

APPROFONDIMENTI

PARTONO (FORSE) LE GARE GAS

di Claudia Checchi, Roberto Bianchini - REF-E

La lunga e tormentata vicenda delle gare per l'affidamento delle concessioni di distribuzione di gas potrebbe essere vicina ad una svolta: di recente infatti è stata finalmente fissata la data entro la quale le stazioni appaltanti dovranno necessariamente pubblicare il bando, pena il trasferimento in capo alla regione di tutto il processo¹. La posta in gioco non è da poco: il numero di concessioni si ridurrà, alla fine del processo, dalle attuali oltre 7000 a 175, individuate su ambiti territoriali minimi (ATEM), disegnati dal legislatore e indicativamente coincidenti con le province. Ne conseguirà necessariamente una significativa riduzione del numero degli operatori ed un completo ridisegno del settore. L'eccessiva frammentazione avrebbe in questi anni ostacolato il raggiungimento degli standard di efficienza e qualità ottenuti invece in altri settori regolati. La distribuzione pesa oggi mediamente il 14% sul costo pre-tasse di un consumatore finale domestico standard e, dall'introduzione della concorrenza per il mercato, sono attesi numerosi vantaggi in termini di efficienza, qualità ed innovazione del servizio, data anche la centralità del ruolo di questo settore per affrontare la sfida dell'integrazione delle fonti rinnovabili e della penetrazione delle tecnologie smart nei settori energetici. Il primo raggruppamento (24 ATEM² che dovranno essere banditi tra marzo e giugno 2015)³ sarà un banco di prova importante per la nuova modalità di affidamento delle concessioni, con alcuni dei maggiori ATEM per densità di popolazione e valore degli asset messi a gara. L'analisi delle caratteristiche degli ATEM coinvolti consente alcune valutazioni sul livello atteso

di concorrenzialità delle aste e sui possibili scenari post-gara. Tuttavia la complessità del quadro normativo e regolatorio rende ancora oggi difficile stimare i possibili risultati di questo procedimento: le regole non sembrano aver ancora raggiunto quel livello minimo di consenso necessario per il regolare svolgimento delle operazioni, e il protrarsi del transitorio lascia qualche dubbio sulla possibilità che si vedano a breve vantaggi per i consumatori finali.

Primi ATEM a gara: 20% della RAB totale

Il capitale investito netto ai fini regolatori, detto anche regulatory asset base (RAB) è uno dei principali parametri per la valutazione del valore delle concessioni, infatti è la base per la definizione delle tariffe e quindi dei ricavi garantiti per i gestori⁴. La RAB del primo raggruppamento, che include alcuni dei maggiori ambiti (Milano 1, Roma 1 e Torino 1) ammonta a quasi 3.6 miliardi di euro, il 20% del totale. Escludendo questi tre tuttavia la RAB media è pari a 76.3 milioni di euro, in linea con il dato nazionale relativo a tutti i 175 ATEM.

Ad oggi nei 24 ATEM operano 51 distributori, di cui 16 possono essere definiti come operatori dominanti, infatti detengono la maggioranza della RAB che andrà a gara nei singoli ATEM. Tra questi, 10 hanno una dimensione fortemente locale, in quanto operatori dominanti solo in un ATEM. I due maggiori player a livello nazionale (che da soli detengono quasi il 50% della RAB che andrà a gara) hanno una quota di mercato superiore al 50% in 7 ATEM.

► continua a pagina 29

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ SETTEMBRE 2014

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

APPROFONDIMENTI

Partono (forse) le gare gas
 di Claudia Checchi, Roberta Bianchini
 - REF-E
 pagina 29

NOVITA' NORMATIVE

pagina 33

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre, il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN) pone fine alla fase di stagnazione iniziata lo scorso marzo e, con un balzo di oltre 10 €/MWh, si porta a 57,97 €/MWh. Il confronto su base annua registra ancora una flessione del PUN di circa 7 €/MWh (-10,4%), ma è la più modesta degli ultimi otto mesi. Tale dinamica pare legata principalmente ai rialzi registrati a settembre sui mercati internazionali del gas innescati dalle tensioni in Ucraina. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, che registra un generale aumento dei prezzi dei prodotti negoziabili, il mensile Ottobre 2014 chiude

addirittura con un rialzo in doppia cifra (+14,9%). Sul fronte dei volumi, ancora fiacchi gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima che si confermano sui livelli di un anno fa (-0,3%), ai minimi storici per il mese di settembre. La ripresa delle importazioni dall'estero (+25,5%) ha ulteriormente compresso le vendite degli impianti di produzione (-4,0%) tra i quali quelli a fonti rinnovabili però, sostenuti soprattutto dalla fonte idraulica, mettono a segno una crescita del 9,9%. In calo la liquidità del mercato attestata a 64,2%.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con una nuova flessione su base annua (-6,75 €/MWh; -10,4%), ma con un rialzo di ben 10,80 €/MWh (+22,9%) su agosto, si riporta, con 57,97 €/MWh, sui livelli di gennaio 2014. L'analisi per gruppi di ore evidenzia un'analoga dinamica: nelle ore di picco il PUN si porta a 63,92 €/MWh con il ribasso tendenziale più contenuto

da inizio anno (-4,49 €/MWh; -6,6%), mentre nelle ore fuori picco segna il massimo annuo a quota 54,53 €/MWh (-8,21 €/MWh; -13,1% su base annua). Il rapporto picco/baseload, in lieve crescita rispetto ad un anno fa, si attesta a quota 1,10, leggermente al di sotto della media di lungo periodo (Grafico 1 e Tabella 1).

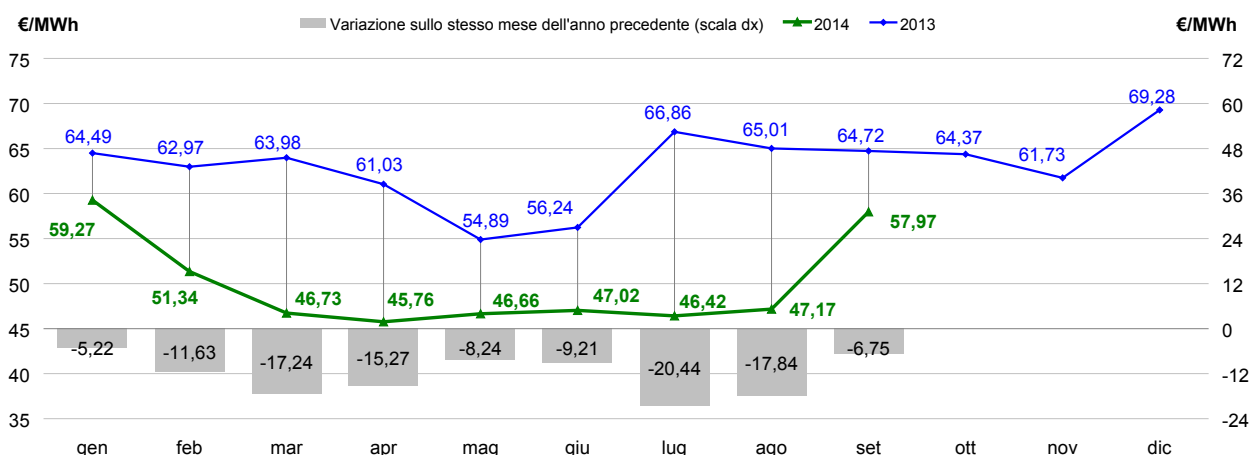
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	57,97	64,72	-6,75	-10,4%	20.914	-2,5%	32.583	-0,3%	64,2%	65,6%
Picco	63,92	68,41	-4,49	-6,6%	25.358	-4,6%	38.774	-2,4%	65,4%	66,9%
Fuori picco	54,53	62,73	-8,21	-13,1%	18.342	-1,9%	28.998	+0,3%	63,3%	64,6%
Minimo orario	25,75	26,01			11.893		21.200		53,6%	56,2%
Massimo orario	145,69	137,98			28.885		41.992		75,5%	80,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



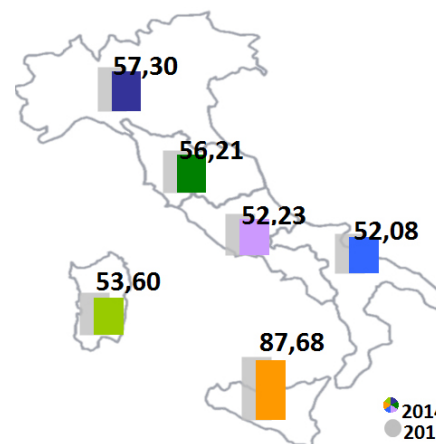
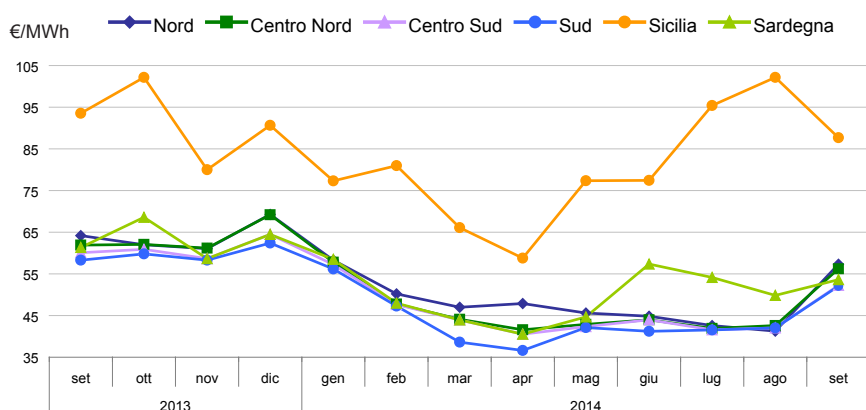
(continua)

I prezzi medi di vendita segnano flessioni tendenziali in tutte le zone, seppur più contenute rispetto a quelle registrate nei mesi precedenti, ma si attestano, ad eccezione delle due zone insulari, su livelli più alti rispetto a quelli stazionari dei sette mesi precedenti. Nelle zone centro meridionali ed in *Sardegna*, dove i prezzi orari di vendita hanno talvolta raggiunto la soglia di 0 €/

MWh, la media mensile non ha superato i 54 €/MWh con un minimo al *Sud* pari a 52,08 €/MWh; poco più alti i prezzi del *Nord* (57,30 €/MWh) e del *Centro Nord* (56,21 €/MWh). In *Sicilia*, unica zona in flessione congiunturale dal massimo annuo registrato ad agosto, il prezzo di vendita si è attestato a quota 87,68 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



A settembre i volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* ammontano a 23,5 milioni di MWh, in lieve calo rispetto ad un anno fa (-0,3%). Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,1 milioni di MWh, segnano una contrazione del 2,5%, mentre quelli over the counter registrati sulla PCE e nominati

su MGP, salgono a 8,4 milioni di MWh (+3,8%), livello più alto degli ultimi otto mesi (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in calo congiunturale da cinque mesi, ripiega pertanto di 2,4 punti percentuali rispetto ad agosto e di 1,4 rispetto a settembre 2013, attestandosi a 64,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

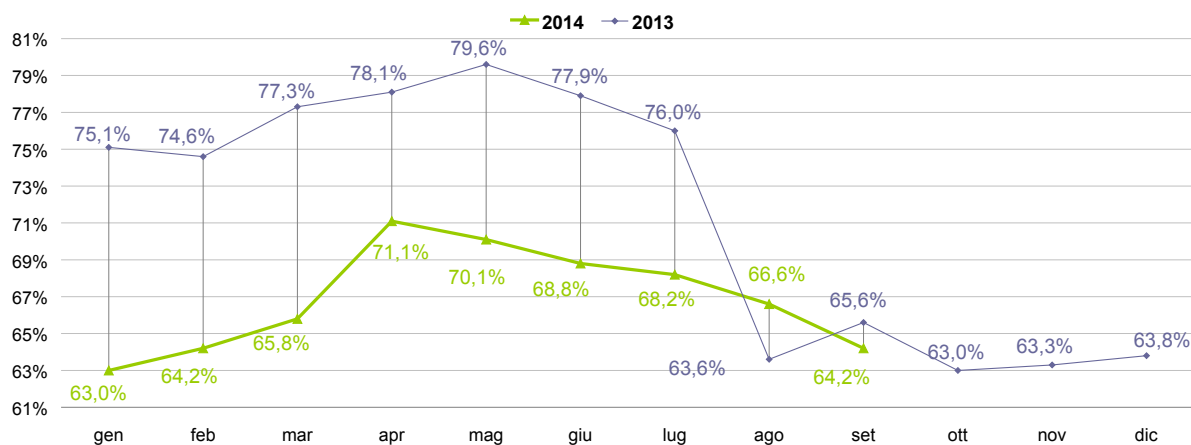
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.058.381	-2,5%	64,2%
Operatori	8.455.141	-6,2%	36,0%
GSE	3.659.337	-14,5%	15,6%
Zone estere	2.943.903	+37,1%	12,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	8.401.205	+3,8%	35,8%
Zone estere	775.115	-5,0%	3,3%
Zone nazionali	7.626.090	+4,8%	32,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.459.586	-0,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	16.768.600	-10,6%	
OFFERTA TOTALE	40.228.186	-4,9%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.058.381	-2,5%	64,2%
Acquirente Unico	1.603.492	+9,9%	6,8%
Altri operatori	7.590.468	-14,1%	32,4%
Pompaggi	-	-100,0%	-
Zone estere	296.844	+142,9%	1,3%
Saldo programmi PCE	5.567.578	+10,9%	23,7%
PCE (incluso MTE)	8.401.205	+3,8%	35,8%
Zone estere	-	-	-
Zone nazionali AU	3.126.360	-14,3%	13,3%
Zone nazionali altri operatori	10.842.423	+14,5%	46,2%
Saldo programmi PCE	-5.567.578	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.459.586	-0,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.749.261	-16,4%	
DOMANDA TOTALE	26.208.847	-2,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Ancora in flessione anche gli acquisti nazionali, attestati a 23,2 milioni di MWh (-1,1%). A livello zonale, gli acquisti calano al *Centro Nord* (-15,3%), al *Centro Sud* (-11,3%) ed in misura più contenuta in *Sicilia* (-1,8%); in controtendenza le altre zone. In aumento anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 297 mila MWh (+142,9% su base annua) (Tabella 4).

In calo le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, scese a 19,7 milioni di MWh (-4,0%). A livello zonale, in flessione le vendite al *Sud* (-15,8%), al *Nord* (-5,1%) ed in *Sicilia* (-2,2%); in aumento nelle altre zone, in evidenza il *Centro Sud* con +15,2%. Le importazioni, invece, in aumento del 25,5% su base annua, salgono a 3,7 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	18.829.264	26.152	-2,3%	9.510.309	13.209	-5,1%	13.402.766	18.615	+3,7%
Centro Nord	2.691.863	3.739	-4,7%	1.534.818	2.132	+5,0%	1.987.066	2.760	-15,3%
Centro Sud	4.817.289	6.691	-19,2%	2.694.112	3.742	+15,2%	3.208.018	4.456	-11,3%
Sud	5.946.093	8.258	-17,8%	3.816.643	5.301	-15,8%	2.183.674	3.033	+1,2%
Sicilia	2.718.678	3.776	+0,3%	1.391.824	1.933	-2,2%	1.504.251	2.089	-1,8%
Sardegna	1.184.372	1.645	-5,6%	792.861	1.101	-0,1%	876.968	1.218	+4,8%
Totale nazionale	36.187.558	50.260	-7,8%	19.740.568	27.417	-4,0%	23.162.743	32.170	-1,1%
Estero	4.040.628	5.612	+33,0%	3.719.018	5.165	+25,5%	296.844	412	+142,9%
Sistema Italia	40.228.186	55.872	-4,9%	23.459.586	32.583	-0,3%	23.459.586	32.583	-0,3%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, ai minimi degli ultimi sette mesi, segnano, però, un incremento del 9,9% su base annua, grazie soprattutto alla fonte idraulica (+22,8%). In netta flessione tendenziale invece le vendite da impianti a fonte tradizionale (-11,3%): il calo ha interessato prevalentemente le vendite degli impianti a gas (-13,1%) ed in misura minore quelle degli impianti

a carbone (-7,1%) e degli altri impianti termici (-9,3%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili sale al 38,3% (33,4% a settembre 2013), con l'idraulica al 18,4% (14,4% un anno fa). La quota degli impianti a gas si riduce ancora attestandosi a 37,4% (41,3% un anno fa); pressoché invariate le quote delle altre fonti (Grafico 4).

