

APPROFONDIMENTI

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO

Mario Cirillo - REF-E

La riforma delle tariffe domestiche dell'energia elettrica rappresenta un passaggio importante in un sistema energetico per cui si prevede una profonda trasformazione, dominato da tecnologie di generazione distribuita, ad elevata efficienza, alimentate da fonti rinnovabili e che integrano la produzione di elettricità e calore. Gli impatti positivi della riforma sull'impiego di tecnologie efficienti quali pompe di calore e cucine elettriche sono rilevanti. Tuttavia, non sono trascurabili gli effetti, questa volta negativi, sugli investimenti in impianti di generazione rinnovabile di scala domestica, sia che questi siano abbinati alle suddette tecnologie efficienti, sia che siano realizzati in contesti abitativi in cui è impiegato il gas naturale.

Il nodo della progressività e gli obiettivi di efficienza energetica

Buona parte del dibattito sulla riforma delle tariffe domestiche dell'energia elettrica si è giustamente concentrata sulle ricadute della redistribuzione dei costi di rete e degli oneri generali sulle famiglie con bassi livelli di consumo.

Da un lato si è fatto notare come la struttura demografica sia cambiata negli ultimi decenni, e come il vecchio sistema di tariffe progressive non necessariamente producesse benefici per gli utenti indigenti, o meglio che la platea di clienti sussidiati non comprendesse unicamente quelli in condizioni di disagio economico o povertà energetica.

Dall'altro, è evidente come quest'ultima categoria di clienti sia necessariamente toccata dalla riforma, per cui la nuova

regolazione è stata approvata congiuntamente alla decisione di neutralizzare gli effetti negativi sugli utenti in disagio economico attraverso una revisione del bonus elettrico.

Tuttavia, è opportuno richiamare il fatto che la riforma è deliberata in attuazione del DLgs 102/2014 che attua l'ultima Direttiva UE sulla promozione dell'efficienza energetica, e che impone la rimozione di eventuali ostacoli tariffari alle tecnologie efficienti di produzione e consumo dell'energia. Tecnologie come le pompe di calore, le cucine elettriche a induzione o i veicoli elettrici rappresentano alcuni dei "pilastri" di un nuovo modello di sistema energetico a bassa intensità di carbonio, assieme alle tecnologie di generazione elettrica distribuita, gestite prevalentemente proprio dai consumatori finali, e che oggi sono sostenute prevalentemente da agevolazioni tariffarie. In effetti, le une e le altre tecnologie sono complementari nel disegno del futuro sistema energetico. Attraverso l'elaborazione e analisi di una serie di casi-tipo, ci si chiede, perciò, quali siano gli impatti della riforma appena approvata sulle une e sulle altre.

I contenuti della riforma

La riforma redistribuisce secondo criteri di cost-reflectivity gli oneri di rete e gli oneri generali del sistema elettrico, che attualmente pesano complessivamente per il 24% della bolletta di un utente domestico medio (servito in regime di Maggiore Tutela), con consumi di 2700 kWh/anno¹ e più del 55% della bolletta di un utente (servito in regime di Maggiore Tutela) con consumi di circa 7500 kWh/anno².

► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ ANNO 2015

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

APPROFONDIMENTI

La riforma tariffaria e il futuro modello di produzione e consumo
 Di Mario Cirillo - REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 35

APPUNTAMENTI

pagina 43

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Nel 2015, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima tornano a crescere (+1,8%) ponendo fine alla lunga fase calante iniziata nel 2011. Ripartono, dal minimo storico del 2014, anche le vendite delle unità di produzione nazionali (+0,6%), e soprattutto quelle nel meridione (+14,0%), nonostante la forte crescita delle importazioni (+7,9%) ai massimi degli ultimi dieci anni. Si arresta, invece, la fase espansiva delle vendite degli impianti da fonti rinnovabili (-11,4%) che rilanciano quelle degli impianti a gas (+20,4%). La liquidità del mercato, sostenuta prevalentemente dagli operatori non istituzionali, guadagna quasi 2 punti percentuali sull'anno precedente e si attesta a

67,8%. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), dopo le flessioni in doppia cifra registrate nei due anni precedenti, si stabilizza a 52,31 €/MWh, pochi centesimi sopra il minimo storico del 2014. I prezzi di vendita zonali confermano, ormai da una triennio, una sostanziale convergenza sempre con l'eccezione della *Sicilia* che però riduce sensibilmente lo spread con le altre zone. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, il prodotto più scambiato, l'*Annuale 2016 baseload*, chiude il periodo di trading a 46,33 €/MWh. Nella Piattaforma conti energia a termine, dove le transazioni registrate per la prima volta dall'avvio del 2007 segnano un lieve flessione, il turnover raggiunge un record storico a quota 2,07.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto dell'energia nella borsa elettrica (PUN), con un leggero rialzo (+0,23 €/MWh; +0,4%) rispetto al minimo storico del 2014, si porta a 52,31 €/MWh arrestando il deciso trend ribassista registrato nel biennio precedente (Tabella 1, Grafico 1). Anche l'analisi per gruppi di ore rivela contenute variazioni rispetto al 2014: nelle *ore di picco*, con un ribasso di 0,24 €/MWh (-0,4%), il prezzo di acquisto scende sui livelli più bassi di sempre a quota 59,28 €/MWh, mentre nelle ore fuori picco segna un rialzo di 0,40 €/MWh portandosi a

48,58 €/MWh (+0,8%). Il rapporto prezzo *picco/baseload*, pari a 1,13, resta pertanto quasi perfettamente allineato ai livelli più bassi di sempre dei quattro anni precedenti. Il prezzo orario massimo, pari a 144,57 €/MWh, si registra alle ore 10 di giovedì 23 luglio, e risulta il minimo storico tra i massimi annuali; il prezzo orario più basso, pari a 5,62 €/MWh, si registra alle ore 15 di domenica 10 maggio. In flessione anche la volatilità del prezzo di acquisto, con il coefficiente di variazione (CV=0,25) in calo di 5 punti percentuali rispetto al triennio 2012-2014.

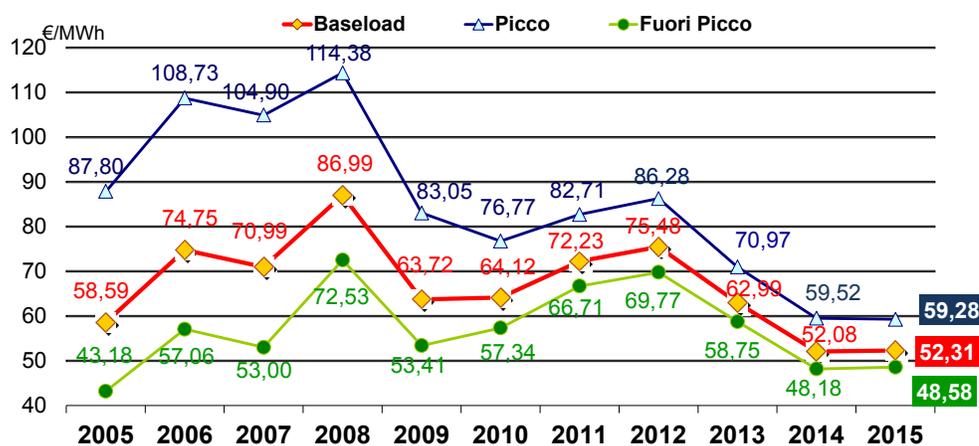
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Var vs 2014		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var vs 2014	MWh	Var vs 2014		
Baseload	52,31	52,08	0,23	0,4%	22.214	4,7%	32.778	1,8%	67,8%	65,9%
<i>Picco</i>	59,28	59,52	-0,24	-0,4%	27.321	5,4%	39.658	1,7%	68,9%	66,5%
<i>Fuori picco</i>	48,58	48,18	0,40	0,8%	19.491	3,9%	29.104	1,6%	67,0%	65,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



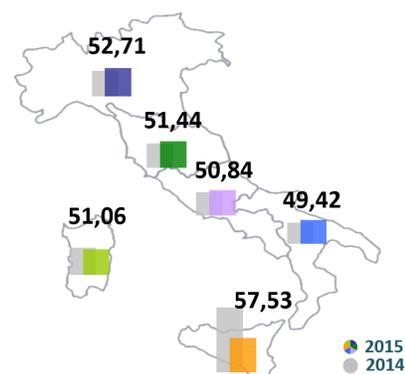
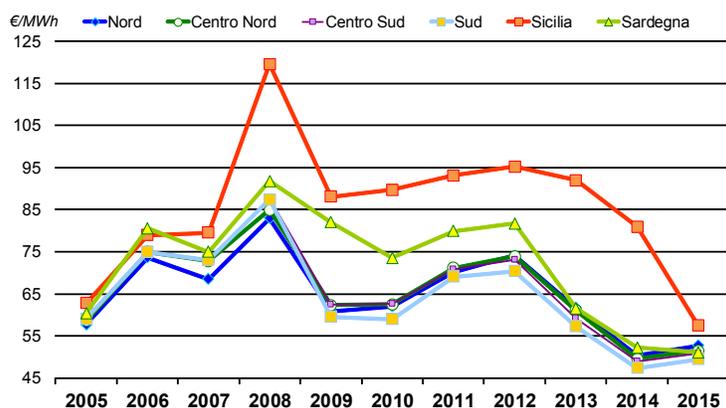
(continua)

I prezzi di vendita segnano rialzi attorno ai 2 €/MWh (+4% circa) nelle zone continentali, mentre si riducono nelle zone insulari. In *Sardegna*, con una flessione di 1,33 €/MWh (-2,2%), il prezzo di vendita scende al suo minimo storico, pari a 51,06 €/MWh, consolidando definitivamente la convergenza con le quotazioni peninsulari oscillate tra i 52,71 €/MWh del *Nord* e il 49,42 €/MWh del *Sud* che ormai dal 2009 si conferma la zona più virtuosa. Più intensa appare, invece, la flessione del prezzo in *Sicilia* dove, in

virtù dell'entrata in vigore, ad inizio anno, della delibera 521/2014/R/Eel dell'AEEGSI che stabilisce di fatto un regime amministrato per gli impianti rilevanti dell'isola sino alla messa in servizio del cavo Sorgente Rizziconi, il prezzo registra il record storico a 57,53 €/MWh riducendo drasticamente il differenziale con le zone meridionali dagli oltre 30 €/MWh del biennio 2013-2014 a poco più di 8 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



