

APPROFONDIMENTI

PIANO NAZIONALE DI EFFICIENZA ENERGETICA: RISULTATI DEL PRIMO QUINQUENNIO, EFFETTO CRISI E TARGET 2020

di Mario Cirillo - REF-E

Il documento di predisposizione del Piano d'Azione nazionale per l'Efficienza Energetica (PAEE)¹ contiene innanzitutto una valutazione dei risultati finora raggiunti dall'Italia: ne derivano indicazioni molto utili sul contributo delle differenti misure di promozione in ciascuno dei settori d'uso dell'energia ed emerge, in particolare, un'accelerazione in alcuni comparti-chiave a partire dal 2011.

I dati dimostrano un contributo non trascurabile dell'efficienza energetica alla riduzione dei consumi registrata nell'ultimo quinquennio o poco più, anche se l'apporto è stato abbastanza contenuto se ci si limita ad osservare il solo settore industriale. Ad ogni modo resta difficile ricondurre valori di risparmio stimati con una logica *bottom-up* alle variazioni di consumo che emergono dalle statistiche ufficiali, così come resta difficile separare gli effetti dell'efficienza da quelli della crisi economica.

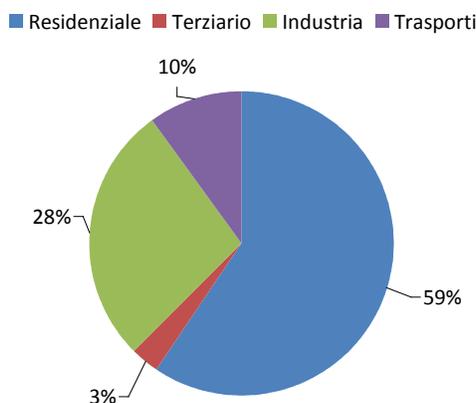
Stando al documento preparatorio, il nuovo PAEE confermerà per il 2020 gli impegni già fissati nella Strategia Energetica Nazionale (SEN). Lo sforzo aggiuntivo necessario al conseguimento dei nuovi target di risparmio è in linea con quanto fatto in passato per il residenziale, mentre è sensibilmente maggiore per industria e trasporti.

I risultati 2007-2012 per settore e misura

Il documento di predisposizione del PAEE, preparato da ENEA, presenta la stima del risparmio conseguito nel 2005-2012 in termini di consumo finale: essa è pari a 6.4 Mtep/anno, ossia quasi il 60% dell'obiettivo fissato dal vecchio PAEE sull'orizzonte 2007-2016.

Di questo volume di risparmio, 3.8 Mtep/anno sono attribuibili al settore residenziale, e circa 1.8 Mtep/anno all'industria; trasporti e soprattutto terziario hanno un'incidenza inferiore (Figura 1).

Figura 1: Risparmi di energia finale conseguiti nel 2005-2012 (%)



Fonte: ENEA – Documento di predisposizione del PAEE 2014

▶ continua a pagina 28

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2014

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 10
Mercati energetici Europa
pag 15
Mercati per l'ambiente
pag 19

APPROFONDIMENTI

Piano nazionale di efficienza energetica: risultati del primo quinquennio, effetto crisi e target 2020
di Mario Cirillo - REF-E
pagina 28

NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima segnano, per la prima volta nell'anno, una pur lieve ripresa su base annua (+0,7%) favoriti anche dalle alte temperature della prima parte del mese. Con le importazioni dall'estero ancora in calo (-5,1%), le vendite degli impianti di produzione, sostenute soprattutto dalle fonti rinnovabili ai massimi storici, mettono a segno un +1,7%. La liquidità del

mercato si attesta a 68,8%. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) continua a stagnare, ormai da quattro mesi, sui livelli più bassi di sempre; a giugno, con una nuova flessione su base annua (-16,4%), il PUN si porta a 47,02 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, i prezzi dei prodotti negoziati evidenziano un generale ribasso, con l'Annuale 2015 baseload scambiato a 52,00 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 37 cent. di €/MWh su maggio (+0,8%), ma in calo di 9,21 €/MWh su base annua (-16,4%), si porta a 47,02 €/MWh, minimo storico per il mese di giugno. Nelle ore di picco il PUN risale di circa 4 €/MWh dal minimo storico di maggio a quota 53,11

€/MWh, seppur in flessione su base annua di 10,15 €/MWh (-16,0%). In calo tendenziale anche il prezzo nelle ore fuori picco, pari a 43,98 €/MWh (-8,75 €/MWh; -16,6%). Il rapporto picco/baseload si attesta, pertanto, a quota 1,13 (Grafico 1 e Tabella 1).

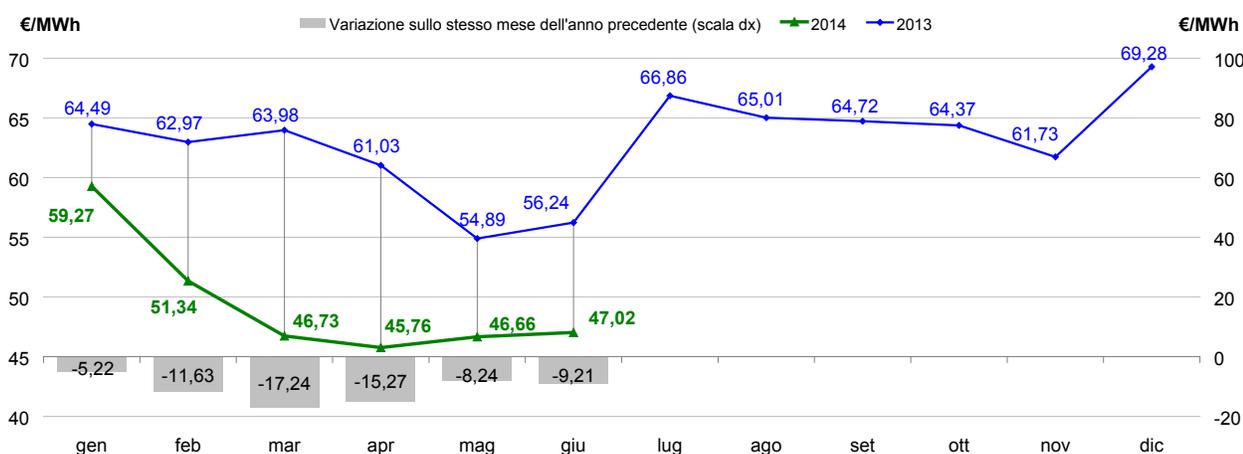
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	47,02	56,24	-9,21	-16,4%	22.521	-11,0%	32.710	+0,7%	68,8%	77,9%
Picco	53,11	63,25	-10,15	-16,0%	27.718	-10,5%	39.809	+0,3%	69,6%	78,0%
Fuori picco	43,98	52,73	-8,75	-16,6%	19.923	-11,4%	29.161	+1,0%	68,3%	77,9%
Minimo orario	10,70	0,00			13.952		20.448		62,3%	72,2%
Massimo orario	111,36	147,84			30.703		44.322		82,1%	84,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



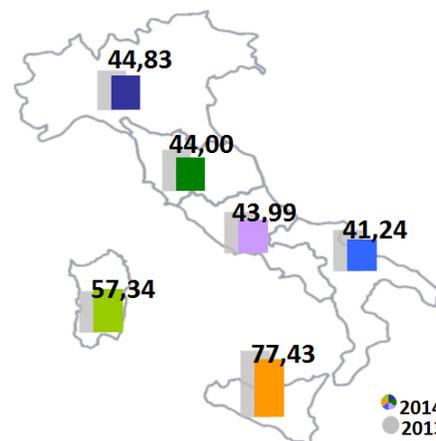
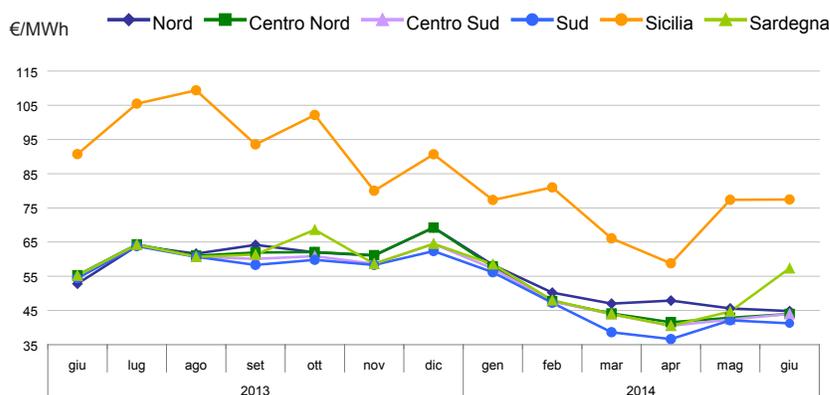
(continua)

I prezzi medi di vendita segnano ancora una decisa flessione tendenziale in tutte le zone ad eccezione della Sardegna. La ridotta offerta interna e alcune restrizioni sul transito con il continente hanno spinto il prezzo dell'isola a 57,34 €/MWh che pertanto registra, per la prima volta da inizio anno, un aumento su base annua (+3,9%). I prezzi delle zone continentali evidenziano,

anche a giugno, una convergenza nei livelli oscillando tra i 41,24 €/MWh del *Sud* ed i 44,83 €/MWh del Nord. Più alto, invece, quello della *Sicilia*, pari a 77,43 €/MWh, dove nelle *ore fuori picco* il prezzo medio di vendita ha superato quello delle *ore di picco* (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A giugno i volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano una lieve ripresa su base annua (+0,7%), la prima dopo sei mesi, attestandosi a quota 23,6 milioni di MWh. In calo, invece, l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,2 milioni di MWh (-11,0%), sebbene ai massimi degli

ultimi undici mesi. Ancora in netto aumento gli scambi *over the counter* registrati sulla PCE e nominati su MGP, saliti a 7,3 milioni di MWh (+42,3%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ripiega di 1,3 punti percentuali rispetto a maggio e di 9,1 rispetto a giugno 2013, attestandosi a 68,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.215.076	-11,0%	68,8%
Operatori	9.142.697	-15,2%	38,8%
GSE	4.631.032	-7,8%	19,7%
Zone estere	2.441.346	+0,7%	10,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.336.377	+42,3%	31,2%
Zone estere	700.631	-20,9%	3,0%
Zone nazionali	6.635.746	+55,3%	28,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.551.453	+0,7%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	19.554.971	-5,2%	
OFFERTA TOTALE	43.106.424	-2,0%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

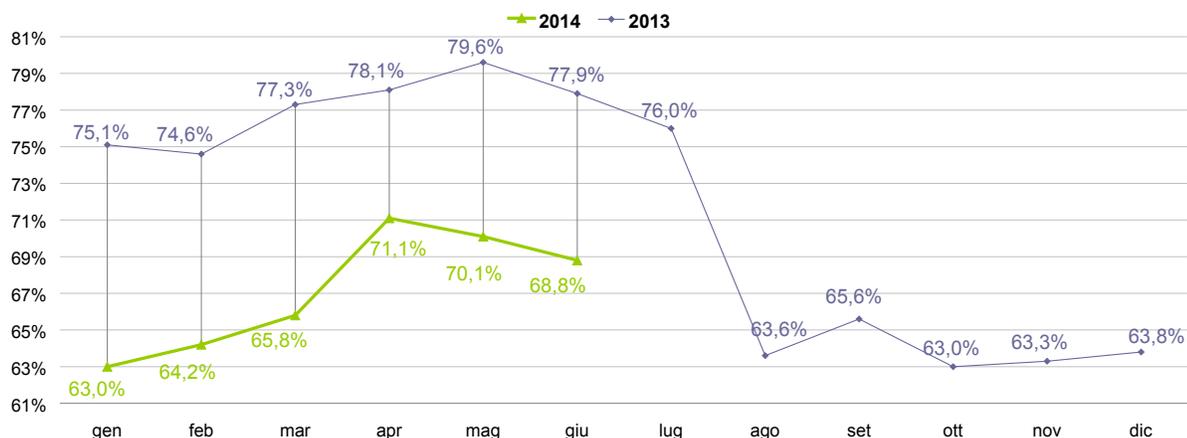
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.215.076	-11,0%	68,8%
Acquirente Unico	1.842.889	-7,0%	7,8%
Altri operatori	7.766.683	-4,6%	33,0%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	122.892	-9,9%	0,5%
Saldo programmi PCE	6.482.611	-18,5%	27,5%
PCE (incluso MTE)	7.336.377	+42,3%	31,2%
Zone estere	1.800	+100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	3.110.580	-9,1%	13,2%
Zone nazionali altri operatori	10.706.609	+10,5%	45,5%
Saldo programmi PCE	-6.482.611	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.551.453	+0,7%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.992.003	-11,3%	
DOMANDA TOTALE	26.543.456	-0,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Anche gli acquisti nazionali, ininterrottamente in calo da oltre un anno e mezzo, a giugno, segnano un rialzo tendenziale attestandosi a 23,4 milioni di MWh (+0,8%). A livello zonale, in controtendenza il *Centro Nord* (-15,4%), il *Centro Sud* (-9,8%) e la *Sicilia* (-1,9%), in aumento tutte le altre zone, in particolare la *Sardegna* (+22,8%). In calo gli acquisti sulle zone estere, pari a 125 mila MWh (-9,2%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione

nazionale, con una crescita dell'1,7% su base annua, la prima dopo sei ribassi consecutivi, salgono a 20,4 milioni di MWh, massimo da ottobre 2013. A livello zonale, in calo le vendite al *Nord* (-1,7%) e nelle isole (-2,6% la *Sicilia*, -13,6% la *Sardegna*); in aumento nelle restanti zone, in evidenza il *Sud* con +10,0%. Le importazioni, pari a 3,1 milioni di MWh, segnano, invece, una contrazione su base annua (-5,1%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.298.543	28.192	-3,0%	10.405.729	14.452	-1,7%	13.409.410	18.624	+4,4%
Centro Nord	3.390.981	4.710	+22,3%	1.660.620	2.306	+9,5%	2.018.471	2.803	-15,4%
Centro Sud	6.115.642	8.494	-7,1%	2.518.813	3.498	+7,8%	3.228.173	4.484	-9,8%
Sud	6.369.930	8.847	+2,9%	3.721.001	5.168	+10,0%	2.304.237	3.200	+8,4%
Sicilia	2.473.854	3.436	-9,1%	1.372.407	1.906	-2,6%	1.485.789	2.064	-1,9%
Sardegna	1.233.186	1.713	-9,3%	730.906	1.015	-13,6%	980.681	1.362	+22,8%
Totale nazionale	39.882.136	55.392	-1,7%	20.409.476	28.346	+1,7%	23.426.761	32.537	+0,8%
Estero	3.224.288	4.478	-6,3%	3.141.977	4.364	-5,1%	124.692	173	-9,2%
Sistema Italia	43.106.424	59.870	-2,0%	23.551.453	32.710	+0,7%	23.551.453	32.710	+0,7%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, con un aumento dello 0,4% su maggio e del 2,9% su base annua, aggiornano, per il secondo mese consecutivo, il massimo storico in media oraria, con la fonte idraulica che si attesta sul valore più alto dell'ultimo anno e quella solare che si mantiene sui valori più alti di sempre (sopra i 4.500 MWh medi orari). Leggera ripresa, dal minimo storico registrato

a maggio, per le vendite da impianti a fonte tradizionale che però non ha interessato gli impianti a gas (-2,0%) e a carbone (-0,6%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle fonti rinnovabili raggiunge 49,4% (48,8% a giugno 2013), mentre quella degli impianti a gas si riduce ancora attestandosi al 27,5% (28,6% 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	5.284	-10,0%	826	+20,2%	2.177	+13,6%	3.422	+16,0%	1.360	-4,5%	752	-19,3%	13.821	+0,3%
Gas	3.511	-4,7%	726	+21,1%	377	-1,2%	1.514	+4,2%	1.258	-6,0%	415	-18,0%	7.801	-2,0%
Carbone	954	-19,7%	17	-28,0%	1.594	+22,6%	-	-	-	-	326	-18,0%	2.892	-0,6%
Altre	819	-18,1%	83	+29,3%	206	-12,4%	1.908	+27,4%	102	+18,6%	11	-61,4%	3.128	+7,5%
Fonti rinnovabili	8.682	+3,3%	1.481	+4,3%	1.280	+2,4%	1.746	-0,1%	547	+2,6%	257	+6,1%	13.992	+2,9%
Idraulica	6.262	+1,7%	356	+1,7%	525	+9,5%	255	+1,1%	64	+42,3%	26	+1,0%	7.488	+2,4%
Geotermica	-	-	642	+6,8%	-	-	-	-	-	-	-	-	642	+6,8%
Eolica	2	-66,4%	11	+25,9%	241	+19,3%	728	+4,9%	254	+13,0%	118	-5,6%	1.353	+7,4%
Solare e altre	2.418	+8,1%	473	+2,7%	515	-9,6%	763	-4,8%	228	-13,1%	113	+23,4%	4.509	+1,9%
Pompaggio	486	+15,1%	-	-	42	-46,9%	-	-	-	-	6	+2114,9%	534	+6,5%
Totale	14.452	-1,7%	2.306	+9,5%	3.498	+7,8%	5.168	+10,0%	1.906	-2,6%	1.015	-13,6%	28.346	+1,7%

