,1%	54,25	54,65 ▼	50,85 ▼	45,98 -	52,80 -
Area scandinava	41,39	-3,6%	+11,3%	42,30	40,65 ▼	37,60 ▼	36,73 -	36,05 -



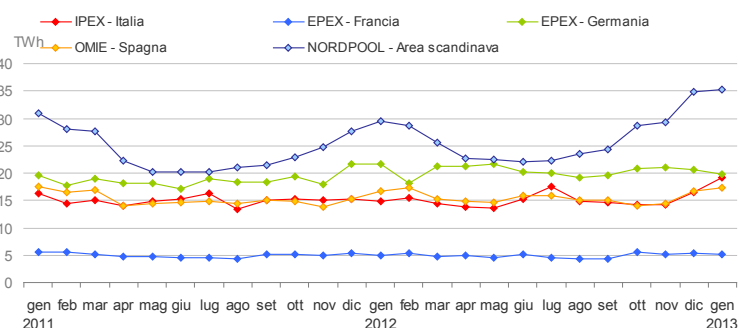
Quanto ai volumi scambiati a pronti, dietro a Nordpool, confermatasi la borsa più capiente con i suoi 35,2 TWh (+19,5% sul 2012), merita segnalare il forte incremento tendenziale

osservato sulla borsa italiana, salita a 19,1 TWh (+29,6%), valore massimo da luglio 2009 e poco distante dalle quantità negoziate nell'area tedesca (19,9 TWh, -7,9%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Gen 13	Diff M-12(%)
Italia	19,1	+29,6%
Francia	5,2	+4,4%
Germania	19,9	-7,9%
Svizzera	1,5	+18,8%
Austria	0,6	-16,1%
Spagna	17,3	+3,0%
Area scandinava	35,2	+19,5%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di gennaio sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 132.895 TEE, in diminuzione rispetto ai 152.144 TEE scambiati a dicembre.

Dei 132.895 TEE sono stati scambiati 43.635 di Tipo I, 61.346 di tipo II e 27.914 di tipo III.

L'aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente si spiega probabilmente con la fisiologica pressione verso l'alto che i prezzi subiscono nella prima parte dell'anno all'avvicinarsi della data ultima per l'adempimento dell'obbligo.

L'aumento dei prezzi medi rispetto al mese precedente è risultato, in percentuale, pari a 1,95% per la Tipologia I, 3,34% per la Tipologia II e 3,31% per la Tipologia III. Nello specifico, i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 91,90 € (rispetto a 90,14 € di dicembre), i titoli di Tipo II ad una media di 92,91€ (rispetto a € 89,91 di dicembre) e i titoli di tipo III ad una media di 93,11 € (rispetto a 90,21 € di dicembre). I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 284.023 (174.062 di tipo I, 90.525 di tipo II e 19.436 di tipo III). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 17.513.765.

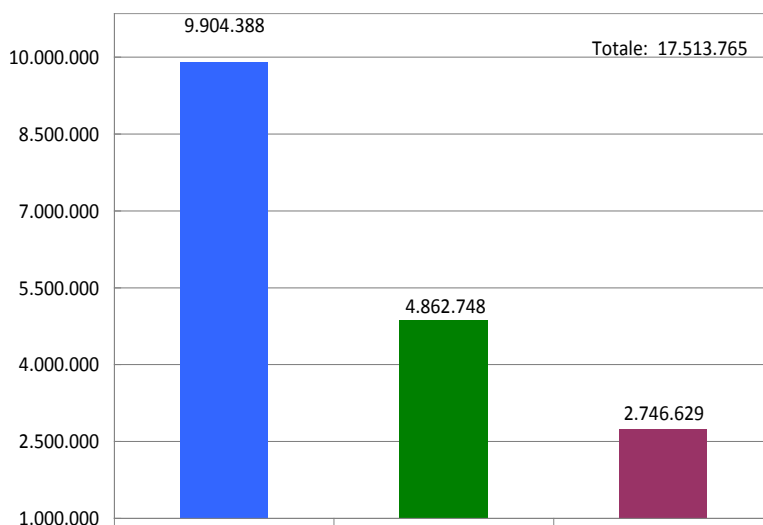
TEE, risultati del mercato del GME - gennaio 2013

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	43.635	61.346	27.914
Valore Totale (€)	4.010.049,95	5.699.692,60	2.599.015,15
Prezzo minimo (€/TEE)	87,80	87,81	87,80
Prezzo massimo (€/TEE)	96,60	96,65	96,55
Prezzo medio (€/TEE)	91,90	92,91	93,11

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

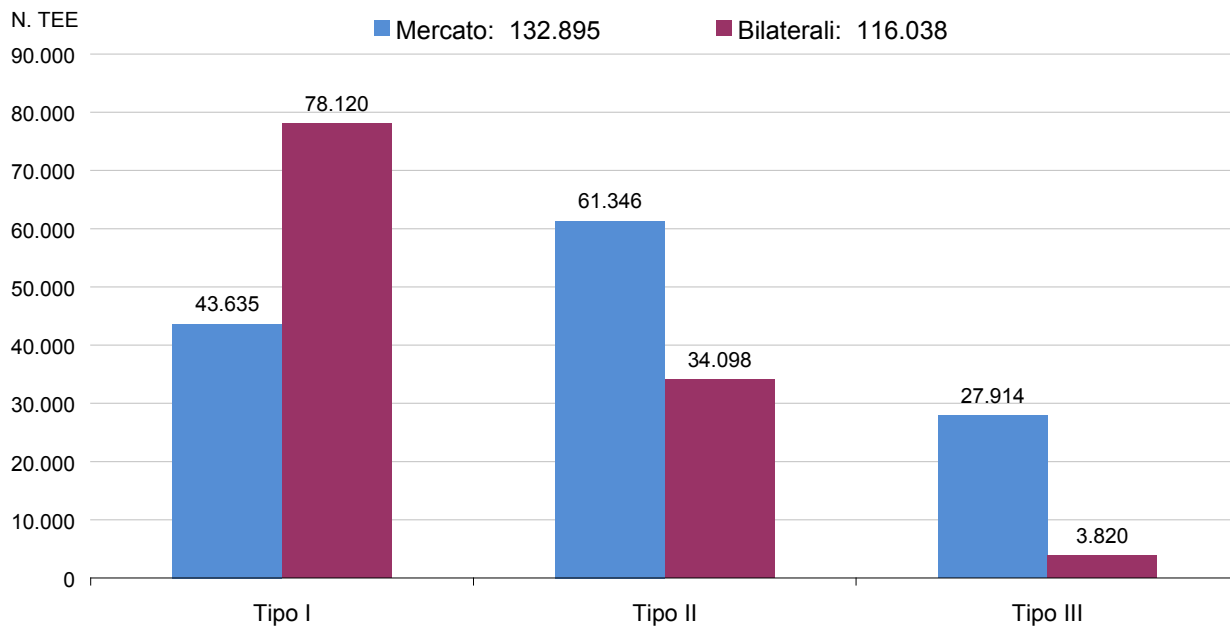
Fonte: GME



(continua)