(continua)

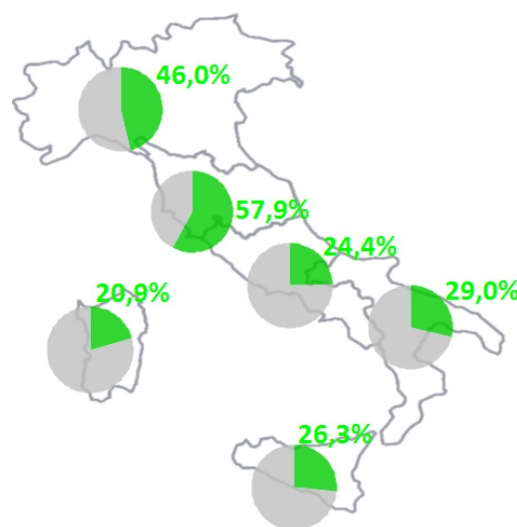
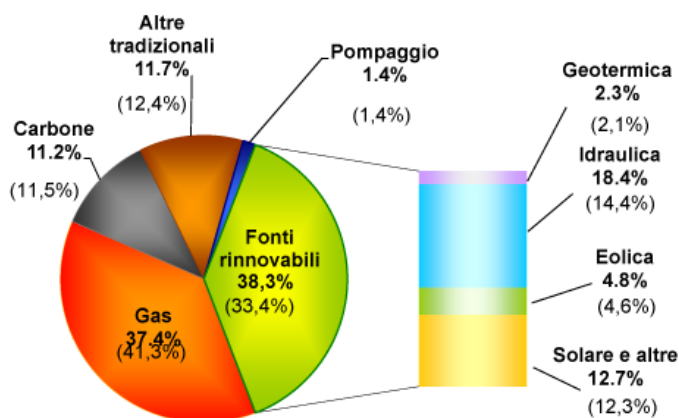
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

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	6.768	-19,4%	898	+14,1%	2.802	+23,3%	3.766	-20,4%	1.425	-10,1%	871	+1,6%	16.529	-11,3%
Gas	4.622	-27,4%	797	+24,8%	962	+61,0%	1.974	-14,0%	1.358	-6,4%	541	+20,5%	10.255	-13,1%
Carbone	1.073	-20,3%	30	-70,8%	1.641	+13,3%	-	-	-	-	314	-20,5%	3.058	-7,1%
Altre	1.073	+55,3%	71	+54,1%	198	-12,2%	1.792	-26,4%	66	-50,7%	16	+21,5%	3.216	-9,3%
Fonti rinnovabili	6.079	+17,5%	1.234	-0,7%	911	-3,0%	1.535	-2,1%	509	+30,3%	230	-3,0%	10.498	+9,9%
Idrraulica	4.126	+24,2%	247	+5,1%	322	+20,1%	264	+17,7%	62	+56,5%	21	+23,3%	5.041	+22,8%
Geotermica	-	-	639	+5,4%	-	-	-	-100,0%	-	-	-	-	639	+5,2%
Eolica	4	-57,2%	11	+19,2%	222	-4,0%	705	-6,1%	274	+61,4%	111	-20,9%	1.328	+1,2%
Solare e altre	1.950	+5,9%	337	-14,2%	368	-16,4%	565	-4,2%	173	-4,6%	97	+23,3%	3.490	-1,0%
Pompaggio	361	+5,2%	-	-100,0%	29	-21,6%	-	-	0,01	-	1	-91,7%	391	+0,2%
Totale	13.209	-5,1%	2.132	+5,0%	3.742	+15,2%	5.301	-15,8%	1.933	-2,2%	1.101	-0,1%	27.417	-4,0%

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 settembre il market coupling Italia-Slovenia ha allocato, mediamente ogni ora, una capacità di 429 MWh (365 MWh nello stesso mese del 2013). Il flusso di energia è stato in import per il 97,8% delle ore (il 98,6% un anno fa) ed in export per il 2,2%. Il delta prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena BSP si attesta a 14,87 €/MWh (era 16,13 €/MWh un anno fa); in aumento, invece, la rendita generata, pari a 4,90 milioni di € (+17,8%) (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), in aumento del 22,5% rispetto a settembre 2013, è stata allocata per il 91,2% tramite il meccanismo del market coupling (95,2% nel 2013); il rimanente 8,8% non è stato utilizzato. Anche questo mese non ci sono state allocazioni attraverso asta esplicita (0,9% un anno fa) (Grafico 7).

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Prezzo medio			Rendita milioni di €	Import				Export			
Nord €/MWh	BSP €/MWh	Delta €/MWh		Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
57,30	42,44	14,87	4,90	467	436	97,8%	82,5%	623	118	2,2%	-
(64,19)	(48,06)	(16,13)	(4,16)	(378)	(368)	(98,6%)	(88,9%)	(135)	(114)	(1,3%)	(0,8%)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente

*Valori medi orari

(continua)

Grafico 6: Delta prezzi: frequenza ore

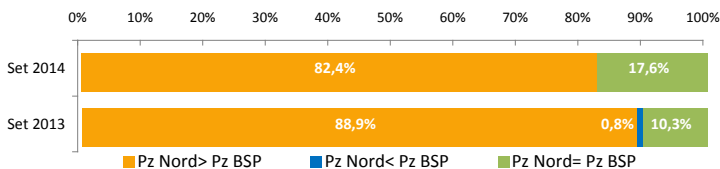
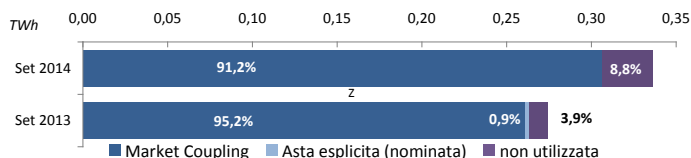


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto delle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI), pur evidenziando una decisa crescita rispetto ad agosto, confermano la tendenza ribassista nel confronto su base annua. I prezzi di acquisto sono infatti variati tra 55,59 €/MWh di MI2 e 59,86 €/MWh di MI4. Va sempre considerato però 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 progressivamente più bassi quanto più le sessioni di MI sono prossime alla consegna

fisica dell'energia (Tabella 7 e Grafico 8).

I volumi di energia scambiati nelle quattro sessioni del Mercato Infragiornaliero, assommano 1,9 milioni di MWh. In crescita tendenziale, anche questo mese, gli scambi su MI1, attestatisi a 1,1 milioni di MWh (+11,8%). Ancora in netto aumento anche i volumi scambiati su MI2 ed MI3, pari rispettivamente a 474 mila MWh (+20,4%) e 167 mila MWh (+14,1%), mentre continuano a ridursi (siamo ormai alla nona flessione consecutiva e la più consistente da inizio anno) quelli su MI4 a quota 159 mila MWh (-23,1%), minimo dell'anno (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)	57,97	64,72	-10,4%	32.583	32.690	-0,3%
MI1 (1-24 h)	57,14 (-1,4%)	64,72 (-0,0%)	-11,7%	1.519	1.359	+11,8%
MI2 (1-24 h)	55,59 (-4,1%)	62,92 (-2,8%)	-11,7%	659	548	+20,4%
MI3 (13-24 h)	55,81 (-7,0%)	64,10 (-4,9%)	-12,9%	463	406	+14,1%
MI4 (17-24 h)	59,86 (-8,0%)	70,43 (-5,6%)	-15,0%	662	860	-23,1%

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

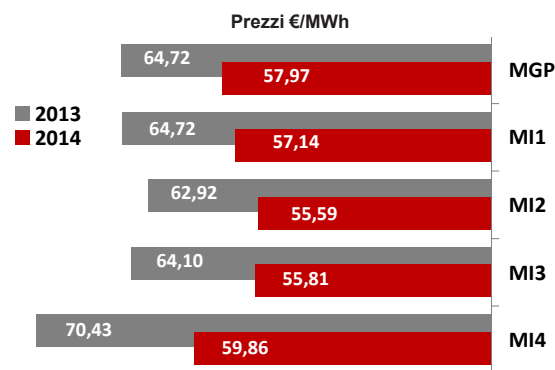
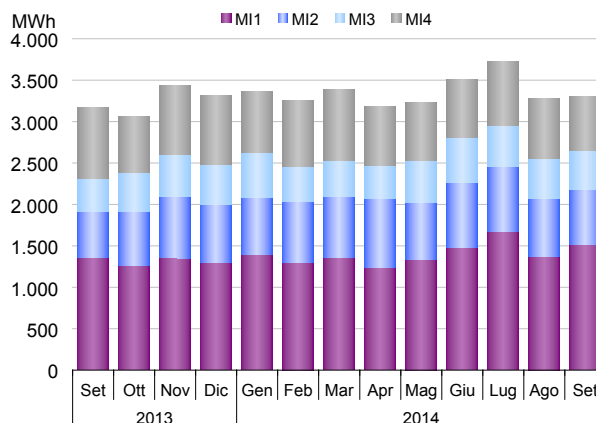
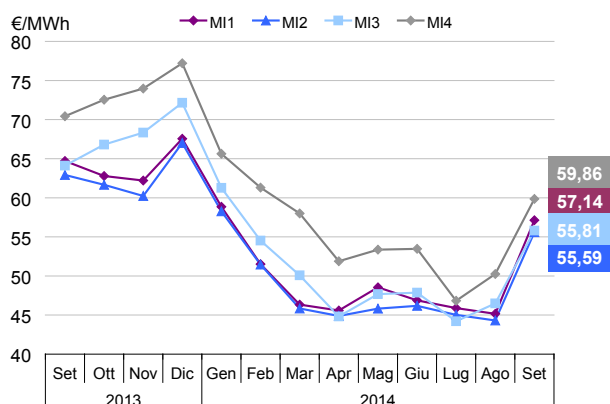


Grafico 8: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



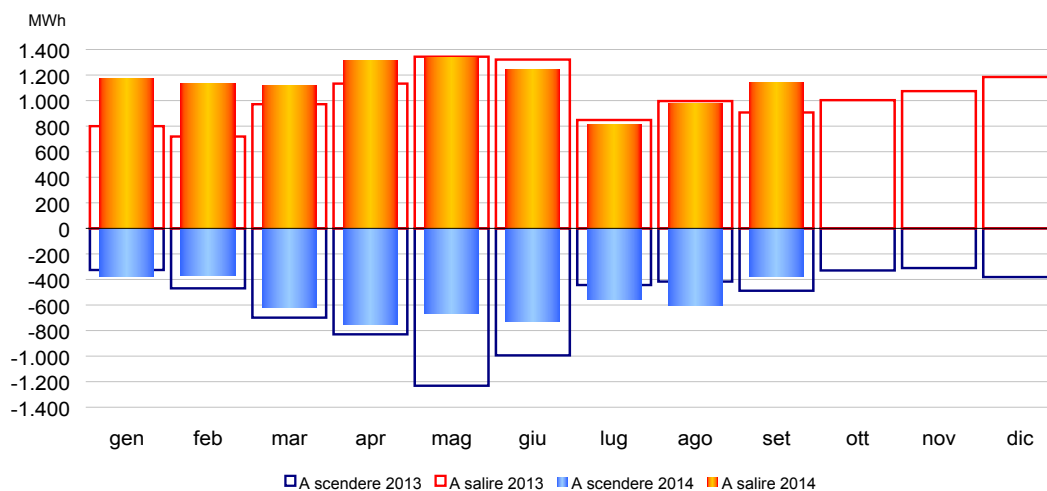
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A settembre, gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante tornano a salire segnando la prima crescita tendenziale (+26,4%) dopo quattro ribassi

consecutivi, attestandosi a quota 826 mila MWh. In calo, invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 273 mila MWh (-22,4%) ed ai minimi di inizio anno (Grafico 9).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 26 negoziazioni in cui sono stati scambiati 160 contratti, pari a 796 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 29,0 milioni di MWh, in calo dell'8,2% rispetto al mese precedente. I prezzi di tutti i prodotti negoziati nel mese segnano un aumento rispetto ad agosto, in evidenza il

mensile Ottobre 2014 con rialzi in doppia cifra (+14,9% *baseload*, +17,1% *peakload*) (Tabella 8 e Grafico 10). Il prodotto Ottobre 2014 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 58,80 €/MWh sul *baseload* e 65,55 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 4.015 e 1.346 MW, per complessivi 3,4 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					N.	MW
Ottobre 2014	58,80	+14,9%	8	60	-	60	4.015	2.991.175
Novembre 2014	60,70	+1,2%	1	5	-	5	4.000	2.880.000
Dicembre 2014	59,96	+0,0%	-	-	-	-	3.995	2.972.280
Gennaio 2015	59,06	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	59,12	+3,7%	-	-	-	-	3.995	8.824.955
I Trimestre 2015	59,06	+5,0%	-	-	-	-	5	10.795
II Trimestre 2015	47,60	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	52,79	+0,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	56,59	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	54,00	+0,8%	16	85	-	85	2.566	22.478.160
Totale			25	150	-	150		28.341.235

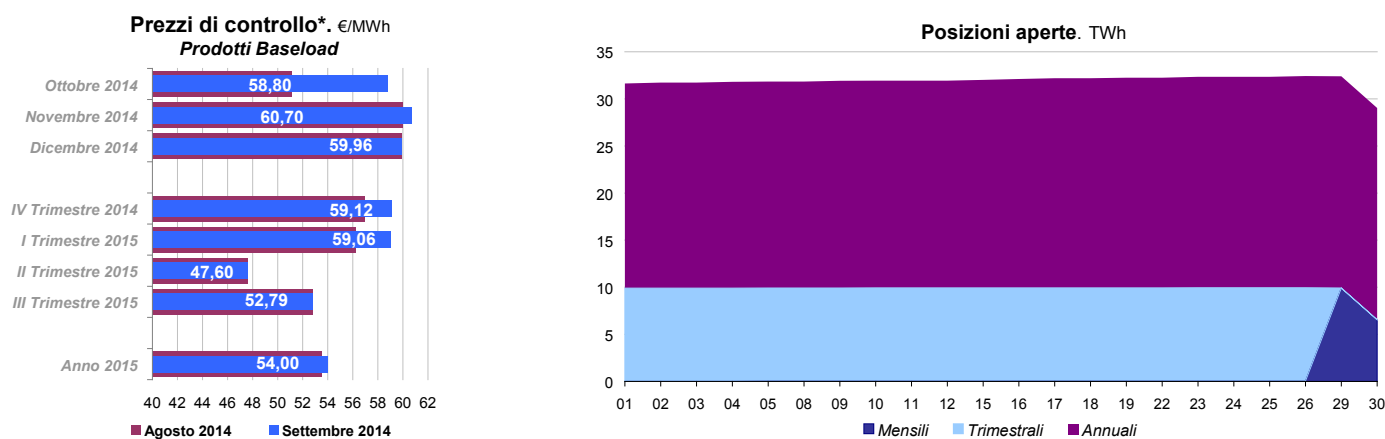
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					N.	MW
Ottobre 2014	65,55	+17,1%	1	10	-	10	1.346	371.496
Novembre 2014	69,94	+1,2%	-	-	-	-	1.346	323.040
Dicembre 2014	65,97	+0,0%	-	-	-	-	1.346	371.496
Gennaio 2015	66,04	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2014	67,03	+5,7%	-	-	-	-	1.346	1.066.032
I Trimestre 2015	68,26	+5,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2015	49,26	+0,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	53,05	+0,0%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2015	71,18	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2015	60,42	+0,8%	-	-	-	-	-	-
Totale			1	10	-	10		694.536
TOTALE			26	160	-	160		29.035.771

* 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 settembre 2014 ammontano a 32,4 milioni di MWh, in crescita tendenziale dell'1,5%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 29,1 milioni di MWh, aumentano del 3,7%, sostenute dai contratti non standard (+5,2%). In calo tendenziale, invece, le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 3,3 milioni di MWh (-15,0%) (Tabella 9).

In crescita anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, salita a 17,7 milioni di MWh, con un aumento su base annua dell'8,9%.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, in aumento sul mese precedente (+0,03), ma in calo su base annua (-0,13), si attesta a 1,83 (Grafico 11).

Nei conti in immissione riprende, dopo la battuta di arresto di agosto, la crescita dei programmi registrati che si attestano a 8,4 milioni di MWh (+3,8%), massimo dallo scorso febbraio, mentre prosegue quella dei relativi sbilanciamenti a programma, pari a 9,3 milioni di MWh (+13,9%). In crescita anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 14,0 milioni di MWh (+6,5%), con lo sbilanciamento a programma (3,7 milioni di MWh) in aumento del 18,8%.