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

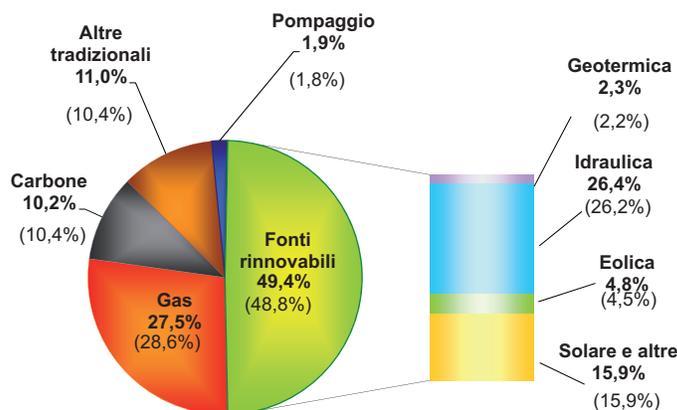
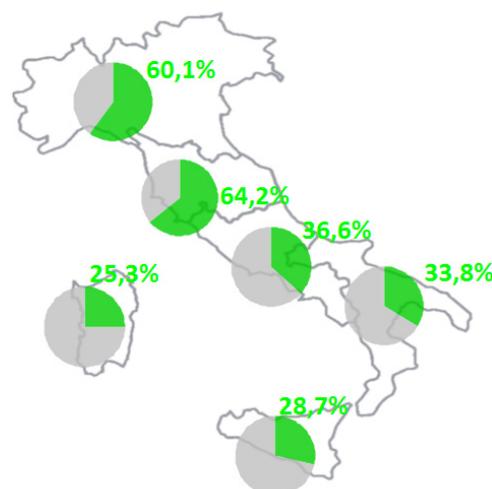


Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A giugno il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 322 MWh (325 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato per l'87,4% delle ore in import (il 93,8% un anno fa) e per il 12,6% in export. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP è sceso a soli 3,93 €/MWh (-77,2% su base annua), secondo livello più basso di sempre; in netto calo anche la rendita generata, pari a 1,02 milioni di €

(-75,0%) (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), in aumento del 13,8% rispetto a giugno 2013, è stata allocata per il 74,0% tramite il meccanismo del market coupling (89,5% nel 2013), mentre il 26,0% non è stato utilizzato. Anche questo mese, così come un anno fa, non ci sono state allocazioni attraverso asta esplicita (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
44,83	40,90	3,93	1,02	404	343	87,4%	50,4%	610	183	12,6%	-
(52,85)	(35,62)	(17,22)	(4,07)	(355)	(339)	(93,8%)	(78,2%)	(131)	(114)	(6,3%)	(4,2%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

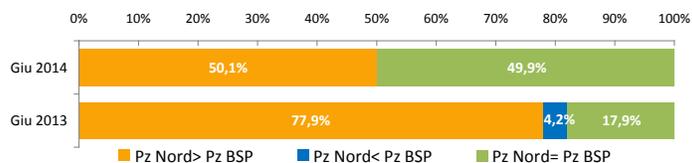
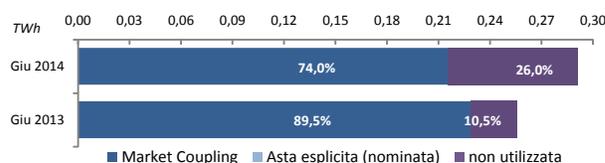


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi di acquisto confermano in tutte le sessioni un consistente calo su base annua, attestandosi tra 46,18 €/MWh di MI2 e 53,46 €/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 sostanzialmente allineati su MI1 ed MI4 e leggermente più bassi nelle altre due sessioni di mercato (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero sono stati 2,0 milioni MWh. Su MI1, dopo oltre un anno di cali tendenziali, gli scambi segnano una ripresa (+6,1%) attestandosi a 1,1 milioni di MWh, valore più alto da agosto 2013. In netto aumento su base annua anche i volumi scambiati su MI2 ed MI3, pari rispettivamente a 566 mila MWh (+30,6%) e 193 mila MWh (+22,6%), mentre si riducono, per il sesto mese consecutivo, quelli su MI4 a quota 171 mila MWh (-19,8%), (Tabella 7 e Grafico 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)	47,02	56,24	-16,4%	32.710	32.476	+0,7%
MI1 (1-24 h)	46,88 (-0,3%)	55,34 (-1,6%)	-15,3%	1.481	1.395	+6,1%
MI2 (1-24 h)	46,18 (-1,8%)	53,60 (-4,7%)	-13,8%	786	601	+30,6%
MI3 (13-24 h)	47,87 (-1,8%)	58,27 (-3,8%)	-17,9%	536	437	+22,6%
MI4 (17-24 h)	53,46 (+0,2%)	67,76 (-4,3%)	-21,1%	711	886	-19,8%

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

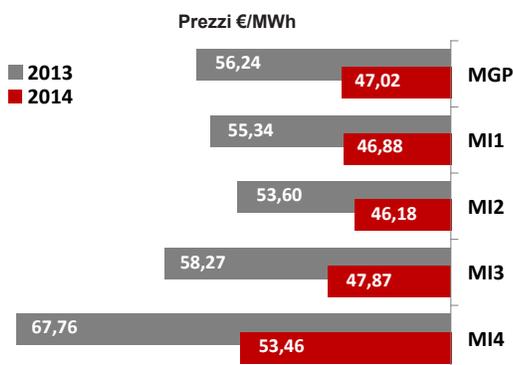
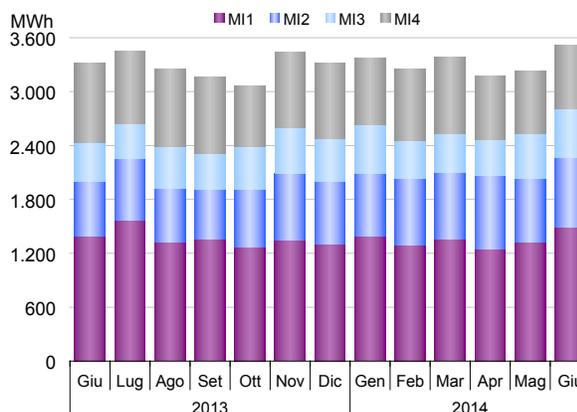
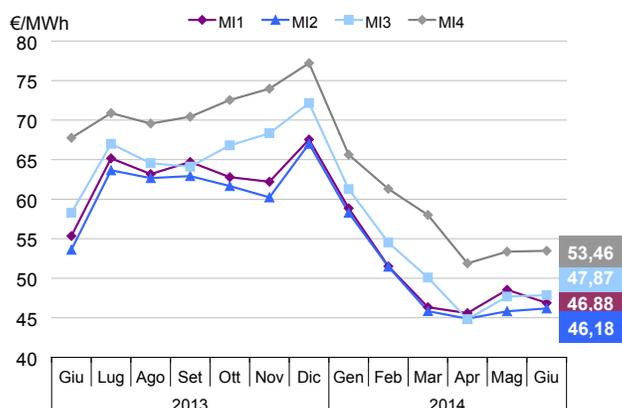


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



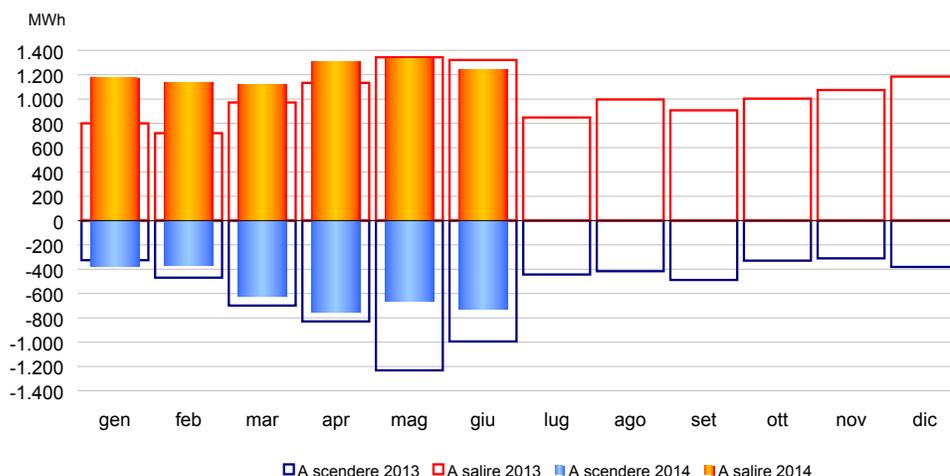
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A giugno, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire segnano per il secondo mese consecutivo una flessione tendenziale (-5,5%) attestandosi a

quota 899 mila MWh. Ancora in netta contrazione su base annua le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 528 mila MWh (-26,3%) (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) sono state registrate 36 negoziazioni in cui sono stati scambiati 180 contratti *baseload*, pari a 1,4 milioni di MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontavano a 36,4 milioni di MWh, in calo del 5,4% rispetto al mese precedente. In calo, rispetto a maggio, i prezzi di tutti i prodotti negoziati; stabili o in calo gli

altri prodotti (Tabella 8 e Grafico 10).

Il prodotto *Luglio 2014* ha chiuso il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 51,40 €/MWh sul *baseload* e 56,81 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.015 e 1.351 MW, per complessivi 3,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

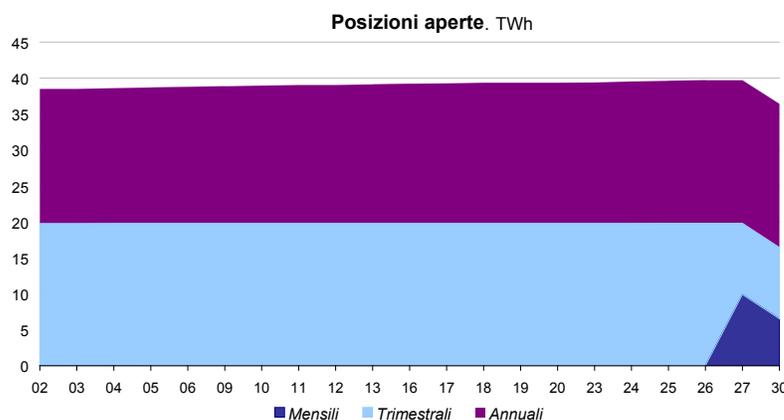
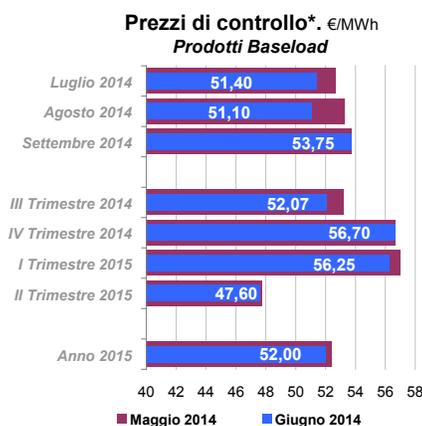
	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2014	51,40	-2,5%	3	15	-	15	4.015	2.987.160
Agosto 2014	51,10	-4,0%	1	5	-	5	4.000	2.976.000
Settembre 2014	53,75	+0,0%	-	-	-	-	3.995	2.876.400
Ottobre 2014	56,70	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	52,07	-2,2%	1	5	-	5	3.995	8.820.960
IV Trimestre 2014	56,70	+0,0%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
I Trimestre 2015	56,25	-1,3%	1	5	-	5	5	10.795
II Trimestre 2015	47,60	-0,3%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	52,79	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	52,00	-0,8%	30	150	-	150	2.281	19.981.560
Totale			36	180	-	180		34.669.710
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2014	56,81	-1,5%	-	-	-	-	1.351	372.876
Agosto 2014	52,43	-4,0%	-	-	-	-	1.351	340.452
Settembre 2014	58,05	+0,0%	-	-	-	-	1.351	356.664
Ottobre 2014	66,80	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2014	55,83	-1,8%	-	-	-	-	1.351	1.069.992
IV Trimestre 2014	66,80	+0,0%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	68,77	-1,3%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	52,27	-0,3%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	56,37	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	58,84	+0,6%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		1.763.148
TOTALE			36	180	-	180		36.432.858

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

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

Grafico 10: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2014, sono state pari a 31,7 milioni di MWh, in crescita tendenziale del 3,9%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,4 milioni di MWh, sono aumentate del 5,5%, sostenute principalmente dai contratti *non standard* (+9,2%); in controtendenza, anche a giugno, i contratti *Baseload* (-9,5%). In calo tendenziale, invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,3 milioni di MWh (-8,3%) (Tabella 9). La posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE è salita a 17,3 milioni di MWh, con un aumento su base annua dell'8,1%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in flessione sia sul mese precedente (-0,04) che su base annua (-0,08), si attesta a 1,83 (Grafico 11).

Nei conti in immissione, i programmi registrati continuano a mostrare un'apprezzabile crescita tendenziale (+42,3%), la settimana consecutiva, attestandosi a 7,3 milioni di MWh; lo sbilanciamento a programma sugli stessi conti si è invece ridotto dell'8,2%, portandosi a 10,0 milioni di MWh. Nei conti in prelievo, in aumento sia i programmi registrati, pari a 13,8 milioni di MWh (+5,4%), che il relativo sbilanciamento a programma, pari a 3,5 milioni di MWh (+20,5%).

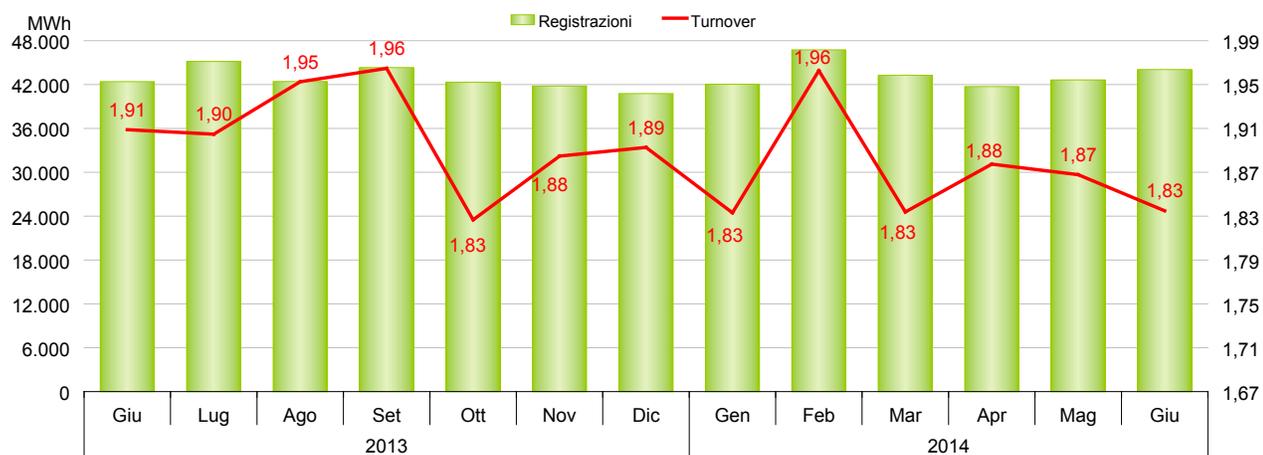
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	7.731.890	- 9,5%	24,4%	Richiesti	9.562.508	-9,4%	100,0%	13.819.022	+5,4%	100,0%
<i>Off Peak</i>	854.556	+40,7%	2,7%	di cui con indicazione di prezzo	4.078.810	-31,0%	42,7%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.028.805	+80,5%	3,2%	Rifiutati	2.226.130	-58,8%	23,3%	33	-	0,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.222.202	-58,8%	23,2%	-	-	-
Totale Standard	9.615.252	- 1,1%	30,3%							
Totale Non standard	18.816.036	+9,2%	59,3%	Registrati	7.336.377	+42,3%	76,7%	13.818.989	+5,4%	100,0%
PCE bilaterali	28.431.287	+5,5%	89,6%	di cui con indicazione di prezzo	1.856.608	+260,3%	19,4%	-	-	-
MTE	3.291.912	- 8,3%	10,4%	Sbilanciamenti a programma	9.952.364	-8,2%		3.469.752	+20,5%	
TOTALE PCE	31.723.199	+3,9%	100,0%	Saldo programmi	-	-		6.482.611	-18,5%	
POSIZIONE NETTA	17.288.741	+8,1%	54,5%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno, i consumi complessivi di gas naturale registrano, dopo una serie di flessioni tendenziali, un aumento del 2,5%, sostenuto soprattutto dai consumi del settore civile (+10,9%) più sensibili alle elevate temperature che hanno caratterizzato la prima parte del mese. Anche i consumi del settore termoelettrico segnano, per la prima volta nell'anno, una seppur modesta crescita (+1,4%). Stabili i consumi industriali. Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-9,7%), ma aumentano le importazioni di gas naturale (+5,7%). Il conseguente aumento delle iniezioni di gas naturale nei

sistemi di stoccaggio (+6,4%) ha incrementato le giacenze a fine mese su livelli molto alti con un rapporto sullo spazio conferito superiore all'80%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 2,9 milioni di MWh (pari al 7,7% della domanda complessiva di gas naturale), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), dove i prezzi non si sono significativamente discostati dalle quotazioni al PSV (18,99 €/MWh) scese ai minimi da novembre 2009.