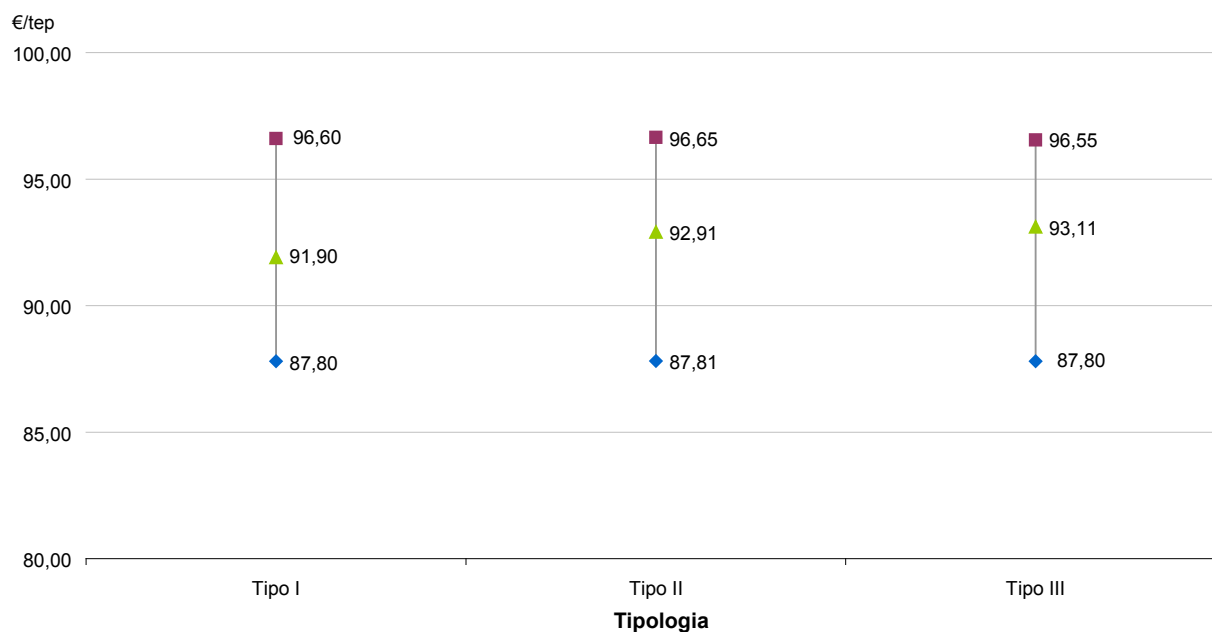
TEE scambiati dal 1 gennaio 2013

Fonte: GME



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

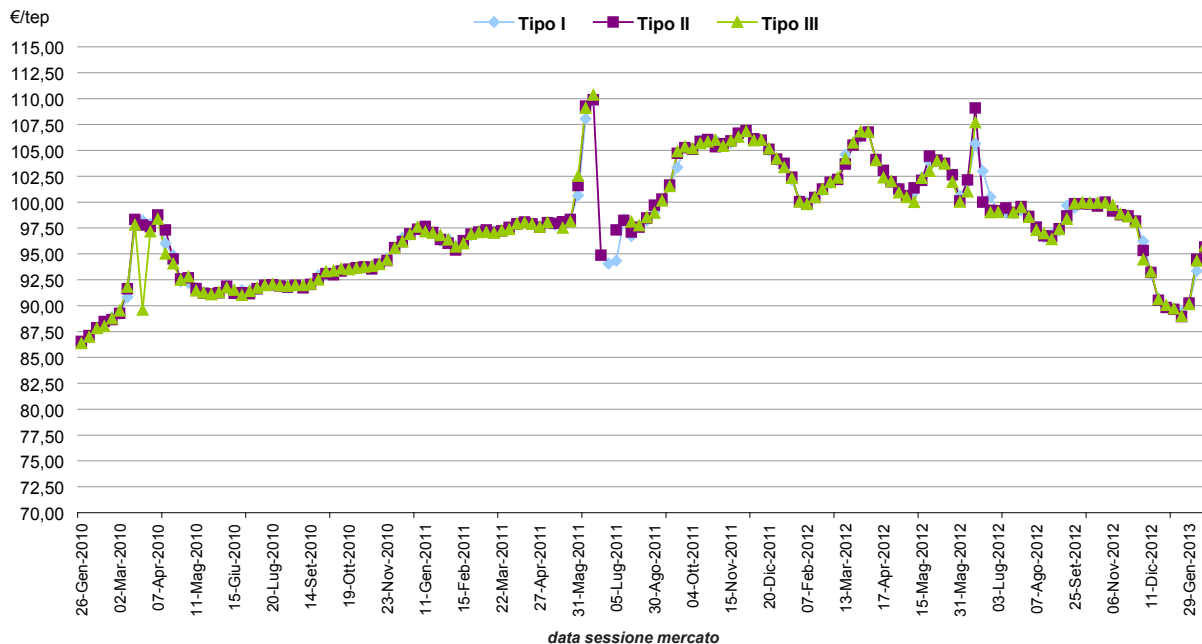
Fonte: GME



(continua)

TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a gennaio 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di gennaio 2013 sono stati scambiati 116.038 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie.

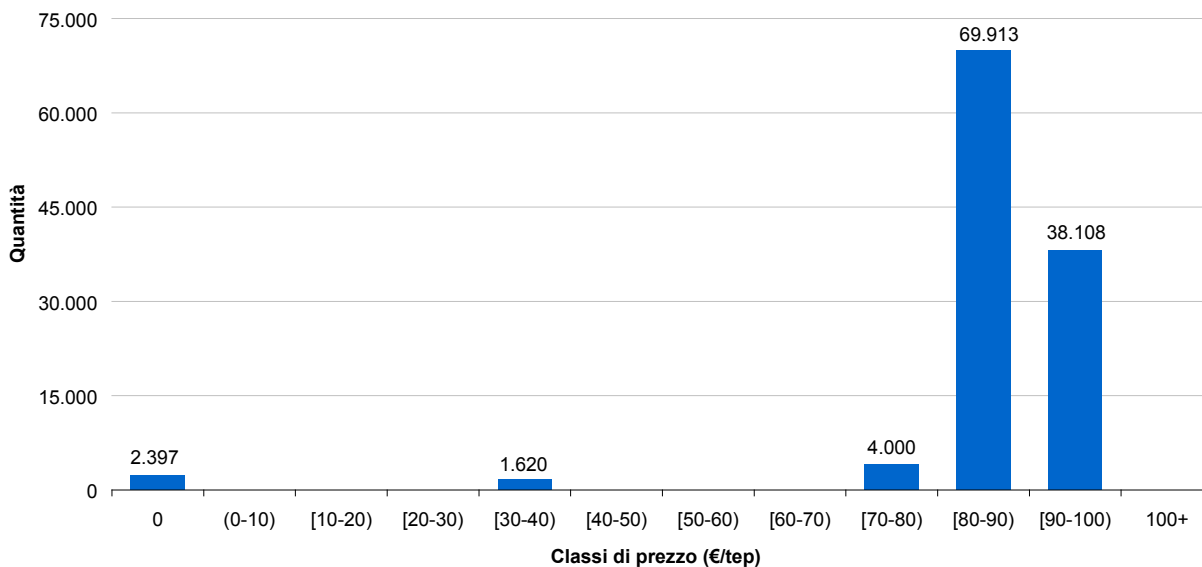
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali

è stata pari a 86,66 €/tep, minore di 5,96 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 92,62 €/tep.

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

TEE scambiati per classi di prezzo - gennaio 2013

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di gennaio 2013 sono stati scambiati 344.292 CV, in diminuzione rispetto ai 382.754 CV negoziati nel mese di dicembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV¹ con anno di riferimento 2012 con un volume pari a 340.883 (contro i 373.963 CV_2012 di dicembre) e dei CV con anno di riferimento 2011 con una quantità presente sul mercato pari a 1.705 (3.073 CV_2011 scambiati il mese scorso).

Seguono i CV_2011_TRL con un numero di certificati scambiati pari a 1.004, tipologia non presente sul mercato il mese scorso e i CV_2010_TRL con un volume pari a 354 (2.612 CV_2010_TRL i titoli quotati nel mese di dicembre). Infine, il volume sulla piattaforma di mercato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato pari a 346 titoli (3.106 CV_2010 il mese scorso).

Si conferma l'andamento positivo dei prezzi medi rispetto al mese precedente. In particolare, i CV_2011 hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 79,17 €/MWh con un aumento rispetto al mese di dicembre di 3,11 €/MWh, mentre per i CV_2012 l'aumento del prezzo medio è stato pari a 2,49 €/MWh, con un prezzo medio pari a 79,52 €/MWh.

Per quanto riguarda invece, i CV_2010 il prezzo medio ponderato è stato pari a 80,00 €/MWh, con un aumento di 2,20 €/MWh, rispetto a dicembre e, infine, i CV_2010_TRL hanno chiuso con un prezzo medio pari a 79,80 €/MWh in aumento di 0,58 €/MWh rispetto al mese scorso.

I CV_2011_TRL, infine, non presenti sulla piattaforma il mese precedente, hanno fatto registrare un prezzo medio pari a 76,52 €/MWh.