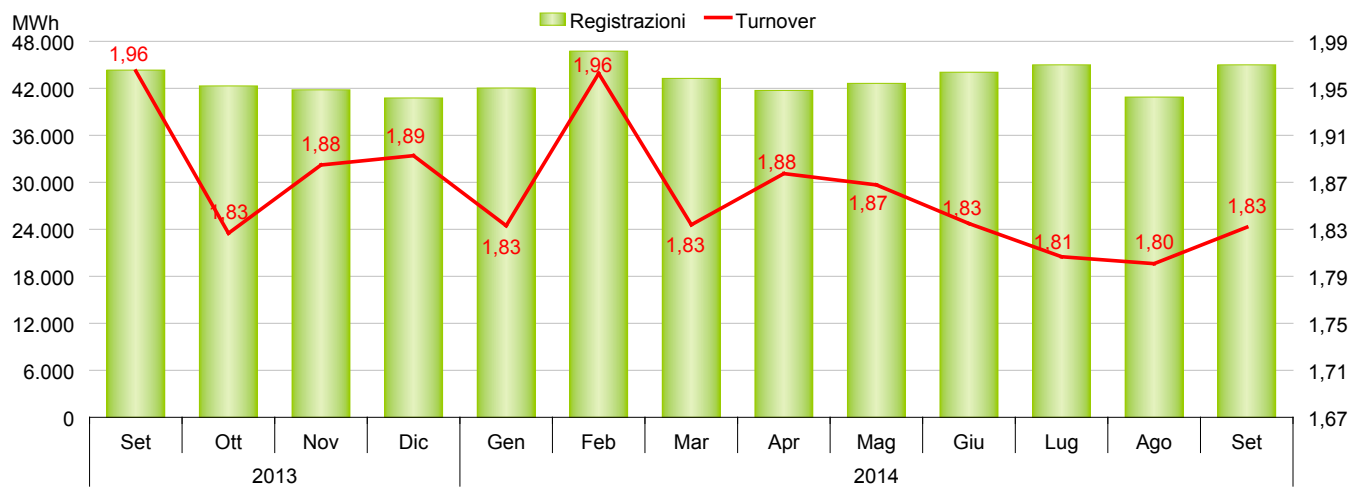
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.762.748	- 1,8%	24,0%	Richiesti	9.376.845	-11,6%	100,0%	13.968.783	+6,5%	100,0%
Off Peak	756.972	+23,9%	2,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.415.945	-34,5%	36,4%	-	-	-
Peak	798.959	+8,3%	2,5%	Rifiutati	975.639	-61,1%	10,4%	-	-	-
Week-end	240	-	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	973.048	-61,1%	10,4%	-	-	-
Totale Standard	9.318.919	+0,7%	28,8%							
Totale Non standard	19.827.662	+5,2%	61,2%	Registrati	8.401.205	+3,8%	89,6%	13.968.783	+6,5%	100,0%
PCE bilaterali	29.146.582	+3,7%	90,0%	di cui con indicazione di prezzo	2.442.897	-9,9%	26,1%	-	-	-
MTE	3.251.304	- 15,0%	10,0%	Sbilanciamenti a programma	9.285.807	+13,9%		3.718.230	+18,8%	
TOTALE PCE	32.397.886	+1,5%	100,0%	Saldo programmi	-	-		5.567.578	+10,9%	
POSIZIONE NETTA	17.687.013	+8,9%	54,6%							

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nell'anno termico 2013/2014, concluso a settembre, i consumi complessivi di gas naturale segnano un nuovo pesante calo rispetto all'anno termico precedente (-8,8%), trascinati sia dal crollo dei consumi del settore termoelettrico (-11,6%), penalizzato dalla concorrenza delle fonti rinnovabili e dalla perdurante crisi economica, che dalla flessione, la più consistente degli ultimi anni, del settore civile (-11,1%). Tengono invece i consumi del settore industriale che, in controtendenza con i due anni termici precedenti, segnano una crescita seppur modesta (+1,3%). Sul lato offerta, diminuisce sia la produzione nazionale (-6,7%) che le importazioni di gas naturale (-3,7%); in particolare, si riducono le entrate di gas libico (-10,6%) e di gas algerino (-34,6%) che conferma e rafforza il calo degli anni precedenti. Rallentate dalle pesanti flessioni degli ultimi due mesi, le importazioni di gas russo segnano, invece, un

debole incremento (+1,2%); in netta ripresa l'import dal Nord Europa (+69,6%). Nei sistemi di stoccaggio, a fronte di un calo delle erogazioni del 27,8%, il più alto degli ultimi anni, le iniezioni registrano, in contrapposizione, un modesto aumento (+5,0%). Pertanto le giacenze negli stoccaggi, a fine anno termico, sono decisamente cresciute rispetto all'anno precedente (+20,2%), al pari del rapporto giacenze/spazio conferito (+27,4 punti percentuali).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono complessivamente scambiati 42,2 milioni di MWh (pari al 6,3% 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 (23,95 €/MWh), minimo degli ultimi quattro anni termici.

IL CONTESTO

A settembre, i consumi di gas naturale in Italia, pari a 4.107 milioni di mc, seppur al massimo degli ultimi sei mesi, segnano ancora una flessione tendenziale (-1,6%). Il calo è tutto concentrato nel settore termoelettrico dove prosegue, per il terzo mese consecutivo, la battuta d'arresto dei consumi che, sebbene al valore più alto da febbraio, scendono a 1.607 milioni di mc (-16,1%). Si arresta, invece, la progressiva crescita dei consumi del settore industriale registrata nei precedenti mesi estivi che si stabilizzano a 1.112 milioni di mc, sui livelli di un anno fa (+0,2%). Ancora in netta ripresa, infine, i consumi del settore civile, saliti a 1.266 milioni di mc (+21,9%). In aumento anche le esportazioni, pari a 122 milioni di mc (+10,3%). Dal lato offerta, perdura la flessione, in atto da quasi due anni, della produzione nazionale che segna un -6,4% su base

annua attestandosi a 569 milioni di mc. Ancora in calo anche le importazioni di gas naturale, pari a 4.247 milioni di mc (-6,7%). Tra i punti di entrata, quasi dimezzate, ed ai minimi da oltre quattro anni, le importazioni di gas naturale russo da Tarvisio, pari a 1.271 milioni di mc (-45,7%); in flessione anche le importazioni dal rigassificatore di Cavarzere (-56,6%). Aumentano invece le importazioni da tutti gli altri punti di entrata, in particolare quelle di gas del nord Europa da Passo Gries ai massimi storici (1.701 milioni di mc; +64,0%). Permane ancora a regime ridotto, infine, il rigassificatore di Panigaglia.

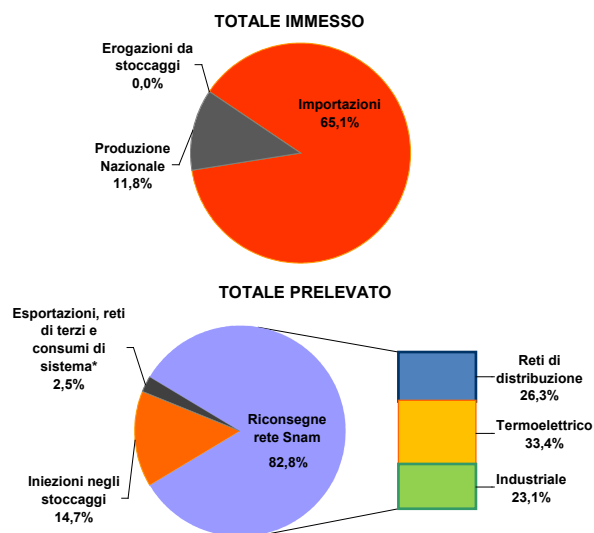
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 709 milioni di mc di gas naturale, in calo del 28,0% rispetto ad un anno fa; come a settembre 2013 non sono state, invece, registrate erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.247	44,9	-6,7%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	503	5,3	+46,6%
Tarvisio	1.271	13,5	-45,7%
Passo Gries	1.701	18,0	+64,0%
Gela	635	6,7	+22,9%
Gorizia	-	-	-100,0%
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+14,8%
Cavarzere (GNL)	135	1,4	-56,6%
Livorno (GNL)	-	-	-
Produzione Nazionale	569	6,0	-6,4%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	4.816	51,0	-6,7%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.112	11,8	+0,2%
Termoelettrico	1.607	17,0	-16,1%
Reti di distribuzione	1.266	13,4	+21,9%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	122	1,3	+10,3%
TOTALE CONSUMATO	4.107	43,5	-1,6%
Iniezioni negli stoccaggi	709	8	-28,0%
TOTALE PRELEVATO	4.816	51,0	-6,7%

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



(continua)

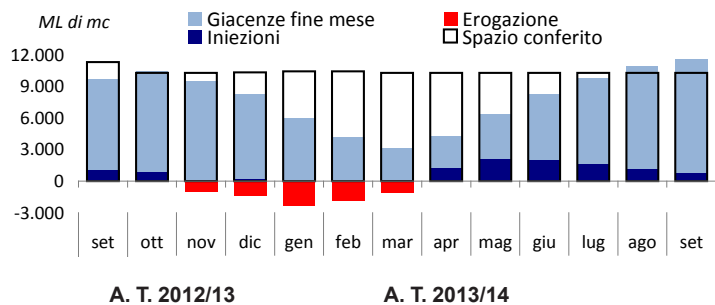
Nell'ultimo giorno del mese di settembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.590 milioni di mc, ai massimi storici ed in aumento del 20,2% rispetto allo stesso giorno del 2013. In aumento anche il rapporto giacenza/spazio conferito salito a 112,8% (85,4% nel 2013).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), in decisa crescita su agosto, ma in flessione di 3,57 €/MWh (+12,7%) su base annua, si è attestato a 24,44 €/MWh.

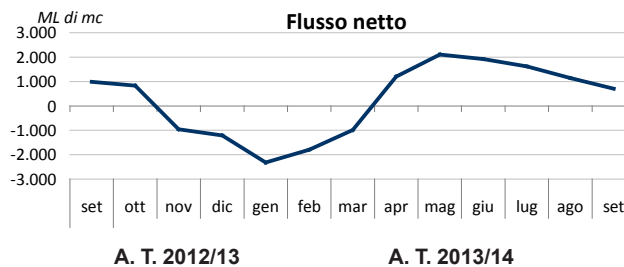
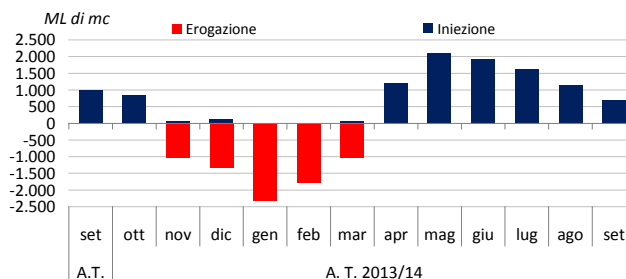
Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/09/2014)	11.590	+20,2%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	709	-28,0%
Flusso netto	709	-28,0%
Spazio conferito	10.273	-9,0%
Giacenza/Spazio conferito	112,8%	+27,4 p.p.



Stoccaggi



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A settembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,9 milioni di MWh, pari al 9,0% della domanda complessiva di gas naturale (7,0% a settembre 2013), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

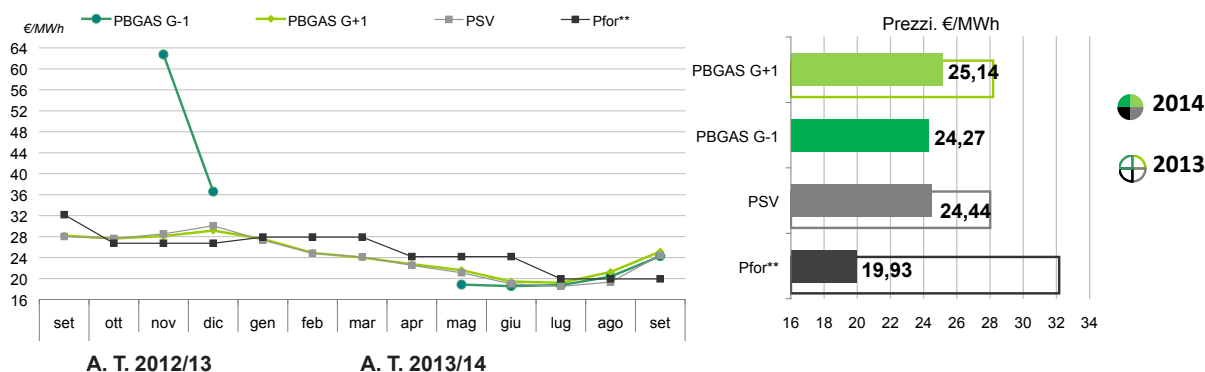
Nessuno scambio di gas naturale è stato registrato nel Mercato a pronti del Gas (MP-GAS), nel Mercato a Termine del Gas (MT-GAS) e nei comparti (Royalties, Import ed 'Ex d.lgs 130/10') della Piattaforma Gas (P-GAS).

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	24,27	-	22,75	452.632	-
Comparto G+1	25,14 (28,19)	23,26	26,64	3.473.228 (3.085.841)	-
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
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 Pfor 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-2014-09	-	-	26,209	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2014-10	-	-	23,717	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-10	-	-	23,797	5,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-11	-	-	32,513	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2014-12	-	-	32,512	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-01	-	-	27,691	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2014-04	-	-	29,576	1,3%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-01	-	-	29,764	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-02	-	-	27,249	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	16,210	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2015	-	-	26,118	0,0%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2014/2015	-	-	29,669	0,7%	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2015	-	-	20,434	-27,0%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2014/2015	-	-	27,889	0,3%	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	25,000	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale											

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 3,5 milioni di MWh in aumento del 12,6% rispetto ad un anno fa. Non si arresta, invece, la flessione tendenziale del prezzo medio, l'ottava consecutiva, che si attesta a 25,14 €/MWh (-10,8%), sebbene ai massimi degli ultimi otto mesi, in linea con l'andamento delle quotazioni registrate al PSV (+0,70 €/MWh).

Nei 6 giorni, sui 30 di settembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 492 mila MWh, di cui solo il

55,3%, pari a 272 mila di MWh (record negativo), venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 25,00 €/MWh (-10,9% su base annua). Nei restanti 24 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 3,0 milioni di MWh, di cui il 64,0% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 25,18 €/MWh (-10,9%). Complessivamente il 62,7% dei volumi scambiati (2,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 37,3% (1,3 milioni MWh) da scambi tra operatori.

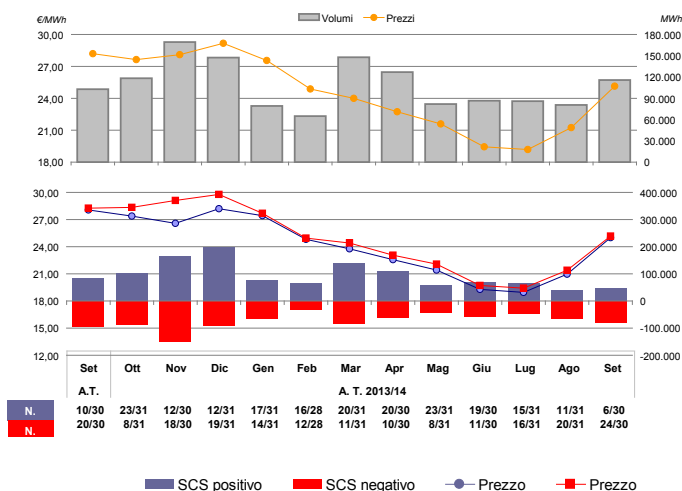
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

Totale	Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	positivo n.giorni 6/30	negativo n.giorni 24/30
Prezzo. €/MWh	25,14 (-10,8%)	25,18
Acquisti. MWh	3.473.228 (+12,6%)	2.981.282
RdB	1.906.828 (+0,7%)	1.906.828
Operatori	1.566.400 (+31,3%)	1.074.454
Vendite. MWh	3.473.228 (+12,6%)	2.981.282
RdB	272.231 (-67,2%)	272.231
Operatori	3.200.997 (+41,9%)	2.981.282

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

Partecipazione al mercato		
Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	46	38



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a settembre sono stati scambiati 453 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 24,27 €/MWh. Nelle sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato sempre un'offerta in vendita soddisfatta dagli acquisti degli operatori

nelle zone Import e Stogit. Nella prima zona, ai punti di Tarvisio e Passo Gries, sono stati acquistati 239 mila MWh ad un prezzo medio di 20,75 €/MWh, nella seconda 213 mila MWh ad un prezzo medio di 24,27 €/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	20,75	-	-	24,27	-	-	24,27*
Volumi. MWh	239.476	-	-	213.156	-	-	452.632
Operatori*. N.	6	-	-	13	-	-	19

* Media aritmetica dei prezzi massimi zionali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di settembre, si rilevano dinamiche contrapposte tra i prezzi di Brent e derivati, in diffuso calo congiunturale e tendenziale, e quelli osservati nei principali hub del gas

e nelle borse elettriche europei i quali, sebbene posti su livelli più bassi rispetto allo scorso anno, segnano intensi rialzi nel confronto con l'ultimo mese estivo.

Dopo più di due anni, il prezzo spot del Brent scende al di sotto dei 100 \$/bbl (97,14 \$/bbl), disattendendo il rialzo stagionale previsto per settembre e registrando il terzo calo mensile consecutivo (-4%), nonché il più elevato ribasso tendenziale da giugno 2012 (-15%). Le dinamiche osservate nelle quotazioni europee del petrolio in linea con gli andamenti rilevati sugli altri due benchmark disponibili (iraniano e texano), sembrano come di consueto influenzare gli sviluppi dei prezzi dei beni derivati. Il gasolio (831 \$/MT circa) e l'olio combustibile (554 \$/MT circa) si riducono infatti rispetto a entrambi i riferimenti temporali (-2/-4%, -11/-10%), assecondando anch'essi il trend ribassista intrapreso due mesi fa. Riviste al ribasso, le previsioni espresse dal mercato dei prodotti future risultano tutte maggiormente allineate ai prezzi a pronti rispetto allo scorso mese, per quanto generalmente superiori ad essi.

Analogamente non si arresta la discesa del prezzo europeo del carbone, che anche a settembre asseconda il trend ribassista che lo interessa, più o meno costantemente, dalla seconda metà del 2011, attestandosi attorno ai 75 \$/MT (-3%, -5%) e ponendosi altresì equidistante tra il più elevato riferimento orientale e il più basso prezzo sudafricano. Da rilevare l'inusuale spread mostrato dal carbone europeo rispetto a quest'ultimo (+6 \$/MT circa), prodottosi ad agosto e confermato nel mese corrente. In generale anche per questo combustibile, i prezzi dei prodotti a termine sembrano incorporare gli sviluppi dello spot, segnando cali di pari entità (-3/-4%).

Al livello minimo da settembre 2012, il cambio euro/dollaro scende a 1,29 €/€, in pari decremento mensile e annuo (-3%), favorendo una generale riduzione delle variazioni osservate nei prezzi dei combustibili finora analizzati.