IL CONTESTO

Dopo sei mesi di continui ribassi tendenziali, a giugno, i consumi di gas naturale in Italia tornano a crescere, attestandosi a 3.526 milioni di mc (+2,5%). L'incremento si è concentrato in particolare sui consumi del settore civile che, con un aumento (il secondo consecutivo) del 10,9%, sono saliti a 1.128 milioni di mc. Primo segno positivo dell'anno per il settore termoelettrico, i cui consumi, pari a 1.307 milioni di mc, pur confermandosi deboli, registrano una crescita dell'1,4% rispetto ai minimi di un anno fa. Sostanzialmente stabili i prelievi del settore industriale, pari a 1.042 milioni di mc (+0,2%), mentre le esportazioni, dimezzate rispetto ad un anno fa, scendono a 49 milioni di mc (-48,8%).

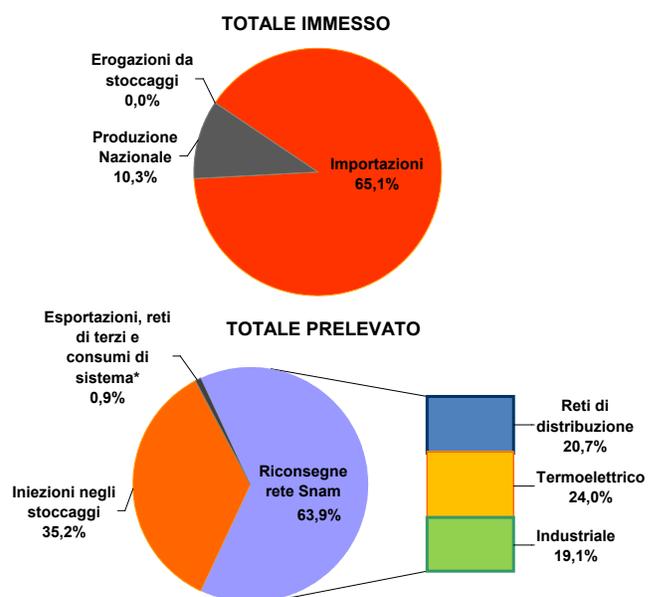
Dal lato offerta, si accentua la flessione (la ventesima consecutiva) della produzione nazionale, che scende ai minimi in media giornaliera con 563 milioni di mc (-9,7%), mentre prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale, pari a 4.881 milioni di mc (+5,7%). Tra i punti di entrata in evidenza le importazioni di gas naturale del nord Europa da *Passo Gries* (+53,0%); in controtendenza il gas russo da *Tarvisio*, pari a 2.274 milioni di mc (-3,4%) ed il rigassificatore di *Cavarzere* (-7,0%). Permane ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di *Panigaglia*. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.918 milioni di mc di gas naturale, in aumento del 6,4% rispetto ad un anno fa; come a giugno 2013 non sono state, invece, registrate erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.881	51,7	+5,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	527	5,6	+0,2%
Tarvisio	2.274	24,1	-3,4%
Passo Gries	1.074	11,4	+53,0%
Gela	555	5,9	+0,3%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+4,1%
Cavarzere (GNL)	451	4,8	-7,0%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	563	6,0	-9,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.444	57,6	+3,8%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	3.477	36,8	+3,9%
Industriale	1.042	11,0	+0,2%
Termoelettrico	1.307	13,8	+1,4%
Reti di distribuzione	1.128	11,9	+10,9%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	49	0,5	-48,8%
TOTALE CONSUMATO	3.526	37,3	+2,5%
Iniezioni negli stoccaggi	1.918	20	+6,4%
TOTALE PRELEVATO	5.444	57,6	+3,8%

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



(continua)

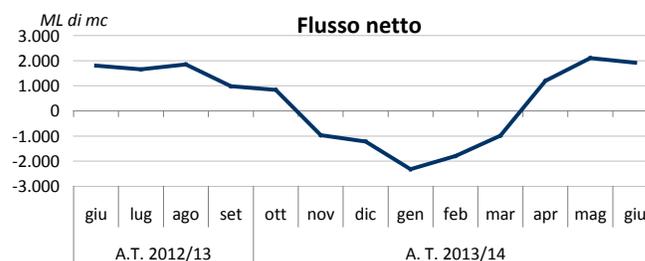
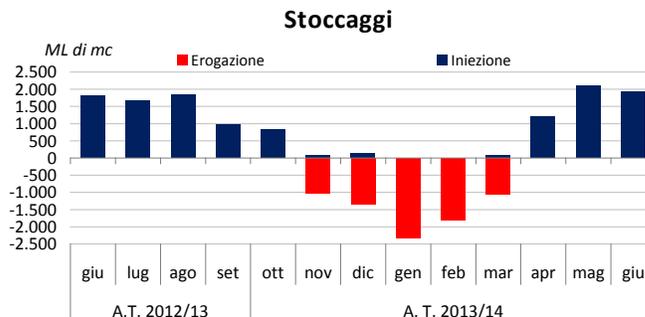
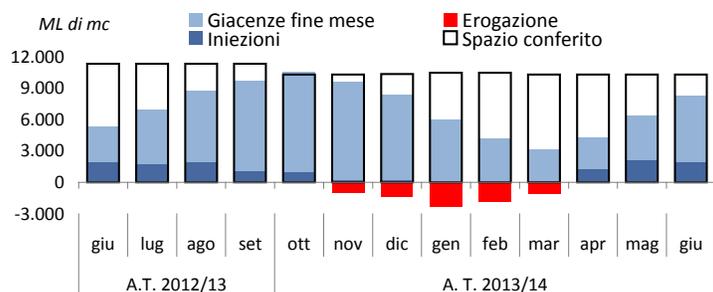
Nell'ultimo giorno del mese la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 8.245 milioni di mc, in aumento del 57,6% rispetto allo stesso giorno del 2013, e livello tra i più alti per il mese di giugno. In aumento anche il rapporto

giacenza/spazio conferito salito a 80,3% (46,3% nel 2013). Ai minimi da novembre 2009 la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) che, con una flessione di 8,64 €/MWh (-31,3%) su base annua, è scesa a 18,99 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2014)	8.245	+57,6%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.918	+6,4%
Flusso netto	1.918	+6,4%
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	80,3%	+33,9 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A giugno nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,9 milioni di MWh, pari al 7,7% della domanda complessiva di gas naturale (6,4% a giugno 2013), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

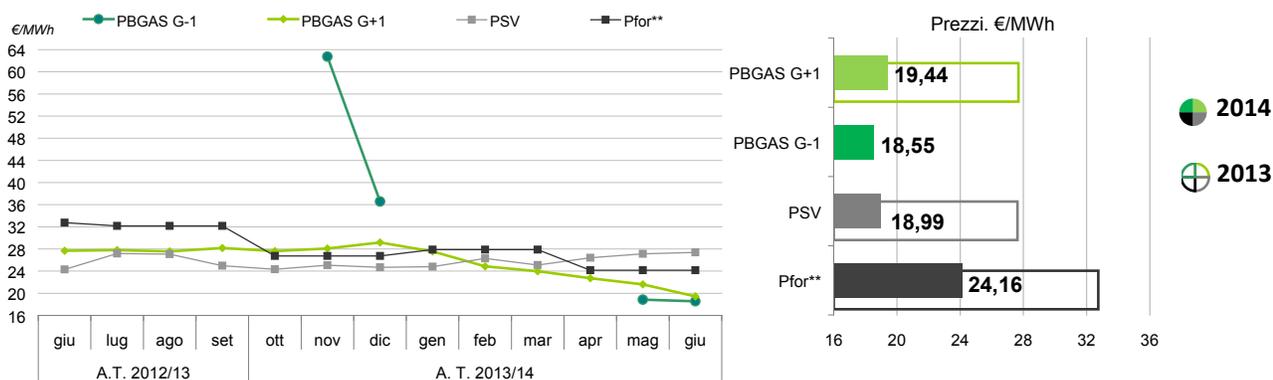
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Import e 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	18,55	-	18,12	18,88	283.007
Comparto G+1	19,44	(27,69)	18,43	20,70	2.597.580 (2.325.646)
P-GAS					
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 %	MWh/g	MWh
BoM-2014-06	-	-	26,041	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-07	-	-	25,204	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-07	-	-	25,204	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-08	-	-	24,198	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-09	-	-	33,726	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-10	-	-	22,664	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-03	-	-	27,644	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,194	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,118	-3,2%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,476	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	27,983	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,793	-1,5%	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 2,6 milioni di MWh in aumento dell'11,7% rispetto ad un anno fa. Prosegue, invece, la flessione congiunturale del prezzo medio, che aggiorna per il quinto mese consecutivo il minimo storico, pari a 19,44 €/MWh (-29,8% su giugno 2013), in linea con le quotazioni registrate al PSV (+0,46 €/MWh).

Nei 19 giorni, sui 30 di giugno, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,7 milioni MWh, di cui il 75,3%, pari a 1,3 milioni di MWh, venduti dal Responsabile

del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 19,28 €/MWh in calo del 30,3% su base annua e valore più basso mai registrato. Nei restanti 11 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 0,9 milioni di MWh, di cui il 68,9% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 19,72 €/MWh (-29,1%), anch'esso al minimo storico.

Complessivamente il 73,0% dei volumi scambiati (1,9 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 27,0% (0,7 milioni MWh) da scambi tra operatori.

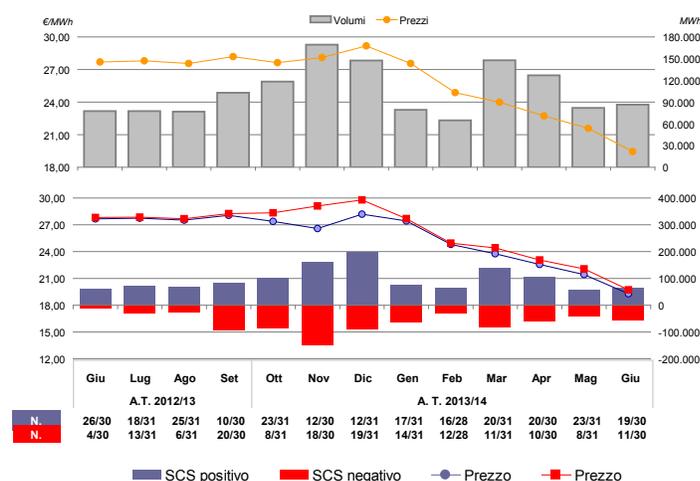
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)		
	positivo n.giorni 19/30	negativo n.giorni 11/30	
Prezzo. €/MWh	19,44 (-29,8%)	19,28	19,72
Acquisti. MWh	2.597.580 (+11,7%)	1.683.872	913.708
<i>RdB</i>	629.789 (+1113,4%)		629.789
<i>Operatori</i>	1.967.791 (-13,5%)	1.683.872	283.919
Vendite. MWh	2.597.580 (+11,7%)	1.683.872	913.708
<i>RdB</i>	1.267.394 (-17,9%)	1.267.394	
<i>Operatori</i>	1.330.186 (+69,9%)	416.478	913.708

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

Partecipazione al mercato			
Totale	lato acquisto	lato vendita	
Operatori attivi. N°	46	45	25



Anche nel mese di giugno si è scambiato gas naturale nel Comparto G-1 della PB-Gas per complessivi 283 mila MWh ad un prezzo medio di 18,55 €/MWh. L'offerta in vendita del Responsabile del Bilanciamento, in tutte e cinque le sessioni

con scambi, è stata soddisfatta ancora da acquisti di operatori delle zone *Import* al punto di Tarvisio, 150 mila MWh ad un prezzo medio di 17,24 €/MWh, e *Stogit*, 133 mila MWh ad un prezzo medio di 18,55 €/MWh.

(continua)

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	Reintegro Stogit	Linepack	
Prezzo. €/MWh	17,24	-	-	18,55	-	-	18,55*
Volumi. MWh	149.815	-	-	133.193	-	-	283.007
Operatori*. N.	1	-	-	9	-	-	10

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In corrispondenza dell'inizio della stagione estiva, le quotazioni di greggio e derivati si mostrano in aumento, in linea con quanto già osservato nel corso del 2013, con il Brent che realizza il secondo rialzo congiunturale consecutivo. In accordo con le tipiche dinamiche stagionali

anche i prezzi rilevati sia sulle borse elettriche sia ai principali hub europei del gas, per i quali il mese di giugno chiude un semestre caratterizzato da forti diminuzioni congiunturali e tendenziali e, per la prima volta nell'ultimo decennio, estese contemporaneamente a tutti i riferimenti.

Nel mese di giugno l'andamento del prezzo spot del Brent (112 \$/bbl, +2%) riproduce quanto osservato dodici mesi fa, rafforzando la tendenza rialzista avviata a maggio ed evidenziando il più elevato aumento tendenziale (+9%) da marzo 2012. Dinamiche analoghe si rilevano anche sui principali riferimenti internazionali del greggio, tra i quali si osserva il deciso aumento congiunturale del WTI statunitense. In rialzo su base annua anche il gasolio (910 \$/MT, +4%) e l'olio combustibile (632 \$/MT, +4%) che, pur manifestando variazioni di intensità ridotta, si confermano anche questo mese in linea con le dinamiche mostrate dal bene di riferimento, dopo una fase di lieve controtendenza osservata nella prima parte dell'anno. L'andamento dello spot sembra spingere al rialzo le aspettative degli operatori,

che - a differenza dei mesi scorsi - riguarda tutti i prodotti future, compresi quelli di maggior durata.

Non accenna ad arrestarsi la progressiva svalutazione del carbone, il cui prezzo europeo scende ai minimi da settembre 2009 e torna dopo circa un anno al di sotto della quotazione sudafricana, in virtù del quarto calo congiunturale consecutivo (72,55 \$/MT, -3%). Seppur rivisti al ribasso (-4%), i prezzi future si pongono comunque tutti al di sopra del valore spot, segnando un relativo differenziale massimo pari a +7 \$/MT sul prodotto annuale.

Il cambio dollaro/euro, giunto a 1,36 \$/€ (+3% annuo), conferma le dinamiche tendenziali osservate a maggio limitando i rialzi e ampliando i ribassi su base annua dei prezzi delle commodity.