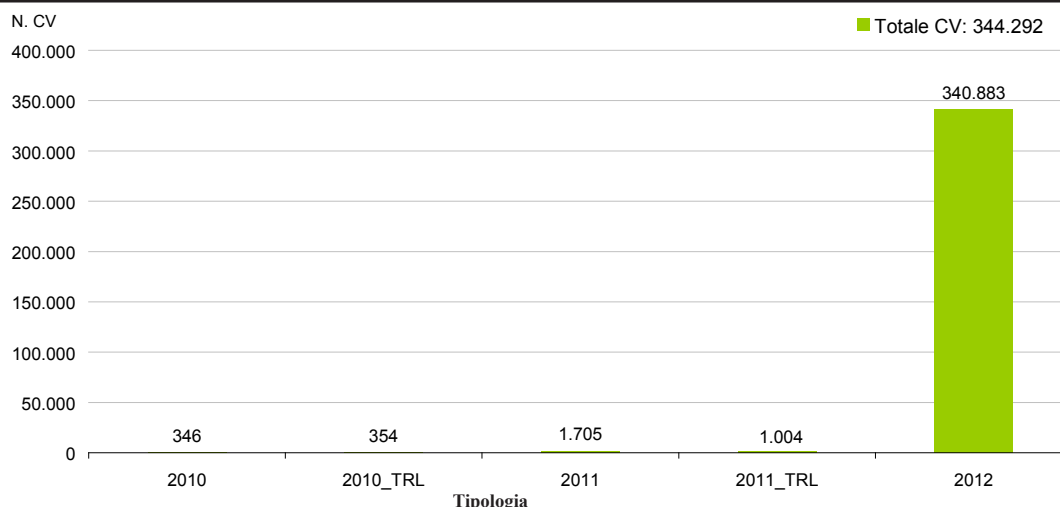
CV, risultato del mercato GME gennaio 2013

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi scambiati (n.CV)	346	354	1.705	1.004	340.883
Valore Totale (€)	27.680,00	28.249,20	134.990,46	76.822,50	27.106.992,22
Prezzo minimo (€/CV)	80,00	79,80	78,00	76,50	76,01
Prezzo massimo (€/CV)	80,00	79,80	80,07	85,00	80,03
Prezzo medio (€/CV)	80,00	79,80	79,17	76,52	79,52

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

Fonte GME

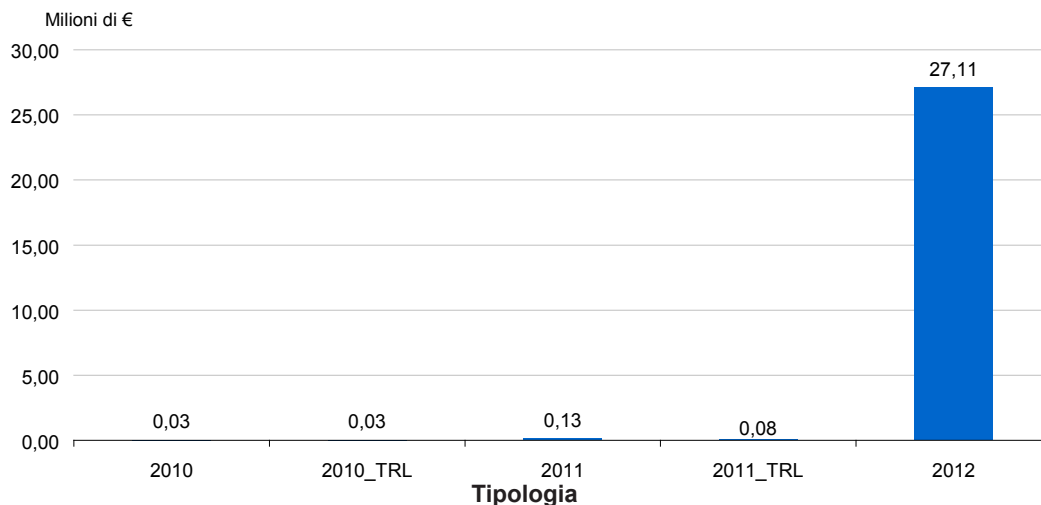


¹ Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

(continua)

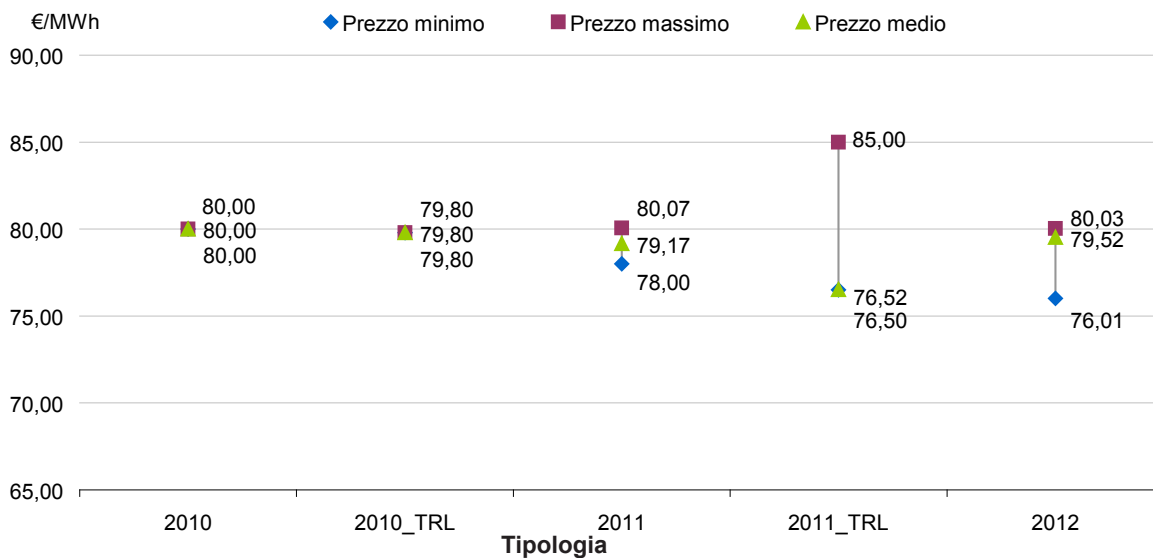
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2013)

Fonte: GME



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

Fonte: GME

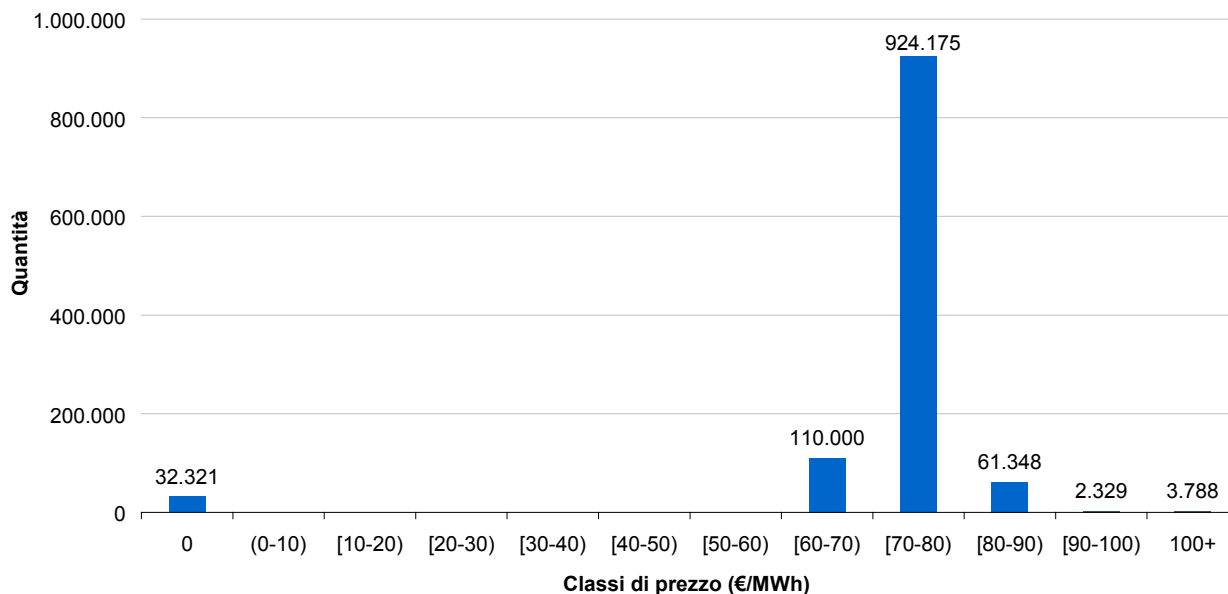


(continua)

Nel corso del mese di gennaio 2013 sono stati scambiati (7.050.159 CV il mese scorso) delle varie tipologie. 1.133.961 Certificati Verdi attraverso contratti bilaterali,

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - gennaio 2013

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati bilateralmente, nel corso del mese di gennaio, è stata pari a 75,72 €/MWh, minore di 3,79 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (79,51 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