Gli scambi di energia elettrica nel *Mercato del Giorno Prima*, in costante flessione nei precedenti quattro anni, nel 2015 registrano un aumento dell'1,8% portandosi a 287,1 milioni di MWh. Più decisa la ripresa dell'energia scambiata nella borsa elettrica, supportata soprattutto dagli operatori non istituzionali nazionali ed esteri, che sale a 194,6 milioni di

MWh (+4,7%), livello più alto nell'ultimo quinquennio, dopo il picco del 2013. Piuttosto depressi ed in calo, gli scambi *over the counter* registrati sulla PCE e nominati su MGP, scesi a 92,5 milioni di MWh (-3,7%). Pertanto la liquidità del mercato guadagna 1,9 punti percentuali e sale a 67,8% (Tabelle 2-3, Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	194.594.970	4,7%	67,8%
Operatori	111.911.912	9,3%	39,0%
GSE	39.883.327	-16,0%	13,9%
Zone estere	42.799.732	19,0%	14,9%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
Contratti bilaterali	92.537.111	-3,7%	32,2%
Zone estere	7.863.169	-28,2%	2,7%
Zone nazionali	84.673.942	-0,6%	29,5%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	287.132.081	1,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	213.095.802	-7,2%	
OFFERTA TOTALE	500.227.883	-2,2%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

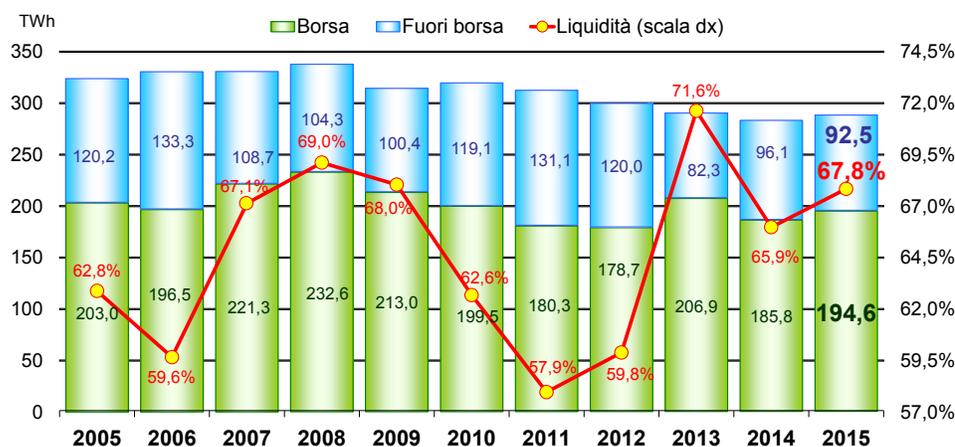
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	194.594.970	4,7%	67,8%
Acquirente Unico	31.561.676	24,3%	11,0%
Altri operatori	107.555.167	18,8%	37,5%
Pompaggi	108.198	503,8%	0,0%
Zone estere	4.307.444	24,2%	1,5%
Saldo programmi PCE	51.062.485	-23,2%	17,8%
Contratti bilaterali	92.537.111	-3,7%	32,2%
Zone estere	89.410	213,7%	0,0%
Zone nazionali AU	29.091.960	-23,3%	10,1%
Zone nazionali altri operatori	114.418.226	-8,2%	39,8%
Saldo programmi PCE	-51.062.485	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	287.132.081	1,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	18.156.798	-49,9%	
DOMANDA TOTALE	305.288.879	-4,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, volumi e liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 282,7 milioni di MWh, aumentano dell'1,5% rispetto al minimo storico dell'anno precedente; a livello territoriale, la crescita interessa le zone centrali del continente ed il meridione; stabile il Nord (-0,4%), in calo le isole (*Sardegna*: -13,1%; *Sicilia*: -22,3%). In crescita gli acquisti sulle zone estere (esportazioni) ai massimi degli ultimi sette anni con 4,4 milioni di MWh (+25,7%) (Tabella 4).

In ripresa dal minimo storico di un anno fa, anche le vendite delle unità di produzione nazionali di energia elettrica che salgono a 236,5 milioni di MWh (+0,6%); la crescita è trainata solo dal *Sud* (+14,0%), stabili o in calo le vendite in tutte nelle altre zone, in evidenza il Nord (-3,2%). Ai massimi dell'ultimo decennio, invece, le vendite sulle zone estere (importazioni), che con un aumento del 7,9% si attestano a 50,7 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var	Totale	Media Oraria	Var
Nord	229.888.850	26.243	-2,2%	109.647.074	12.517	-3,2%	155.846.348	17.791	-0,4%
Centro Nord	30.050.164	3.430	-16,7%	17.896.150	2.043	-2,7%	28.115.971	3.210	+8,7%
Centro Sud	57.748.223	6.592	-10,7%	28.891.509	3.298	-0,1%	44.983.691	5.135	+10,7%
Sud	77.913.103	8.894	+1,7%	54.449.110	6.216	+14,0%	29.236.711	3.338	+12,6%
Sicilia	34.127.897	3.896	+2,2%	15.780.874	1.801	-6,5%	15.684.310	1.790	-13,1%
Sardegna	17.939.510	2.048	+12,5%	9.804.463	1.119	-0,3%	8.868.197	1.012	-22,3%
Totale nazionale	447.667.747	51.104	-3,0%	236.469.180	26.994	+0,6%	282.735.228	32.276	+1,5%
Estero	52.560.136	6.000	+5,1%	50.662.901	5.783	+7,9%	4.396.854	502	+25,7%
Sistema Italia	500.227.883	57.104	-2,2%	287.132.081	32.778	+1,8%	287.132.081	32.778	+1,8%

Nel 2015 le vendite da impianti a fonte rinnovabile, in costante crescita dal 2010, segnano una decisa inversione di tendenza e scendono a 89,4 TWh (erano 100,9 TWh nel 2014 e 91,4 TWh nel 2013). La flessione riguarda tutte le fonti rinnovabili eccetto la geotermica (+5,1%). Segnano, per contro, una decisa ripresa le vendite da impianti a fonte tradizionale trainate in particolare dagli impianti a gas

che, dopo aver raggiunto il loro minimo storico nel 2014, mettono a segno un incremento annuo del 20,4%. Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 37,8% (42,9% nel 2014) a vantaggio di quella degli impianti termoelettrici tradizionali, con la quota del gas che sale al 38,4% (+6,3 punti percentuali) (Grafico 4 e 5).

(continua)

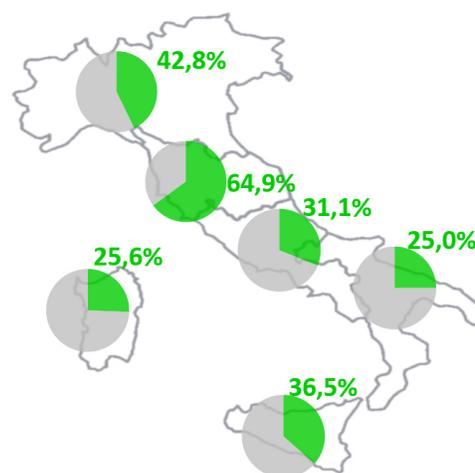
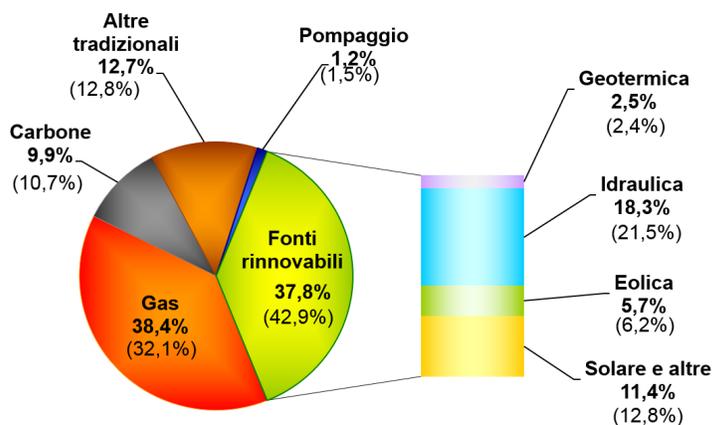
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	6.899	+12,5%	715	+0,4%	2.218	+4,0%	4.661	+24,7%	1.144	-15,5%	832	-0,5%	16.469	+10,5%
Gas	4.829	+18,4%	616	+1,3%	655	+66,4%	2.713	+51,7%	1.054	-15,9%	510	+2,4%	10.377	+20,4%
Carbone	1.019	+3,7%	2	-92,6%	1.369	-10,1%	-	-	-	-	280	-13,6%	2.670	-6,6%
Altre	1.051	-1,8%	97	+29,6%	195	-10,3%	1.948	-0,1%	90	-10,8%	42	+208,8%	3.422	-0,1%
Fonti rinnovabili	5.357	-16,8%	1.327	-4,3%	1.024	-8,5%	1.555	-9,4%	658	+15,2%	287	+0,9%	10.208	-11,4%
Idraulica	3.649	-19,6%	327	-15,1%	433	-6,9%	335	+22,1%	145	+131,9%	40	-2,1%	4.928	-14,5%
Geotermica	-	-	667	+5,1%	-	-	0	-100,0%	-	-	-	-	667	+5,1%
Eolica	10	+46,2%	14	-2,7%	252	-11,6%	735	-15,6%	360	+7,3%	157	-0,6%	1.527	-8,5%
Solare e altre	1.699	-10,4%	318	-9,6%	340	-8,0%	486	-15,1%	153	-11,7%	90	+5,2%	3.086	-10,5%
Pompaggio	261	-26,2%	1	+3,4%	55	+10,0%	-	-	0	-98,4%	1	-75,1%	318	-22,1%
Totale	12.517	-3,2%	2.043	-2,7%	3.298	-0,1%	6.216	+14,0%	1.801	-6,5%	1.119	-0,3%	26.994	+0,6%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi sono indicati i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MARKET COUPLING

Nel mese di febbraio 2015 è stato avviato con successo il market coupling sulle frontiere italiane. Le frontiere italo-austriaca, italo-francese e italo-slovena sono state accoppiate con il Multi-Regional Coupling (MRC), collegandosi alla maggior parte dei mercati elettrici dell'UE, dalla Finlandia al Portogallo e alla Slovenia.