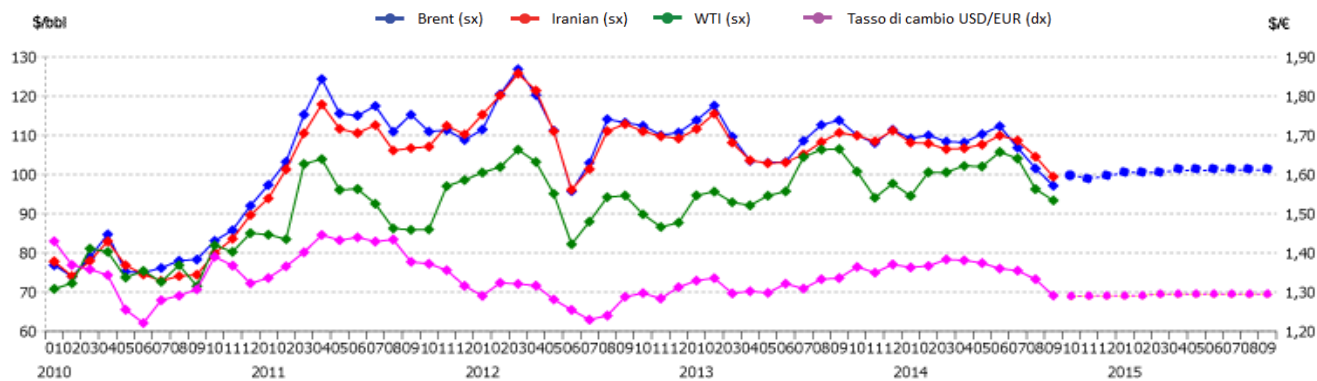
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

FUEL	UdM	Set 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 14	Var M-1 (%)	Nov 14	Var M-1 (%)	Dic 14	Var M-1 (%)	2015	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	97,14	- 4 %	- 15 %	103,87	99,80	- 4 %	98,92	- 5 %	99,56	-	100,90	- 3 %
Brent FOB	€/bbl	75,27	- 1 %	- 12 %	-	77,39	-	76,69	-	77,17	-	77,94	-
OLIO COMB.	\$/MT	553,76	- 2 %	- 10 %	571,86	550,44	- 4 %	547,20	- 4 %	546,60	-	554,81	- 3 %
0.1 FOB Barge	€/MT	429,05	+ 1 %	- 7 %	-	426,85	-	424,23	-	423,66	-	428,54	-
GASOLIO	\$/MT	830,73	- 4 %	- 11 %	880,00	851,77	- 4 %	851,67	- 4 %	852,91	-	-	-
0.1 FOB ARA	€/MT	643,64	- 1 %	- 8 %	-	660,52	-	660,29	-	661,09	-	-	-
CARBONE	\$/MT	74,77	- 3 %	- 5 %	76,80	74,51	- 4 %	74,96	- 3 %	74,80	-	76,82	- 3 %
ARA Stm 6000K	€/MT	57,93	+ 0 %	- 1 %	-	57,78	-	58,11	-	57,98	-	59,33	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,29	- 3 %	- 3 %	-	1,29	- 3 %	1,29	- 3 %	1,29	-	1,29	- 3 %

Fonte: Thomson-Reuters

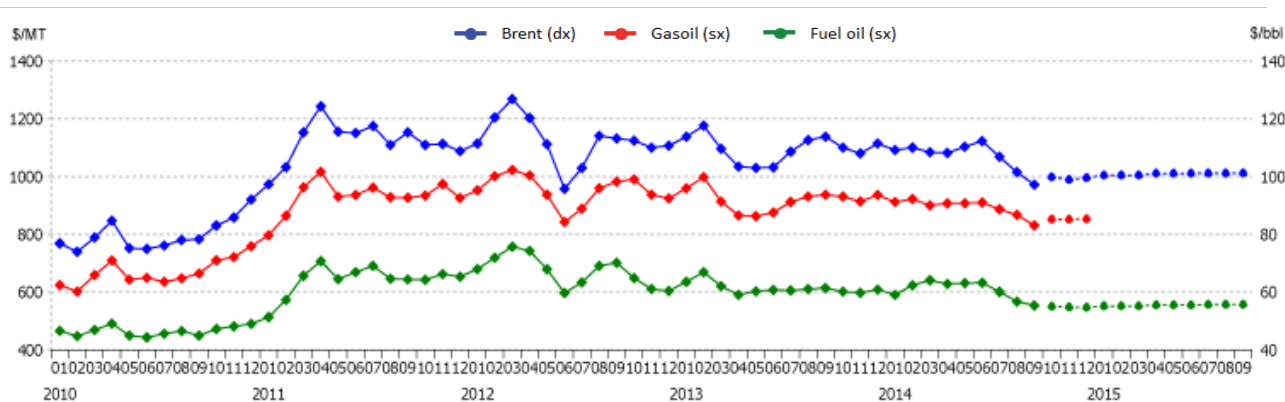
(continua)

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



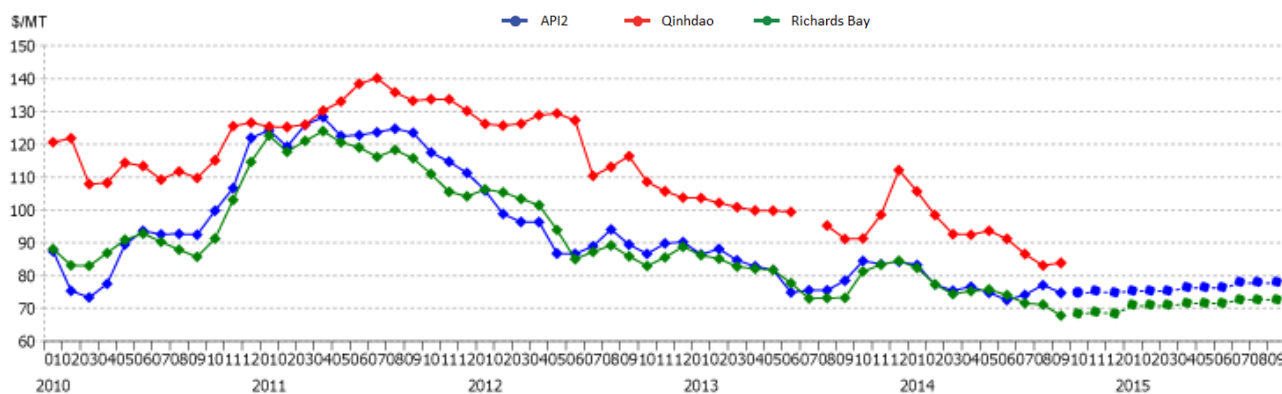
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

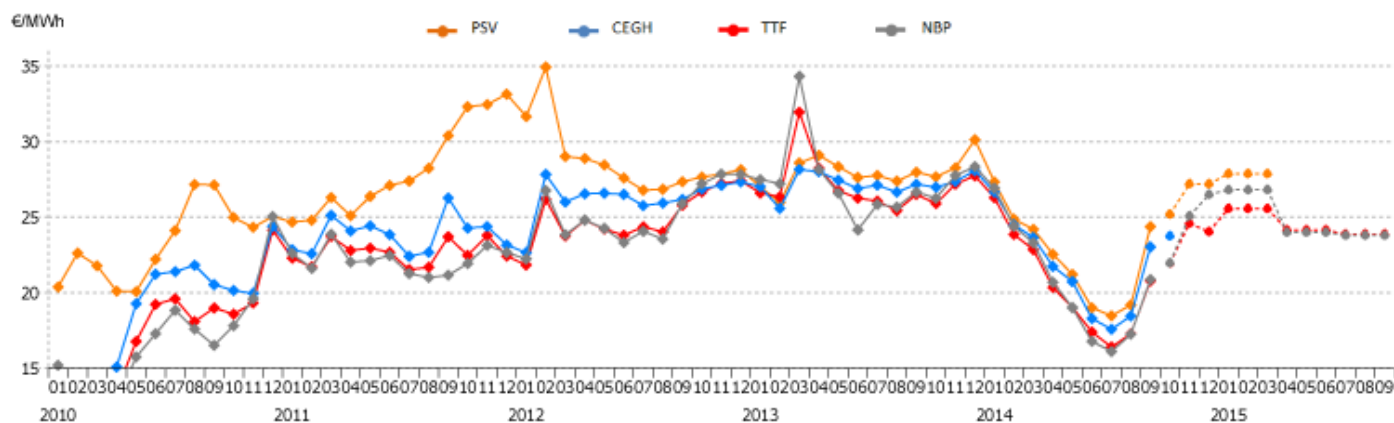
(continua)

Pur mantenendosi su livelli più bassi dell'anno precedente (-13/-22%), i prezzi dei principali hub europei del gas (21/24 €/MWh) risalgono sui valori della scorsa primavera, posizionandosi sui valori più alti dell'ultimo semestre, attraverso un eccezionale e generale rialzo sul mese scorso (+20/+27%). Tale fenomeno, che appare legato in parte a dinamiche stagionali, in parte alla percepita scarsità della commodity, e non ultimo alle tensioni in Ucraina, risulta particolarmente intenso in Italia,

dove il valore registrato al PSV (24,37 €/MWh) stacca di 5 €/MWh la quotazione di agosto (massimo incremento mensile dall'istituzione del punto di scambio) e allunga la distanza dal prezzo olandese (21 €/MWh circa, +3 €/MWh circa), in più lieve aumento. Gli sviluppi dei mercati spot sembrano, peraltro, inviare segnali rialzisti anche a quelli a termine, nei quali in particolare si osserva un apprezzamento soprattutto per il mese di ottobre (circa 22 €/MWh, +2/+3%).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Set 14	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 14	Var M-1 (%)	Nov 14	Var M-1 (%)	Dic 14	Var M-1 (%)	GY 2014/15	Var M-1 (%)
PSV	IT	24,37	+27%	-13%	21,70	25,20	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	20,79	+20%	-22%	19,65	21,95	+2%	24,59	-	-	-	24,43	+0%
CEGH	AT	23,05	+25%	-15%	20,50	23,75	-	-	-	-	-	-	-
NBP	UK	20,87	+21%	-22%	20,05	21,97	+3%	25,09	-1%	26,50	-	24,79	+0%



Fonte: Thomson-Reuters

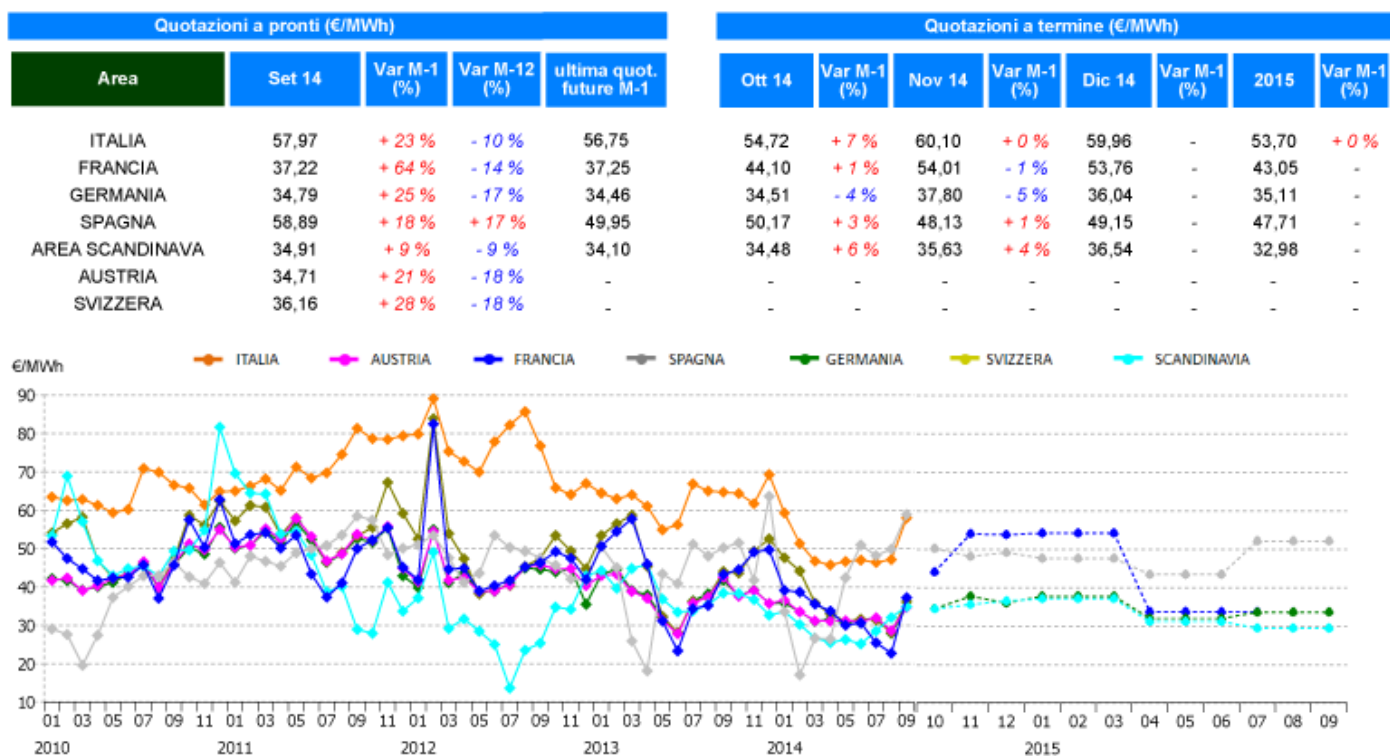
Anche i prezzi rilevati nelle principali borse elettriche europee registrano intensi aumenti su base congiunturale, con il prezzo francese (37 €/MWh circa, +64%) che sorpassa quello tedesco, in più moderata ripresa (35 €/MWh circa, +25%). Coerentemente inserito nel contesto europeo e in linea con l'andamento del gas, combustibile di riferimento del parco di

produzione nazionale, il prezzo italiano si allunga fino a 58 €/MWh circa (+23%) – come all'inizio del 2014 – mantenendosi più o meno equidistante dalle quotazioni dei paesi confinanti. Resta allineato ad esso il prezzo spagnolo (59 €/MWh circa, +18%), l'unico in rialzo anche rispetto al 2013 (+17%).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

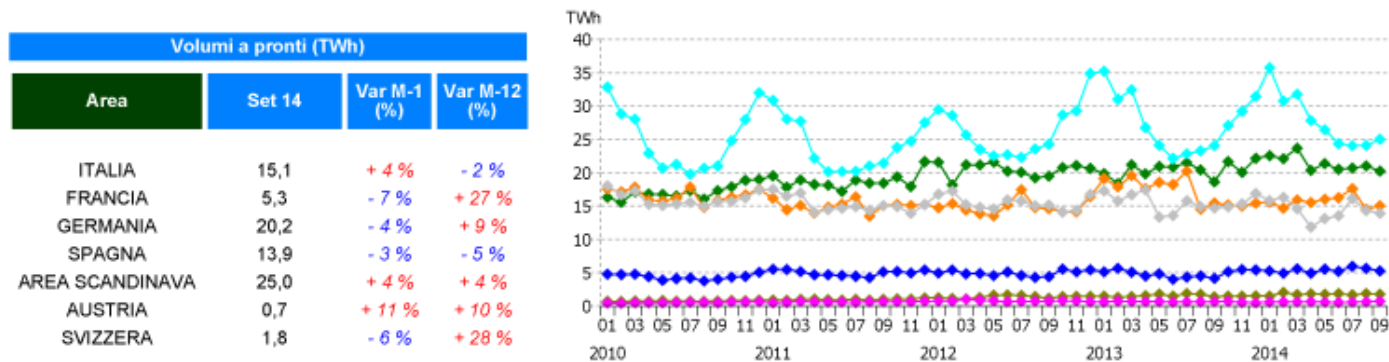


Degli 82 TWh complessivamente scambiati sulle borse elettriche in analisi, come solitamente osservato, le quote maggiori risultano appannaggio dell'area franco-tedesca (25,5 TWh) e di quella scandinava (25 TWh circa), entrambe in aumento sullo scorso anno (rispettivamente +12%, +5%). In

lieve perdita di liquidità rispetto a settembre 2013, la borsa italiana chiude con 15 TWh circa (-2%), registrando l'atteso aumento mensile, attribuibile alla ripresa stagionale dei consumi termoelettrici (+4%).

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

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di settembre 2014 sul mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 299.651 TEE, in aumento rispetto ai 98.013 TEE scambiati ad agosto.

Dei 299.651 TEE sono stati scambiati 77.722 TEE di Tipo I, 195.035 TEE di Tipo II, 3.856 TEE di Tipo II CAR, e 23.038 TEE di Tipo III.

Nel mese di settembre si registra una diminuzione dei prezzi medi rispetto al mese di agosto, pari a 0,77 % per la Tipologia I, 0,99 % per la Tipologia II, 1,34% per la Tipologia II CAR e dello 0,99 % per la Tipologia III.

In particolare, i titoli di Tipo I hanno registrato una media pari a

108,93 € (109,78 € ad agosto), i titoli di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 108,65 € (109,74 € il mese scorso), il prezzo medio dei titoli di Tipo II-CAR è stato pari a 108,54 € (110,01 € ad agosto), ed infine i titoli di Tipo III sono stati quotati in media a 108,66 € (109,75 € ad agosto).

I titoli emessi, dall'inizio dell'anno sono pari a 6.701.737 (1.660.246 di Tipo I, 3.296.001 di Tipo II, 682.179 di Tipo II CAR, 1.062.678 di Tipo III e 633 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 30.693.563. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di settembre 2014.