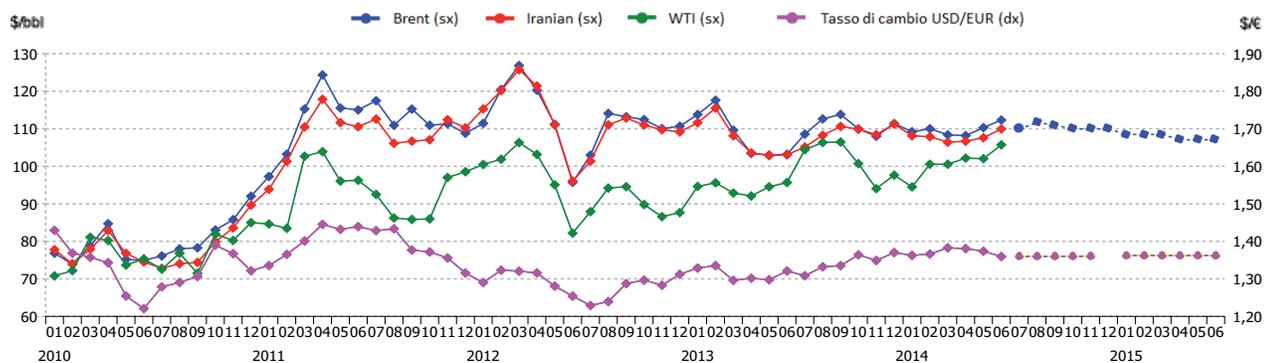
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Giu 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	112,33	+ 2 %	+ 9 %	110,44	109,93	+ 1 %	111,63	+ 3 %	111,02	-	106,46	+ 3 %
Brent FOB	€/bbl	82,62	+ 3 %	+ 6 %	-	80,83	-	82,07	-	81,62	-	78,16	-
OLIO COMB.	\$/MT	632,04	+ 0 %	+ 4 %	630,02	624,06	+ 1 %	621,68	+ 2 %	617,78	-	591,62	+ 2 %
0.1 FOB Barge	€/MT	464,91	+ 1 %	+ 1 %	-	458,85	-	457,07	-	454,17	-	434,32	-
GASOLIO	\$/MT	910,07	+ 0 %	+ 4 %	901,00	922,70	+ 1 %	925,13	+ 1 %	926,60	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	669,42	+ 1 %	+ 1 %	-	678,44	-	680,17	-	681,19	-	-	-
CARBONE	\$/MT	72,55	- 3 %	- 3 %	75,90	73,17	- 4 %	73,81	- 4 %	74,29	-	79,61	- 4 %
ARA Stm 6000K	€/MT	53,36	- 2 %	- 6 %	-	53,80	-	54,26	-	54,61	-	58,44	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,36	- 1 %	+ 3 %	-	1,36	- 1 %	1,36	- 1 %	1,36	-	1,36	- 1 %

Fonte: Thomson-Reuters

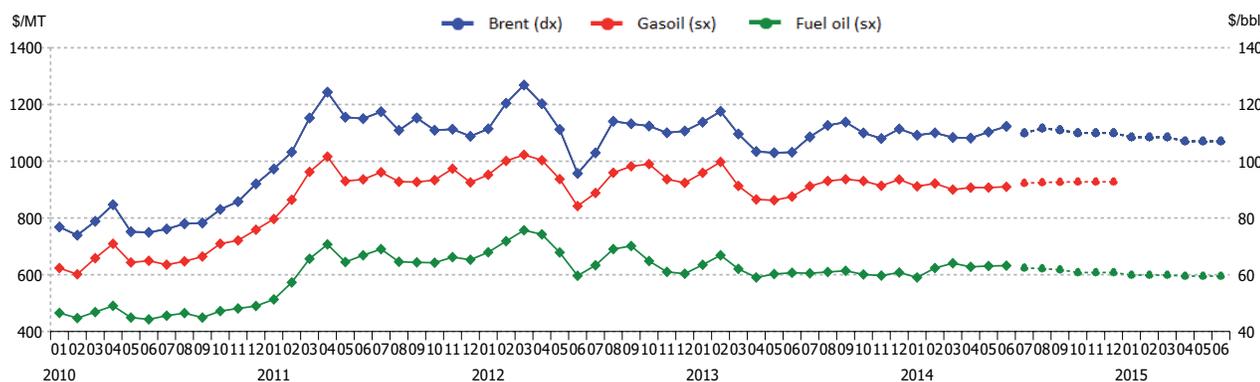
(continua)

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



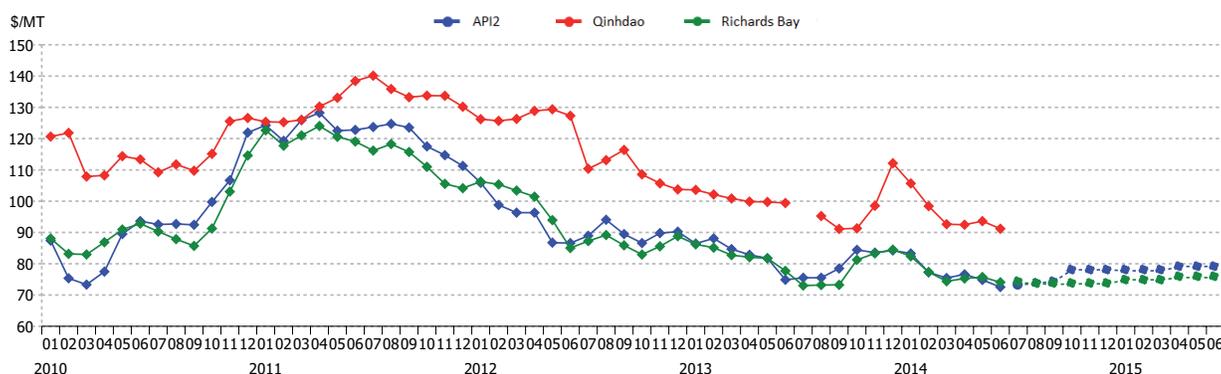
Fonte: Thomson-Reuters

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

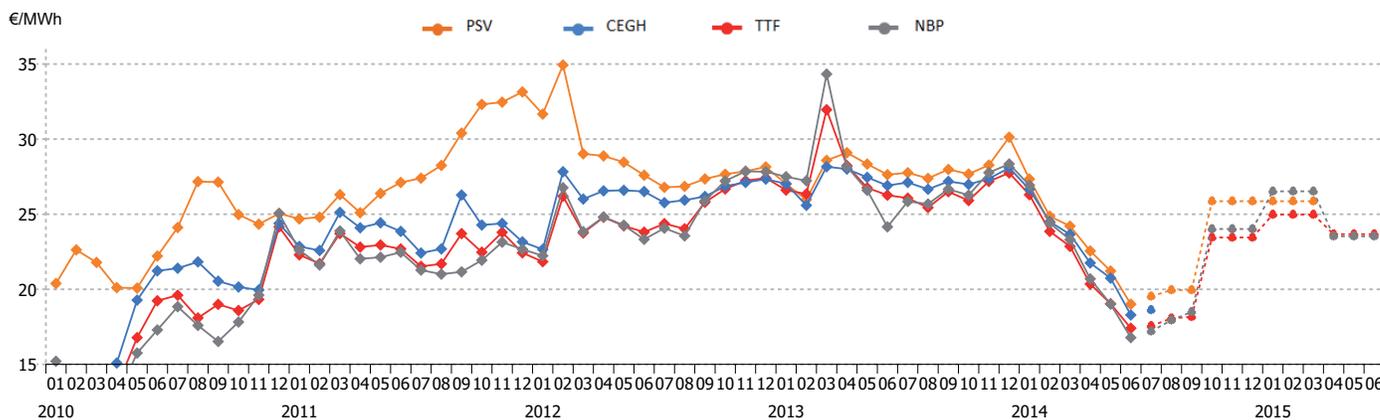
(continua)

Le quotazioni del gas naturale, in accordo con l'andamento stagionale della domanda, registrano diffusi cali congiunturali (-9/-12%) su tutti gli hub analizzati, con prezzi spot nell'ordine dei 17/18 €/MWh. Decisamente più significative appaiono le riduzioni tendenziali, tutte al di sopra del 30%. Più in generale trova consolidamento il forte trend ribassista che sta interessando dall'inizio dell'anno tutti i riferimenti del gas (-10 €/MWh circa da gennaio), con il PSV italiano che scende a 19

€/MWh (-10% rispetto a maggio, -34% sul 2013), pressoché in linea col resto dell'Europa e valore minimo da ottobre 2009. In forte calo (-10/-11%) anche le quotazioni a termine dei prodotti di prossima consegna, che tendono a convergere sui corrispondenti valori spot, mentre i prezzi relativi al prossimo anno termico si attestano attorno ai valori significativamente più elevati, per quanto anch'essi in discesa (24 €/MWh).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Giu 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	19,01	- 10 %	- 31 %	20,45	19,52	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	17,41	- 9 %	- 34 %	18,75	17,56	- 11 %	18,07	-	-	-	23,88	- 1 %
CEGH	AT	18,29	- 12 %	- 32 %	20,40	18,62	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	16,78	- 12 %	- 31 %	17,49	17,21	- 12 %	17,93	- 10 %	18,50	-	24,34	- 2 %



Fonte: Thomson-Reuters

Infine sulle borse elettriche modeste variazioni congiunturali portano le quotazioni in Europa centro-occidentale sui 31 €/MWh, disattendendo al rialzo le attese espresse dagli operatori il mese scorso (pari rispettivamente a 29,5 €/MWh e 29,88 €/MWh in Francia e Germania). I livelli raggiunti lasciano invariata la distanza tra i prezzi francesi e tedeschi (Germania vs. Francia: +0,78 €/MWh), mostrando invece un significativo incremento rispetto allo scorso anno (+31%/+13%), quando tuttavia i prezzi nell'area franco-tedesca toccavano il loro minimo annuo.

In tale contesto spicca l'andamento controtendenziale del prezzo italiano, pari a 47 €/MWh, che – sostanzialmente

stabile rispetto a maggio (+1%) – risulta in netto calo su base annua (-16%), incorporando in parte la dinamica ribassista del gas, combustibile di riferimento del parco di generazione nazionale. Da rilevare l'ulteriore aumento congiunturale della quotazione spagnola che, soggetta ad elevata volatilità da oltre un anno, arriva a sfiorare i 51 €/MWh (+20%), superando anche il riferimento italiano, storicamente più elevato.

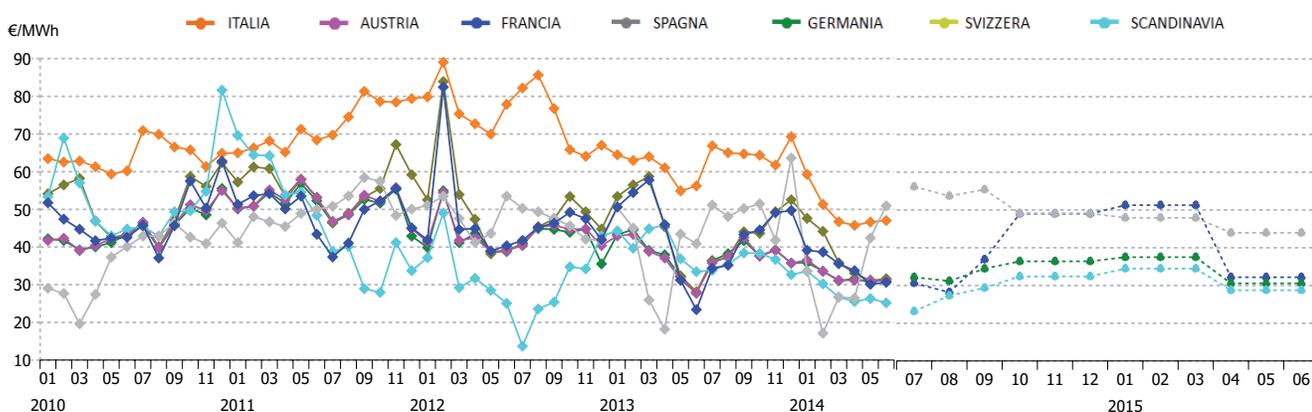
In ottica prospettica, le quotazioni a termine dei prodotti di prossima consegna sembrano riflettere sostanzialmente la tipica stagionalità della domanda, segnalando per il 2015 uno spread tra Italia e Francia ai minimi storici e di poco superiore a 10 €/MWh.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Giu 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 14	Var M-1 (%)	Ago 14	Var M-1 (%)	Set 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
ITALIA	47,02	+ 1 %	- 16 %	51,10	51,97	- 3 %	51,94	- 4 %	53,75	-	52,40	- 1 %
FRANCIA	30,65	+ 2 %	+ 31 %	29,50	30,64	+ 1 %	28,18	- 1 %	36,90	-	41,82	-
GERMANIA	31,41	+ 3 %	+ 13 %	29,88	32,19	+ 1 %	31,17	- 1 %	34,44	-	34,37	-
SPAGNA	50,95	+ 20 %	+ 25 %	51,15	56,15	+ 5 %	53,70	+ 3 %	55,42	-	48,85	-
AREA SCANDINAVA	25,19	- 4 %	- 25 %	27,28	23,15	+ 0 %	27,29	+ 3 %	29,36	-	30,67	-
AUSTRIA	30,97	- 1 %	+ 11 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	31,62	+ 2 %	+ 12 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



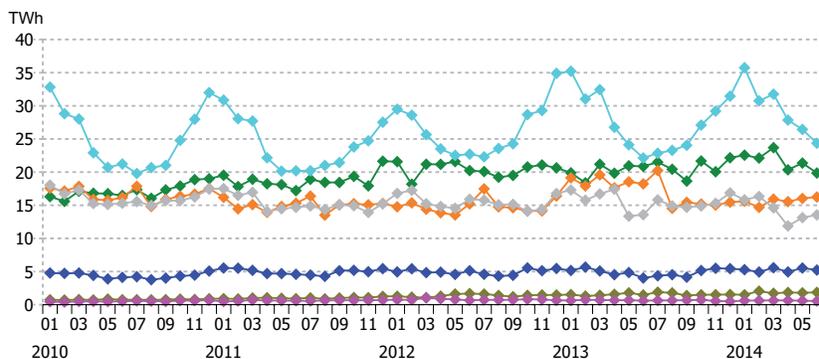
Quanto ai volumi, degli 82 TWh complessivamente scambiati sulle borse oggetto di interesse, la quota maggiore appare gestita dal blocco franco-tedesco (25 TWh) e da Nordpool (24 TWh), in rialzo tendenziale rispettivamente del 3% e del 10%.

Si conferma ancora in riduzione su base annua la borsa italiana (16 TWh, -11%), le cui quantità appaiono comunque ancora superiori a quelle spagnole (13,5 TWh), come osservato nel precedente trimestre.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Giu 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,3	+ 1 %	- 11 %
FRANCIA	5,2	- 6 %	+ 30 %
GERMANIA	19,9	- 7 %	- 5 %
SPAGNA	13,5	+ 3 %	- 0 %
AREA SCANDINAVA	24,4	- 8 %	+ 10 %
AUSTRIA	0,6	- 10 %	- 9 %
SVIZZERA	1,9	+ 3 %	+ 26 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2014 sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 139.322 TEE, in diminuzione rispetto ai 442.942 TEE scambiati a maggio.

Dei 139.322 TEE sono stati scambiati 54.191 TEE di Tipo I, 73.319 TEE di Tipo II, 4.680 TEE di Tipo II CAR, e 7.132 TEE di Tipo III.

Nel mese successivo alla scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica si registra la diminuzione dei prezzi medi pari a 0,62% per la Tipologia I, di 0,82% per la Tipologia II e di 1,38 % per la Tipologia II CAR, mentre per la Tipologia III il prezzo medio risulta in aumento dello 0,08 % rispetto al mese precedente.

Nel corso del primo semestre 2014, i prezzi dei TEE si sono mossi prevalentemente nel range 95-115 €/TEE. Nel mese di marzo tuttavia, si è registrato un picco importante dei prezzi che si sono portati a ridosso di 150 €/TEE, rientrato nel giro di qualche sessione, probabilmente dovuto alla pubblicazione del nuovo metodo di calcolo del prezzo, riconosciuto dal GSE ai detentori che opereranno per il ritiro dei TEE, descritto nella Deliberazione

AEEGSI 107/2014/R/EFR – pubblicata il 13 marzo 2014. I volumi hanno registrato sul mercato un livello pari a 1.966.477 TEE (4.134.199 TEE sulla piattaforma dei bilaterali) per un totale di 6.100.676 TEE scambiati nei primi sei mesi del 2014, in aumento rispetto allo scorso anno (5.218.492 TEE scambiati nel I semestre 2013).

Analizzando l'andamento specifico di questo mese in particolare, si rileva che, a giugno, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari a 107,08 € (107,75 € a maggio), i titoli di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 106,49 € (€107,37 il mese scorso), la media dei titoli di Tipo II-CAR è stata pari a 107,81 € (109,32 € a maggio), ed infine i titoli di Tipo III sono stati quotati in media a 106,91 € (106,83 € a maggio).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 4.251.510 (1.092.682 di Tipo I, 2.106.712 di tipo II, 298.627 di Tipo II CAR, 734.552 di Tipo III e 18.937 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 28.243.336.