Nell'anno il market coupling ha allocato sulla frontiera settentrionale, mediamente ogni ora, una capacità di 2.448 MWh, di cui 1.812 MWh sul confine francese (74,0% del totale), 189 MWh su quello austriaco e 446 MWh su

quello sloveno, con un flusso di energia in import per oltre il 93% delle ore (Tabella 6). La capacità disponibile in import (NTC) aumenta su tutte le frontiere (+5,6% su quella slovena, +19,0% sulle altre due). Sulle frontiere francese e austriaca è stato allocato, attraverso il market coupling, rispettivamente il 62,0% e il 61,8% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita il 30,4% ed il 34,7%. Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per l'81,4% tramite market coupling (86,5% nel 2014) e solo per il 2,6% tramite asta esplicita (Grafico 7).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

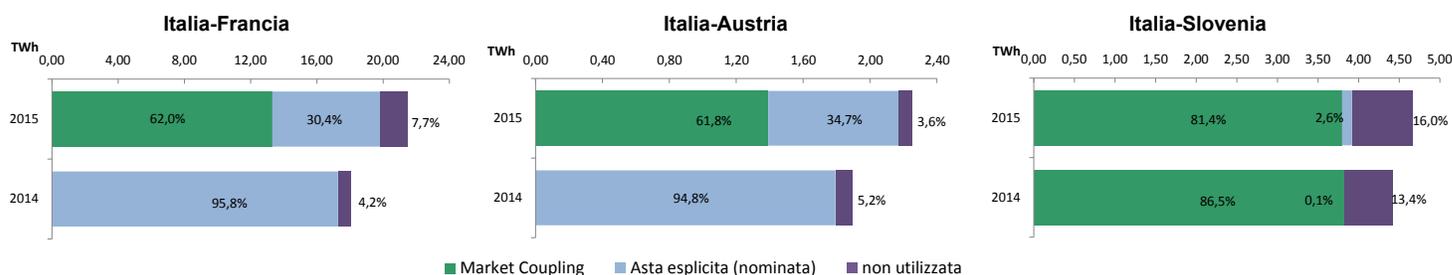
Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
Italia-Francia	1.980	1.836	93,2%	83,9%	1.417	659	1,9%	0,4%
Italia-Austria	190	189	94,4%	99,1%	156	108	0,5%	0,4%
Italia-Slovenia	521 (507)	461 (464)	93,9% (93,9%)	64,4% (73,7%)	660 (634)	192 (230)	5,5% (5,6%)	0,3% (0,4%)

Tra parentesi il valore dell'anno precedente

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import per frontiera

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel mese di febbraio 2015, si sono avviate le modifiche al mercato infragiornaliero con le quali:

- i periodi rilevanti contrattabili sul MI3 sono estesi all'intervallo 9-24, ampliando il vecchio range 12-24;
- i periodi rilevanti contrattabili sul MI4 sono conseguentemente estesi all'intervallo 12-24, ampliando il vecchio range 17-24;
- si introduce il MI5, sul quale risultano contrattabili i periodi rilevanti 17-24.

Nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) i

prezzi di acquisto sono oscillati tra 51,15 €/MWh di MI2 e 58,24 €/MWh di MI5. Le sessioni MI1 e MI2, le uniche per cui è possibile il confronto su base annua, mostrano modeste variazioni sul 2014 e livelli più bassi rispetto al prezzo di acquisto di MGP (PUN) (Tabella 7 e Grafico 8). I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, dopo le flessioni del biennio 2013-2014, tornano a crescere (+9,3%) e salgono a 24,9 milioni di MWh, livello prossimo al massimo storico del 2012 (Tabella 7 e Grafico 8).

Tabella 7: MI, prezzi medi e confronto con MGP

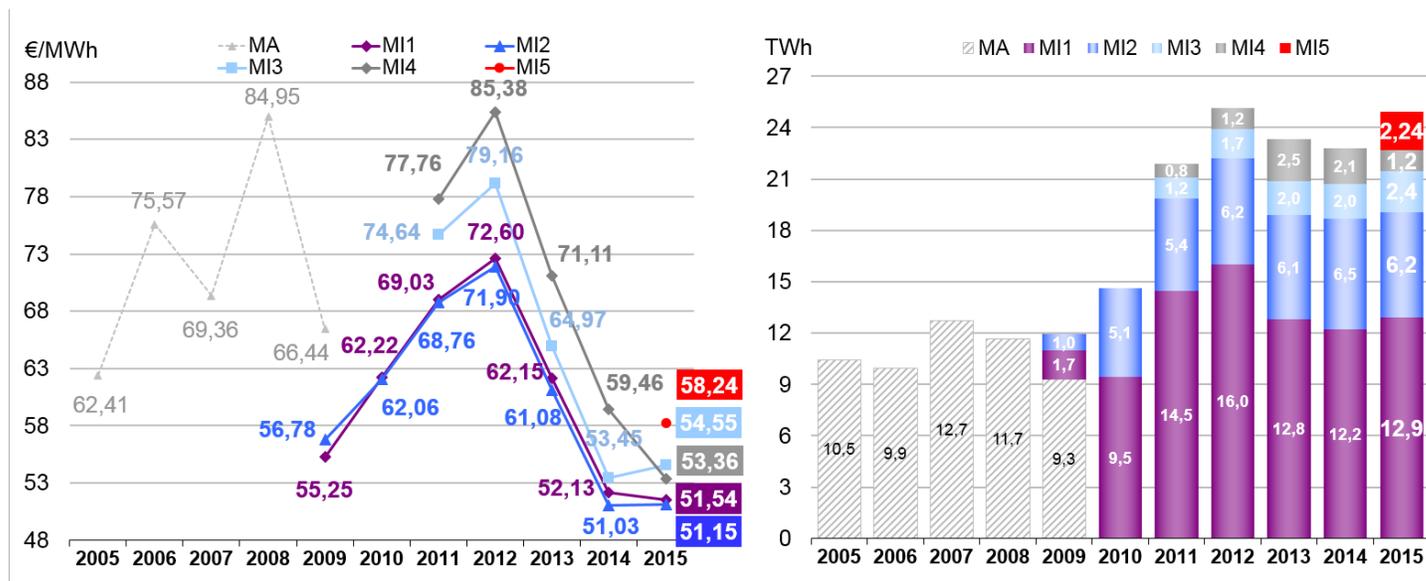
Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2015	2014	variazione	2015	2014	variazione
MGP (1-24 h)	52,31	52,08	+0,4%	32.778	32.189	+1,8%
MI1 (1-24 h)	51,54 (-1,5%)	52,13	-1,1%	1.474	1.396	+5,6%
MI2 (1-24 h)	51,15 (-2,2%)	51,03	+0,2%	703	739	-4,9%
MI3	54,55	-	-	421	-	-
MI3 (13-24 h)	53,70	53,45		448	458	
MI3 (9-24 h)	54,63			418		
MI4	53,36	-	-	290	-	-
MI4 (17-24 h)	58,27	59,46		724	715	
MI4 (13-24 h)	52,94			253		
MI5 (17-24 h)	58,24	-	-	865	-	-

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

Grafico 7: MA/MI, prezzi medi e volumi scambiati

Fonte: GME



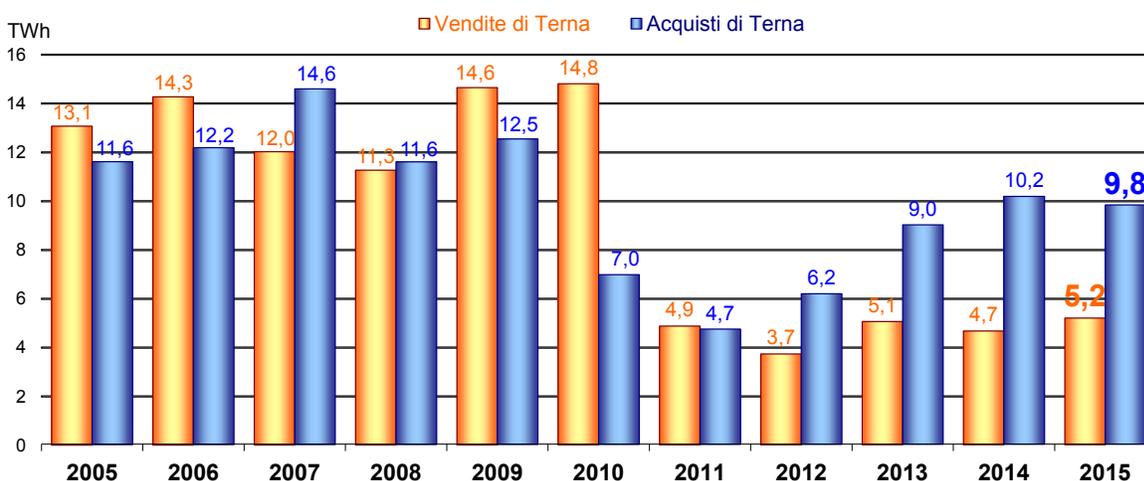
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Nel 2015, sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire gli acquisti di Terna interrompono il trend al rialzo, in atto negli ultimi tre anni, attestandosi a 9,8 milioni

di MWh (-3,4% sul 2014). In aumento, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere pari a 5,2 milioni di MWh (+11,3%) (Grafico 9).