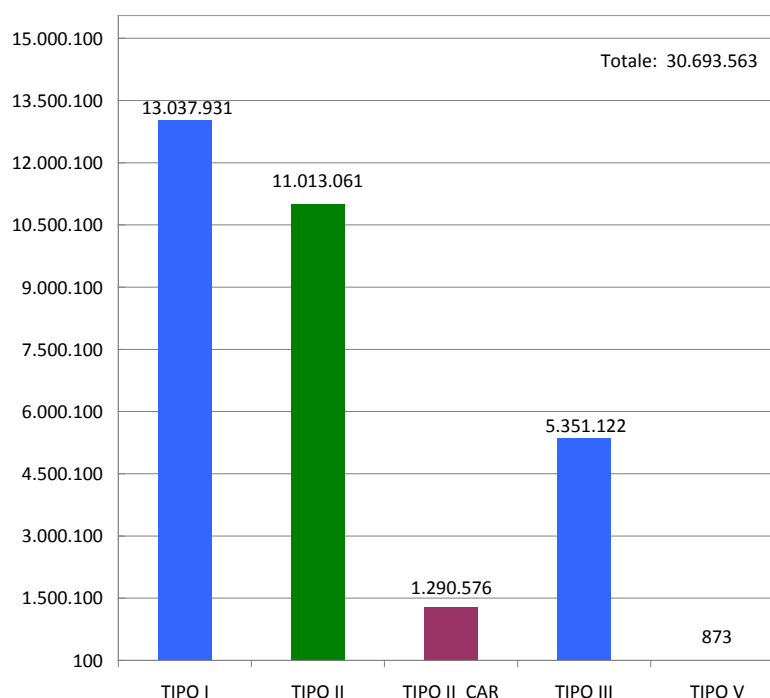
TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2014

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	77.722	195.035	3.856	23.038
Valore Totale (€)	8.466.338,41	21.190.556,06	418.526,62	2.503.348,75
Prezzo minimo (€/TEE)	107,50	107,70	107,80	107,21
Prezzo massimo (€/TEE)	111,00	111,00	110,00	110,20
Prezzo medio (€/TEE)	108,93	108,65	108,54	108,66

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

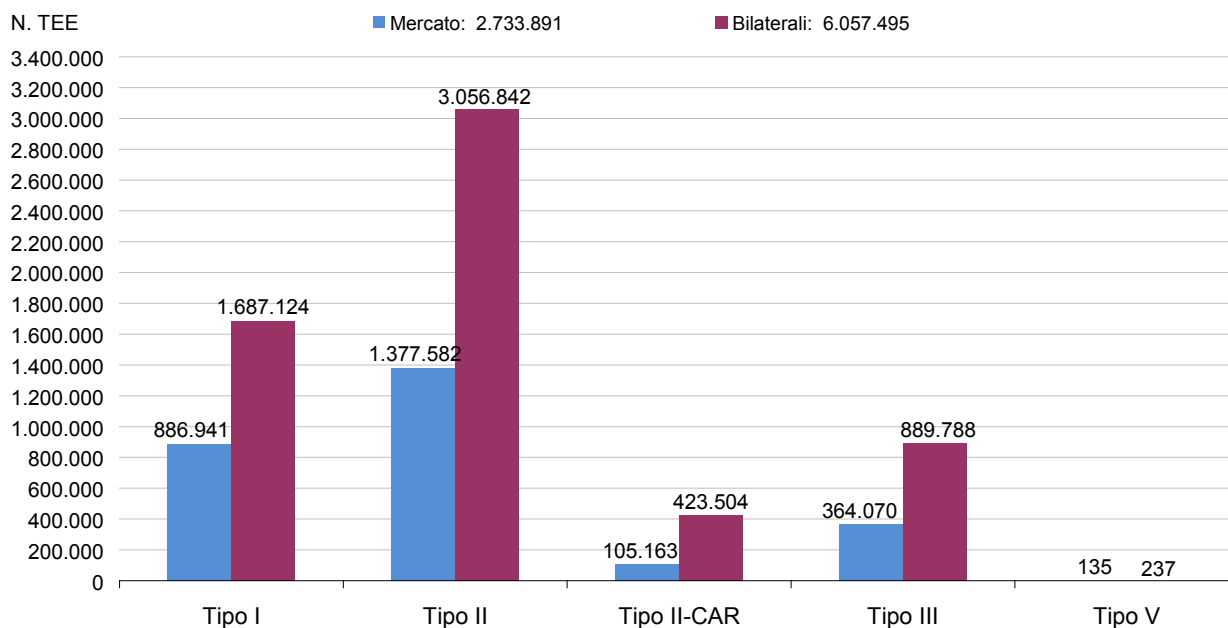
Fonte: GME



(continua)

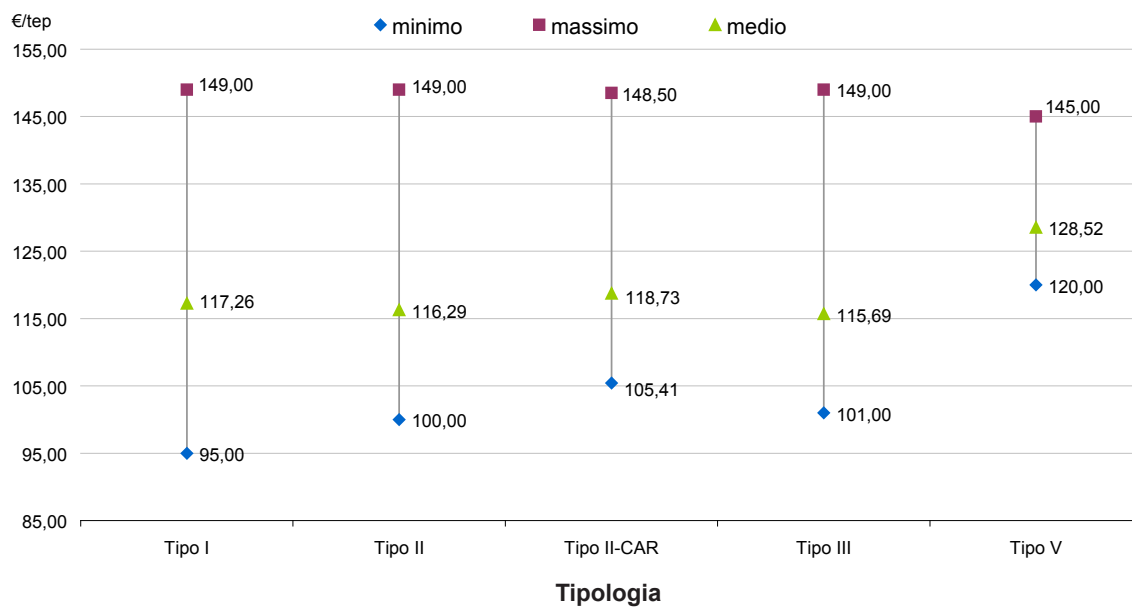
TEE scambiati dal 1 gennaio 2014

Fonte: GME



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

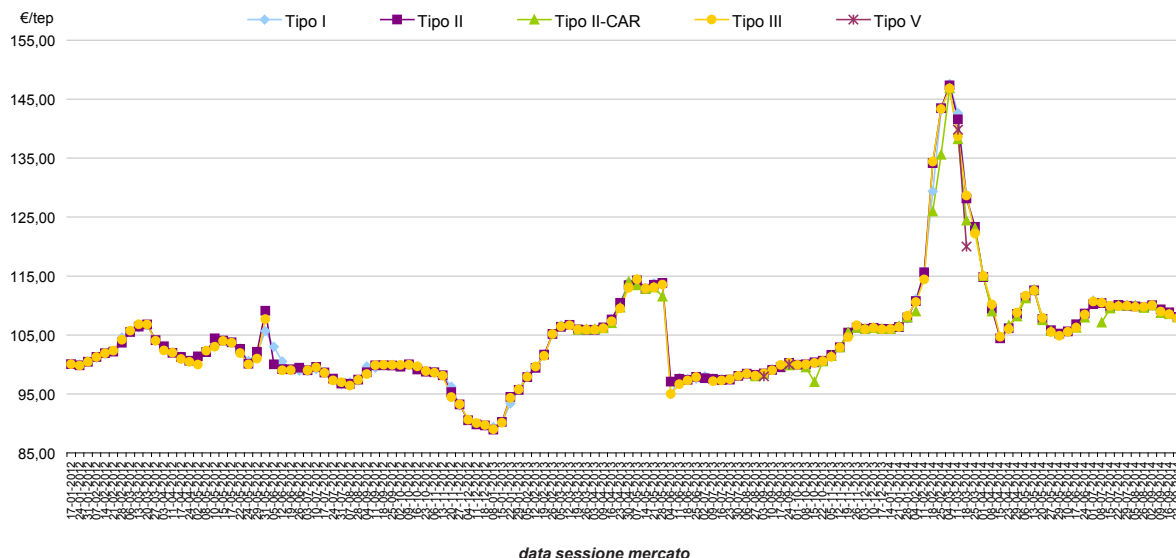
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



data sessione mercato

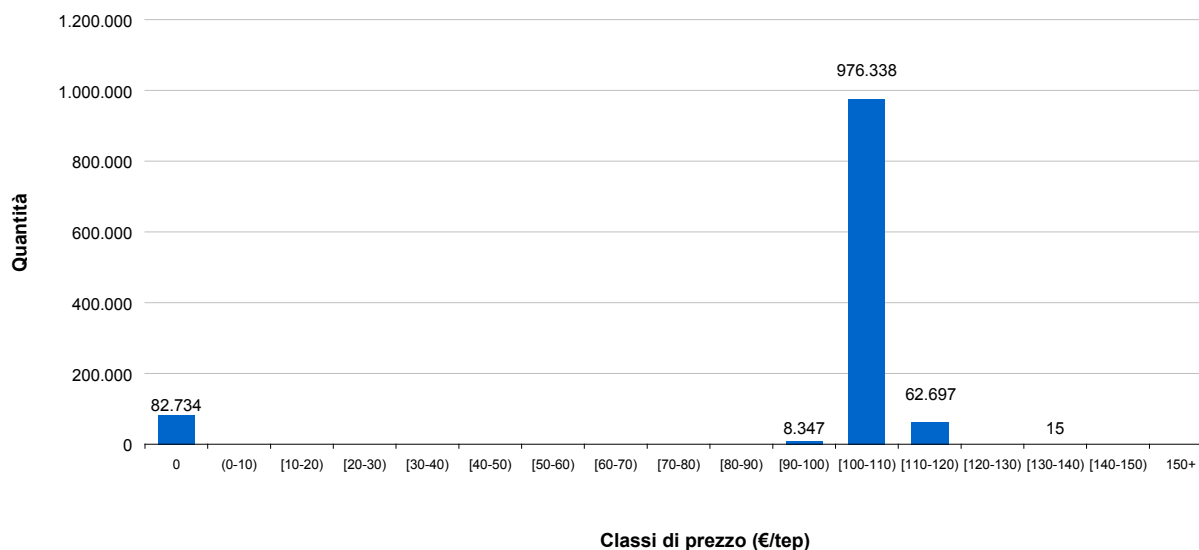
Nel corso del mese di settembre 2014 sono stati scambiati 1.130.131 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (215.210 TEE lo scorso agosto). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 99,96 €/tep (104,24 €/tep nel mese di agosto) in-

feriore di 8,76 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 108,72 €/tep (109,76 €/tep ad agosto). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo

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

TEE scambiati per classi di prezzo - settembre 2014

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di settembre 2014, sono stati scambiati 620.369 CV, in aumento, rispetto ai 344.379 CV scambiati nel mese di agosto.

La concentrazione degli scambi sul mercato ha visto il prevalere dei CV¹ 2014 II Trim, con 374.949 certificati (243.939 CV 2014 II Trim ad agosto), dei CV 2014 I Trim con un volume pari a 157.197 CV (contro i 60.910 CV 2014 I Trim) e dei CV 2013 IV Trim, con 58.549 titoli sulla piattaforma (27.658 CV 2013 IV Trim nel mese a confronto).

I CV 2013 TRL, hanno raggiunto un volume pari a 19.954 quote (5.010 CV 2013 TRL ad agosto) mentre i CV 2013 I Trim hanno registrato una quantità di titoli pari a 3.750 (1.437 CV 2013 I Trim ad agosto).

Seguono nell'ordine i CV 2013 III Trim, con un volume pari a 3.638 CV (410 i CV 2013 III Trim nel mese di agosto) e i CV 2013 II Trim con 1.716 certificati (2.013 CV 2013 II Trim ad agosto).

Infine, 616 CV 2012 sono stati scambiati sulla piattaforma di mercato, nel mese di settembre (3.002 CV 2012 ad agosto).

In relazione all'andamento dei prezzi medi in base all'anno di

produzione è stato osservato per i CV 2012, un prezzo medio pari a 88,04 €/MWh, in diminuzione di 0,83 €/MWh rispetto al mese di agosto.

Riguardo invece alla produzione 2013, si rileva un incremento, rispetto al mese scorso, di 0,44 €/MWh, relativo, sia ai CV 2013 I Trim (89,24 €/MWh) sia ai CV 2013 II Trim (89,30 €/MWh), mentre il prezzo medio dei CV 2013 III Trim è stato pari a 88,94 €/MWh in aumento di 0,15 €/MWh rispetto al mese di agosto, e i CV 2013 IV Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 89,22 €/MWh, in aumento di 0,36 €/MWh.

Segue la quotazione dei CV 2013 TRL (85,60 €/MWh) in diminuzione di 0,33 €/MWh rispetto al mese di agosto.

In calo i prezzi medi dei CV 2014, con i CV I Trim 2014 che indicano una diminuzione del prezzo medio pari a 0,19 €/MWh (97,11 €/MWh) e dei CV 2014 II Trim che registrano un calo di 0,01 €/MWh (96,27 €/MWh) rispetto al mese di agosto.

La sottostante Tabella è riassuntiva delle transazioni relative al mese di settembre 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.

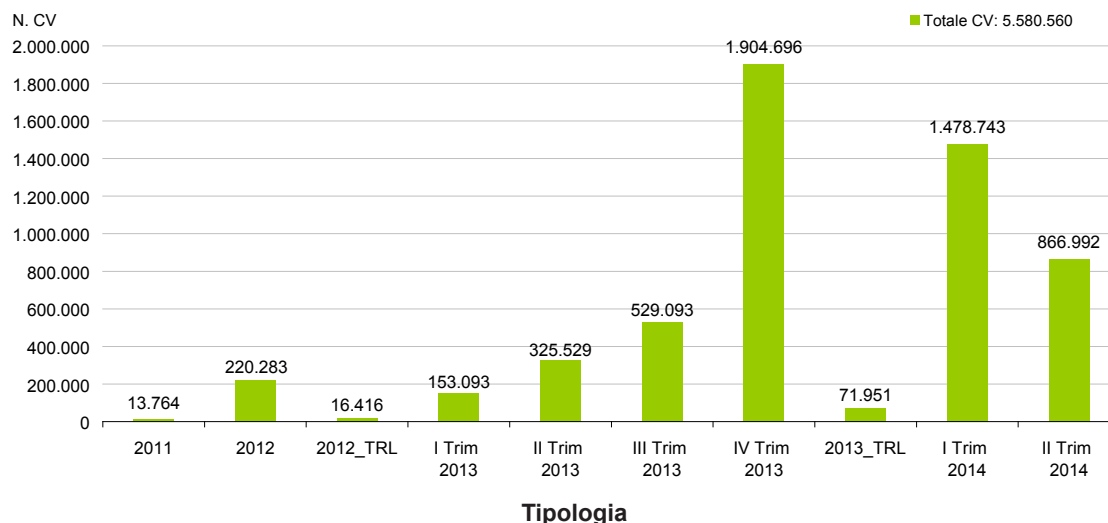
CV, risultato del mercato GME - settembre 2014

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)	616	3.750	1.716	3.638	58.549	19.954	157.197	374.949
Valore Totale (€)	54.229,60	334.641,54	153.243,55	323.573,32	5.223.820,29	1.708.038,57	15.265.889,66	36.097.508,21
Prezzo minimo (€/CV)	88,00	88,95	88,15	88,85	88,89	82,25	96,40	95,60
Prezzo massimo (€/CV)	88,80	89,31	89,40	89,32	89,40	86,20	97,42	96,60
Prezzo medio (€/CV)	88,04	89,24	89,30	88,94	89,22	85,60	97,11	96,27

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

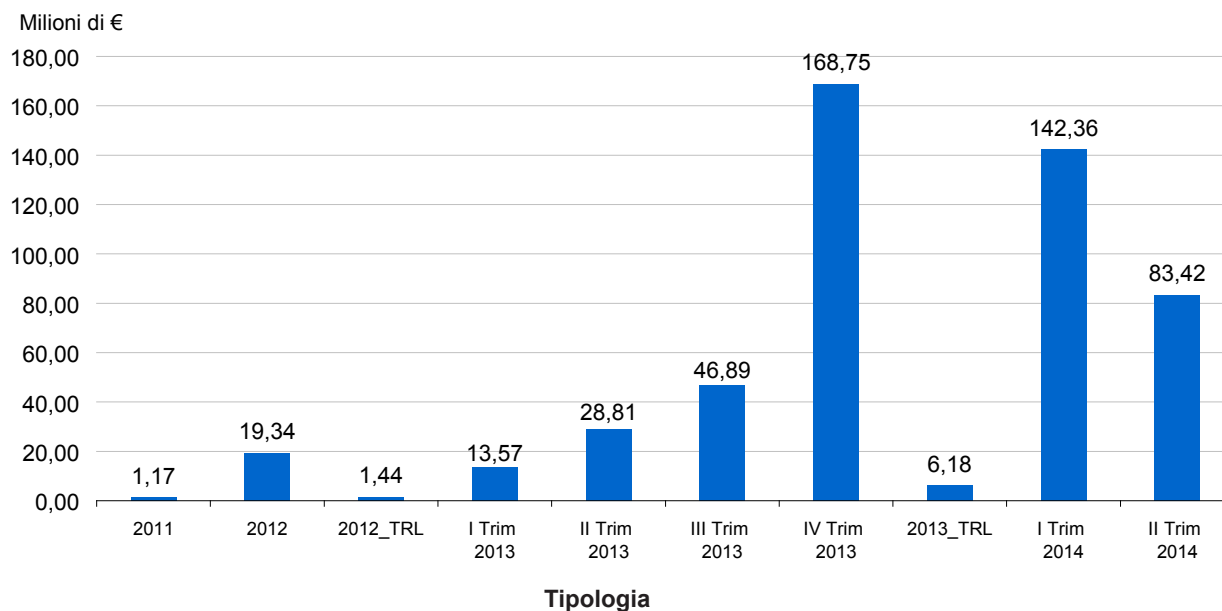
Fonte: GME



(continua)