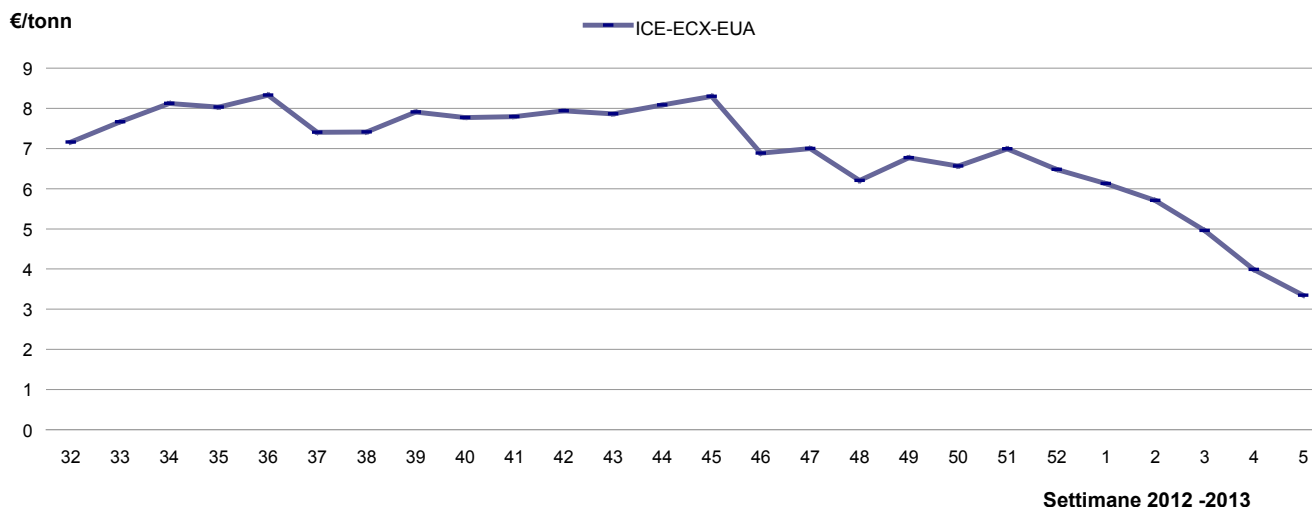
A cura del GME

■ Nel mese di gennaio 2013 sono state scambiate sulle piattaforme europee 829,1 milioni di EUAs, in diminuzione del 11,61% rispetto al mese precedente (938 milioni di EUA a dicembre - fonte Point Carbon). Anche nel primo mese del 2013 l'andamento dei prezzi nei mercati delle Unità di Emissione è in continua decrescita, in uno scenario ribassista in cui le EUAs hanno raggiunto un livello inferiore a 5,00 €/tonn. La ragione, oltre che risiedere nella negativa e perdurante congiuntura economica, può essere individuata nella riflessione in corso da parte della Commissione UE sulla proposta di backloading di circa 9 milioni di permessi di emissione. Tale proposta avrebbe l'obiettivo di ritardare

l'allocatione dei permessi attraverso le aste, alla luce della situazione di eccesso di offerta attualmente presente sul mercato. L'attenzione dei mercati sembra, a tale proposito, concentrarsi sulla Germania, paese europeo che potrebbe assumere un peso nelle decisioni dell'Unione Europea, il quale sembra deciso a proseguire il proprio calendario aste, non senza difficoltà, a causa del basso livello dei prezzi (€ 3,15 il prezzo di chiusura per le EUAs spot fase III, nell'ultima asta settimanale del venerdì). Le rilevazioni dei prezzi spot settimanali, effettuate sul mercato ICE-ECX mostrano una variazione da 6,13 €/tonn a inizio mese a 3,35 €/tonn alla fine.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



(continua)

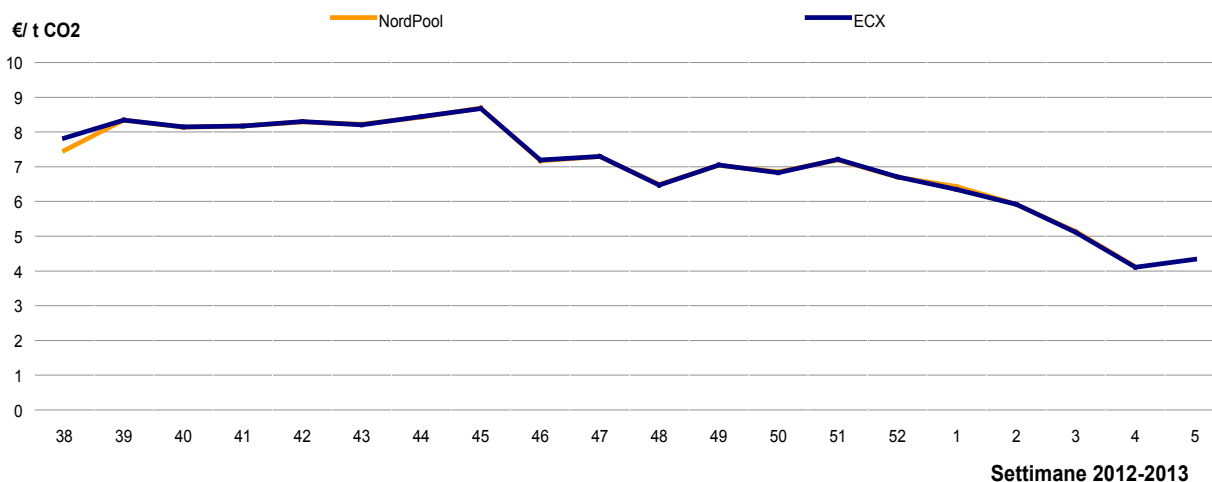
Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi e dei prezzi riflette la tendenza del mercato spot. In relazione, infatti, all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2013 (ICE ECX - EUA DEC_13 - monthly) il titolo ha chiuso con settlement price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

6,34 €/tonn all'inizio del mese sino a chiudere a fine mese, con settlement price pari a 4,11 €/tonn.

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

EUA, mercato a termine, prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



LE FONTI RINNOVABILI AVANZANO NEL MIX ENERGETICO PER RISCALDAMENTO

Mario Cirillo, Donatella Bobbio, Cristina Rocca, Tommaso Franci – REF-E

(continua dalla prima)

Il risultato complessivo delle stime è sintetizzato, solo per il 2001 e il 2011, nella Tabella 1.

Tabella 1. Ricostruzione degli stock di apparecchi per il riscaldamento residenziale (numero)

	2001	2011	Var. 2001-2011
Centralizzato	579.158	743.422	28%
Gas Naturale	328.322	467.193	42%
Gasolio	166.786	123.110	-26%
GPL	30.799	38.016	23%
Carbone e legna*	23.063	27.431	19%
Elettricità**	6.244	11.752	88%
Solare	2.542	25.165	890%
Teleriscaldamento***	21.403	50.754	137%
Autonomo	18.625.830	25.458.978	37%
Gas Naturale	11.155.136	13.827.986	24%
Gasolio	894.202	558.083	-38%
GPL	1.407.646	1.561.124	11%
Carbone e legna*	4.565.087	5.022.907	10%
Elettricità**	558.911	4.020.916	619%
Solare	44.848	467.961	943%

* Il numero di apparecchi a carbone è trascurabile.

** Il numero di apparecchi alimentati da elettricità diversi dalle PdC non è considerato.

*** Numero di sottocentrali d'utenza

Fonte: elaborazione REF-E su dati ISTAT e dati delle associazioni di produttori di apparecchi

I risultati evidenziano un netto ampliamento del “mercato” nell’ultimo decennio, collegato in primis all’incremento del numero di abitazioni e famiglie che utilizzano un sistema di riscaldamento, ma anche alla diffusione di sistemi di riscaldamento che combinano due o più apparecchi. Le stime delle vendite di apparecchi per il riscaldamento destinati al settore residenziale nel 2011 sono riassunti nella Tabella 2. I dati, relativi sia ad apparecchi in grado di

soddisfare l’intero fabbisogno di riscaldamento (caldaie a gas, GPL, gasolio, e biomassa, pompe di calore aria-acqua), sia ad apparecchi generalmente installati a integrazione di impianti principali (pompe di calore aria-aria, stufe a biomassa, pannelli solari termici), pongono in rilievo la dominanza del gas naturale, in particolare se si considera che le tecnologie che seguono in termini di unità vendute svolgono prevalentemente un ruolo di parziale copertura dei consumi¹.