Grafico 8: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Sul Mercato a Termine dell'energia (MTE), nel 2015, si assiste alla totale scomparsa delle registrazioni di transazioni O.T.C. (erano 53 nel 2014) e alla drastica riduzione delle negoziazioni fermatesi a 252 (circa la metà rispetto al 2014) in cui si sono scambiati 1.004 contratti (erano 2.944 l'anno precedente), pari a 5,1 milioni di MWh (-72,4%). Le posizioni aperte a fine anno ammontavano a 2.455 MW (-85,5%) (Tabella 8 e Grafico 10).

Come l'anno precedente, il prodotto su cui si è concentrato il maggior numero di negoziazioni, oltre i due terzi del totale, è stato l'Annuale 2016 che ha chiuso il periodo di trading con un prezzo pari a 46,33 €/MWh per il *baseload* e 52,49 €/MWh per il *peakload* ed una posizione aperta complessiva di 4,2 TWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziati nel 2015

Fonte: GME

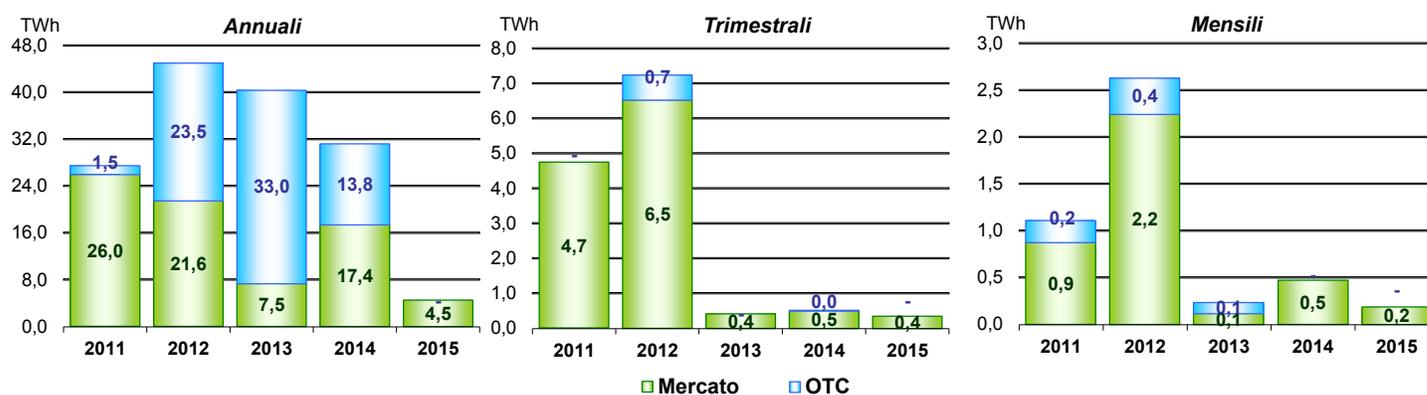
	PRODOTTI BASELOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	48	-46	240	-372	174.595	-60,9%	-	+0	-	+0	-	-	174.595	-60,9%
<i>Trimestrali</i>	21	-15	145	-85	317.835	-36,8%	-	+0	-	+0	-	-	317.835	-36,8%
<i>Annuali</i>	170	-188	514	-1.473	4.514.976	-74,1%	0	-52	0	-1.581	0	-100,0%	4.514.976	-85,6%
Totale	239	-249	899	-1.930	5.007.406	-72,7%	0	-52	0	-1.581	0	-100,0%	5.007.406	-84,5%

	PRODOTTI PEAK LOAD													
	MERCATO						OTC						TOTALE	
	Negoziazioni		Contratti		Volumi		Transazioni		Contratti		Volumi		Volumi	
	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	N.	Var. ass.	N.	Var. ass.	MWh	Var. %	MWh	Var. %
<i>Mensili</i>	8	-2	50	-55	12.900	-51,2%	-	+0	-	+0	-	-	12.900	-51,2%
<i>Trimestrali</i>	3	+2	45	+40	35.160	787,9%	-	-1	-	-25	-	-100,0%	35.160	51,8%
<i>Annuali</i>	2	+1	10	+5	31.320	100,0%	-	+0	-	+0	-	-	31.320	100,0%
Totale	13	+1	105	-10	79.380	72,3%	-	-1	-	-25	-	-100,0%	79.380	21,6%

TOTALE		252	-248	1.004	-1.940	5.086.786	-72,4%	0	-53	0	-1.606	0	-100,0%	5.086.786	-84,2%
---------------	--	------------	-------------	--------------	---------------	------------------	---------------	----------	------------	----------	---------------	----------	----------------	------------------	---------------

Grafico 9: MTE, evoluzione dei volumi scambiati

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma conti energia a termine (PCE) le transazioni registrate, per la prima volta dall'avvio del 2007, segnano una lieve flessione sull'anno precedente attestandosi 381,4 milioni di MWh (-0,6%).

Nel dettaglio, prosegue, invece, la crescita delle transazioni derivanti da contratti bilaterali, salite a 351,7 milioni di MWh (+2,2%). I contratti non-standard, anche nel 2015, sono i più utilizzati dagli operatori (61,2% del totale), con un incremento del 2,0% sull'anno precedente. Tra i contratti standard, anch'essi in aumento del 2,5%, i più liquidi sono ancora quelli con profilo baseload (+9,8%).

Le transazioni registrate sulla PCE derivanti da negoziazioni concluse su Mercato elettrico a termine (MTE), pari a 29,7 milioni di MWh, subiscono invece una pesante contrazione (-24,9%) con la quota sul totale delle registrazioni che scende al 7,8% (era 10,3% nel 2014 e 12,4% nel 2013).

Come nei quattro anni precedenti, anche nel 2015 non è registrata alcuna transazione derivante dalla piattaforma

Consegna Derivati Energia (CDE) (Tabella 9).

Anche la posizione netta dei conti energia, determinata dal complesso delle transazioni registrate e pari a 184,0 milioni di MWh, segna la prima flessione dall'avvio della piattaforma, ma decisamente più marcata (-11,8%) rispetto alle transazioni registrate (-0,6%).

Pertanto il turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, nel 2015 raggiunge un record storico a quota 2,07 (Grafico 12).

In calo sull'anno precedente sia i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 92,5 milioni di MWh (-3,7%) che quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 143,6 milioni di MWh (-11,7%) (Tabella 9).

Lo sbilanciamento a programma dei venditori bilateralisti, ripiega dai livelli molto elevati nei due anni precedenti a 91,5 milioni di MWh (-18,7%); in calo anche lo sbilanciamento a programma dei conti in prelievo sceso a 40,4 milioni di MWh (-12,3%) (Grafico 13).

Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2014 e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
Profilo	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	102.863.015	9,8%	27,0%	Richiesti	106.490.027	-9,4%	100,0%	143.601.047	-11,7%	100,0%
Off Peak	8.253.517	-12,5%	2,2%	di cui con indicazione di prezzo	36.734.937	-15,6%	34,5%	134	-	0,0%
Peak	7.060.663	-42,0%	1,9%	Registrati	92.537.111	-3,7%	86,9%	143.599.596	-11,7%	100,0%
Week-end	470	-82,2%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	22.830.376	2,9%	21,4%	134	-	0,0%
Totale Standard	118.177.665	2,5%	31,0%	Rifiutati	13.952.916	-35,0%	13,1%	1.451	241,1%	0,0%
Totale Non standard	233.510.060	2,0%	61,2%	di cui con indicazione di prezzo	13.904.562	-34,9%	13,1%	-	-	0,0%
PCE bilaterali	351.687.725	2,2%	92,2%	Sbilanciamento a programma	91.502.305	-18,7%	-	40.439.820	-12,3%	-
MTE	29.681.391	-24,9%	7,8%	Saldo programmi	-	-	-	51.062.485	10,8%	-
CDE	-	-	0,0%							
Totale	381.369.116	-0,6%	100,0%							
Posizione netta	184.039.416	-11,8%								

Grafico 11: PCE, transazioni registrate e programmi

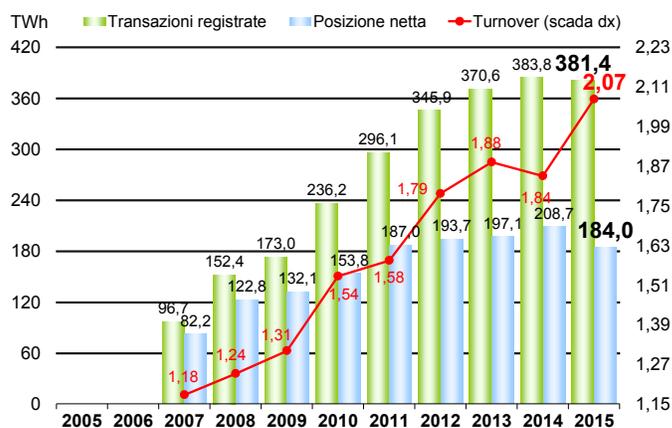
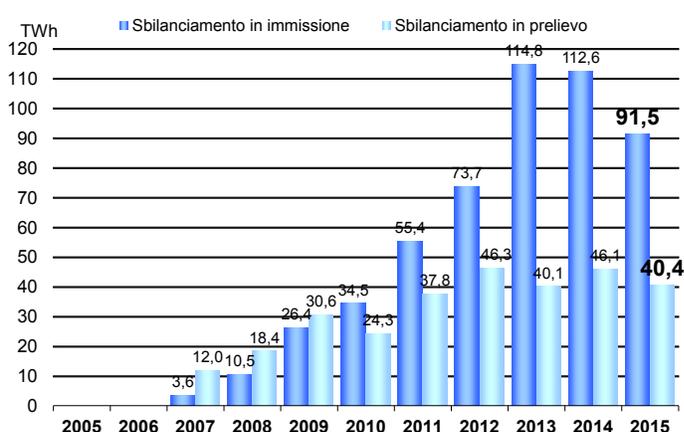