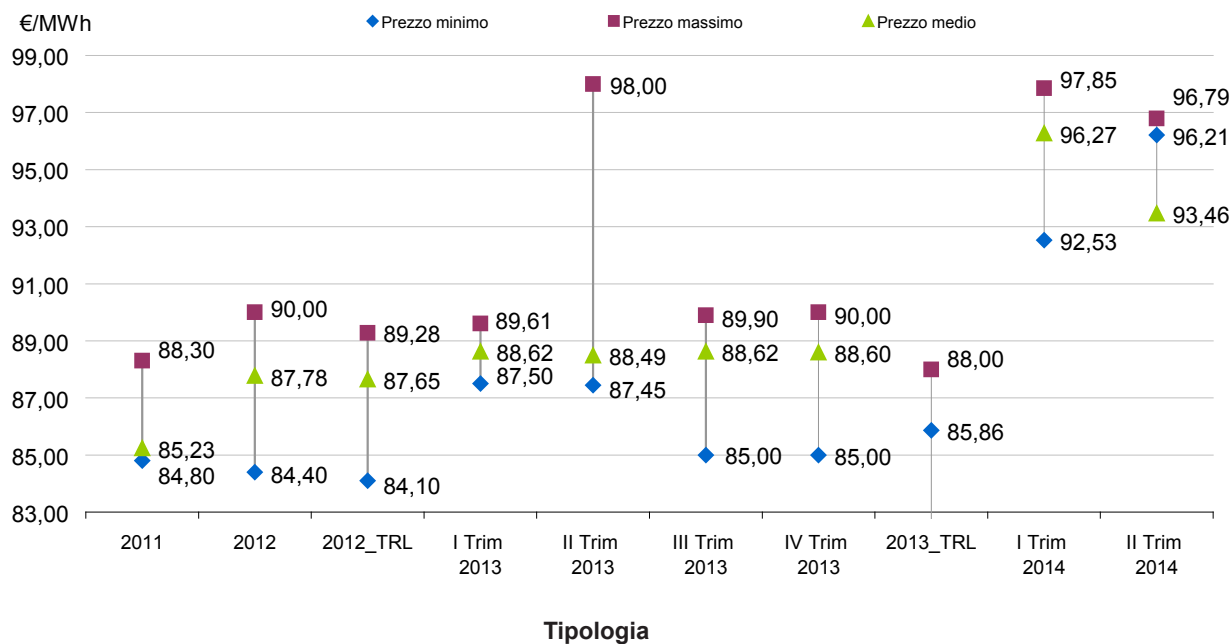
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2014)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



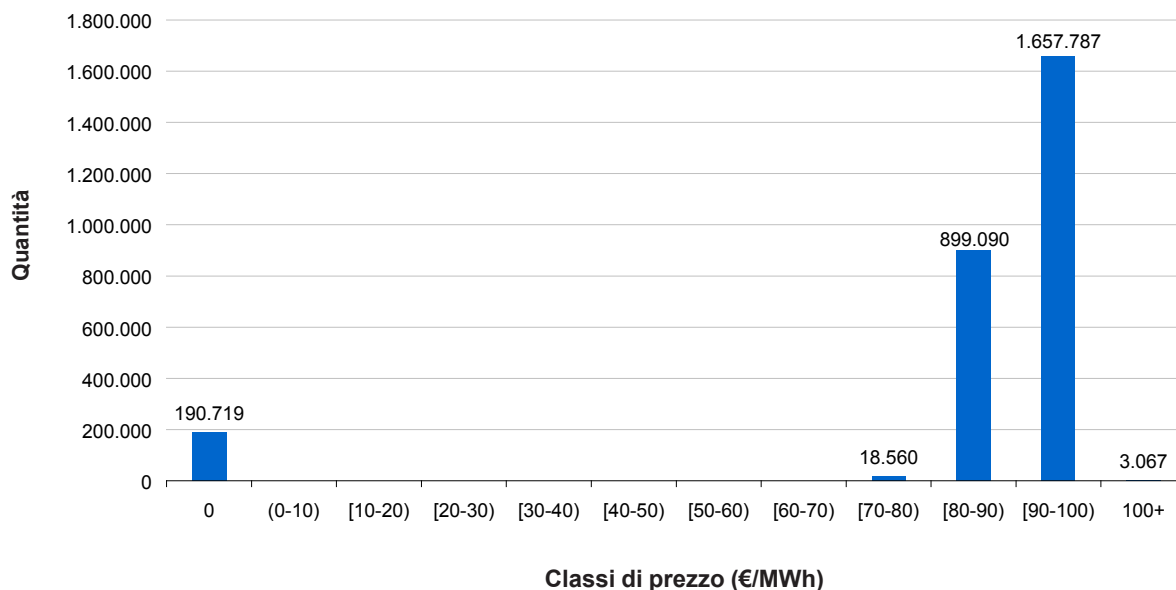
(continua)

Nel corso del mese di settembre 2014 sono stati scambiati 2.769.223 CV attraverso contratti bilaterali (1.217.589 il mese di agosto) delle varie tipologie. La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 86,15 €/MWh, inferiore di 9,21 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (95,36 €/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 - settembre 2014

Fonte: GME



Mercato delle garanzie d'origine

A cura del GME

■ Nel mese settembre, alla ripresa degli scambi dopo la pausa estiva, sono state scambiate 4.673 GO in aumento rispetto alle 1.000 GO 2014_Geotermoelettrico_AltriMesi quotate ad agosto

ad un prezzo medio pari a 0,14 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni mensili.

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

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	175	24,50	0,14	0,14	0,14
Geotermoelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
Idroelettrico	Gennaio 2014	749	82,39	0,11	0,11	0,11
	Febbraio 2014	749	82,39	0,11	0,11	0,11
	Marzo-Dicembre 2014	3.000	360,00	0,12	0,12	0,12
Solare	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
Altro	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-

Nel 2014, sono state effettuate sette sessioni di mercato GO e quattro sessioni d'asta da parte del GSE, l'ultima delle quali non ha registrato transazioni.

Il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 465.259 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 con una quota presente sul mercato

pari a 237.994 GO.

Da gennaio a settembre 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.

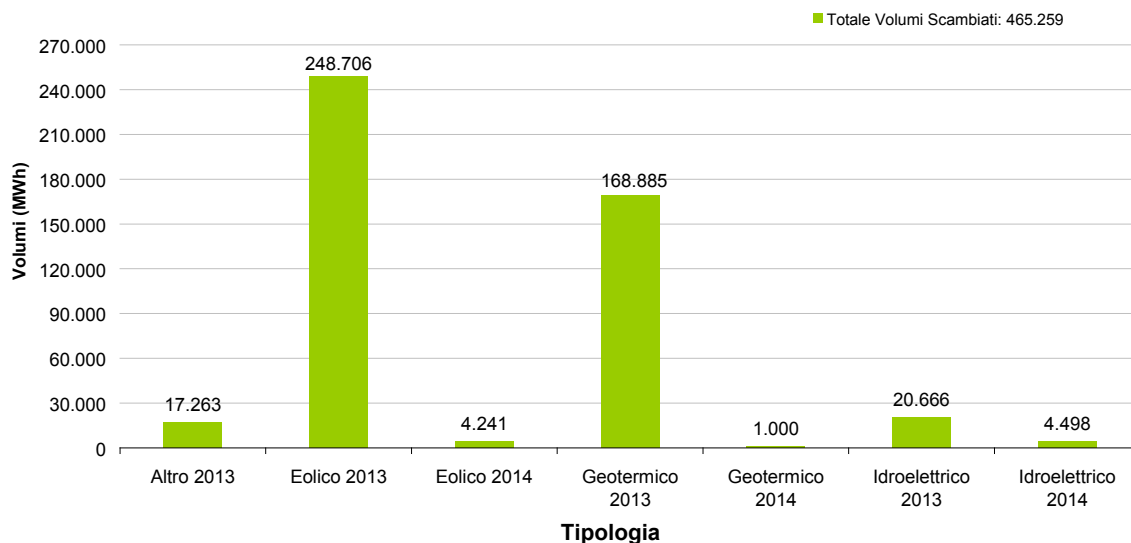
Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel 2014 (il periodo di produzione 'AltriMesi' indicato sulla piattaforma si riferisce al periodo 'Marzo-Dicembre' sulla tabella):

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
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	-	-	-	-	-
Geotermoelettrico	Marzo-Dicembre 2014	4.241	553	0,13	0,14	0,13
	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	168.885	11.877	0,06	0,09	0,07
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
Idroelettrico	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	1.000	140	0,14	0,14	0,14
	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
Solare	Gennaio 2014	749	82	0,11	0,11	0,11
	Febbraio 2014	749	82	0,11	0,11	0,11
	Marzo-Dicembre 2014	3.000	360	0,12	0,12	0,12
	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
Altro	Marzo-Dicembre 2013	17.263	1.413	0,06	0,10	0,08
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	-	-	-	-	-
	Gennaio 2013	-	-	-	-	-

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

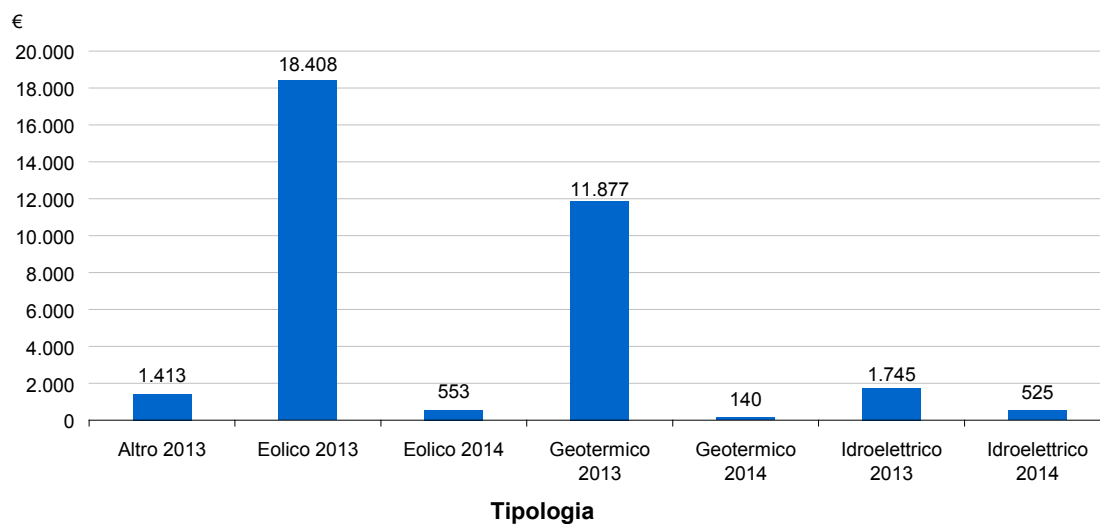
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a settembre 2014)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014)

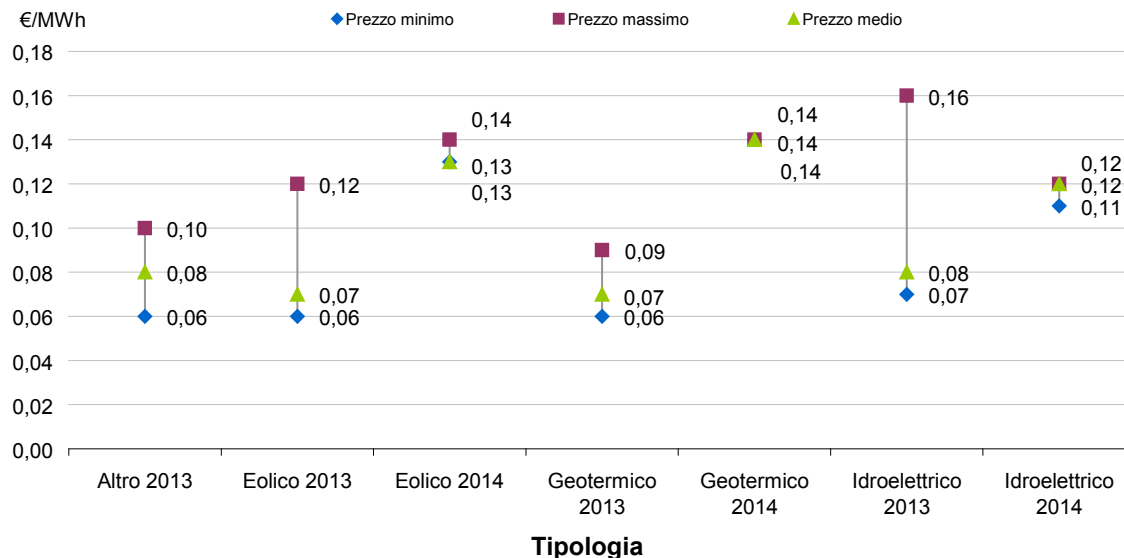
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico sottostante.

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

Fonte: GME



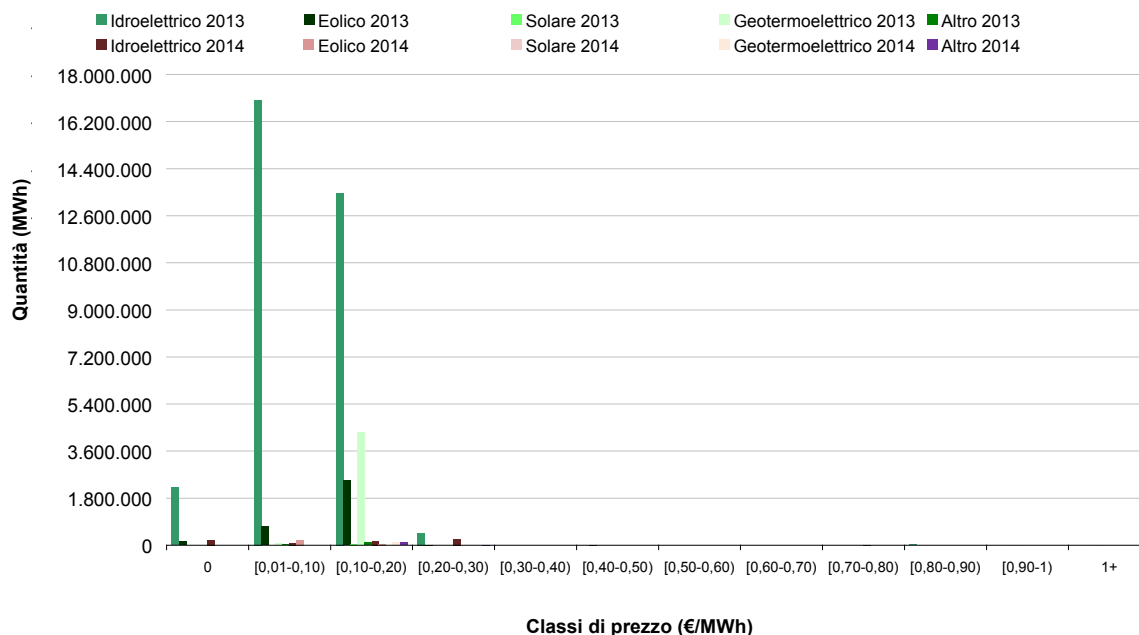
Transazioni bilaterali

In totale, nel 2014 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali 42.380.815 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 settembre 2014, sono state scambiate bilateralmente € 59.951 GO ad un prezzo medio pari a 0,10

€/MWh inferiore di 0,02 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato (0,12 €/MWh). Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi dei GO scambiati bilateralmente, nel 2014, per ciascuna classe di prezzo.

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

Fonte: GME



Aste GSE

Le quattro sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel 2014, hanno consentito l'assegnazione di 308.000 GO sul mercato su un totale di 96.447.291 GO offerte.

La sessione d'asta svolta dal GSE in data 22 settembre 2014

non ha non ha registrato transazioni.