Tabella 2. Vendite di apparecchi per il riscaldamento nel settore residenziale nel 2011 (numero)

	Gas - cond	Gas	Gasolio	GPL - cond	GPL	PdC	Legna (solo caldaie)	Pellet	Solare termico	TLR*
Totale	138.771	338.799	41.482	11.379	27.781	307.711	10.303	192.741	88.889	4.614
di cui autonomo	130.136	322.199	39.380	10.671	26.420	304.711	7.212	191.919	84.353	0
di cui centralizzato	8.635	16.599	2.102	708	1.361	3.000	3.091	822	4.536	4.614

* Numero di sottostazioni d'utenza

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

LE FONTI RINNOVABILI AVANZANO NEL MIX ENERGETICO PER RISCALDAMENTO

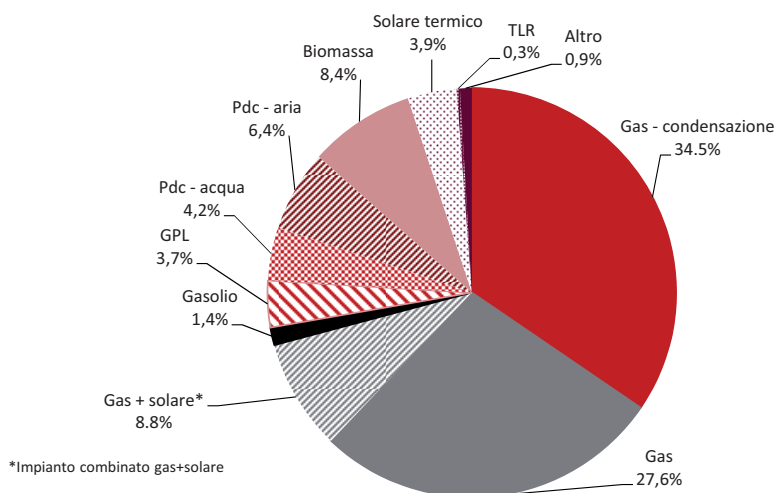
(continua)

L'attività di un panel di imprese di installazione nel 2011

La rilevazione, attraverso indagine, dei dati sull'attività condotta da un panel di imprese di installazione di impianti di riscaldamento nel 2011, in tre differenti segmenti di mercato, ossia "autonomo", "centralizzato" e "Sardegna", risulta utile ad interpretare i mutamenti nel mix tecnologico ed energetico nel settore residenziale.

Le imprese del panel hanno installato nel 2011 circa 13000 apparecchi per il riscaldamento. La Figura 1 illustra la distribuzione dei risultati per fonte/tecnologia, senza alcuna segmentazione per tipo di sistema di riscaldamento, tipo di edificio, presenza rete gas, quota di soddisfazione del fabbisogno.

Figura 1 Apparecchi installati nel 2011 dal panel REF-E

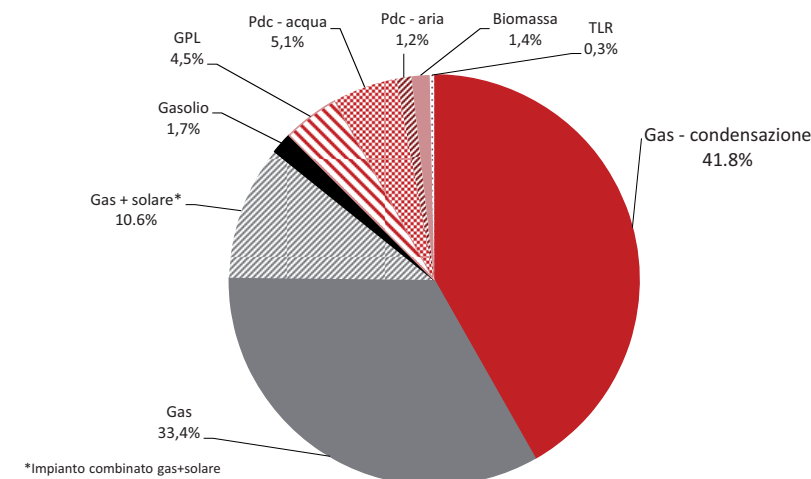


Fonte: elaborazioni REF-E

Se la diffusione di apparecchi che soddisfano solo una parte del fabbisogno ha certamente un impatto (di riduzione) sul consumo delle fonti fossili, e dunque ha effetti sul mix energetico, la dinamica di concorrenza tra tecnologie può meglio essere osservata isolando le sole tecnologie che coprono la totale richiesta di calore. La

Figura 2 mostra come a seguito di tale operazione si riduca il peso percentuale di pompe di calore aria-aria, apparecchi a biomassa e pannelli solari termici: tali apparecchi non costituiscono, se non in pochi casi, un'alternativa all'impianto principale, ma vanno ad integrarne il funzionamento.

Figura 2. Apparecchi installati nel 2011 dal panel REF-E, a copertura del 100% del fabbisogno



Fonte: elaborazioni REF-E

LE FONTI RINNOVABILI AVANZANO NEL MIX ENERGETICO PER RISCALDAMENTO

(continua)

Stime dei flussi di tecnologie a livello nazionale

Il quadro complessivo ottenuto evidenzia le principali tendenze in atto nel settore del riscaldamento residenziale, alla luce delle scelte del consumatore per la soddisfazione del proprio fabbisogno di riscaldamento e acqua calda sanitaria. La Tabella 3 illustra la stima della dinamica di sostituzione degli

apparecchi installati nel 2011 a livello nazionale, con riferimento a:

- la soddisfazione dell'intero fabbisogno di riscaldamento dell'abitazione;
- installazione in edifici esistenti;
- installazione in abitazioni/edifici localizzati in aree servite dalla rete gas.

Tabella 3. Stime nazionali di sostituzione tra tecnologie: segmento autonomo, soddisfacimento dell'intero fabbisogno, in presenza di rete gas (numero di apparecchi)

Apparecchi sostituiti	Apparecchi installati								TOT
	Gas - cond	Gas	Gasolio	GPL - cond	GPL	PdC	Legna (solo caldaie)	Pellet	
Gas - cond	9.909	3.162	557	359	0	2.522	0	999	17.508
Gas	64.018	246.822	0	284	2.924	7.809	18	2.127	324.001
Gasolio	3.986	7.437	4.787	84	169	0	65	2.383	18.910
GPL	1.067	1.470	0	330	670	1.061	124	4.097	8.819
Pompa di calore	0	1.565	0	0	0	53.367	0	0	54.932
Biomassa	52	99	0	0	0	0	104	845	1.101
Altro	558	215	0	0	0	396	69	5009	6248
TOTALE	79.590	260.769	5.343	1.057	3.762	65.154	381	15.461	431.518

Fonte: elaborazioni REF-E

Chiave di lettura. Il numero dei nuovi apparecchi installati per ciascuna tecnologia è riportato in colonna – ad es. la colonna “gasolio” riporta un totale di 5343 apparecchi installati nel 2011: 4787 hanno sostituito vecchi apparecchi a gasolio e 557 hanno rimpiazzato apparecchi a gas naturale. Il dato relativo agli apparecchi sostituiti è riportato in riga – es. la riga “gasolio” riporta un totale di 18910 apparecchi sostituiti: 3986 sono stati sostituiti con apparecchi a gas naturale a condensazione, 7437 con apparecchi a gas tradizionali, 4787 da nuovi apparecchi a gasolio, ecc. Nel complesso, il numero di apparecchi a gasolio sostituiti (18910) è di gran lunga superiore a quello degli impianti installati (5343).

Si sottolinea, quindi, che il numero di apparecchi a gas naturale installato negli edifici esistenti si è mantenuto sostanzialmente stabile nel 2011. Inoltre, mentre la quota dei sistemi alimentati da GPL e gasolio è diminuita, tutti gli apparecchi alimentati da fonti rinnovabili appaiono, invece, in crescita. Relativamente allo switching tra fonti/tecnologie è abbastanza evidente la penetrazione delle caldaie a condensazione, più efficienti di quelle tradizionali, incentivate attraverso le detrazioni

fiscali. In generale, poi, il gas naturale sottrae “quote di mercato” agli altri combustibili fossili, mentre soffre la concorrenza degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. La Tabella 4 riguarda, invece, le stime relative alle aree in cui non è presente la rete gas. Essa mostra come, in assenza di infrastrutture del gas, la penetrazione delle tecnologie che impiegano fonti rinnovabili con pompe di calore e apparecchi a biomasse sia più marcata.