Grafico 11: PCE, sbilanciamenti

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel 2015, dopo quattro anni di consistenti flessioni, i consumi di gas naturale tornano a crescere e con un aumento del 9,1% sul 2014, portandosi a 66,9 miliardi di mc. I consumi del settore termoelettrico, favoriti dalla contrazione della produzione da fonti rinnovabili e dalle alte temperature estive, esibiscono un incremento pari a 16,6% portandosi a 20,7 miliardi di mc. Non meno importante il contributo del settore civile, i cui consumi, in aumento del 9,5%, salgono a 31,4 miliardi di mc. Ancora in calo invece, i consumi del settore industriale, ai minimi dell'ultimo quinquennio (-3,0%). Nei sistemi di stoccaggio le iniezioni raggiungono il livello record di 10,9 miliardi di mc. Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale a 6,5 miliardi di mc (-6,3%),

mentre le importazioni di gas naturale, pari a 60,8 miliardi di mc, invertono la tendenza degli ultimi quattro anni con un aumento del 9,8%. In deciso aumento anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio che si portano sul valore più alto dell'ultimo decennio con 10,6 miliardi di mc (+28,5%). Cresce infine anche la giacenza di gas stoccato nell'ultimo giorno dell'anno (+1,7%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME, si sono complessivamente scambiati 49,2 milioni di MWh (41,6 milioni di MWh nel 2014). Il Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento, si conferma, anche nel 2015, il più liquido, con un prezzo medio (22,12 €/MWh) ai minimi storici ed in linea con la quotazione al PSV.

IL CONTESTO

Nel 2015, i consumi di gas naturale, interrompendo il trend al ribasso degli ultimi quattro anni, registrano un significativo rialzo (+9,1%) attestandosi a 66.947 milioni di mc (708,5 TWh). I consumi del settore civile, favoriti da temperature invernali più rigide rispetto all'anno precedente, salgono a 31.426 milioni di mc, in aumento del 9,5%. Ancora più decisa la crescita del settore termoelettrico che, beneficiando della pesante contrazione della produzione idroelettrica e del caldo estivo, interrompe una lunga serie di ribassi e con un aumento del 16,6% si porta sul valore più alto degli ultimi tre anni con 20.728 milioni di mc. Prosegue, invece, la flessione dei consumi del settore industriale, ai minimi dell'ultimo quinquennio, con 12.767 milioni di mc (-3,0%). In ripresa, infine, anche le esportazioni, pari a 2.025 milioni di mc (+14,8%), e le iniezioni nei sistemi di stoccaggio che raggiungono il valore record di 10.875 milioni

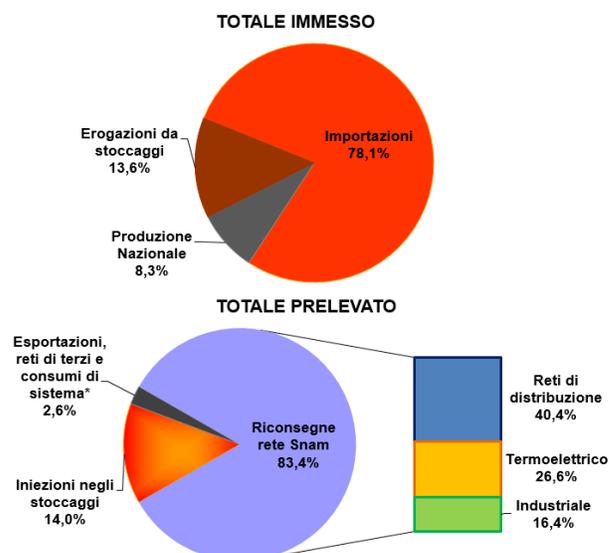
di mc (+19,7%). Dal lato offerta la produzione nazionale, con una flessione del 6,3%, scende a 6.451 milioni di mc, mentre le importazioni di gas naturale, dopo quattro ribassi consecutivi, salgono a 60.806 milioni di mc (+9,8%). La crescita degli acquisti di gas dall'estero ha interessato tutti i punti in entrata, ad eccezione solo di Passo Gries (-7,0%). In crescita anche le erogazioni dai sistemi di stoccaggio che si portano sul valore più alto dell'ultimo decennio con 10.565 milioni di mc (+28,5%); la giacenza di gas stoccato dell'ultimo giorno dell'anno sale a 8.990 milioni di mc, in aumento dell'1,7% rispetto allo stesso giorno del 2014.

La quotazione annuale del gas naturale al PSV, in flessione di 1,10 €/MWh (-4,7%) rispetto al 2014, scende a 22,14 €/MWh, ai minimi dal 2010.

Figura 1: Bilancio gas trasportato. Anno 2015

Fonte: dati SRG

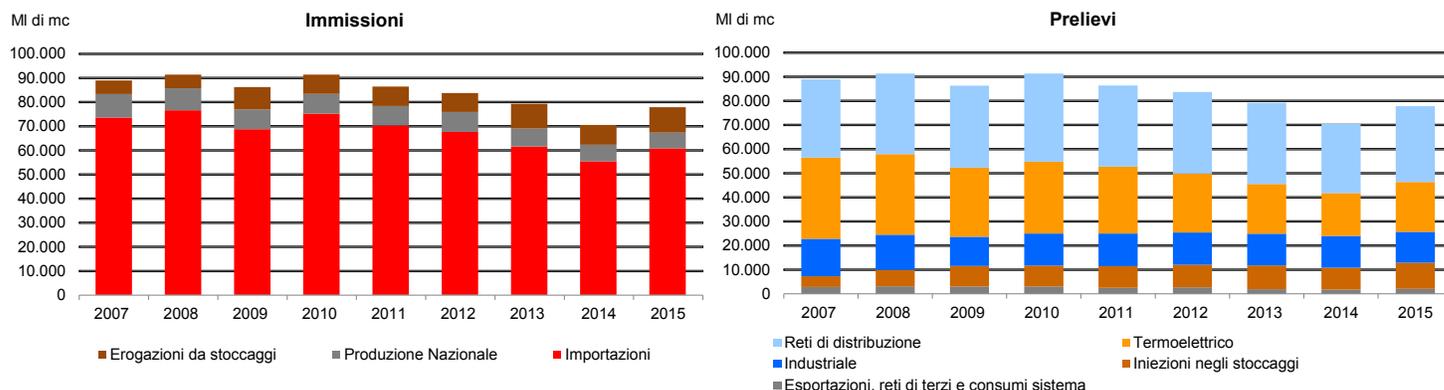
	Mi di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	60.806	643,5	+9,8%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	7.244	76,7	+6,9%
Tarvisio	29.912	316,6	+14,4%
Passo Gries	10.634	112,5	-7,0%
Gela	7.107	75,2	+9,1%
Gorizia	20	0,2	+43035,1%
Panigaglia (GNL)	54	0,6	+155,0%
Cavarzere (GNL)	5.797	61,4	+29,7%
Livorno (GNL)	39	0,4	+1410,8%
Produzione Nazionale	6.451	68,3	-6,3%
Erogazioni da stoccaggi	10.565	111,8	+28,5%
TOTALE IMMESSO	77.823	823,6	+10,4%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>64.922</i>	<i>687,1</i>	<i>+8,9%</i>
<i>Industriale</i>	<i>12.767</i>	<i>135,1</i>	<i>-3,0%</i>
<i>Termoelettrico</i>	<i>20.728</i>	<i>219,4</i>	<i>+16,6%</i>
<i>Reti di distribuzione</i>	<i>31.426</i>	<i>332,6</i>	<i>+9,5%</i>
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>2.025</i>	<i>21,4</i>	<i>+14,8%</i>
TOTALE CONSUMATO	66.947	708,5	+9,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>10.875</i>	<i>115</i>	<i>+19,7%</i>
TOTALE PRELEVATO	77.823	823,6	+10,4%



(continua)

Figura 2: Evoluzione gas trasportato

Fonte: dati SRG



I MERCATI GESTITI DAL GME

La Piattaforma di Bilanciamento, ed in particolare il Comparto G+1, si conferma, anche nel 2015, il più liquido tra i mercati regolati del gas gestiti dal GME. I volumi scambiati nei diversi

mercati raggiungono 49,2 milioni di MWh (41,6 milioni di MWh nel 2014), pari al 6,9% della domanda complessiva (6,4% nel 2014).