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO nel 2014:

ASTE GO 2014					
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	qtÀ 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 Gennaio 2014	34.004.679	200.000	33.804.679		
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	qtÀ rifiutata	prezzo
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 marzo 2014	31.146.085	45.000	31.101.085		
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	qtÀ rifiutata	prezzo
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		
Anno di Riferimento	q.tà	qtÀ premiata	q.tÀ res.	qtÀ rifiutata	prezzo
2014 Solare Gennaio	447.490	-	447.490		0,11
2014 Altro AltriMesi	4.285.494	-	4.285.494		0,13
2014 Idroelettrico Febbraio	417.876	-	417.876		0,11
2014 Idroelettrico AltriMesi	1.069.639	-	1.069.639		0,12
2014 Idroelettrico Gennaio	435.653	-	435.653		0,11
2014 Altro Febbraio	1.727.809	-	1.727.809		0,12
2014 Solare Febbraio	764.453	-	764.453		0,12
2014 Solare AltriMesi	2.766.519	-	2.766.519		0,13
2014 Altro Gennaio	1.811.457	-	1.811.457		0,11
2014 Eolico AltriMesi	1.037.431	-	1.037.431		0,13
2014 Eolico Gennaio	594.409	-	594.409		0,11
2014 Eolico Febbraio	555.598	-	555.598		0,12
Totale sessione d'asta GO 22 settembre 2014	15.913.828				
TOTALE	96.447.291	303.000	80.230.463		

PARTONO (FORSE) LE GARE GAS

di Claudia Checchi, Roberto Bianchini - REF-E

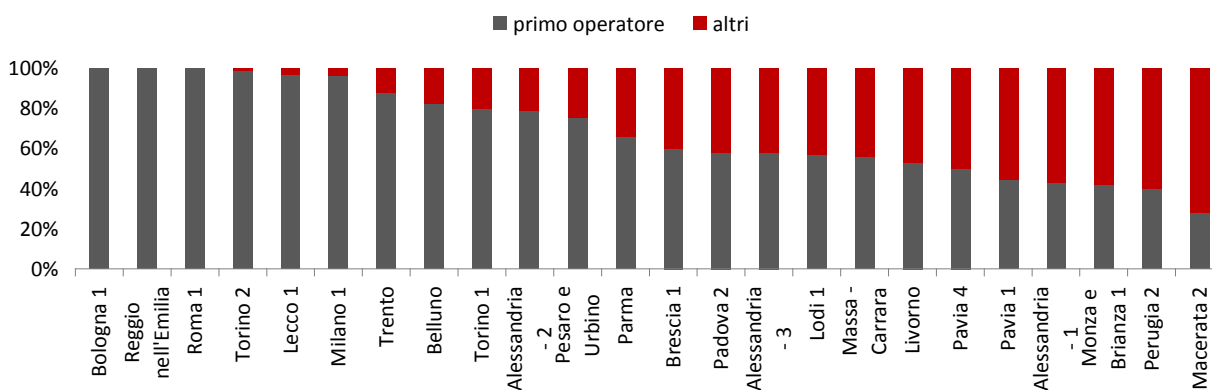
(continua dalla prima)

I possibili esiti: un esercizio

Sul risultato delle gare e sulle strategie dei singoli operatori in merito alle decisioni di partecipare o meno peseranno naturalmente molti elementi: le questioni legate alla regolazione (si vedano i paragrafi successivi) o la sostenibilità finanziaria delle operazioni per i piccoli operatori, solo per citarne alcune. Analizzando le caratteristiche degli ambiti a gara e le posizioni relative dei singoli operatori sembra tuttavia che la contendibilità media dei diversi ambiti sia leggermente inferiore a quella

nazionale, in generale non troppo elevata. A livello nazionale mediamente la quota del primo operatore è pari al 60%, nel primo raggruppamento questa sale al 69%. Fanno eccezione solo poche situazioni in cui la quota di RAB del primo operatore è intorno al 40% (Pavia 1, Perugia 2, Alessandria 1 e Monza 1) e un solo ATEM realmente frammentato: Macerata 2 con un quota inferiore al 30% (Figura 1).

Figura 1. Quota di mercato del primo operatore negli ATEM del primo raggruppamento a gara



Fonte: elaborazioni REF - E

Un secondo elemento che caratterizzerà il primo raggruppamento è la presenza di numerosi ATEM che risultano particolarmente strategici per l'operatore dominante: per i 10 operatori di matrice locale c'è un'alta probabilità che l'unico modo per mantenere in vita l'attività di distribuzione gas sia quella di vincere la "propria" gara.

Dal punto di vista di flussi finanziari la RAB da acquisire per completare i 24 ATEM⁵, nell'ipotesi che gli operatori dominati conquistino l'intero ATEM, è pari a più di 500 milioni di euro. Non tutte le aziende coinvolte si trovano però nella medesima situazione:

- cinque dei sedici operatori dominanti hanno infatti posizioni di minoranza anche in altri ATEM a gara nel primo raggruppamento:

assumendo che questi operatori cedano le quote di minoranza per concentrarsi sugli ATEM meglio presidiati, il risultato netto mediano⁶ fra RAB ceduta e RAB acquisita è positivo e pari a circa 10 milioni di euro incassati;

- gli altri undici hanno asset solo nell'ATEM di riferimento, per questi l'esborso medio sarebbe consistente e pari a 20 milioni di euro, cioè in media il 35% del capitale investito (in termini di RAB) detenuto. Pur avendo una posizione di maggioranza relativa anche piuttosto forte all'interno dell'ATEM, per vincere la gara hanno la necessità di reperire una quota elevata di capitale rispetto al complesso degli asset di distribuzione a bilancio (Tabella 1).

PARTONO (FORSE) LE GARE GAS

(continua)

Tabella 1. Presenza dei 16 operatori con quote di maggioranza relativa negli ATEM del primo raggruppamento

operatore	numero di ATEM in cui l'op. è dominante (I raggruppamento)	numero di ATEM in cui l'op. è dominante (tutti i raggruppamenti)	numero di ATEM in cui l'op. è presente (tutti i raggruppamenti)	Esborso netto per completare l'ATEM (I raggruppamento)*
1	1	5	27	€ 3.272.231
2	1	1	3	€ 35.099.594
3	1	1	1	€ 7.854.574
4	1	1	2	€ 19.519.350
5	1	1	1	€ 34.141.504
6	1	1	1	€ 7.103.074
7	1	1	2	€ 18.288.056
8	1	1	4	€ 22.547.296
9	1	1	19	€ 16.720.777
10	3	52	114	-€ 120.750.926
11	4	40	136	-€ 36.003.871
12	1	8	15	-€ 10.670.571
13	4	1	8	€ 139.607.170
14	1	1	2	€ 2.051.624
15	1	1	3	€ 22.997.360
16	1	1	1	€ 38.128.138

* esborso netto (RAB da acquisire - RAB da cedere) assumendo la cessione della partecipazioni negli altri atem non strategici del primo raggruppamento a gara

Fonte: stime RAB attraverso modello econometrico proprietario REF - E

Lo scenario di consolidamento dell'operatore dominante in ogni ATEM, avrebbe come conseguenza la probabile fuoriuscita dal mercato dei circa 31 operatori di dimensioni minori che non hanno posizioni di maggioranza relativa in nessun altro ambito al di fuori del primo raggruppamento⁷. Questi *player* sono per la maggior parte a proprietà privata (19), mentre solo 12 sono società a capitale interamente pubblico o società a capitale misto pubblico/privato. Tali operatori con dimensione locale se non addirittura comunale, a meno di costituire associazioni temporanee di imprese, hanno la concreta prospettiva di dover cedere le proprie attività di distribuzione ed uscire dal settore. Dei 510 milioni di euro di RAB che gli operatori diversi dal primo dovranno cedere in caso di vittoria dell'operatore dominante, circa 150 milioni di euro sono in capo a questi piccolissimi operatori mentre 360 milioni di euro sono di pertinenza di player che hanno posizioni di forza in altri ATEM e che quindi potranno utilizzare il capitale ottenuto dalla cessione delle attività nel primo lotto per finanziare il completamento di

ATEM strategici. Peraltro la partecipazione a questo primo lotto di gare, soprattutto per quanto riguarda i maggiori *player*, si baserà anche sulla strategia globale perseguita nel settore e non necessariamente solo sul mantenimento di tutte le posizioni oggi dominanti, così come i successivi lotti saranno inevitabilmente influenzati dall'esito di queste prime gare. Il quadro delineato è basato su considerazioni ex-ante e non tiene conto né dei vincoli finanziari di reperimento delle risorse che taluni operatori potrebbero avere, né dell'impatto del regime tariffario per il prossimo quinquennio. Lo scenario prospettato determinerebbe quindi, in linea con gli obiettivi di tutto il processo, una elevata ri-concentrazione del settore pur mantenendo una buona pluralità di soggetti. L'effettiva partenza delle gare e le opzioni strategiche per i distributori attuali, saranno però determinate dal quadro regolatorio che è stato parzialmente chiarito negli ultimi tempi.

PARTONO (FORSE) LE GARE GAS

(continua)

Il quadro regolatorio

Il quadro regolatorio, che va a definire i ricavi a cui i gestori delle reti di distribuzione avranno diritto, è stato delineato in via definitiva nel luglio 2014 con la pubblicazione del Testo Unico della regolazione per il periodo 2014-2019⁸.

La decisione che più è destinata ad influenzare i risultati delle gare e, secondo molti osservatori, anche la partecipazione stessa ai procedimenti nonché la loro tempistica, è quella di definire una regolazione asimmetrica in merito al valore del capitale da riconoscere in tariffa: se il gestore entrante coincide con quello uscente infatti la valutazione delle immobilizzazioni di località (fondamentalmente il valore riconosciuto delle reti, remunerato ad un tasso di rendimento predefinito) sarà definita in base alla modalità storica adottata dall'Autorità di regolazione⁹, ossia in base al costo storico rivalutato (RAB), mentre in caso di avvicendamento e subentro di un nuovo gestore il valore delle immobilizzazioni sarà definito in base al valore industriale residuo (detto VIR) utilizzato come base d'asta per la gara e definito da una normativa che anche in questo caso solo di recente si è chiarita. Il VIR sarà anche il valore riconosciuto a tutti i gestori la termine del primo affidamento. La decisione, pur se lungamente annunciata, è stata ed è ampiamente contestata da molti operatori, ma ha ottenuto il benestare dell'Autorità per la Concorrenza¹⁰. La problematica nasce da lontano, ossia dal decreto Letta¹¹ che ha previsto proprio il riconoscimento del VIR a seguito dell'affidamento tramite gara, e dai criteri per la gestione delle gare¹² che prevedono che i partecipanti possano ottenere un punteggio massimo di 13 punti (su 28 disponibili per quanto riguarda i criteri economici) in caso propongano uno sconto in tariffa proprio rispetto alla differenza tra VIR e RAB. Il riconoscimento del VIR ai gestori riconfermati avrebbe dunque dato un rilevante vantaggio competitivo agli stessi, che avrebbero potuto offrire sconti più elevati dei competitori, forti di una maggiorazione tariffaria non rispondente ad un effettivo esborso finanziario. Tale riconoscimento avrebbe inoltre determinato un aggravio delle tariffe per i consumatori finali non effettivamente rispondente a maggiori costi sostenuti dal gestore. Le argomentazioni a favore della regolazione simmetrica si basano invece sul fatto che il VIR rappresenta comunque il valore intrinseco degli asset, ancorché non effettivamente pagato dagli operatori, e quindi il valore del capitale investito da riconoscere in quanto non impegnato in attività alternative. Inoltre con la regolazione asimmetrica sono proprio i gestori incumbent ad essere svantaggiati nelle aste, fino al paradosso che potrebbero trovare più strategico cambiare ambito piuttosto che riconfermare quelli già gestiti (o gestiti in larga misura) aumentando così il valore dell'azienda, a discapito dell'efficienza gestionale. Il processo di gara dovrebbe essere orientato a selezionare l'impresa più efficiente a beneficio dei consumatori finali più che a limitare i margini dei

gestori incumbent nella dinamica competitiva.

Per attenuare i confini del problema, una serie di modifiche nell'ultimo anno ha cercato di avvicinare i valori di VIR e RAB. Per quanto riguarda il VIR, il decreto legge c.d. "destinazione Italia",¹³ modificando il Letta, ha chiarito che il VIR deve essere valorizzato al netto dei contributi pubblici e privati. Tali contributi, infatti, venivano detratti in toto dalla RAB ma non dalla formulazione originaria del VIR: in altre parole i cespiti realizzati non a spese del gestore non vengono valorizzati, pur facendo parte del perimetro gestionale. Tale modifica ha portato a ridurre la stima della differenza mediamente attesa tra le due misure dal 25% al 10%.

Dal punto di vista della RAB invece, gli sforzi dell'Autorità si sono concentrati sulle misure che potessero consentire una graduale rivalutazione con il passaggio alla gestione per ambito - senza stravolgere il quadro regolatorio basato sul metodo del costo storico rivalutato. I contributi pubblici e privati saranno gradualmente soggetti a degrado ai fini del calcolo del RAB e degli ammortamenti riconosciuti (verrà detratta quindi solo la parte non già degradata con aumento della RAB), al contempo verranno allungate le vite utili (anche in questo caso a parità di valore dei cespiti si riduce la quota di ammortamento annuo e quindi aumenta l'immobilizzazione netta), mentre non saranno accettati valori della RAB inferiori del 75% rispetto alla valutazione parametrica dell'Autorità stessa. Si tratta di casi limite frutto di gestioni poco attente alla regolazione da parte dei gestori o in cui mancano dati per la ricostruzione del valore storico mai sostituito nel tempo da valorizzazioni alternative.

A seguito di queste modifiche il valore della RAB e del VIR dovrebbe dunque riavvicinarsi, riducendo i casi in cui lo scostamento supera il 10%. In questa eventualità l'Autorità ha comunque previsto un percorso di valutazione che può arrivare al ricalcolo del VIR effettuato dalle stazioni appaltanti. Questo ulteriore passaggio, effettuato a garanzia dei consumatori nonché dei partecipanti alla gara, potrebbe allungare i tempi, anche perché non sono chiari i confini entro cui le stazioni appaltanti sono tenute all'accettazione delle eventuali osservazioni dell'Autorità.

Detto questo è anche utile ricordare che ancora non esiste consenso sulle modalità di calcolo del VIR anche su altri aspetti: le Linee Guida pubblicate dal Ministero a maggio 2014 sono state immediatamente impugnate dagli operatori davanti al Tribunale amministrativo del Lazio.

Una serie di ricorsi e necessità di verifiche potrebbe quindi allungare ancora molto i tempi delle gare rispetto alla data di prima pubblicazione dei bandi, mente sempre più dubbi emergono sui risultati attesi: molti elementi infatti portano a far temere ai consumatori aumenti delle tariffe al posto dei previsti recuperi di efficienza.

PARTONO (FORSE) LE GARE GAS

(continua)

A quando i vantaggi per i consumatori?

La misure adottate per il riallineamento di VIR e RAB non necessariamente produrranno nell'immediato aumenti tariffari. L'effetto della riduzione della quota di ammortamento (nel caso di degrado dei cespiti realizzati con contributi o nel caso di allungamento delle vite utili) può essere superiore a quello dell'aumento del valore residuo, con effetto netto di riduzioni delle tariffe pagate dai consumatori. L'allineamento delle RAB depresse a valori minimi dovrebbe invece riguardare casi limite e di poca rilevanza. Esistono tuttavia altri elementi che potrebbero portare ad aumenti tariffari o comunque a ritardare di molto gli attesi effetti benefici delle aste. Su pressione degli operatori, che hanno in maniera univoca evidenziato all'Autorità timori circa i costi legati alle riorganizzazioni post-gara richiedendo il riconoscimento di costi emergenti o straordinari, il recupero di produttività richiesto sarà nullo per i primi due anni dei nuovi affidamenti (sarà 1,7% a regime per le gestioni maggiori). A questi aumenti andranno aggiunte ovviamente le differenze tra VIR e RAB, a cui l'Autorità darà una separata evidenza nelle tariffe: esisterà infatti una componente specifica tra i costi pagati dai consumatori a copertura della differenza. Tuttavia questa sarà calcolata come media per ambiti sovra regionali, rendendo difficile identificare i responsabili dei maggiori costi e allontanando i consumatori dal rapporto diretto con il gestore di ambito che si sarebbe potuto creare con una tariffa per ATEM. Senza citare che il quadro di incertezza regolatoria degli ultimi

anni non sembra certo il più favorevole alla promozione degli investimenti.

Esistono tuttavia anche elementi che contribuiranno a contenere le tariffe. Sono spariti infatti tutti gli incentivi ai nuovi investimenti, in primis le maggiorazioni del tasso di rendimento sul capitale investito (WACC) per i nuovi investimenti. Senza dimenticare la possibilità in fase di gara di offrire sconti tariffari, che saranno traslati sui consumatori, anche questi con una specifica componente che darà evidenza agli sconti per ambito sovra regionale.

Nonostante i tempi ed i numerosi interventi normativi e regolatori, l'insieme delle regole e degli adempimenti previsti rende ancora probabili ulteriori ritardi. Il settore della distribuzione rimane centrale nella filiera e dovrà affrontare numerose sfide nei prossimi anni (si pensi alla necessità di adeguare i misuratori alle nuove tecnologie di controllo da remoto), e molti sono gli investitori, anche nuovi entranti, interessanti al settore, che potrebbero portare efficienza, qualità e innovazione. Resta però il rischio che diverse opportunità di investimenti vadano perse: i gestori attuali si stanno probabilmente limitando in questa fase agli investimenti necessari a rimanere nei vincoli di qualità richiesta dalla regolazione, mentre esiste il rischio che nuovi investitori alla fine si scoraggino. Il vero costo per il consumatore potrebbe quindi vedersi nel più lungo periodo quando emergeranno gli effetti dei ritardi negli investimenti accumulati in questi anni di attesa.

¹ Legge 11 agosto 2014, n. 116, di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91.

² La lista ministeriale comprende 25 ATEM mantenendo divisi gli ATEM di Trento 2 e Trento 3 che sono però stati raggruppati per scelta della provincia autonoma di Trento in un ATEM unico insieme a Trento 1.

³ Unica eccezione è l'ATEM Reggio nell'Emilia che a causa del terremoto che ha colpito l'area a maggio 2012 ha ottenuto un allungamento con scadenza fissata a novembre 2015.

⁴ REF-E ha sviluppato e costantemente aggiorna un modello di stima della RAB per le singole concessioni oggi in essere che consente di fare alcune valutazioni sul valore degli ambiti messi a gara. Oltre al modello REF-E ha costruito un data base che riassume le caratteristiche anagrafiche sempre per singola concessione attuale.

⁵ Le valutazioni riportate in questo paragrafo sono effettuate in base alla stima della RAB, e non tengono conto delle differenze con i valore industriale residuo, che sarà la base d'asta delle gare, di cui si dirà nel prossimo paragrafo.

⁶ Il calcolo è basato sulla mediana in quanto in un caso il differenziale fra RAB ceduta e RAB acquisita è fortemente positivo rendendo la media una misura non rappresentativa del campione.

⁷ Peraltro 20 di questi non hanno neanche posizioni di minoranza in nessun altro ATEM essendo operatori di matrice puramente locale/comunale.

⁸ Allegato alla delibera 367/2014/R/gas.

⁹ Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il sistema idrico.

¹⁰ Segnalazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato AS1137, *Proposte di riforma concorrenziale ai fini della Legge annuale per il mercato e la concorrenza del 2 luglio 2014*.