Tabella 4. Stime nazionali di sostituzione tra tecnologie: segmento autonomo, 100% fabbisogno, installazioni in edifici esistenti, in assenza della rete gas (n di apparecchi)

Apparecchi sostituiti	Apparecchi installati						TOTALE
	Gasolio	GPL - cond	GPL	Pdc	Legna	Pellet	
Gasolio	21.660	1.050	1.003	88	42	1.723	25.567
GPL	-	2.593	10.122	363	130	4.846	18.054
Pdc	-	-	-	7.480	-	-	7.480
Biomassa	-	-	-	-	15	852	867
Altro	-	178	-	-	-	-	178
TOTALE	21.660	3.821	11.124	7.931	187	7.421	52.145

Fonte: elaborazioni REF-E

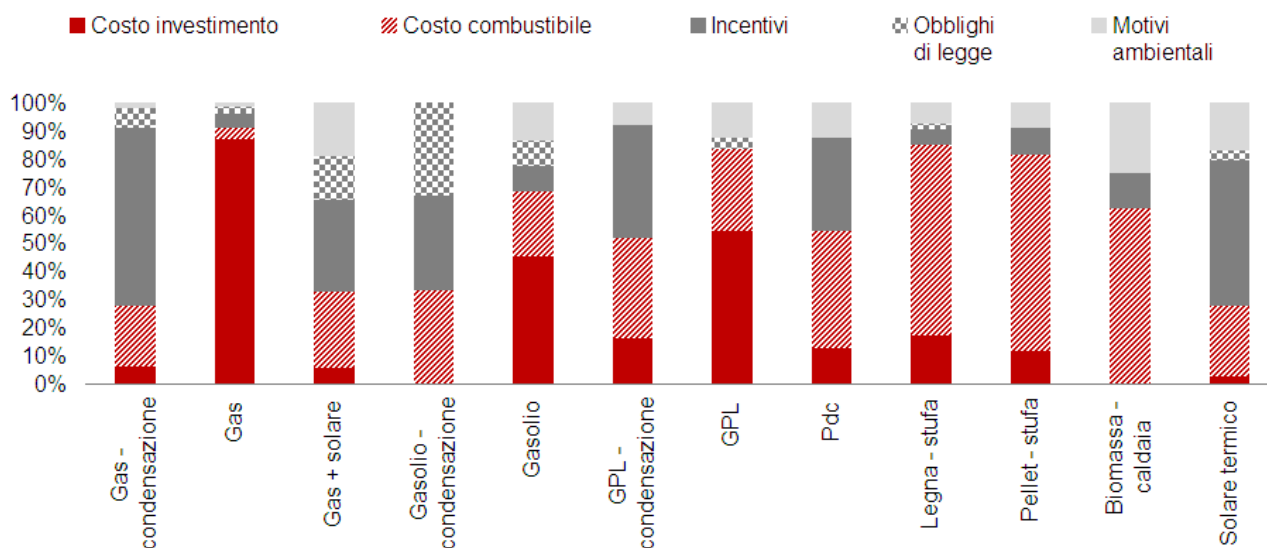
LE FONTI RINNOVABILI AVANZANO NEL MIX ENERGETICO PER RISCALDAMENTO

(continua)

Per quanto concerne le motivazioni sottese alla scelta di installazione di caldaie ad elevata efficienza alimentate da combustibili fossili (condensazione), la Figura 3 dimostra come incentivi e obblighi derivanti da legislazioni regionali rappresentino i fattori più rilevanti per la penetrazione dei succitati apparecchi. La scelta di dispositivi tradizionali a gas naturale, gasolio e GPL dipende, invece, dal basso costo di investimento. Per le tecnologie alimentate da fonti rinnovabili, e in particolar modo per gli apparecchi alimentati

da biomassa, nel 2011 i risparmi nel costo di combustibile rappresentano il primo driver di scelta, ma è consistente anche l'impatto di incentivi e obblighi di legge. Infine, per le pompe di calore si nota un'incidenza significativa di costo di combustibile e incentivi, che probabilmente rappresentano motivazioni al momento più forti rispetto agli obblighi di legge. Tra le motivazioni emerge anche la possibilità di effettuare il servizio di condizionamento degli ambienti, come driver rilevante per la scelta di installare pompe di calore.

Figura 3. Motivazioni alla base della scelta delle tecnologie di riscaldamento (2011)



Fonte: elaborazioni REF-E

Una valutazione delle tendenze recenti

Sebbene la fonte gas resti dominante, si osserva quindi una crescente penetrazione degli apparecchi alimentati da fonti rinnovabili. Si tratta di tecnologie in grado di soddisfare l'intero fabbisogno di riscaldamento e di apparecchi installati ad integrazione di quelli tradizionali, anche a vantaggio di una bolletta economicamente più leggera. L'ampliamento del mercato, legato all'incremento di abitazioni dotate di un sistema di riscaldamento e l'avanzamento del processo di metanizzazione, fanno sì che in termini assoluti il numero degli impianti a gas, pur rimanendo stabile nel 2011, sia comunque cresciuto nell'ultimo decennio. In assenza di rete del gas naturale la concorrenza sembra essersi sviluppata più rapidamente. Il GPL rappresenta la fonte principale, anche se il numero di impianti installati è in declino. La fonte sottrae mercato al gasolio, ma è a sua

volta "spiazzata" dalle rinnovabili. Un "concorrente" forte del GPL è rappresentato dalle pompe di calore aria-acqua. La spinta della legislazione allo sviluppo di sistemi alimentati da fonti rinnovabili è destinata a subire un inevitabile rafforzamento: ci si aspetta che i già evidenti impatti di obblighi e incentivi si mostrino con più forza, allorquando entreranno a regime le più recenti norme nazionali per la promozione del consumo di energia rinnovabile. È importante sottolineare che alcuni fattori di natura locale possono influenzare scelte e tendenze degli utilizzatori di apparecchi per il riscaldamento. Tali peculiarità suggeriscono un lavoro di ampliamento e approfondimento del monitoraggio del settore, che sarà certamente protagonista degli sforzi a sostegno di efficienza energetica e penetrazione dell'energia rinnovabile.

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.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 28 dicembre 2012** | “Determinazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e il gas per gli anni dal 2013 al 2016 e per il potenziamento del meccanismo dei certificati bianchi” | pubblicato sulla G.U. n.1 del 2-1-2013 - Suppl. Ordinario n. 1 | Download <http://www.sviluppoeconomico.gov.it>

Con il D.M. 28 dicembre 2012 in oggetto, il MiSE, nel confermare lo schema di incentivazione relativo ai Titoli di Efficienza Energetica (TEE), ha fissato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che dovranno essere perseguiti dalle imprese di distribuzione obbligate nel prossimo quadriennio 2013-2016. Nell'ambito della regolazione incidente sui TEE, il D.M. introduce inoltre, ulteriori novità, tra le quali: il passaggio dall'AEEG al GSE dell'attività di gestione del meccanismo di certificazione dei progetti di risparmio energetico; l'approvazione di 18 nuove schede tecniche predisposte dall'ENEA (in allegato allo stesso D.M.); una disciplina a se stante per la gestione dei grandi progetti, ovvero per quegli interventi che prevedono risparmi di energia primaria superiori a 35.000 tep ed esprimono una vita tecnica superiore ai 20 anni; nuovi criteri per la determinazione del contributo tariffario per i costi sostenuti dai distributori obbligati.

Da ultimo il D.M. de quo individua alcune modalità volte a migliorare in linea generale il meccanismo dei TEE andando a ridurre i tempi e gli adempimenti necessari per l'ottenimento dei certificati bianchi ed introducendo diverse misure atte a potenziare l'efficacia complessiva del meccanismo.

In tal senso, si segnala la conferma della previsione secondo la quale, in caso di disponibilità eccedente di TEE sul mercato, a valle della verifica annuale, per una percentuale superiore al 5% rispetto agli obblighi dell'anno precedente, automaticamente è previsto l'incremento dell'obiettivo dell'anno successivo per un valore pari alla suddetta “quantità eccedente” (Art. 4, comma 9). Il D.M. chiarisce inoltre che “i risparmi di energia realizzati attraverso interventi per rendere più efficienti le reti elettriche e del gas naturale concorrono al raggiungimento degli obblighi in capo alle imprese di distribuzione”, sebbene tali interventi non diano diritto al rilascio di TEE (Art. 4, comma 10).

Sempre allo scopo di dare stabilità al meccanismo ed ai relativi investimenti nel settore, il D.M. dispone, tra l'altro, che qualora non vengano definiti obiettivi quantitativi nazionali per gli anni successivi al 2016, il GSE è comunque chiamato a ritirare i TEE generati dai progetti precedentemente realizzati, e/o da quelli in corso, andando ad assegnare ai soggetti titolari dei titoli un contributo di ritiro pari alla media delle transazioni registrate sul mercato dei TEE nel quadriennio 2013-2016 decurtata del 5%.

Degno di nota è anche il disposto secondo cui nei prossimi due anni la franchigia prevista per evitare sanzioni da parte dei distributori obbligati passa dal 60% al 50% della quota d'obbligo del singolo distributore e in tale ambito viene garantito un biennio di tempo per compensare gli eventuali deficit accumulati in fase di verifica.

Si evidenzia in conclusione il venir meno - a partire dall'entrata in vigore del DM in oggetto - della cumulabilità degli incentivi costituiti dai TEE con ulteriori incentivi statali, eccezion fatta per i contributi in conto interesse, i fondi di garanzia e la tassazione incidente sul reddito di impresa per l'acquisto di macchinari e attrezzature (Art. 10).