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

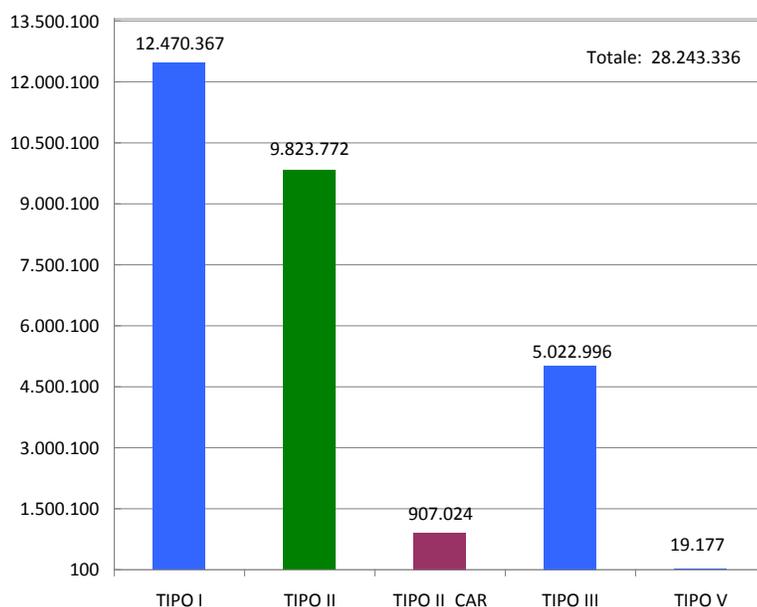
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n. TEE)	54.191	73.319	4.680	7.132
Valore Totale (€)	5.802.815,07	7.807.430,42	504.537,90	762.494,92
Prezzo minimo (€/TEE)	95,00	104,50	106,00	105,10
Prezzo massimo (€/TEE)	109,40	109,77	109,00	109,00
Prezzo medio (€/TEE)	107,08	106,49	107,81	106,91

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

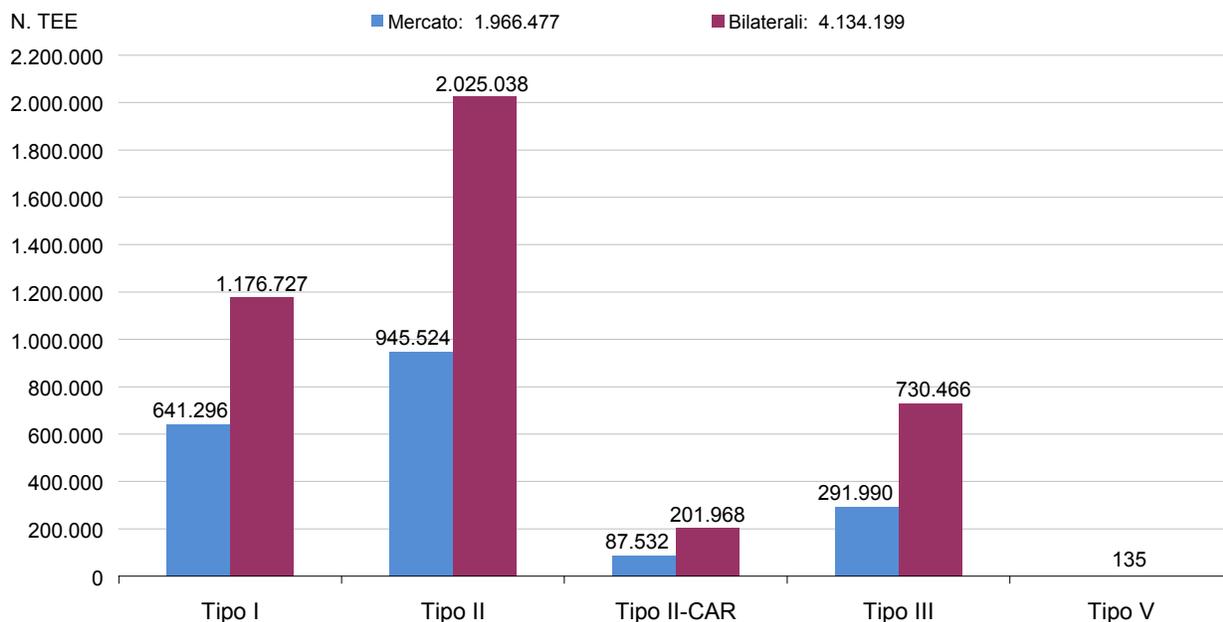
Fonte: GME



(continua)

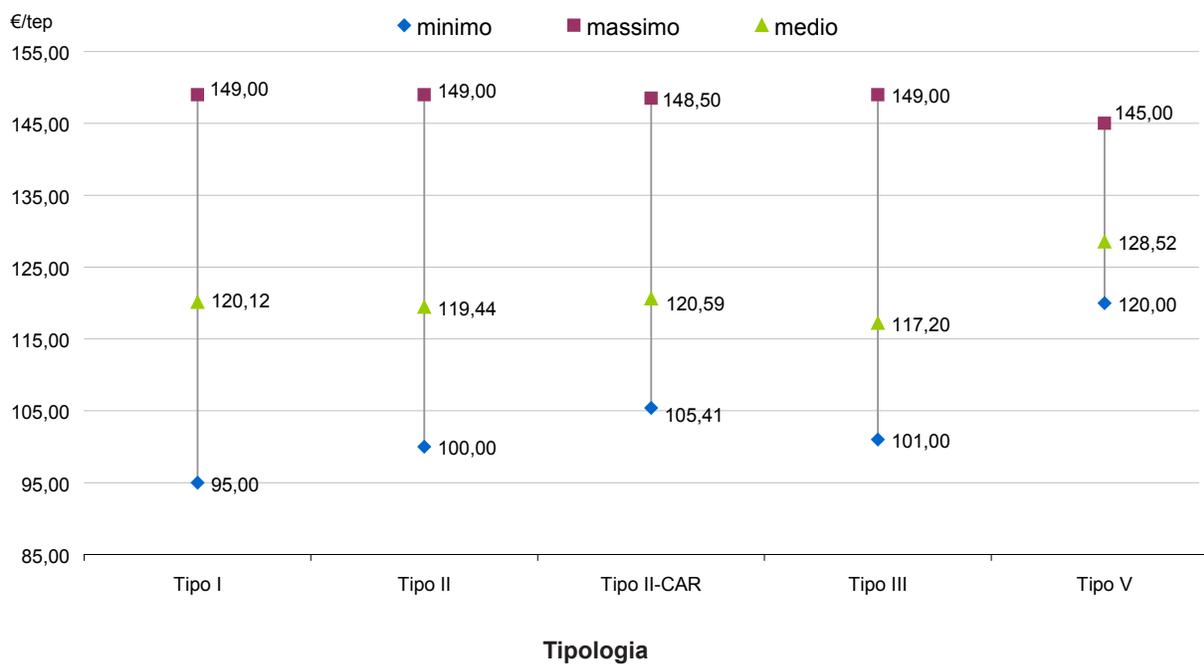
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

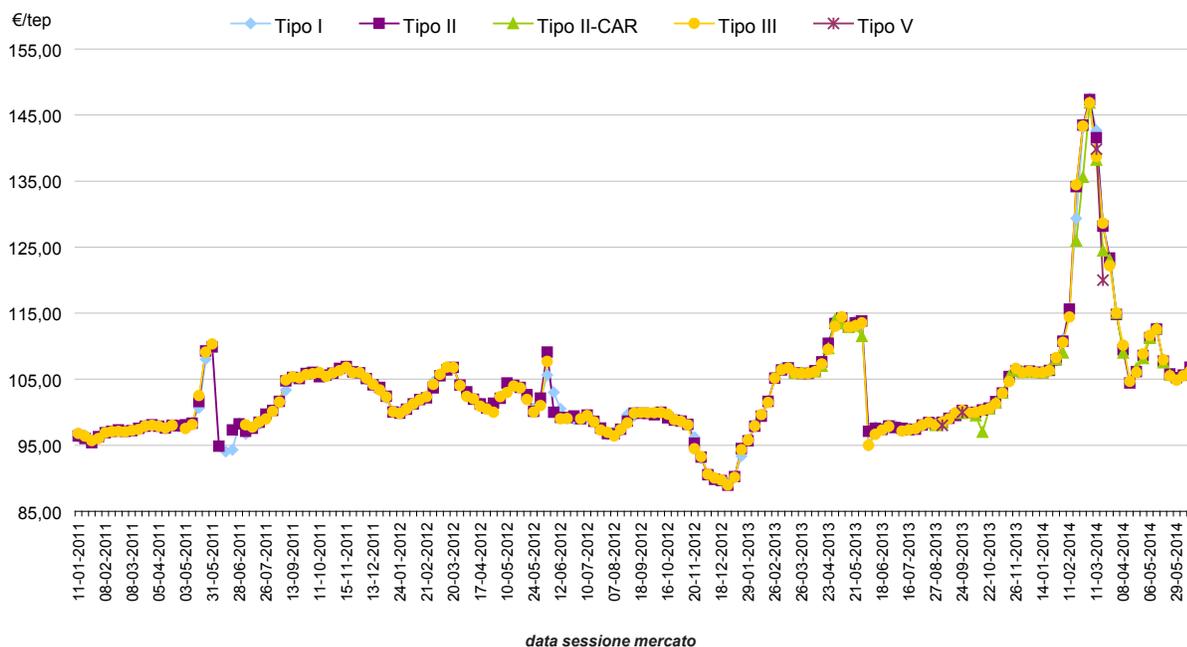
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



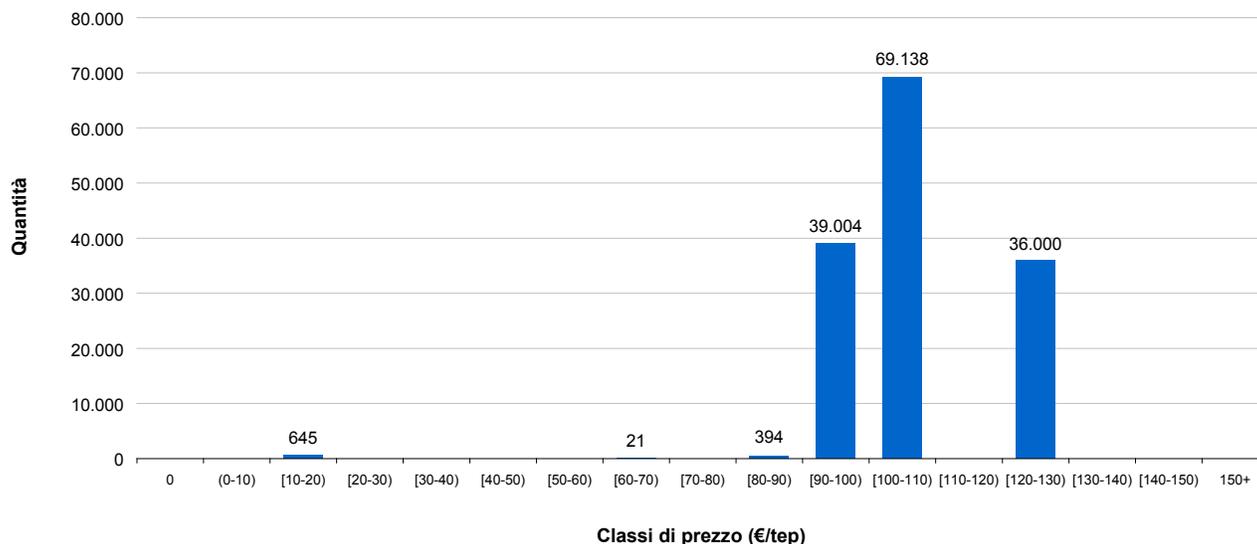
Nel corso del mese di giugno 2014 sono stati scambiati 145.202 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (1.999.683 TEE lo scorso maggio). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 104,76 €/tep (107,88 €/tep lo scorso mese) inferiore di 2,02 €/tep rispetto

alla media registrata sul mercato organizzato di 106,78 €/tep (107,50 €/tep a maggio).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - giugno 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di giugno 2014 sono stati scambiati 846.084 CV in aumento rispetto ai 559.460 CV scambiati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV con anno di riferimento 2014 I Trim con 531.127 certificati (261.906 CV 2014 I Trim lo scorso mese), dei CV 2013 IV Trim con un volume pari a 143.621 CV (contro gli 187.424 CV IV Trim di maggio) e dei CV 2013 III Trim con una quantità pari a 73.390 titoli (92.577 CV 2013 III Trim a maggio).

I CV 2014 II Trim, per la prima volta sul mercato, hanno raggiunto un volume pari a 52.019 quote mentre i CV con anno di riferimento 2013 TRL hanno registrato una quantità di titoli pari a 30.679 (2.000 CV 2013 TRL lo scorso mese).

Seguono nell'ordine i CV 2012, che hanno rilevato sulla piattaforma un volume pari a 7.692 CV (7.300 i CV 2012 nel mese di maggio), i CV 2013 II Trim con 6.940 certificati (911 CV 2013 II Trim a maggio) e, infine, 616 CV 2013 I Trim sono stati scambiati sul mercato, nel mese di giugno (7.342 CV 2013 I Trim a maggio).

Nel primo semestre 2014, il volume dei Certificati Verdi sulla piattaforma di mercato è stato pari a 3.956.633 CV in aumento rispetto allo scorso anno (2.557.324 i CV negoziati nel primo semestre 2013), mentre bilateralmente i CV scambiati sono stati pari a 17.868.966 (16.069.459 i CV nello stesso periodo dello scorso anno). Da inizio anno al mese di giugno, i prezzi dei CV scambiati sul mercato hanno registrato un valore minimo pari a 84,10 €/MWh rilevato per i CV 2012_TRL e un valore massimo fra gli 88,00 €/MWh e i 90,00 €/MWh per tutte le

altre tipologie, tranne che per i CV I Trim e II Trim 2014, scambiati sulla piattaforma ad un prezzo sempre superiore ai 92,00 €/MWh.

Per quanto riguarda, invece, l'andamento dei prezzi medi nel consueto confronto rispetto al mese scorso, sul mercato dei CV, nel mese di giugno, è stato osservato un prezzo medio in aumento di 0,42 €/MWh per i CV 2014 I Trim (95,99 €/MWh) e un incremento dello 0,02 €/MWh rispetto al mese di maggio nella rilevazione del prezzo medio dei CV 2013 III Trim (88,69 €/MWh).

I CV 2014 II Trim per la prima volta sul mercato, hanno registrato un prezzo medio pari a 95,09 €/MWh.

Per tutte le altre tipologie emerge un trend in diminuzione, infatti, i CV 2013 II Trim sono stati scambiati in media a 88,50 €/MWh in calo rispetto al mese precedente di 0,06 €/MWh, mentre il prezzo medio dei CV 2013 I Trim, nel mese di giugno, è stato pari a 88,43 €/MWh, con un decremento pari a 0,12 €/MWh, rispetto al mese scorso.

I CV 2013 IV Trim hanno registrato una flessione pari a 0,10 €/MWh, con un prezzo medio pari a 88,37 €/MWh. Seguono nell'ordine, il prezzo medio rilevato per i CV 2012 (88,27 €/MWh), con una riduzione pari a 0,15 €/MWh rispetto al mese di maggio, e il prezzo medio dei CV 2013 TRL (85,99 €/MWh), con uno scarto di 2,01 €/MWh rispetto allo scorso mese. La sottostante Tabella è riassuntiva delle transazioni relative al mese di giugno 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.