Tabella 1: Mercati del gas naturale, prezzi e volumi con consegna nel 2015

Fonte: dati GME

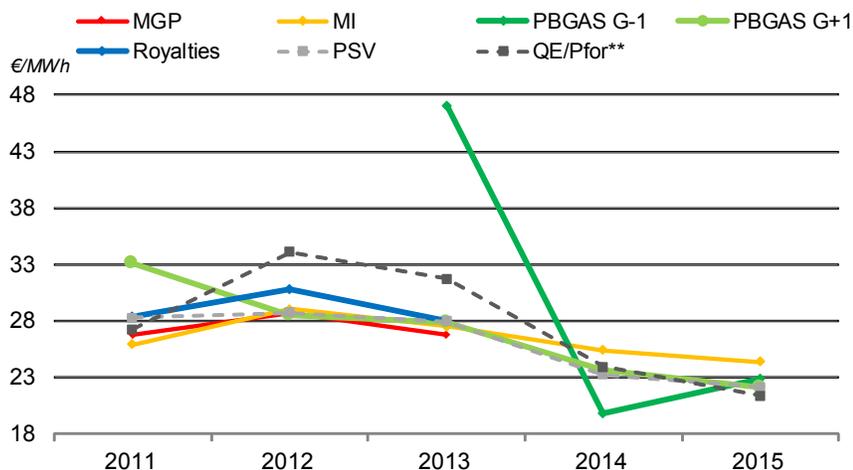
	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh		
	Media	Min	Max	Totale		
MGAS						
MP-GAS	-	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-	-
MI	24,38	(25,41)	17,30	32,80	1.009.437	(102.130)
MT-GAS	-	-	-	-	-	-
PB-GAS						
Comparto G-1	22,92	(19,84)	0,00	36,14	7.326.319	(2.940.479)
Comparto G+1	22,12	(23,61)	16,50	26,46	40.863.279	(38.584.290) 5,9%
P-GAS						
Royalties	-	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

(continua)

Figura 3: Mercati del gas naturale, prezzi*

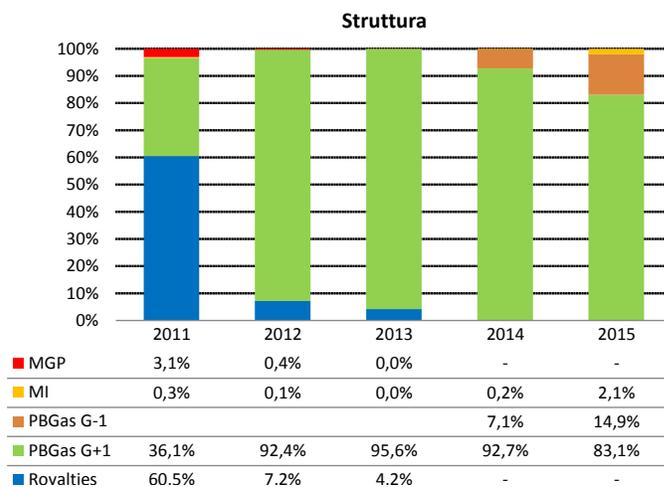
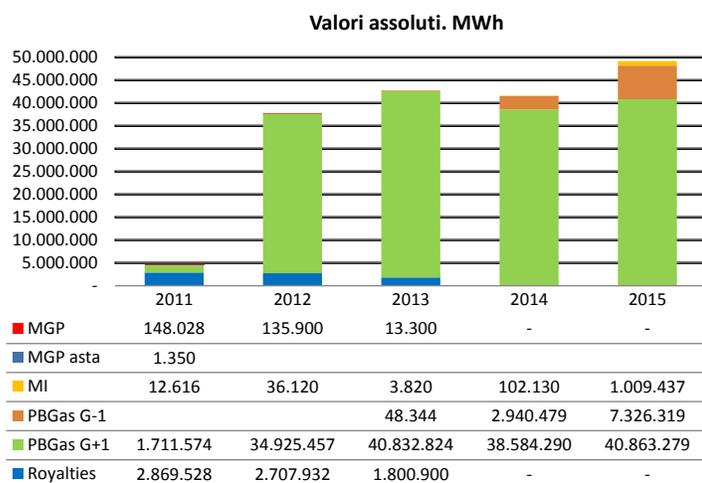
Fonte: dati GME, Thomson-Reuters



* 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

Figura 4: Mercati del gas naturale, volumi

Fonte: dati GME



(continua)

Nel Mercato del Giorno Prima (MGP-GAS) *fase negoziazione continua*, non si registrano scambi di gas naturale, così come nel 2014. Nel Mercato Infragiornaliero (MI-GAS), nelle 33 sessioni su 365 in cui c'è stato almeno un abbinamento, si sono scambiati 1,0 milioni MWh (102 mila MWh nel 2014) ad un prezzo medio di 24,38 €/MWh (-4,1%). Come nel 2014, nessuno scambio si è invece registrato sul Mercato a Termine del Gas (MT-GAS).

Sulla Piattaforma Gas (P-GAS), articolata nei tre comparti Import, 'Ex d.lgs 130/10' e Royalties – sui quali produttori e importatori adempiono ai rispettivi obblighi di cessione di quote di gas offrendo prodotti mensili e annuali – nel 2015 non si sono registrati scambi, al pari dell'anno precedente. Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) si sono scambiati 40,9 milioni di MWh (ovvero l'83,7% di quanto negoziato complessivamente sui mercati gestiti dal GME), in aumento del 5,9% rispetto al

2014. Ancora in consistente flessione, invece, il prezzo medio che, con un calo del 6,3% si attesta sul valore più basso di sempre, pari a 22,12 €/MWh, inferiore di soli 2 cent. di €/MWh rispetto alla quotazione al PSV.

Nei 160 giorni, sui 365, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 17,4 milioni di MWh, in crescita del 4,1%, di cui il 67,8%, venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 21,94 €/MWh (-5,5%). Nei restanti 205 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 23,4 milioni di MWh (+7,0%), di cui il 69,8% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 22,25 €/MWh (-7,4%).

Complessivamente il 68,9% dei volumi scambiati (28,2 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 31,1% (12,7 milioni MWh e massimo storico) da scambi tra operatori.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento *Comparto G+1*. Anno 2015

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)			
			positivo <i>n.giorni 160/365</i>	negativo <i>n.giorni 205/365</i>		
	Prezzo. €/MWh	22,12	<i>(-6,3%)</i>	21,94	<i>(-5,5%)</i>	22,25
Acquisti. MWh	40.863.279	<i>(+5,9%)</i>	17.431.804	<i>(+4,1%)</i>	23.431.476	<i>(+7,0%)</i>
<i>RdB</i>	<i>16.351.562</i>	<i>(+26,9%)</i>			<i>16.351.562</i>	<i>(+9,0%)</i>
<i>Operatori</i>	<i>24.511.718</i>	<i>(-4,6%)</i>	<i>17.431.804</i>	<i>(+4,1%)</i>	<i>7.079.914</i>	<i>(+2,8%)</i>
Vendite. MWh	40.863.279	<i>(+5,9%)</i>	17.431.804	<i>(+4,1%)</i>	23.431.476	<i>(+7,0%)</i>
<i>RdB</i>	<i>11.814.979</i>	<i>(-22,9%)</i>	<i>11.814.979</i>	<i>(-8,9%)</i>		
<i>Operatori</i>	<i>29.048.300</i>	<i>(+24,9%)</i>	<i>5.616.824</i>	<i>(+48,4%)</i>	<i>23.431.476</i>	<i>(+7,0%)</i>
Partecipazione al mercato						
	Totale		<i>lato acquisto</i>		<i>lato vendita</i>	
Operatori attivi. N*	70	<i>(-1)</i>	67	<i>(+0)</i>	64	<i>(-1)</i>

Nel *Comparto G-1* sono stati scambiati 7,3 milioni di MWh, più che raddoppiati rispetto ad un anno fa, ad un prezzo medio di 22,92 €/MWh in aumento del 15,5%. Gli scambi si sono concentrati prevalentemente sulle zone *Stogit* (3,0 milioni di

MWh), Import (1,6 milioni di MWh) e LNG (1,2 milioni di MWh), più esigui gli scambi sulle altre zone; i prezzi, invece, sono variati tra 21,36 €/MWh della zona *Edison Stoccaggio* e 25,57 €/MWh del Reintegro *Stogit* in G+1.

Tabella 3: Piattaforma di Bilanciamento *Comparto G-1*. Anno 2015

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	23,66 <i>(19,10)</i>	21,36 <i>(16,65)</i>	22,33 <i>(21,69)</i>	22,16 <i>(20,82)</i>	25,57 <i>(30,85)</i>	25,53 <i>(30,85)</i>	22,92* (19,84*)
Volumi. MWh	1.554.960 <i>(1.201.391)</i>	299.675 <i>(222)</i>	1.214.150 <i>(39.616)</i>	2.979.853 <i>(1.480.573)</i>	605.876 <i>(67.421)</i>	671.806 <i>(151.257)</i>	7.326.319 (2.940.479)
Operatori. N.	11 11	5 1	1 1	36 29	20 9	17 11	40 33

Tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel 2015 si fa più intenso l'andamento al ribasso che già lo scorso anno aveva interessato i principali mercati energetici europei, con la quotazione del greggio che scende sul livello più basso dal 2004 e i prezzi degli hub del gas che segnano flessioni più o meno consistenti.

Sfuggono a tale dinamica i prezzi di alcuni degli exchange di energia elettrica, fenomeno in parte connesso all'elevato incremento mensile registrato a luglio, quando in particolare in Italia il valore dell'energia saliva ai massimi dalla fine del 2013, in parte all'aumento dei volumi gestiti su borsa.

Nel 2015, il prezzo spot del Brent scende a 52 \$/bbl, dimezzando il valore registrato lo scorso anno, in virtù dell'andamento ribassista sostenuto dall'inizio dell'estate e culminato nel mese di dicembre quando ha raggiunto il livello più basso da giugno 2004 (38 \$/bbl, -13%, -40%). Le quotazioni di olio combustibile e gasolio confermano su base annua il loro legame con la commodity di riferimento, relazione che solo in due mesi del 2015 non si è verificata, segnando decisi cali in virtù dei quali i due prezzi si attestano sui livelli più bassi rispettivamente dal 2005 e dal 2004 (olio combustibile 256 \$/MT, -54%; gasolio 490 \$/MT, -42%).

Nessuna ripresa nel mercato europeo del carbone che nel

2015 perde altri 20 \$/MT, deludendo ulteriormente al ribasso le aspettative riposte dal mercato nell'ultimo mese del 2014, attestandosi a 56 \$/MT, valore minimo degli ultimi undici anni. Nel confronto annuale, il cambio euro-dollaro si riduce di ben 0,22 \$/€, segnando in percentuale la variazione congiunturale più elevata dall'istituzione della moneta europea (1,11 \$/€, -16%). La lieve ripresa mensile segnata nel mese di dicembre, seppure non risulti sufficiente a bilanciare le ripetute flessioni sostenute nei mesi invernali, sembra influenzare le previsioni espresse dai mercati a termine che prevedono per i mesi di prossima consegna un valore sostanzialmente allineato a quello attuale (1,11 \$/€).