A completamento, si segnala che l'AEEG con propria Deliberazione 11/2013/R/EFR del 24 gennaio 2013, nel dare adempimento alle disposizioni di cui all'Art. 4, commi 6 e 7 del D.M. in oggetto, ha deliberato il trasferimento al Ministero dello Sviluppo Economico e al Gestore dei Servizi Energetici del dettaglio dei dati relativi alle quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuite sul territorio nazionale nell'anno 2011 da ciascuno dei distributori obbligati per l'anno 2013. Tali dati - pubblicati nelle Tabelle A e B in allegato al provvedimento del Regolatore - risultano necessari, per la suddivisione dell'obiettivo nazionale 2013 e per l'attribuzione della singola quota d'obbligo in capo a ciascun distributore obbligato nell'anno in corso.

■ **Delibera 10 gennaio 2013 1/2013/R/EFR** | “Prime misure urgenti per il trasferimento alla società Gestore dei Servizi Energetici S.p.a. delle attività di gestione, valutazione e certificazione dei risparmi correlati a progetti presentati nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi) in attuazione dell'art. 5, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012” | pubblicata il 17 gennaio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/001-13.htm>

In applicazione del D.M. 28 dicembre 2012 (cfr. news precedente) con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha deliberato misure urgenti al fine di assicurare l'efficace attuazione delle disposizioni di cui all'art. 5, comma 2, del citato D.M., volte a fornire adeguata assistenza tecnica, da parte degli uffici dell'Autorità al GSE, per il primo anno di attuazione del relativo provvedimento ministeriale.

Segnatamente, con la delibera de qua, il Regolatore:

- ha approvato lo Schema di accordo operativo Autorità-GSE, recante gli elementi per l'attuazione delle disposizioni dell'art. 5, comma 2, del DM 28 dicembre 2012, (schema pubblicato come Allegato A al provvedimento in oggetto);
- ha interrotto l'operatività (dal 17 gennaio u.s.) di tutti sistemi informativi on line disponibili sul sito internet dell'Autorità e preposti alla presentazione di tutti gli elementi inerenti le proposte dei progetti di risparmio energetico;
- ha sospeso, dalla data di cui al precedente alinea e fino alla

Novità normative di settore (continua)

riattivazione, da parte del GSE, dei sistemi informativi di cui sopra, i termini relativi all'invio di comunicazioni da parte degli operatori nell'ambito dei procedimenti aperti relativi ai progetti di risparmio energetico già presentati;

- ha prorogato di 30 giorni i termini di cui all'art. 6, comma 4, delle Linee guida – contenute nella Deliberazione AEEG EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 - per le proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo presentate fino al 2 febbraio 2013;

- ha dato mandato al proprio Direttore della Direzione Consumatori e Utenti per definire, d'intesa con il GSE, un accordo operativo per l'attuazione di quanto sopra premesso - ivi inclusa l'eventuale costituzione di un Gruppo di lavoro tecnico tra gli uffici dell'Autorità e del GSE;

- nonché per garantire che il GSE, anche successivamente alla completa attuazione del disposto di cui all'art. 5, comma 2, del DM 28 dicembre 2012, assicuri all'AEEG pieno accesso a tutte le informazioni e ai dati necessari all'esercizio delle funzioni che restano nelle competenze della stessa.

■ **Delibera 24 gennaio 2013/17/2013/R/EFR** | “**Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2012, ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi, per l'anno 2013**” | pubblicata il 28 gennaio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/017-13.htm>

Con la delibera in oggetto, in continuità con quanto deliberato negli esercizi precedenti, l'AEEG ha quantificato e pubblicato per il 2013, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi emessi dal GSE, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Con riferimento al quadro regolatorio vigente in materia, si segnala che, l'art. 2, comma 148, della legge n. 244/07 (Legge Finanziaria 2008), ha previsto che, a partire dal 2008, i certificati verdi emessi dal GSE - ai sensi dell'articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 - siano collocati, da parte dello stesso sul mercato dei CV, ad un prezzo fisso pari alla differenza tra:

- il valore convenzionale di 180 €/MWh;
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica registrato nell'anno precedente, come definito e pubblicato dal Regolatore entro il 31 gennaio di ogni anno in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

Riguardo al secondo dei valori indicati, con deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, l'Autorità ha definito i criteri e le modalità per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica di cui all'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che,

ai fini del calcolo del prezzo di collocamento sul mercato, tale valore risulta pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari, di cui all'articolo 6 dell'Allegato A alla deliberazione n. 280/07 recante “Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04”.

Per l'anno 2012, ai fini del calcolo della media aritmetica dei prezzi zionali orari, l'AEEG inoltre ha indicato che - in esito all'aggiornamento da parte di TERNA dell'Allegato A24 del Codice di rete – sono stati utilizzati i soli prezzi zionali orari relativi alle zone geografiche e alle zone virtuali nazionali in cui è suddivisa la rete rilevante (al netto quindi delle zone virtuali estere).

In considerazione di quanto sopra rappresentato, con il provvedimento de quo, l'AEEG ha deliberato che, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi GSE per il 2013, il valore medio annuo del prezzo di cessione 2012 dell'energia elettrica - calcolato in base ai criteri stabili dalla citata delibera ARG/elt 24/08 e, come indicato, da sottrarre al valore convenzionale di 180 €/MWh - è pari a 77,00 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certificati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell'anno in corso, pari a 103,00 €/MWh.

GAS

■ **Parere del 10 gennaio 2013** | “**Parere integrativo al Ministero dello sviluppo economico sulla lista delle unità termoelettriche essenziali per la sicurezza del sistema gas**” | pubblicata il 14 gennaio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/005-13.htm>

In base a quanto previsto dall'art. 38 bis del DL 83/2012, il MSE ha determinato, con apposito decreto (DM del 23 novembre 2012), il contributo per l'anno termico 2012-2013 finalizzato al contenimento dei consumi di gas naturale da parte del settore termoelettrico nelle situazioni di emergenza per carenza di gas e le procedure atte ad identificare gli impianti di produzione, alimentati con combustibili diversi dal gas naturale con potenza termica nominale superiore a 300 MW, destinati a far fronte a tali situazioni di emergenza. In dettaglio, si segnala che il servizio di contenimento dei consumi di gas consiste nell'impegno di garantire l'entrata in esercizio di tali unità di produzione, entro 48 ore dalla chiamata da parte di Terna fino ad un massimo di 4 settimane anche non consecutive, nel periodo 1 gennaio – 31 marzo 2013 e per il solo periodo di tempo necessario al superamento di situazione di emergenza. Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha integrato il proprio parere favorevole a quello già in tal senso reso con riferimento alla lista delle unità termoelettriche essenziali per la sicurezza

Novità normative di settore (continua)

del sistema gas, trasmessa da Terna al Regolatore e al MiSE in data 17 dicembre 2012, in ottemperanza del disposto di cui all'art. 1, comma 8 del decreto del 23 novembre 2012. Segnatamente, l'AEEG ha recepito nella formulazione del proprio parere quanto comunicato dal MiSE in data 9 gennaio 2013 in ordine all'opportunità d'inserire nella suddetta lista le unità di produzione che inizialmente erano state escluse per accertamento dell'effettivo possesso dei requisiti di ammissione. L'Autorità ha specificato inoltre che, in relazione a tali unità produttive, saranno riconosciuti solo i costi effettivamente ascrivibili alla sola potenza effettivamente offerta. In riferimento alle modalità di dispacciamento e di riconoscimento dei costi delle unità termoelettriche essenziali, l'AEEG, a modifica ed integrazione di quanto stabilito con la del. 584/2012/EEI, ha disposto che:

- sia approvato lo schema di contratto per il servizio di contenimento di consumi gas da Terna;
- il corrispettivo di remunerazione per ciascuna unità sia determinato in proporzione ai mesi del periodo 1 gennaio – 31 luglio 2013 per il quale l'unità è tenuta ad essere disponibile;
- ai fini della determinazione del costo variabile di pertinenza di ciascuna unità, l'Autorità riconosca il minor valore fra il corrispettivo variabile afferente l'unità e il costo variabile accertato dall'Autorità ai sensi dell'art. 65 della deliberazione 111/06.