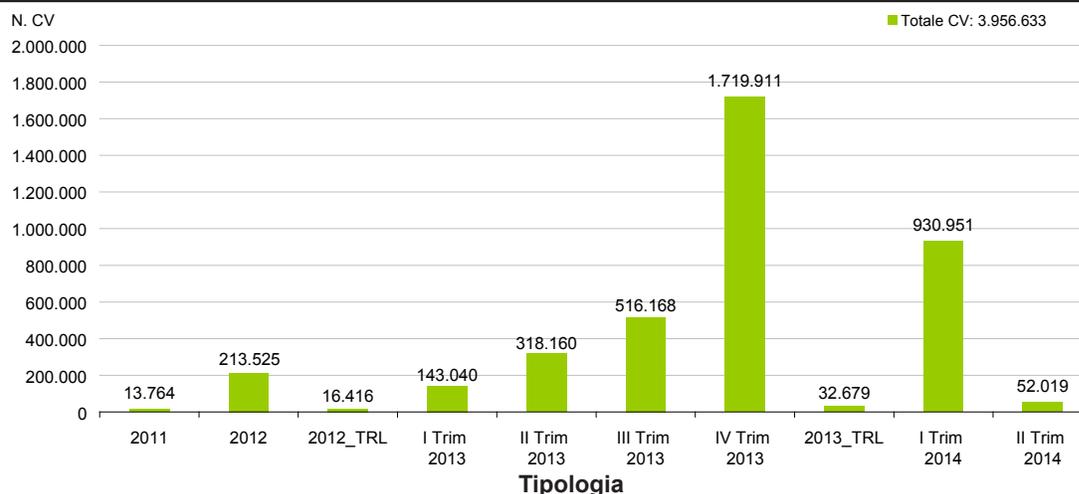
CV, risultato del mercato GME - giugno 2014

Fonte: GME

	Periodo di riferimento							
	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014
Volumi scambiati (n.CV)	7.692	616	6.940	73.390	143.621	30.679	531.127	52.019
Valore Totale (€)	678.940,70	54.475,66	614.166,78	6.508.931,56	12.691.217,81	2.637.934,35	50.982.184,28	4.946.350,81
Prezzo minimo (€/CV)	87,90	88,30	88,27	88,50	88,28	85,00	95,74	93,46
Prezzo massimo (€/CV)	88,75	89,20	88,58	88,92	88,70	88,00	96,30	95,60
Prezzo medio (€/CV)	88,27	88,43	88,50	88,69	88,37	85,99	95,99	95,09

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

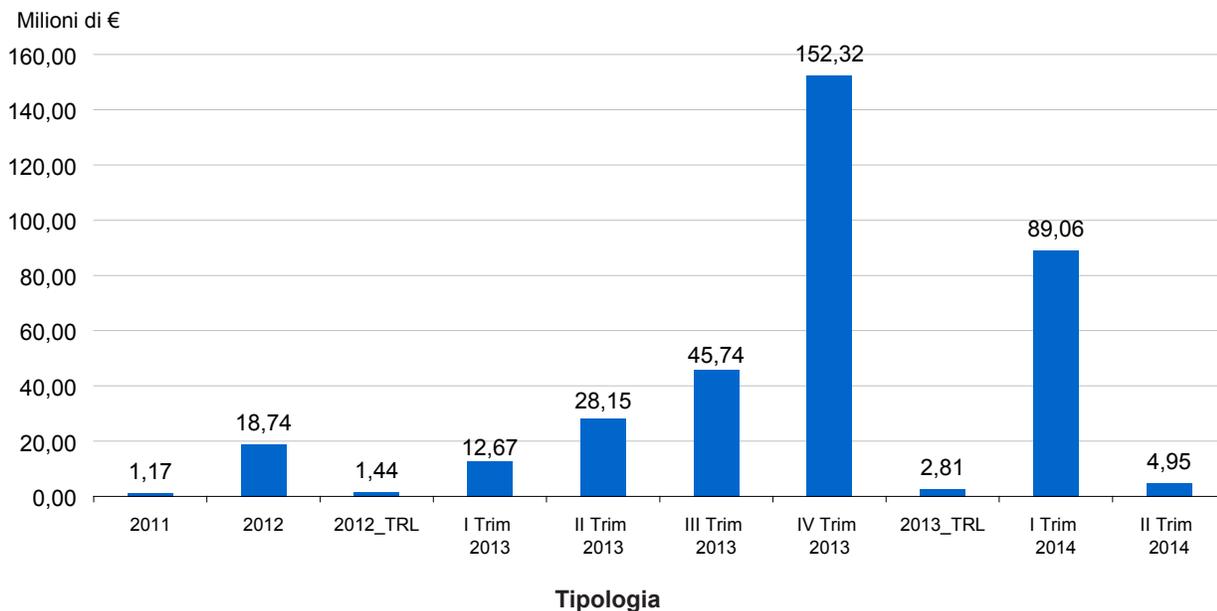
Fonte: GME



(continua)

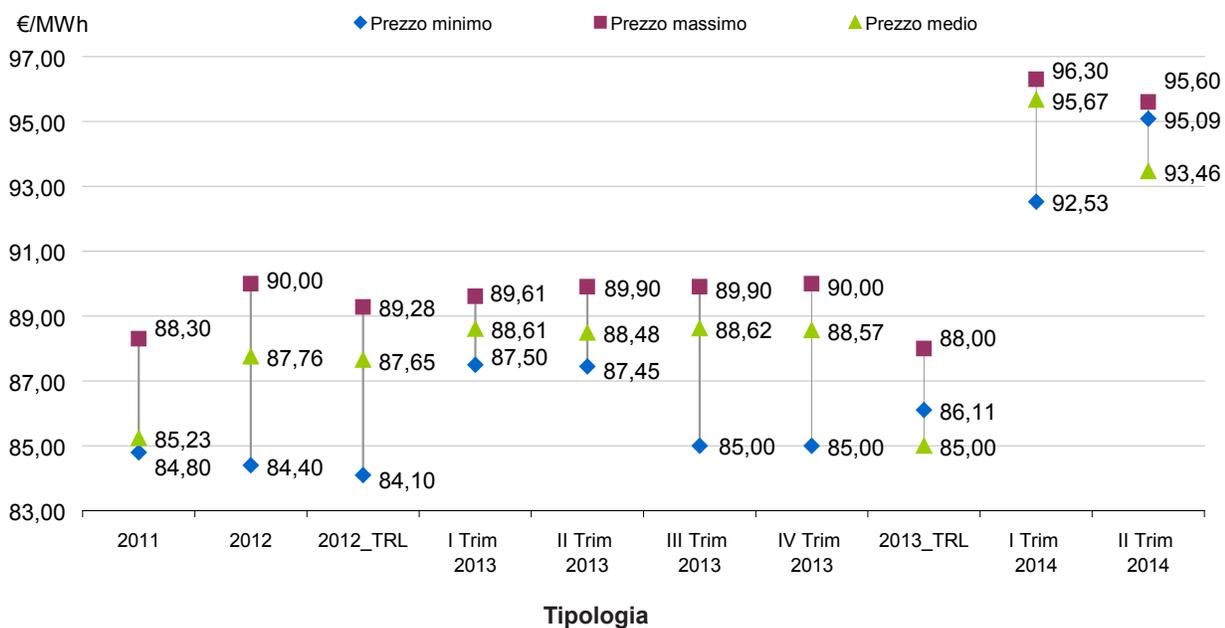
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di giugno 2014 sono stati scambiati 2.594.546 CV attraverso contratti bilaterali (2.832.172 il mese scorso) delle varie tipologie.

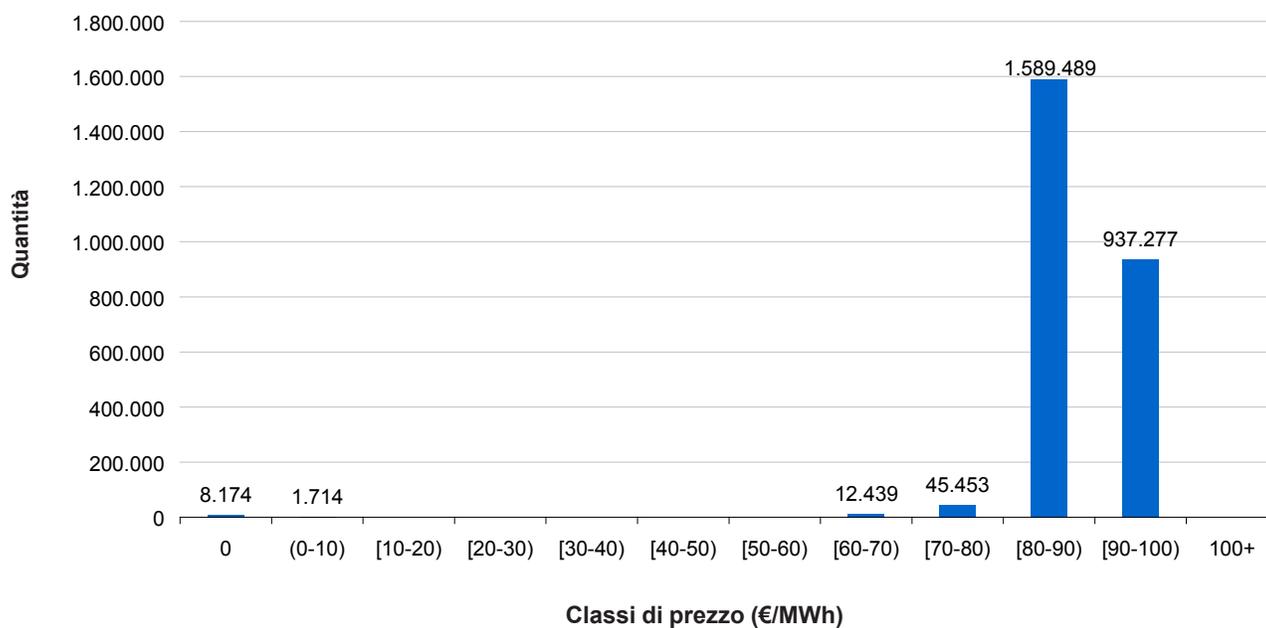
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 88,67 €/MWh, inferiore di 4,84 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (93,51 €/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 - giugno 2014

Fonte: GME



Mercato delle garanzie d'origine

A cura del GME

■ Nei primi sei mesi del 2014, sono state effettuate quattro sessioni di mercato GO e tre sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

L'andamento delle transazioni sulla piattaforma di mercato ha registrato un andamento in crescita nei primi tre mesi dell'anno, mentre si segnala, successivamente al ritiro delle GO in circolazione da parte delle GSE e alla conseguente sospensione delle transazioni nei mesi di aprile e maggio, il calo dei volumi alla riapertura degli scambi rispetto al mese di marzo.

Nel mese giugno, infatti, sono state scambiate 4.066 GO della tipologia 2014_Eolico_AltriMesi, unica garanzia presente sulla piattaforma, ad un prezzo medio pari a 0,13 €/MWh.

Nel primo semestre 2014, il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 459.586 GO mentre il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari 0,07 €/MWh.

Le GO 2013_Eolico_AltriMesi risultano essere le garanzie maggiormente scambiate nei primi sei mesi dell'anno con una quota presente sul mercato pari a 237.994 GO.

Da gennaio a giugno 2014 il prezzo minimo rilevato è stato pari a circa 0,06 €/MWh mentre il prezzo massimo sulla piattaforma è stato pari a 0,16 €/MWh.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato da gennaio a giugno 2014:

GO, transazioni mercato del GME (gennaio/giugno 2014)

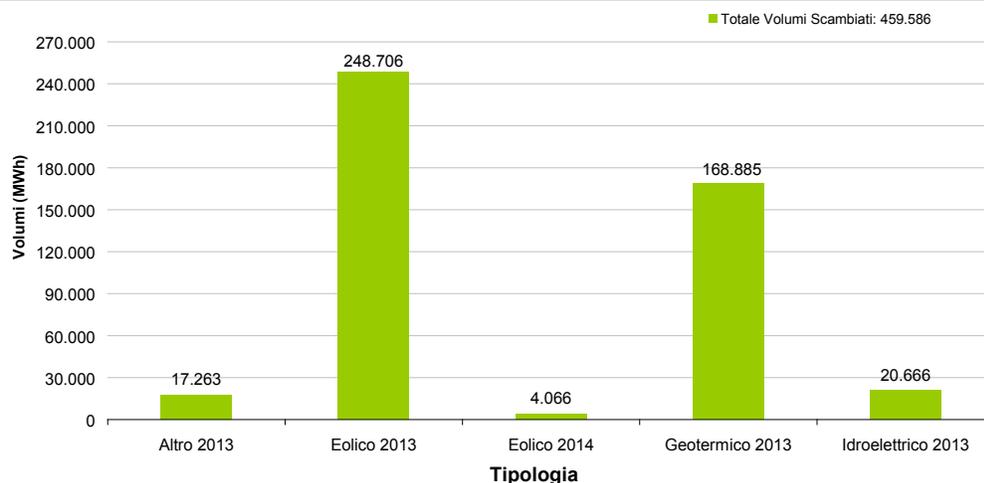
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo €/MWh		
				minimo	massimo	medio
Eolico	Gennaio 2013	8.000	720	0,09	0,09	0,09
	Febbraio 2013	2.712	244	0,09	0,09	0,09
	Marzo-Dicembre 2013	237.994	17.444	0,06	0,12	0,07
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	4.066	529	0,13	0,13	0,13
Geotermoelettrico	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	168.885	11.877	0,06	0,09	0,07
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
Idroelettrico	Gennaio 2013	5.000	450	0,09	0,09	0,09
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	15.666	1.295	0,07	0,16	0,08
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
Solare	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	-	-	-	-	-
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
Altro	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	17.263	1.413	0,06	0,10	0,08
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

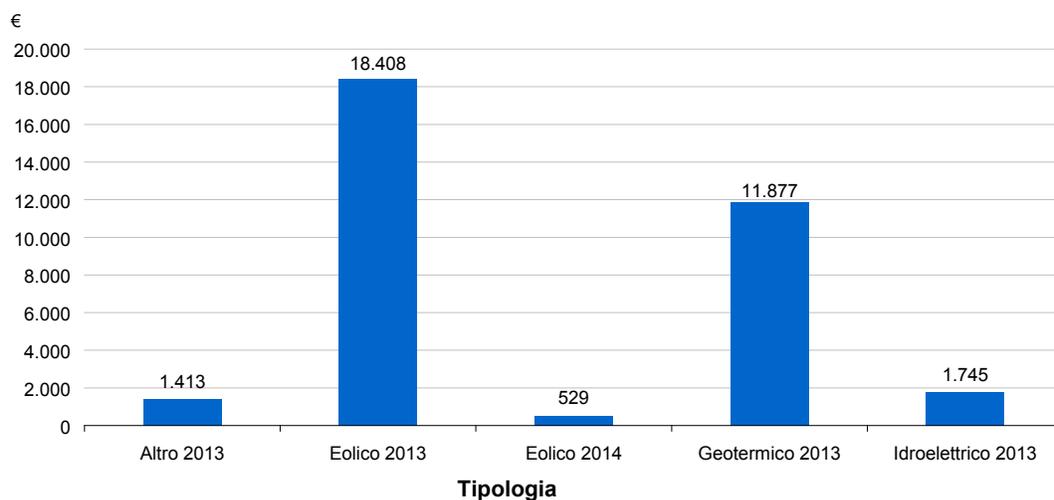
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a giugno 2014)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014)

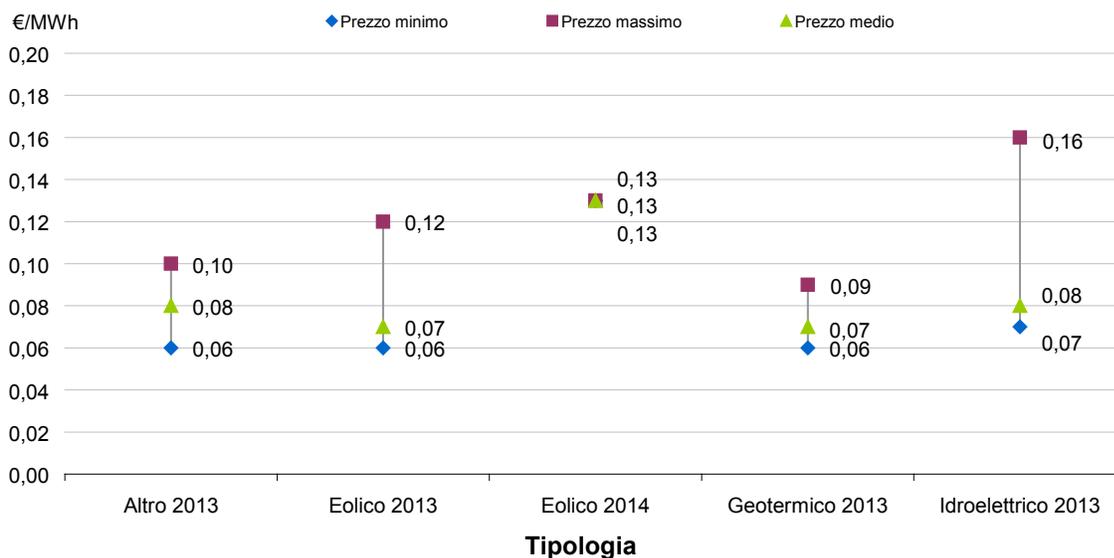
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2013-2014)

Fonte: GME



Transazioni bilaterali

Nel primo semestre 2014 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 41.650.698 GO delle varie tipologie.

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,09 €/MWh, maggiore di 0,02 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,07 €/MWh).