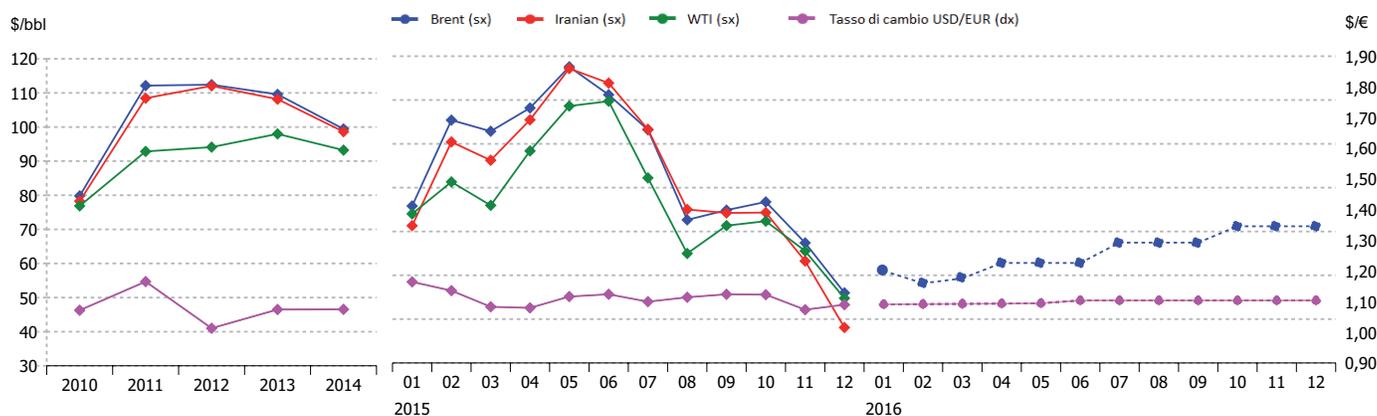
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni annuali						Quotazioni mensili			
FUEL	UdM	2015	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2016	Dicembre 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PETROLIO	\$/bbl	52,07	- 48 %	62,71	-	38,00	- 13 %	- 40 %	43,61
Brent FOB	€/bbl	46,89	- 43 %	-	-	34,87	- 12 %	- 31 %	-
OLIO COMB.	\$/MT	256,40	- 54 %	312,04	170,89	144,25	- 25 %	- 55 %	196,16
0.1 FOB Barge	€/MT	230,91	- 50 %	-	154,37	132,34	- 23 %	- 46 %	-
GASOLIO	\$/MT	490,12	- 42 %	-	-	333,96	- 20 %	- 42 %	426,25
0.1 FOB ARA	€/MT	441,39	- 37 %	-	-	306,40	- 18 %	- 33 %	-
CARBONE	\$/MT	56,41	- 25 %	68,45	44,50	47,84	- 10 %	- 32 %	51,35
ARA Stm 6000K	€/MT	50,80	- 19 %	-	40,20	43,89	- 9 %	- 23 %	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,11	- 16 %	1,26	1,11	1,09	+ 2 %	- 11 %	1,08

Fonte: Thomson-Reuters

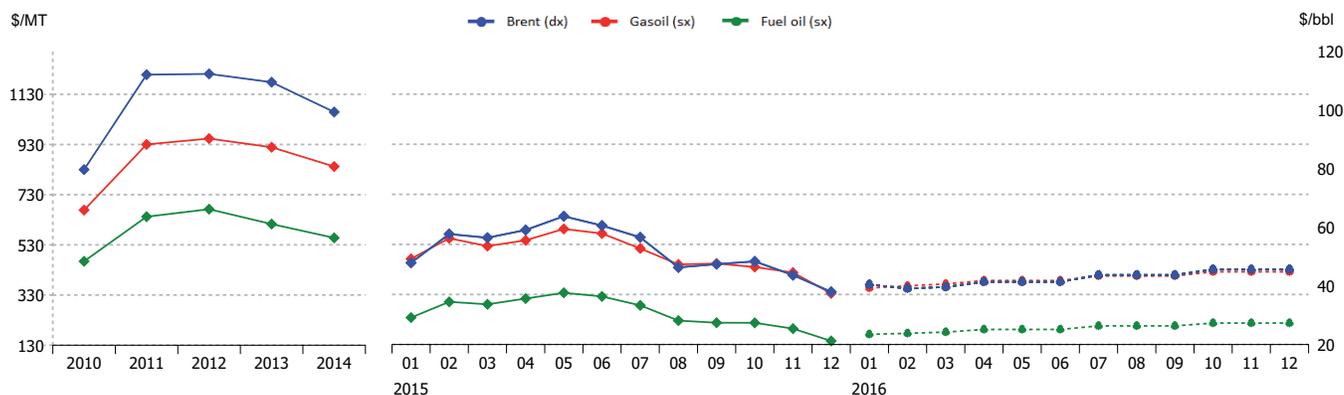
(continua)

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



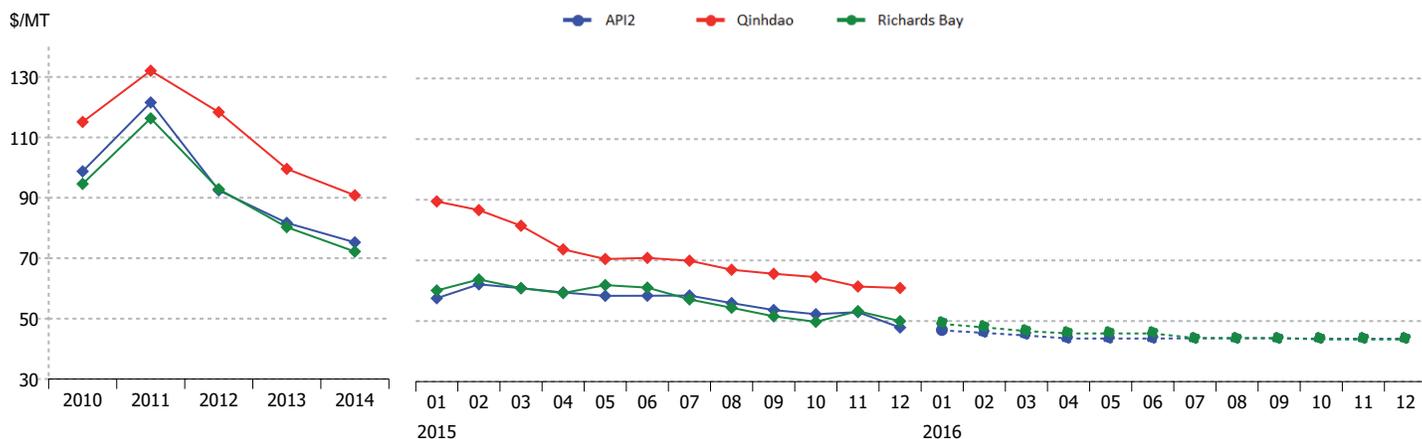
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

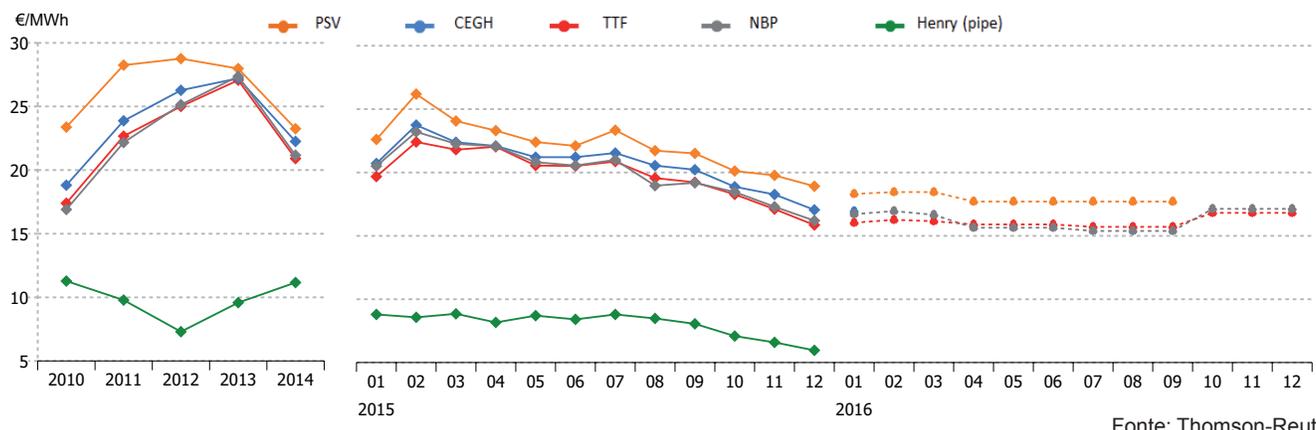
(continua)

Se si esclude il picco registrato nel mese di febbraio, i principali hub europei del gas mostrano nel 2015 un andamento costantemente al ribasso, che raggiunge il minimo nel mese di dicembre (16/19 €/MWh). Al pari dello scorso anno, il PSV fornisce in ogni mese la valorizzazione più elevata di gas in Europa e, soggetto al medesimo calo congiunturale, mantiene invariato su base annua lo spread dal TTF (PSV 22

€/MWh, TTF 20 €/MWh, -5%). Si svaluta ulteriormente anche la quotazione statunitense, in virtù della sovra-produzione e dell'elevato livello di stoccaggio acquisiti nel corso dell'anno e risultati ampiamente al di sopra del livello dei consumi, ridotto a causa delle temperature relativamente più miti (8 €/MWh, -28%).