■ **Delibera 24 gennaio 2013 15/2013/R/gas** | “Disposizioni in materia di sistema di garanzie a copertura delle partite economiche per il bilanciamento del gas naturale” | pubblicata il 28 gennaio 2013 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/13/015-13.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEG ha apportato ulteriori modifiche al meccanismo di determinazione delle garanzie a copertura delle partite economiche del bilanciamento al fine di adeguarlo alle prescrizioni formulate dal TAR Lombardia nella sentenza di accoglimento del ricorso presentato avverso la deliberazione di approvazione del sistema di garanzie vigente 181/2012/R/Gas. Con la sentenza 03030/2012 il TAR Lombardia aveva infatti ritenuto:

- illegittimo l'utilizzo del rating creditizio come forma di garanzia a copertura dell'esposizione potenziale del sistema nei confronti dell'utente;
- arbitraria, sia la valorizzazione della giacenza di gas in stoccaggio nella misura del 90% della componente CCI che la limitazione della facoltà dell'utente di avvalersi di tale strumento nella misura massima del 90% della garanzia complessivamente richiesta;
- opportuno l'utilizzo e la valorizzazione del rating solo ai fini della determinazione dell'esposizione massima del sistema nei confronti dell'utente.

Nelle more della conclusione del giudizio di appello avverso la

suddetta sentenza intentato dall'AEEG, Snam Rete Gas dovrà presentare una proposta di modifica al codice di rete conforme ai seguenti criteri:

- lo strumento del rating deve essere considerato alla stregua di altri parametri concernenti l'affidabilità di pagamento dell'utente (introdotti con la deliberazione 470/2012/R/Gas) ai fini della determinazione delle garanzie richieste all'utente;
 - l'importo massimo richiesto in garanzia all'utente in possesso di rating creditizio deve essere definito in funzione sia del livello di rating che delle grandezze economiche e finanziarie idonee a quantificare la solvibilità dell'utente;
 - l'esposizione ammessa nei confronti dell'utente in possesso di un adeguato rating creditizio non deve essere comunque superiore al massimo prelievo atteso riferito all'utente che non sia regolare nei pagamenti;
 - la lettera di garanzia emessa dalla controllante, in possesso di adeguato rating creditizio, a favore dell'utente del bilanciamento, è considerata valida ai fini della verifica di congruità del livello di garanzie richieste;
 - copertura integrale dell'ammontare complessivo della garanzia mediante la giacenza di gas in stoccaggio, il cui criterio di valorizzazione è determinato sulla base delle quotazioni di prodotti a termine con consegna nel periodo in cui potrebbe essere esercitato il relativo diritto di cessione da parte del responsabile del bilanciamento e tenendo conto delle possibili variazioni delle medesime quotazioni;
 - nelle more dell'avvio del mercato a termine del gas naturale da parte del GME, la valorizzazione della giacenza di gas in stoccaggio è effettuata adeguando il prezzo di remunerazione delle offerte sulla PB-GAS all'andamento delle quotazioni di prodotti a termine negoziati presso altri hub europei.
- Nell'attesa che si concluda il processo di approvazione delle modifiche al codice di rete, Snam Rete Gas dovrà procedere alla verifica di congruità delle garanzie prestate dagli operatori secondo modalità applicative semplificate, che, la stessa, dovrà definire e pubblicare sul proprio sito internet entro 10 giorni dalla pubblicazione del provvedimento in oggetto.

OIL

■ **Decreto Legislativo 31 dicembre 2012, n. 249** | “Attuazione della direttiva 2009/119/CE che stabilisce l'obbligo per gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi” | pubblicato sulla G.U. n. 22 del 26-1-2013 | Download <http://www.gazzettaufficiale.biz/atti/2013/20130022/13G00026.htm>

Il d.lgs. in oggetto recepisce le disposizioni comunitarie in materia di scorte petrolifere obbligatorie contenute nella direttiva europea 2009/119/CE. Segnatamente il decreto ha disposto:

- l'obbligo per i soggetti che in ciascun anno abbiano immesso

in consumo prodotti petroliferi oltre la soglia delle 50 mila tonnellate, di concorrere al conseguimento nell'anno successivo dell'obiettivo nazionale, determinato dal MiSE, di scorte di prodotti petroliferi, equivalente al quantitativo maggiore tra quelli corrispondenti a 90 giorni di importazioni nette giornaliere medie o a 61 giorni di consumo interno giornaliero medio;

- l'istituzione dell'Organismo centrale di stoccaggio italiano (OCSIT), le cui funzioni, affidate all'Acquirente Unico, consistono nell'acquisizione, detenzione, gestione, trasporto e vendita delle scorte petrolifere detenute in territorio italiano.

Al fine di promuovere la concorrenza nel settore petrolifero ed ampliare le opportunità di offerta e di approvvigionamento di servizi logistici e di prodotti petroliferi, il d.lgs. prevede inoltre che il GME dovrà promuovere lo sviluppo dei seguenti mercati i cui costi sono a carico dei soggetti che usufruiscono dei servizi offerti:

- il mercato della logistica petrolifera di oli minerali finalizzata a facilitare la negoziazione di capacità logistiche di breve, medio e lungo termine. I criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali della piattaforma saranno determinati con apposito decreto del MiSE da adottarsi entro 180 giorni

dall'entrata in vigore del d.lgs. 249/12;

- il mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi finalizzata a favorire la negoziazione di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione anche in coordinamento con la suddetta piattaforma logistica. I criteri costitutivi nonché le modalità organizzative e gestionali della piattaforma saranno determinati con apposito decreto del MiSE da adottarsi entro 180 giorni dall'entrata in vigore del D.lgs. 249/12.

Il GME, nell'espletare le proprie funzioni di organizzazione e gestione del mercato della logistica nonché del mercato all'ingrosso dei prodotti petroliferi, potrà assumere il ruolo di controparte centrale delle transazioni. L'avvio operativo dei suddetti mercati sarà determinato con ulteriori appositi decreti del MiSE a valle di un congruo periodo di sperimentazione.

Agenda GME

■ 20 marzo

Energy Risk Italia

Milano, Italia

Organizzatore: Energy Risk

www.energyriskevents.com

Gli appuntamenti

19 febbraio

Il pronto intervento nelle attività di distribuzione gas

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoenergiaitalia.it

19 febbraio

Il ruolo strategico delle reti gas ed elettricità

Roma, Italia

Organizzatore: Aiee

www.aiee.it

20-21 febbraio

The 9th International Conference

Tehran, Iran

Organizzatore : Iranian National Energy Committee member of World Energy Council (WEC).

www.irannec.com

26-27 febbraio

Il Mercato del Gas

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

27- 28 febbraio

22nd Annual East Mediterranean and North African Gas Forum

Roma, Italia

Organizzatore: dmg events

www.dmgevents.com

28 febbraio

BioEnergy Italy Biomasse e Rinnovabili

Cremona, Italia

Organizzatore: Cremona Fiere

www.bioenergyitaly.com

04 marzo

Sustainability through Innovation: unconventional oil and gas resource

Roma, Italia

Organizzatore: Ambasciata della Repubblica di Polonia

www.canaleenergia.com

05 marzo

Incentivazione e Valorizzazione dell'Energia Elettrica da FER

Milano, Italia

Organizzatore: Fiera Milano Media S.p.A

www.businessinternational.it

06 marzo

European Emission Trading System: disciplina, scenari e operation

Milano, Italia

Organizzatore: Ref-E

www.ref-e.com

12 marzo

Offerte commerciali e contratti di fornitura a distanza: l'e-commerce nel settore energetico. Profili regolatori, antitrust e civilistici

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia srl

www.canaleenergia.it

13-15 marzo

Power Plant Flexibility

Vienna, Austria

Organizzatore: Assocarboni

www.eventfulpower.com

19 marzo

Efficienza Energetica per la GDO e Retail – Ridurre i costi energetici grazie a soluzioni concrete

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

19 marzo

The 3rd Annual European Raw Materials Conference

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Forum Europe Ltd

www.forum-europe.com

19 – 22 marzo

SEP Salone Internazionale delle tecnologie per l'Ambiente

Padova, Italia

Organizzatore: Padova Fiere S.p.A

www.seponline.it

20 marzo

3th Annual Smart Grid Smart Cities 2012

Nizza, Francia

Organizzatore: Fleming Europe

www.flemingeurope.it

20-21 marzo

Recs Market Meeting 2013

Berlino, Germania

Organizzatore: RECS International

www.recsmarket.eu

21 marzo

Forum Efficienza Energetica 2013. Quali opportunità per le aziende alla luce delle novità normative? Nuove regole, business model emergenti, strumenti di finanziamento e tecnologie

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

21 marzo

Ottimizzare le prestazioni energetiche degli impianti di pompaggio

Bologna, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

22 marzo

Strategia Energetica Nazionale e Competitività del Sistema Elettrico Italiano

Roma, Italia

Organizzatore: Assocarboni

www.assocarboni.it



Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
REF-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.