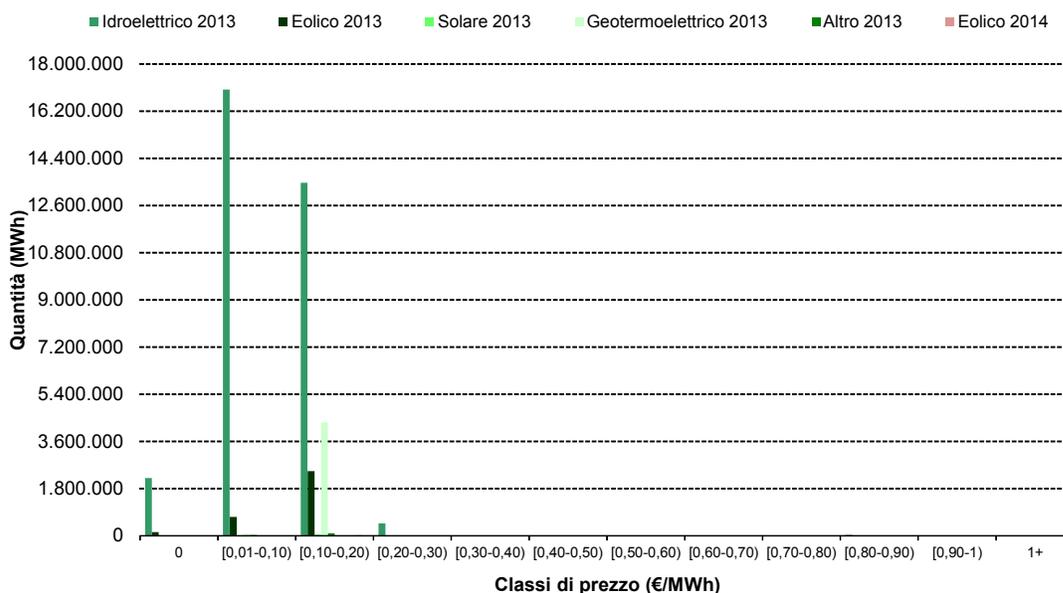
Nel mese di giugno 2014 sono state scambiate bilateralmente

487.407 GO ad un prezzo medio pari a 0,12 €/MWh inferiore di 0,01 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato (0,13 €/MWh).

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

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-giugno 2014)

Fonte: GME



Aste GSE

Le tre sessioni d'asta svolte dal GSE pubblicate sul sito del GME, nel primo semestre 2014, hanno consentito l'assegnazione di 303.000 GO sul mercato su un totale di 80.533.463 GO

offerte.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

Anno di Riferimento	q.tà	qt̃ premiata	q.t̃ res.	qt̃ rifiutata	prezzo
2013_Altro_Febbraio	656.090	-	656.090		0,17
2013_Eolico_AltriMesi	4.674.722	-	4.674.722		0,12
2013_Eolico_Gennaio	943.394	-	943.394		0,1
2013_Idroelettrico_Gennaio	332.739	-	332.739		0,1
2013_Altro_Gennaio	715.679	-	715.679		0,16
2013_Altro_AltriMesi	6.890.103	-	6.890.103		0,19
2013_Idroelettrico_Febbraio	290.888	-	290.888		0,11
2013_Idroelettrico_AltriMesi	3.998.124	-	3.998.124		0,12
2013_Solare_Gennaio	580.543	-	580.543		0,1
2013_Solare_AltriMesi	13.397.397	200.000	13.197.397		0,11
2013_Solare_Febbraio	780.335	-	780.335		0,1
2013_Eolico_Febbraio	744.665	-	744.665		0,11
Totale sessione d'asta GO 20 Gennaio 2014	34.004.679	200.000	33.804.679		
2013_Altro_AltriMesi	7.756.561	-	7.756.561		0,08
2013_Solare_AltriMesi	13.887.022	-	13.887.022		0,08
2013_Eolico_AltriMesi	5.111.376	45.000	5.066.376		0,07
2013_Idroelettrico_AltriMesi	4.391.126	-	4.391.126		0,08
Totale sessione d'asta GO 20 marzo 2014	31.146.085	45.000	31.101.085		
2014_Idroelettrico_Febbraio	417.876	-	417.876		0,12
2014_Eolico_Febbraio	555.598	-	555.598		0,12
2014_Eolico_Gennaio	594.409	-	594.409		0,11
2014_Solare_AltriMesi	2.766.519	-	2.766.519		0,13
2014_Altro_Febbraio	1.727.809	-	1.727.809		0,12
2014_Solare_Febbraio	764.453	-	764.453		0,12
2014_Idroelettrico_Gennaio	435.653	-	435.653		0,11
2014_Altro_AltriMesi	3.736.785	-	3.736.785		0,13
2014_Idroelettrico_AltriMesi	1.070.639	1000	1.069.639		0,13
2014_Solare_Gennaio	504.490	57.000	447.490		0,11
2014_Eolico_AltriMesi	997.011	-	997.011		0,13
2014_Altro_Gennaio	1.811.457	-	1.811.457		0,11
Totale sessione d'asta GO 20 giugno 2014	15.382.699	58.000	15.324.699		
TOTALE	80.533.463	303.000	80.230.463		

PIANO NAZIONALE DI EFFICIENZA ENERGETICA: RISULTATI DEL PRIMO QUINQUENNIO, EFFETTO CRISI E TARGET 2020

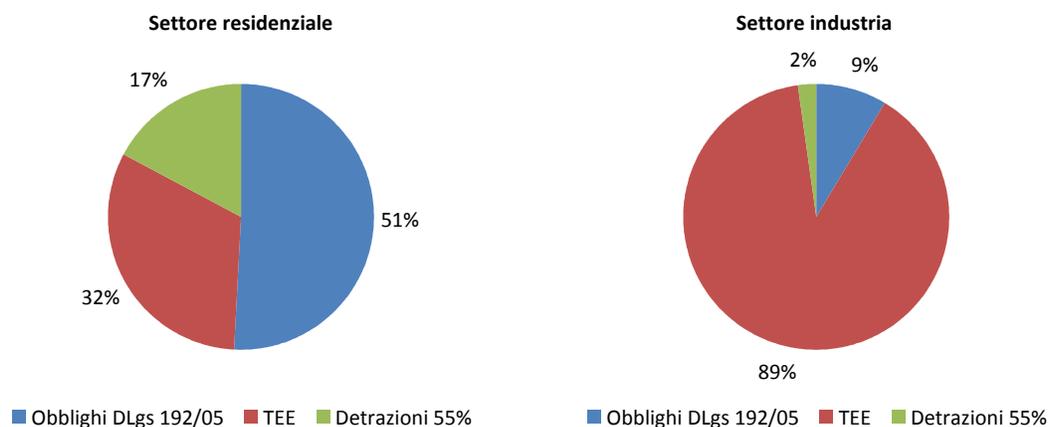
di Mario Cirillo - REF-E

(continua dalla prima)

Sempre rispetto al risultato complessivo, la principale misura di promozione risulta essere il meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE), che ha determinato una riduzione del consumo finale di energia stimata in circa 3 Mtep/anno, mentre la seconda misura per importanza è costituita dagli obblighi imposti dalla normativa sulla prestazione energetica degli edifici (D.Lgs 192/05), che pesano per circa 2.3 Mtep/anno². È importante segnalare come almeno per le due principali misure i risparmi siano quantificati secondo un criterio di "addizionalità" rispetto all'opzione tecnologica media disponibile sul mercato

oppure rispetto a quella minima imposta dalla legge. Si provano a escludere in tal modo i risparmi determinati dalla naturale evoluzione delle tecnologie lungo il proprio ciclo di vita. Con riferimento al settore residenziale, gli obblighi hanno contribuito secondo ENEA a più della metà del risparmio realizzato; la restante parte è determinata dagli schemi di incentivazione, ossia TEE e detrazioni fiscali (Figura 2). Diversamente, sul risultato dell'industria pesa in modo quasi esclusivo il volume di risparmio ottenuto grazie allo schema TEE.

Figura 2: Risparmi di energia finale per schema di promozione – 2005-2012 (%)



Fonte: ENEA – Documento di predisposizione del PAEE 2014

Proprio l'accelerazione dei risparmi da TEE nel settore industriale nell'ultimo biennio oggetto di stima rappresenta il risultato più rilevante tra quelli presentati nel documento: nel 2011-2012 sono stati realizzati progetti di efficienza energetica per più di 1 Mtep/anno, su un totale di 1.6 Mtep/anno ottenuti nell'intero 2005-2012. L'introduzione di coefficienti moltiplicativi dell'incentivo, tesi a valorizzare il risparmio ottenibile durante tutta la vita utile dell'intervento, e le norme 2011 sull'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento hanno esercitato un impatto notevole sull'efficacia del meccanismo. Inoltre, se si pensa che il risparmio ottenuto dalla gran parte dei progetti nell'industria è determinato attraverso valutazioni a consuntivo, ossia sulla base di risparmi misurati, si conclude che la stima sia più precisa rispetto a quella fatta per il residenziale, basata in larga parte su valutazioni ex-ante, ossia su risparmi stimati e non misurati, e che in parte potrebbero non essersi (ancora) tradotti in risparmi effettivi³.

Infine, dalle indicazioni fornite nel documento preliminare di PAEE sul peso di elettricità e energia termica rispetto al risparmio di fonti primarie, e sui relativi fattori di conversione in energia finale, è possibile dedurre che il risparmio di energia elettrica ammonta a poco meno di 1 Mtep/anno e perciò rappresenta circa il 14% del risparmio complessivo di energia finale.

Le statistiche sul consumo energetico: crisi economica o risparmio energetico?

Separare gli effetti della crisi economica da quelli dell'efficienza energetica è un esercizio tanto utile quanto difficoltoso. Anche la sola traduzione in risparmio energetico di incrementi dell'efficienza nella trasformazione e/o negli usi finali presenta una serie di problemi, ad esempio la quantificazione di eventuali effetti *rebound*, per cui il minor costo unitario legato alla maggiore efficienza finisce per tradursi in più elevati livelli di consumo, nel perseguimento di livelli più alti di benessere.

PIANO NAZIONALE DI EFFICIENZA ENERGETICA: RISULTATI DEL PRIMO QUINQUENNIO, EFFETTO CRISI E TARGET 2020

(continua)

Il consumo finale di energia registrato da Eurostat mostra una decrescita di circa 15.5 Mtep nel 2005-2012, da 134.5 a 119 Mtep. Il confronto immediato con la stima ENEAdi 6.4 Mtep/anno segnalerebbe un impatto importante dell'efficienza energetica, che vale circa il 40% della variazione complessiva.

Tuttavia, il confronto presenta almeno due problemi.

In primo luogo, è necessario considerare l'effetto sulle statistiche delle condizioni climatiche registrate nei due anni di riferimento. Il 2012 è stato un anno più freddo in inverno e più caldo in estate rispetto al 2005, con impatti soprattutto sul consumo nel residenziale: la variazione nel consumo finale sarebbe stata maggiore se i due anni fossero stati assimilabili per clima.

In secondo luogo, è difficile conciliare i dati di consumo effettivo (in buona parte misurati) che confluiscono nelle statistiche con le stime di risparmio, costruite secondo una logica *bottom-up*, che per alcuni progetti adotta inevitabilmente valori di riferimento standard.

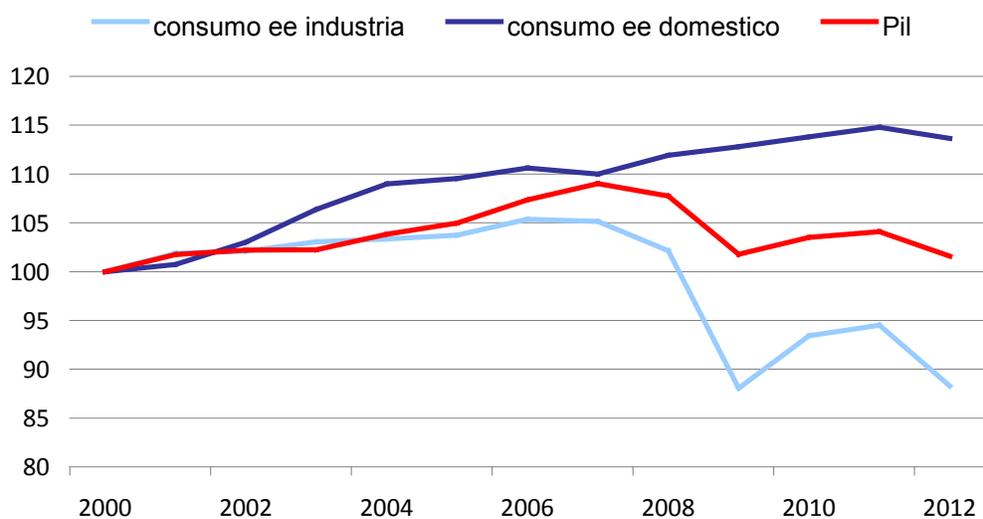
Sulla base di queste due considerazioni si può dedurre che l'incidenza dell'efficienza sulla variazione del consumo sia inferiore rispetto a quella indicata (40%) e, in altre parole, l'impatto della crisi è assolutamente prevalente.

La conclusione è supportata dall'analisi dei dati sull'industria.

La discesa del consumo finale nel settore (meno sensibile all'effetto temperatura rispetto al residenziale e quindi rispetto al dato complessivo) è stata pari a 10.5 Mtep: il dato 2012 è più basso di quello 2005 del 26%. Le stime ENEA suggeriscono come "solo" 1.76 Mtep siano attribuibili al risparmio conseguente la maggiore efficienza energetica, che quindi avrebbe inciso per circa il 17% sulla variazione.

Per quanto concerne l'uso di energia elettrica, il confronto è ancora più delicato. I dati Eurostat sul consumo lordo di elettricità⁴ segnalano una discesa di 6.2 TWh, a cui secondo le stime effettuabili a partire dai dati ENEA corrisponderebbero poco più di 10 TWh⁵ di risparmio. Le spiegazioni per il risultato apparentemente incoerente possono essere almeno tre, e ancora una volta riguardano soprattutto il residenziale. Innanzitutto la diffusione di apparecchi domestici che impiegano energia elettrica (climatizzatori *in primis*) ha determinato un incremento dell'uso di energia elettrica, con effetto opposto a quello dei risparmi conseguiti grazie all'efficienza energetica. In effetti, se si scompongono i consumi per settore e si confrontano con l'andamento del reddito, il trend di controtendenza per il residenziale appare molto chiaro (unica eccezione il 2012, Figura 3).

Figura 3: Andamento consumi energia elettrica e PIL (Indice, anno 2000 = 100)



Fonte: Elaborazione REF-E su dati Terna e ISTAT

PIANO NAZIONALE DI EFFICIENZA ENERGETICA: RISULTATI DEL PRIMO QUINQUENNIO, EFFETTO CRISI E TARGET 2020

(continua)

In secondo luogo, data la diffusione degli apparecchi per la climatizzazione estiva, il clima caldo nel periodo estivo del 2012 può aver determinato un consumo maggiore rispetto a quello che si sarebbe verificato con un clima assimilabile a quello del 2005, nel quale caso la variazione di consumo sarebbe apparsa maggiore di quella effettivamente registrata.

Infine, come già sottolineato, i risparmi di energia elettrica valutati con metodo standardizzato potrebbero essere sovrastimati.

Di fatto, il dato che emerge dalle statistiche dovrebbe essere determinato dagli impatti contrapposti di efficienza energetica e crisi del settore industriale, da un lato, e di clima estivo e maggiore peso dell'elettricità sui consumi residenziali, dall'altro.

Il nuovo PAEE conferma gli obiettivi della Strategia Nazionale

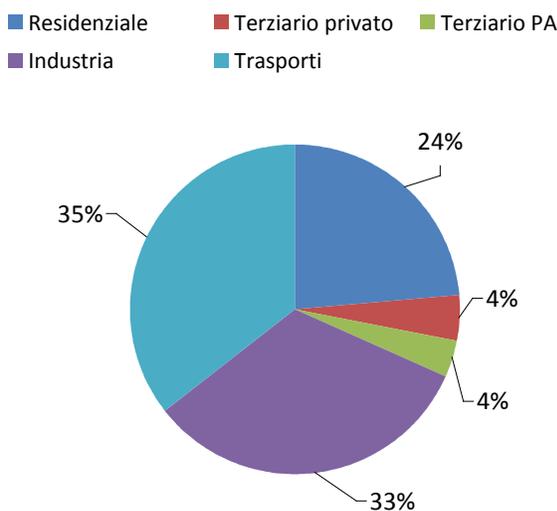
Il documento preparatorio del PAEE non contiene novità rilevanti rispetto al target che l'Italia si è già impegnata a perseguire con la SEN, riflettendo evidentemente stime sul potenziale ottenibile nei differenti settori con le misure di promozione previste (e relativi impegni di spesa) coerenti con quelle della Strategia.