¹¹ Dlgs 164/2000

¹² Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226, allegato "disciplinare di gara tipo".

¹³ Legge 21.02.2014 n° 9 di conversione, con modificazioni, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 07 agosto 2014 424/2014/R/eel | “Proroga della validità della suddivisione della rete rilevante in zone in vigore per il triennio 2012-2014 all’anno 2015” | pubblicato l’11 agosto 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/424-14.htm>**

Con riferimento alla regolazione disciplinante la suddivisione della rete del mercato elettrico italiano, l’AEEGSI, come noto con deliberazione 265/2014/R/eel del 6 giugno 2014, aveva posticipato al 30 settembre 2014 la data prevista per l’invio, da parte di Terna alla medesima Autorità, della proposta di suddivisione della rete rilevante in zone per il triennio 2015-2017.

A fronte di tale previsione il GME, al fine di conseguire l’obiettivo di estendere il market coupling a tutti i paesi confinanti sulla frontiera settentrionale entro i primi mesi del 2015, aveva tuttavia manifestato al Regolatore la necessità di definire ed approvare la nuova configurazione zonale per il 2015 entro l’inizio del mese di settembre 2014, segnalando che qualsivoglia ritardo in tal senso avrebbe pregiudicato il corretto funzionamento della gestione del market coupling basata sul nuovo algoritmo europeo di selezione delle offerte (Euphemia), sviluppato nell’ambito del progetto Price Coupling of Region (PCR).

Ciò in considerazione del fatto che l’introduzione di nuove funzionalità, ovvero, di modifiche di funzionalità esistenti nei mercati spot europei - quali, per l’appunto, a titolo meramente esemplificativo, la modifica della configurazione zonale - prescrive lo svolgimento di specifiche procedure standard di collaudo e di implementazione da eseguirsi entro tempi prestabiliti, variabili da tre a sei mesi. Dette tempistiche risultano finalizzate a consentire l’effettuazione di tutte le prove ed i test previsti per assicurare il mantenimento dei livelli di performance di Euphemia.

Pertanto, stanti le notevoli incertezze relativamente agli elementi sui quali saranno costruiti i futuri scenari alla base della definizione della nuova configurazione zonale italiana, oltre che l’opportunità di testare le nuove potenzialità di Euphemia per la gestione di configurazioni zonali più aderenti ai limiti fisici della rete, l’Autorità ha rappresentato l’esigenza di rivalutare, con estrema attenzione e secondo specifici approfondimenti, i criteri e le ipotesi finora utilizzati per la suddivisione della rete rilevante in zone.

Atteso che tali approfondimenti, secondo le valutazioni espresse dal Regolatore, richiedono tempi di svolgimento incompatibili con quelli previsti per l’avvio del coupling sulla frontiera settentrionale, l’AEEGSI, con il provvedimento de quo, ha ritenuto opportuno prorogare per l’anno 2015 la configurazione zonale attualmente vigente, assicurando in tal modo agli operatori l’applicazione, sia pur transitoria, di una regolazione certa e già sperimentata.

Allo stesso modo, il Regolatore ha deliberato di differire ulteriormente - a data da fissarsi con successivo provvedimento - il termine temporale di cui al punto 3 della citata deliberazione 265/2014/R/eel, in esito ai dovuti approfondimenti, i quali, in ogni caso, dovranno comunque tener conto dell’esigenza di assicurare la definizione di una nuova configurazione zonale valevole per tutto il triennio 2016-2018.

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A. | “DCO n. 6/2014: proposte di modifica delle regole del mercato dei titoli di efficienza energetica” | pubblicato il 02 ottobre 2014 | <https://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=185>**

Con il DCO in oggetto, il GME sottopone alla valutazione degli operatori, ai sensi dell’articolo 3, comma 3.7 delle Regole MTEE, la proposta di introdurre talune modifiche alle attuali regole di funzionamento del MTEE, volte rispettivamente ad:

i) inserire, nell’ambito dei criteri di abbinamento, la facoltà per gli operatori di indicare al GME le “controparti non accettabili”, ovvero le controparti rispetto alle quali, durante lo svolgimento delle sessioni di mercato, gli stessi non intendono risultare parte negoziale;

ii) introdurre un nuovo sistema di garanzia che, in luogo dell’attuale meccanismo basato sul deposito in conto prezzo, preveda la totale copertura finanziaria degli impegni assunti dagli operatori nella formulazione delle loro proposte di acquisto, ciò anche al fine di contenere i tempi per il completamento di tutte le operazioni di mercato e favorire, per quanto possibile, il corretto perfezionamento delle attività post-mercato che conseguono alla chiusura delle transazioni sullo stesso.

Con l’occasione inoltre il GME, sottopone agli operatori, anche la proposta di aggiornare talune altre disposizioni delle Regole MTEE, riguardanti i requisiti di ammissione e le misure disciplinari in ipotesi di violazione delle Regole medesime. I soggetti interessati dovranno far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative descritte nel documento, oltre che, in particolare, sugli spunti di consultazione S.1 e S.2, al GME - Legale e Regolazione, entro e non oltre il 16 ottobre 2014 termine di chiusura della presente consultazione secondo una delle seguenti modalità:

e-mail: info@mercatoelettrico.org

fax: 06.8012-4524

posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 – Roma

I soggetti che intendono salvaguardare la riservatezza o la segretezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata sono tenuti a indicare quali parti della propria documentazione sono da considerare riservate.

Novità normative di settore (continua)

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG-SI** | "Trasmissione dati per la successiva determinazione degli obiettivi di risparmio energetico 2015 nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica (TEE)" | pubblicato il 23 settembre 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/14/140922.htm>

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), con il comunicato in oggetto l'AEEG ha dato avvio, ai sensi della deliberazione 391/2013/R/efr del 19 settembre 2013, alla raccolta dei dati funzionali alla ripartizione, tra i soggetti obbligati, degli obiettivi nazionali annuali di riferimento.

Si richiama brevemente che, secondo quanto disposto dal Decreto Ministeriale 28 dicembre 2012 recante "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":

i. risultano soggetti agli obblighi, i distributori di energia elettrica e di gas naturale che alla data del 31 dicembre di due anni antecedenti a ciascun anno d'obbligo avevano connessi alla propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali;

ii. la quota annuale degli obiettivi assegnata a ciascuna impresa di distribuzione di energia elettrica o gas naturale soggetta agli obblighi, è determinata dal rapporto tra l'energia elettrica o il gas naturale distribuito dal medesimo distributore ai propri clienti finali - e da esso autocertificata - e l'energia elettrica o il gas naturale complessivamente distribuito sul territorio nazionale dalla totalità dei soggetti obbligati; quota che, sulla base dei dati comunicati dai singoli distributori, viene determinata annualmente dall'AEEG.

Nello specifico, con il comunicato de quo il Regolatore ha fissato al 31 ottobre p.v. il termine ultimo entro il quale ogni distributore obbligato è tenuto a comunicare i dati richiesti. Pertanto gli esercenti l'attività di distribuzione che alla data del 31 dicembre 2012 avevano connessi alla propria rete almeno 50.000 clienti finali sono tenuti a trasmettere:

- numero di clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2013,
- quantità di energia elettrica e di gas naturale distribuita nell'anno 2013.

Nel rispetto di quanto indicato, la trasmissione dovrà avvenire a cura del legale rappresentante della società, esclusivamente attraverso il sistema informatico di comunicazione on-line introdotto con deliberazione AEEG-SI del 23 giugno 2008, GOP 35/08, compilando l'apposito modulo "Comunicazione dei dati per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico - settore energia elettrica / gas naturale".

L'AEEG-SI comunica infine che l'obbligo di trasmissione si considera assolto unicamente mediante l'invio definitivo dei dati per via telematica. L'invio definitivo inibisce la possibilità di effettuare successive modifiche ai dati inviati, la cui ricezione viene confermata dal sistema dell'AEEGSI con un messaggio

di posta elettronica al rappresentante legale della società distributrice.

GAS

■ **Deliberazione 7 agosto 2014 422/2014/R/GAS** | "Approvazione di una proposta di aggiornamento del codice di rete predisposto dalla società Snam Rete Gas S.p.A. e disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico" | pubblicato l'8 agosto 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/422-14.htm>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI, nell'approvare, le proposte di modifica al codice di rete predisposte da SRG - relativamente alla messa a disposizione da parte dello stesso nei confronti degli utenti del trasporto di un applicativo informatico per la gestione delle richieste di apertura e chiusura dei punti di riconsegna - ha altresì adottato disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico.

In particolare, facendo seguito a quanto proposto con il documento di consultazione 44/2014/R/GAS in relazione alla pubblicazione dei limiti e della modalità di determinazione di alcune risorse flessibili da rendere disponibili nell'ambito della sessione locational della PB-GAS, l'AEEGSI ha disposto che:

- il responsabile del bilanciamento pubblici sul proprio sito internet i criteri ed i vincoli adottati per la determinazione delle prestazioni di stoccaggio nella propria disponibilità (capacità di stoccaggio non utilizzata da Snam Rete Gas presso Stogit) e della risorsa linepack di cui alla deliberazione dell'AEEGSI 446/2013/R/GAS nonché il volume massimo disponibile con riferimento a ciascuna risorsa;
- Stogit, in aggiunta a quanto già pubblicato ai sensi della deliberazione 85/2013/R/GAS, pubblici i criteri per la determinazione delle prestazioni aggiuntive di stoccaggio di cui alla deliberazione 353/2013/R/GAS e delle prestazioni di erogazione da stoccaggio aggiuntive rispetto ai limiti contrattualmente definiti di cui alla deliberazione 552/2013/R/GAS, prevedendo, in relazione a quest'ultima risorsa, un periodo di reintegro dei quantitativi di gas (mediante l'accettazione, nell'ambito della sessione locational della PB-GAS, di offerte presentate da parte degli operatori con consegna al PSV anche nei giorni successivi al giorno di gas di riferimento) pari al minore tra un numero di giorni pari a 10 ed il termine oltre il quale, in assenza di reintegro, non potrebbe essere garantita la sicurezza del sistema. In aggiunta, l'AEEGSI ha altresì disposto che Snam Rete Gas proceda ad aggiornare il codice di rete prevedendo l'arrotondamento delle funzioni di costo delle risorse flessibili linepack, prestazioni di erogazione da stoccaggio aggiuntive e capacità di stoccaggio non utilizzata da Snam Rete Gas alla seconda cifra decimale al fine di uniformare il criterio di arrotondamento adottato nel codice di rete a quello previsto nelle regole di funzionamento della PB-GAS.

Novità normative di settore (continua)

■ **Deliberazione 7 agosto 2014 423/2014/R/GAS** | “Approvazione di proposte di aggiornamento dei codici di stoccaggio predisposte dalle società Edison Stoccaggio S.p.A. e Stogit S.p.A. e disposizioni in materia di costituzione di garanzia reale sul gas in stoccaggio a favore di terzi” | pubblicato l’8 agosto 2014 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/14/423-14.htm>

Con la deliberazione in oggetto l’AEEGSI, nell’approvare le proposte di aggiornamento dei codici di stoccaggio predisposte dalle società Edison Stoccaggio e Stogit - funzionali anche al recepimento delle disposizioni di cui alla deliberazione dell’AEEGSI 85/2014/R/GAS in materia di conferimento delle capacità di stoccaggio per l’anno termico 2014-2015 - ha fornito indicazioni alle predette società ed al responsabile del bilanciamento relativamente alla possibilità che gli utenti del trasporto/stoccaggio possano costituire un diritto reale sul gas in stoccaggio a garanzia delle proprie obbligazioni nei confronti di terzi, secondo quanto prospettato dallo stesso Regolatore nel DCO 44/2014/R/GAS.

A tal riguardo si rammenta che l’AEEGSI, al fine di favorire l’economicità dei sistemi di garanzie adottati sui mercati dell’energia e conseguentemente la liquidità degli stessi, nell’ambito del citato DCO, aveva formulato proposte di integrazione della normativa vigente, ipotizzando, tra l’altro, la possibilità che l’utente dello stoccaggio possa costituire sul proprio gas in giacenza un pegno anche in favore di soggetti diversi dal responsabile del bilanciamento quali, ad esempio, gli istituti di credito.

Sulla base di quanto proposto nel predetto DCO, l’AEEGSI, nella deliberazione in oggetto, ha evidenziato l’opportunità che la richiamata proposta di modifica contempli anche una previsione volta a consentire al soggetto terzo che escute la garanzia di subentrare nella capacità di erogazione e di trasporto nella titolarità dell’utente debitore, affinché lo stesso possa soddisfare il proprio credito mediante la vendita al PSV. L’AEEGSI ha pertanto richiesto che le imprese di stoccaggio e l’impresa maggiore di trasporto predispongano, in modo di coordinato, una proposta di adeguamento dei rispettivi codici di stoccaggio e trasporto al fine di consentire la costituzione di un diritto reale sulla giacenza di gas in stoccaggio secondo la fattispecie del pegno irregolare, come riportato nelle motivazioni della deliberazione in oggetto. Tali proposte dovranno essere trasmesse all’AEEGSI, rispettivamente, da Stogit, Edison e Snam Rete Gas per la relativa approvazione, previo svolgimento di un congruo periodo di consultazione da effettuarsi entro e non oltre il 15 ottobre 2014.

■ **Documento di consultazione del GME 05/2014** | “Gestione integrata delle garanzie nell’ambito dei mercati energetici (ME e MGAS) e della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE)” | pubblicato il 10 settembre 2014 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=183>

Con il documento di consultazione in oggetto, il GME ha formulato proposte in ordine all’introduzione di un meccanismo di gestione integrata delle garanzie nell’ambito dei mercati energetici (ME e MGAS) e della Piattaforma dei conti energia a termine (PCE), allo scopo di conseguire un possibile contenimento dei costi sostenuti dagli operatori per la partecipazione ai mercati stessi, favorendo al contempo anche un incremento della liquidità.

L’introduzione nell’ambito dei suddetti mercati di una gestione integrata delle garanzie comporterebbe, tra l’altro:

- la definizione da parte del GME, in capo al medesimo operatore, di un’unica esposizione debitoria/creditoria derivante dal complesso delle transazioni che lo stesso effettua/registra sui diversi mercati/piattaforme;

- la possibilità che l’operatore presenti a copertura delle proprie obbligazioni nei confronti del GME, un’unica garanzia finanziaria sia nella modalità del deposito in contanti che della fideiussione senza dover indicare la ripartizione dell’ammontare garantito tra i diversi mercati/piattaforme.

I soggetti interessati dovranno far pervenire, per iscritto, le proprie osservazioni al GME - Legale e Regolazione, entro e non oltre l’8 ottobre 2014, termine di chiusura della presente consultazione con una delle seguenti modalità:

- e-mail: info@mercatoelettrico.org

- fax: 06.8012-4524

- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A.

Largo Giuseppe Tartini, 3/4

00198 – Roma

Agenda GME

■ 15-16 ottobre

Gas Regulatory Forum

Madrid, Spagna

Organizzatore: Commissione Europea

www.ec.europa.eu

■ 26-28 ottobre

APEX

Cracovia, Polonia

Organizzatore: Apex

www.apex2014poland.com

■ 5-6 novembre

EMART Energy 2014

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Synergy Events

<http://www.emart-energy.com/>

■ 26 novembre

Il sistema elettrico nazionale, fra il mercato e gli obiettivi di decarbonizzazione

Roma, Italia

Organizzatore: AEIT

www.rse-web.it

Gli appuntamenti

14-16 ottobre

3rd European Nuclear Power Briefing 2014

Varsavia, Polonia

Organizzatore: Strategic Communications

www.stratcoms.com/warsawbriefing2014

15 ottobre

Il ruolo degli attori pubblici nel mercato elettrico a 15 anni dal decreto di liberalizzazione

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Italiano Ricerca

www.iir.it

15 ottobre

PoeE[R] 2030. A European grid for ¾ renewable electricity in 2030

Roma, Italia

Organizzatore: Greenpeace- Terna

www.greenpeace.it

16-19 ottobre

2nd International Congress on Energy Efficiency and Energy Related Materials

Oludeniz-Fethiye, Turchia

Organizzatore: Enefm

www.enefm2014.org

22 ottobre

MARTA (Meet the most Advanced and Revolutionary Technologies Available)

Milano, Italia

Organizzatore: Axpo Italia e Centro Studi Safe

www.marta2027.com

22-23 ottobre

Billing & CRM forum 2014 – empowerment del cliente nel settore energy & idrico

Milano, Italia

Organizzatore: IIR – Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir.com

23 ottobre

La seconda vita degli investimenti fotovoltaici

Milano, Italia

Organizzatore: Rendays

www.rendays.com

24-25 ottobre

L'Italia che vogliamo

Firenze, Italia

Organizzatore: Andaf

www.andaf.com

28 ottobre

Roma, Italia

Sostenibilità energetica: equilibrio dinamico tra contesti economici, ambientali e sociali

Organizzatore: Orizzontenergia

www.orizzontenergia.com

28-31 ottobre

Sustainable Energy Policy and strategies for Europe

Roma, Italia

Organizzatore: AIEE – Associazione Italiana Economisti dell'Energia

www.aiee.it

30 ottobre
Power.it 2014 – Advanced Analytics for the Energy market –
Milano, Italia
Organizzatore: AIGET
www.aiget.com

6 novembre
ECOMONDO – KEYENERGY
Rimini, Italia
Organizzatore: Fire
www.keyenergy.it

26 novembre
Convegno AEE
Verona, Italia
Organizzatore: Ecomondo
www.ecomondo.com

10-11 dicembre
VII Conferenza Europea sull'Energia
Roma, Italia
Organizzatore: SETIS – Unione Europea
www.setplan2014.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.