Lo sforzo da realizzare nell'arco del decennio 2011-2020 sarà teso a raggiungere un risparmio di energia finale di 15.5 Mtep/anno (20 Mtep/anno in termini di energia primaria).

Il target si innesta in uno scenario di consumo energetico rivisto al ribasso per tenere conto dei dati storici più recenti: mentre la SEN prefigurava un ritorno del consumo finale di energia su valori abbastanza prossimi ai livelli pre-crisi (126 Mtep, rispetto ai quasi 128 Mtep del 2008), la bozza di PAEE prevede il raggiungimento di un livello di consumo di "soli" 124 Mtep, anche se comunque in rialzo (+4%) rispetto al dato storico del 2012 (119 Mtep secondo Eurostat).

Contrariamente a quanto previsto dal vecchio PAEE, gli interventi di efficienza da realizzare entro il 2020 dovranno concentrarsi su trasporti (5.5 Mtep/anno) e industria (5 Mtep/anno, Figura 4), per cui la traiettoria di risparmio diventa decisamente più ambiziosa. Ciò significa che il trend di forte crescita dell'efficienza nell'industria avviatosi a partire dal 2011 dovrà necessariamente prolungarsi negli anni a seguire, anzi dovrà subire una lieve accelerazione. Per il residenziale è invece individuato un target di uguale misura rispetto ai risparmi effettivamente realizzati nel 2005-2012 (3.8 Mtep/anno).

Figura 4: Risparmi di energia finale da conseguire nel 2011-2020 (%)



Fonte: ENEA – Documento di predisposizione del PAEE 2014

PIANO NAZIONALE DI EFFICIENZA ENERGETICA: RISULTATI DEL PRIMO QUINQUENNIO, EFFETTO CRISI E TARGET 2020

(continua)

Circa 5.5 Mtep/anno di risparmi saranno, secondo il documento preparatorio del nuovo PAEE, incentivati attraverso lo schema TEE, unico meccanismo di promozione previsto per il settore industriale. Una quota simile sarà ottenuta da strumenti di tipo *command and control*, soprattutto nei trasporti (ben 3.4 Mtep/anno)⁶ e nel residenziale (1.6 Mtep/anno)⁷. I trasporti beneficeranno anche di specifiche misure e investimenti (circa 2 Mtep)⁸. Infine, le detrazioni fiscali e il nuovo meccanismo del conto termico continueranno a sostenere una quota tutt'altro che trascurabile di interventi, rispettivamente nel residenziale e nel terziario. Quest'ultimo include la pubblica amministrazione, il cui contributo (0.6 Mtep nel complesso) sarà stimolato

soprattutto dagli incentivi del conto termico, mentre l'obbligo di riqualificazione degli edifici dell'amministrazione centrale avrà un impatto trascurabile.

Nel complesso, la bozza di PAEE indica che il nostro Paese raddoppierà il proprio sforzo di efficienza, o meglio di risparmio energetico. Sebbene non sarà ancora realizzato un obiettivo di disaccoppiamento tra crescita economica e consumi di energia, il passo avanti sarà netto (se compiuto per intero) e, assumendo come ancora valide le stime di costo della SEN, l'efficienza energetica si affermerà come la leva più efficace e meno costosa per raggiungere gli obiettivi energetico-climatici.

¹ Il documento è stato in consultazione fino al 18 giugno scorso.

² Le altre misure rilevanti sono le detrazioni fiscali per la riqualificazione energetica degli edifici e incentivi e standard per l'efficienza nella mobilità. L'analisi dei risultati storici non considera il conto termico, in quanto non si estende oltre il 2012.

³ Si pensi agli interventi di distribuzione di lampade fluorescenti e kit idrici: i primi, ancora nel 2011, rappresentavano circa il 60% dei risparmi cumulati di energia primaria realizzati attraverso valutazioni "standardizzate", le quali a loro volta rappresentavano più del 60% dei risparmi complessivamente ottenuti con il meccanismo. Una quota dei suddetti prodotti potrebbe non aver ancora dispiegato il proprio potenziale di risparmio.

⁴ Il consumo lordo di elettricità rappresenta il denominatore dell'indicatore che misura il raggiungimento dell'obiettivo di consumo di energia elettrica rinnovabile.

⁵ Corrispondenti al valore di poco meno di 1 Mtep indicato in precedenza.

⁶ Standard di prestazione energetica delle autovetture e dei veicoli commerciali.

⁷ Standard di prestazione energetica degli edifici.

⁸ Si tratta, ad esempio, del Piano nazionale infrastrutturale per la ricarica di veicoli elettrici, dei contributi per l'acquisto di veicoli a bassa emissione, di misure per la mobilità urbana sostenibile che prevedono sviluppi e ammodernamenti di reti e parchi veicoli.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 302/2014/R/eel** | “Revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione non abilitate e in particolare per le unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili non programmabili” | **pubblicato il 20 giugno 2014** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/14/302-14.jsp>

Con il documento per la consultazione de quo, l’AEEGSI illustra i propri orientamenti in ordine alla revisione del servizio di dispacciamento da applicare alle unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili, al fine di dare attuazione alla sentenza 9 giugno 2014, n. 2936, emessa dalla Sezione Sesta del Consiglio di Stato (nel seguito: sentenza del CdS).

In particolare, la su richiamata sentenza del CdS, nel disporre l’annullamento in via definitiva della deliberazione dell’AEEG n.281/2012/R/efr, recante “Revisione del servizio di dispacciamento dell’energia elettrica per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili”, ha tuttavia confermato l’impostazione adottata dall’Autorità in merito alla non socializzazione dei corrispettivi di sbilanciamento.

Pertanto, i produttori da fonti rinnovabili non programmabili, come tutti gli altri produttori di energia elettrica, in quanto utenti del dispacciamento, dovranno comunque essere responsabilizzati ad una corretta programmazione delle proprie immissioni, dal punto di vista tecnico ed economico, pur tenendo conto delle peculiarità delle diverse fonti di produzione. Secondo quanto illustrato dal Regolatore nel DCO in oggetto, le principali indicazioni desumibili dalla sentenza del CdS in vista del prossimo intervento dell’Autorità possono essere così sintetizzate:

i. le unità di produzione alimentate da fonti non programmabili sono assoggettate alla regolazione degli sbilanciamenti;
 ii. in ragione delle peculiarità delle singole fonti non è possibile equiparare tali fonti, sic et simpliciter, alle fonti programmabili;
 iii. gli oneri derivanti dagli sbilanciamenti imputabili alle fonti rinnovabili non programmabili non devono essere socializzati;
 iv. una possibile soluzione (coerente con la sentenza CDS) potrebbe essere quella di definire un sistema che preveda, tra le altre misure, anche franchigie differenziate per fonte.
 A tal fine il Regolatore, nella sezione finale del DCO, descrive, alla luce della richiamata sentenza del CdS, i propri orientamenti e le opzioni percorribili per la necessaria revisione della disciplina degli sbilanciamenti per le unità di produzione di energia elettrica alimentate da fonti rinnovabili non programmabili. Viene inoltre indicato dall’AEEGSI, che per effetto della sentenza sopra richiamata, immediatamente esecutiva, con effetto retroattivo a far data dall’1 gennaio 2013 e fino all’entrata in operatività della nuova regolazione che farà

seguito alle opzioni indicate nel DCO in oggetto, viene ripristinata l’applicazione della precedente regolazione in

materia, ovvero l’articolo 40, commi 40.4 e 40.5, dell’Allegato A alla deliberazione 111/06, nella loro formulazione antecedente all’entrata in vigore della Deliberazione 281/2012/R/efr. Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell’Autorità le proprie osservazioni mediante il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’AEEGSI, ovvero, sempre in formato elettronico, tramite l’indirizzo di posta elettronica (mercati@autorita.energia.it), entro e non oltre, il 21 luglio 2014, termine di chiusura della consultazione.

■ **Delibera 19 giugno 2014 301/2014/R/eel** | “Disciplina delle procedure per l’approvvigionamento a termine delle risorse elettriche interrompibili e proroga semestrale dei contratti vigenti” | **pubblicata il 20 giugno 2014** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/301-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto, facendo seguito a quanto già indicato nel documento per la consultazione 642/2013/R/eel, l’Autorità ha adottato le disposizioni in merito all’annunciata riforma della disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza. Con riferimento a tali servizi, l’Art. 30, comma 18, della legge 99/09 prevede infatti che l’Autorità definisca i criteri e le modalità per l’assegnazione delle risorse interrompibili istantaneamente e interrompibili con preavviso, da assegnare con procedure di gara al ribasso, cui partecipano esclusivamente le società utenti finali. Nel recepire dette disposizioni, con la deliberazione ARG/elt 187/10, l’AEEGSI ha riformato la disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza per il triennio 2011-2013, confermando inoltre la disciplina dei servizi di interrompibilità con preavviso di cui al TITOLO 3 della deliberazione 289/06.

Alla scadenza del triennio indicato, con deliberazione 634/2013/R/eel del 27 dicembre 2013, il Regolatore:

- ha avviato un procedimento finalizzato alla formazione di uno o più provvedimenti per la definizione di una nuova disciplina dei servizi di interrompibilità;
- ha prorogato di 6 mesi, fino al 30 giugno 2014, la scadenza dei vigenti contratti plurimensili di interrompibilità istantanea e di emergenza;
- ha previsto che Terna continuasse a svolgere le aste mensili per l’approvvigionamento dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza per i mesi di febbraio, marzo, aprile, maggio e giugno dell’anno 2014 ai sensi del relativo Regolamento già precedentemente approvato. Ciò premesso, con la delibera de qua, l’AEEGSI, tenendo conto di quanto emerso dal processo di consultazione con gli operatori:
- proroga nuovamente, di 6 mesi e fino al 31 dicembre 2014, i vigenti contratti plurimensili, fatto salvo la facoltà di recesso

Novità normative di settore (continua)

del titolare. Tale proroga permette a Terna di assicurare l'organizzazione delle nuove procedure concorsuali (sistemi di aggiudicazione e settlement, nonché automazione dei processi) in tempi coerenti con l'obiettivo di assegnare prodotti triennali afferenti l'intero triennio 2015-2017 e prodotti annuali afferenti l'intero anno 2015.

- approva la nuova disciplina dei servizi di interrompibilità istantanea e di emergenza onde evitare di pregiudicarne l'impresentabilità per l'intero triennio 2015-2017.

In particolare, la nuova disciplina prevede che Terna organizzi le seguenti procedure concorsuali:

- un'asta per un prodotto triennale da tenersi entro il mese di dicembre dell'anno antecedente il triennio;

- per ogni anno del triennio, un'asta per l'approvvigionamento del prodotto annuale, da tenersi entro il mese di dicembre dell'anno antecedente quello oggetto di contrattualizzazione;

- per ogni anno del triennio, dieci aste per l'approvvigionamento dei prodotti infrannuali, da tenersi nei mesi da gennaio a ottobre;

- per ogni anno del triennio, dodici aste per l'approvvigionamento dei prodotti mensili, da tenersi nei mesi da gennaio a dicembre.

Nella nuova disciplina vengono anche introdotti nuovi diritti ed obblighi in capo ai sottoscrittori dei contratti con il Gestore di Rete (cd. contratti standard):

- l'obbligo di assicurare a Terna la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza nel rispetto dei requisiti minimi e con le prestazioni minime definite da Terna;

- il diritto a ricevere da Terna un corrispettivo mensile a titolo di acconto, ed un corrispettivo annuo effettivo a titolo di conguaglio;

- la facoltà di riacquistare temporaneamente la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza ceduta a Terna in esito alle procedure concorsuali.

- la facoltà di riacquistare definitivamente la potenza interrompibile istantaneamente o di emergenza ceduta a Terna in esito alle procedure concorsuali.

Da ultimo, con il provvedimento in oggetto, il Regolatore, come nella precedente occasione di rinnovo, ha confermato anche per il prossimo triennio 2015-2017 la disciplina dei servizi di interrompibilità con preavviso di cui al TITOLO 3 della deliberazione 289/06.

GAS

■ **Comunicato AEEGSI** | “Proposta della società Terminale Gnl Adriatico S.r.l. ai fini del recepimento delle disposizioni della deliberazione 502/2013/R/gas” | pubblicato il 16 giugno 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/14/140616.htm>

Con il comunicato in oggetto, l'AEEGSI ha indetto un processo di consultazione pubblica in ordine alla proposta di modifica

del Codice di Rigassificazione formulata dalla società Gnl Adriatico e presentata all'AEEGSI stessa per la relativa approvazione. In considerazione della portata innovativa delle proposte di modifica avanzate, l'AEEGSI ha infatti ritenuto opportuno effettuare un ulteriore processo consultivo rispetto alla consultazione già svolta da GNL Adriatico, al fine di reperire presso la compagine degli stakeholder ulteriori elementi di valutazione in relazione alla versione del codice trasmessa all'AEEGSI contenente anche gli adattamenti formulati in esito alla predetta consultazione. In recepimento delle disposizioni di cui alla deliberazione 502/2013/R/GAS, tale proposta di modifica prevede che il gestore del terminale possa offrire ai propri utenti, servizi ulteriori rispetto al servizio di rigassificazione, i quali in linea generale consistono:

- in un servizio di flessibilità che consenta all'utente del terminale di chiedere la modifica del Programma di rigassificazione secondo tempistiche compatibili con la negoziazione nell'ambito della sessione di mercato locational della PB-GAS;

- in un servizio di stoccaggio temporaneo che permetta all'utente del terminale di mantenere il GNL precedentemente consegnato presso gli stoccaggi del terminale e di richiederne al gestore del terminale la successiva riconsegna.

Per entrambi i servizi, gli utenti potranno presentare, previa sottoscrizione dei relativi prodotti annuali/semestrali o mensili previsti per ciascun servizio aggiuntivo, le proprie richieste di variazione del programma di rigassificazione nonché di servizio temporaneo di stoccaggio, a seguito della pubblicazione della disponibilità massima di ciascun servizio da parte del gestore del terminale.

Con riferimento al servizio di flessibilità, è previsto che le richieste di variazione del programma possano essere avanzate dagli utenti al gestore in due sessioni distinte. Per quanto concerne la seconda sessione, la modifica del programma di riconsegna verrà effettuata solo a seguito dell'accettazione delle corrispondenti offerte presentate nell'ambito del comparto G-1 della PB-GAS.

In aggiunta si rappresenta che, la tariffa del servizio di flessibilità e di stoccaggio temporaneo proposta, che l'utente s'impegna a corrispondere al gestore del terminale a fronte della messa a disposizione dei predetti servizi, risulta articolata nei seguenti corrispettivi:

- Corrispettivo per la sottoscrizione del servizio di flessibilità e di stoccaggio temporaneo (CSS);
- Corrispettivo per l'attivazione di servizio scelto (CAS/CBO);
- Corrispettivo per l'erogazione del servizio scelto (CRF/CRS).

Gli appuntamenti

15 luglio

Audit energetici e sistemi di gestione dell'energia: opportunità di sviluppo per il settore industriale

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

www.enea.it

15 luglio

Seminario "4e - Efficienza - Energia - Efficacia - Economia. L'approccio industriale delle utilities agli obiettivi di efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Federutility

www.federutility.it

16 luglio

Regolazione e proprietà delle reti del gas dopo il terzo pacchetto energia

Milano, Italia

Organizzatore: Università Cattolica sacro Cuore

www.unicatt.it

16 luglio

Gnl a chilometro zero. Tecnologie della criogenia, mini e micro liquefazione applicate a metano e biometano

Ancona, Italia

Organizzatore: WEC Italia

www.conferenzagnl.com

18-19 luglio

International Conference on Energy, Environment and Sustainable Economics (EESE-2014)

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: Australian Society of Engineering

www.iceese.org

11-13 agosto

4° International Conference on Environmental Pollution and Remediation 2014

Praga, Rep. Ceca

Organizzatore: ICEPR

www.icepr.com

26-27 agosto

10th International Energy Conference

Tehran, Iran

Organizzatore: National Energy Committee of Iran

www.irannec.com

15-16 settembre

1st Journal Conference on Clean Energy Technologies

(JCET 2014 1st)

Parigi, Francia

Organizzatore: CBEEES

www.jocet.org

23-25 settembre

Sustainable City 2014

Siena, Italia

Organizzatore: Wessex Institute of Technology, UK,

Università di Siena

www.wessex.ac.uk/city2014

26-27 settembre

International Conference on Power and Energy Systems Engineering (CPSE 2014)

Shanghai, Cina

Organizzatore: SAISE

<http://www.cpese.net/>



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.