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

Quotazioni annuali (€/MWh)						Quotazioni mensili (€/MWh)			
GAS	Area	2015	Var Y-1 (%)	ultima quot. future Y-1	Calendar 2016	Dicembre 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1
PSV	IT	22,15	- 5 %	-	-	18,92	- 4 %	- 26 %	20,25
TTF	NL	19,81	- 5 %	21,40	15,55	15,85	- 7 %	- 30 %	17,95
CEGH	AT	20,64	- 7 %	-	-	17,05	- 7 %	- 28 %	18,90
NBP	UK	20,02	- 5 %	22,00	15,62	16,20	- 6 %	- 30 %	18,73
Henry (pipe)	US	8,03	- 28 %	-	-	5,97	- 10 %	- 38 %	-



Fonte: Thomson-Reuters

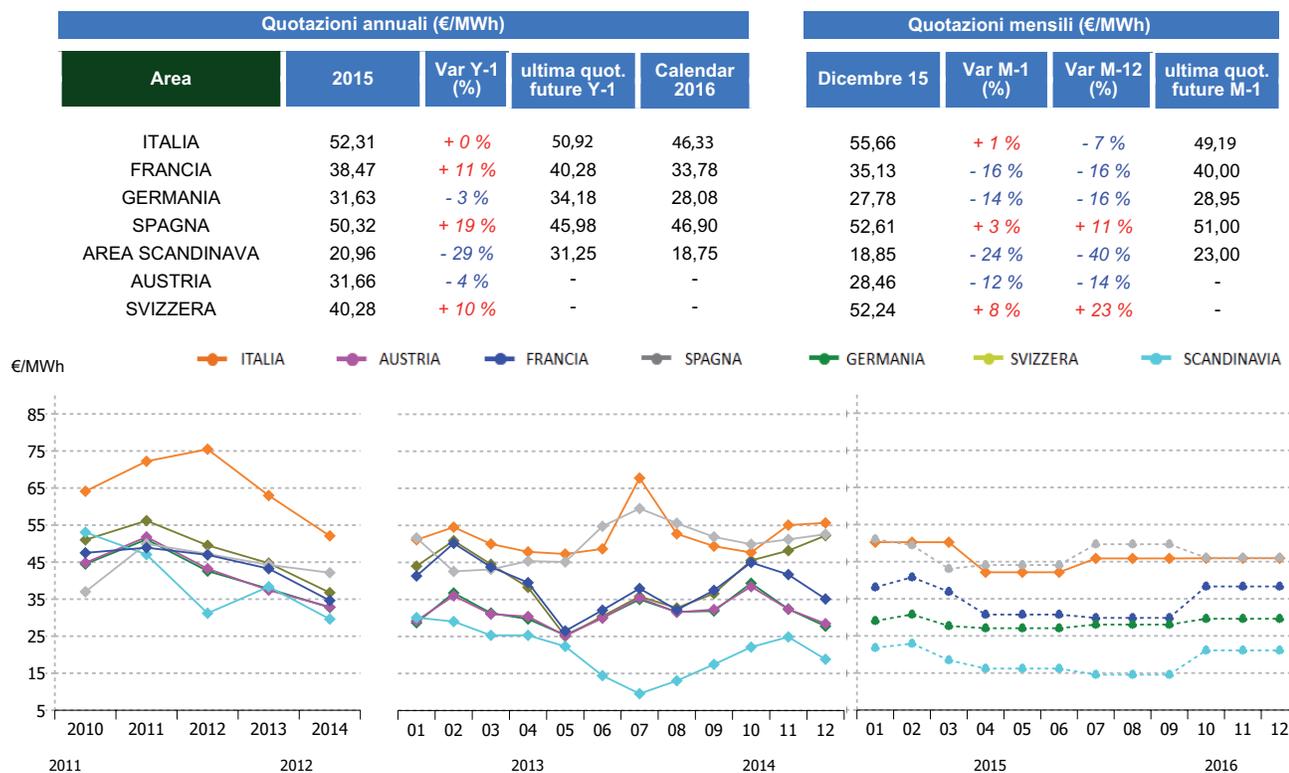
In uno scenario fortemente ribassista, nel quale i combustibili fossili giungono sui livelli più bassi degli ultimi dieci anni, spicca l'andamento delle principali borse elettriche europee il cui driver rialzista sembra essere il livello dei consumi che, in tutti gli exchange, segna una variazione positiva rispetto allo scorso anno. La borsa italiana, in particolare, chiude l'anno con un prezzo in lieve incremento, sintesi del bilanciamento tra l'avanzata dei volumi di borsa (particolarmente visibile nel mese

di luglio) e il calo del costo delle materie prime, e si mantiene come di consueto al di sopra di tutti gli altri riferimenti europei (52 €/MWh). Tra questi, si rileva la divergenza nell'andamento delle due quotazioni centroeuropee di Epex, il cui differenziale giunge sul livello massimo dal 2004, in virtù del pronunciato incremento descritto dal prezzo francese (FR 38,5 €/MWh, +11%; AT/DE 32 €/MWh, -3%).

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters



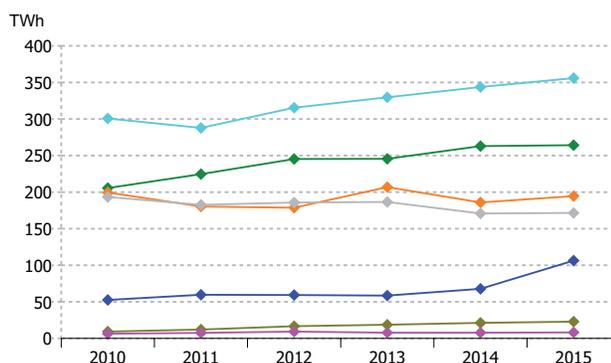
Quanto ai volumi, tutte le borse elettriche oggetto di analisi mostrano un andamento al rialzo rispetto allo scorso anno. Tra queste si evidenzia in particolare il livello associato a Epex France che descrive un consistente incremento congiunturale, foraggiato principalmente dagli scambi registrati negli ultimi due

mesi dell'anno (106 TWh, novembre-dicembre 2015: 11 TWh). L'area scandinava come di consueto gestisce la più grande mole di volumi e guadagna circa il 4% in più sullo scorso anno; l'Italia, infine, finisce con l'amministrare circa 195 TWh, pari al 17% circa dell'energia scambiata nelle borse europee.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	2015	Var Y-1 (%)	Dicembre 15
ITALIA	194,6	+ 5 %	16,3
FRANCIA	106,4	+ 57 %	11,0
GERMANIA	264,1	+ 0 %	24,0
SPAGNA	171,6	+ 0 %	14,4
AREA SCANDINAVA	355,9	+ 4 %	33,8
AUSTRIA	8,2	+ 5 %	0,7
SVIZZERA	22,9	+ 8 %	1,8



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Il 2015 ha comportato numerosi cambiamenti relativi al funzionamento del mercato dei TEE.

Nel mese di gennaio, infatti, gli operatori hanno avuto la facoltà di scegliere le controparti non accettabili nel corso delle sessioni di mercato, ed è stato introdotto un nuovo sistema di garanzia che prevede la copertura finanziaria totale delle transazioni eseguite sul mercato (Deliberazione AEEGSI 616/2014/R/efr - Comunicato GME 23 dicembre 2014).

Inoltre, nello stesso mese, in base alla Legge 23 dicembre 2014, n.190 (legge di stabilità 2015) è stato applicato il reverse charge sulle piattaforme ambientali, e a partire dal 31 marzo 2015 è entrato in vigore l'obbligo della fatturazione elettronica nei confronti di tutti gli operatori amministrazioni pubbliche (cfr. D.L. 24 aprile 2014 n. 66 e art. 1, comma 209 della Legge 24 dicembre 2007, n. 244 - operatori PA).

Nella seconda parte dell'anno il GME ha assunto il ruolo di controparte centrale degli scambi conclusi sul mercato. Con Deliberazione 437/2015/R/EFR del 11 settembre 2015, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ha approvato le proposte di modifica alle Regole di funzionamento del Mercato TEE, entrate poi in vigore a partire dalla sessione del 6 ottobre.

La qualifica di controparte centrale, attribuita al GME, consente di eliminare il rischio di controparte ed introduce una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato.

In particolare, il processo di fatturazione risulta essere di competenza GME:

- i venditori emettono una sola fattura nei confronti dell'acquirente GME;
- gli acquirenti ricevono un'unica fattura dal GME.

I pagamenti del GME sono effettuati nei confronti di ciascun operatore, suo creditore netto, a seguito di ricevimento della fattura, il terzo giorno lavorativo (valuta stesso giorno) successivo alla chiusura della sessione di mercato di riferimento, mediante bonifici di importo rilevante o strumento equipollente.

Riguardo l'analisi riassuntiva dell'andamento annuale del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, si registra, rispetto allo scorso anno, un aumento dei volumi sulla piattaforma di mercato, con una quantità di titoli scambiati pari a 3.780.177 TEE (3.482.221 TEE nel 2014).

Di seguito la tabella riassuntiva del 2015.

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine dicembre 2015 (dato cumulato)

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati Mercato	1.010.344,00	2.037.690,00	290.286,00	441.564,00	293,00
Controvalore (€)	105.734.741,78	212.868.906,05	30.617.886,62	46.248.604,69	30.470,88
Prezzo minimo (€/CV)	90,00	97,00	98,10	97,00	103,98
Prezzo massimo (€/CV)	110,00	109,50	109,50	109,50	104,00
Prezzo medio (€/CV)	104,65	104,47	105,47	104,74	104,00

L'andamento in crescita dei volumi e dei prezzi sul mercato ha raggiunto il massimo livello a maggio, mese di scadenza dell'obbligo relativo al raggiungimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico, con un numero di TEE scambiati pari a 470.844 TEE ad un prezzo medio pari a 103,72 €/TEE.

In particolare, il livello dei prezzi medi, sempre superiori ai 100,00 €/TEE tranne che a gennaio (99,62 €/TEE) ha rilevato un trend più sostenuto nella seconda parte dell'anno, dopo la

pausa estiva, con valori intorno ai 105,00 €/TEE, chiudendo l'anno a 106,89 €/TEE.

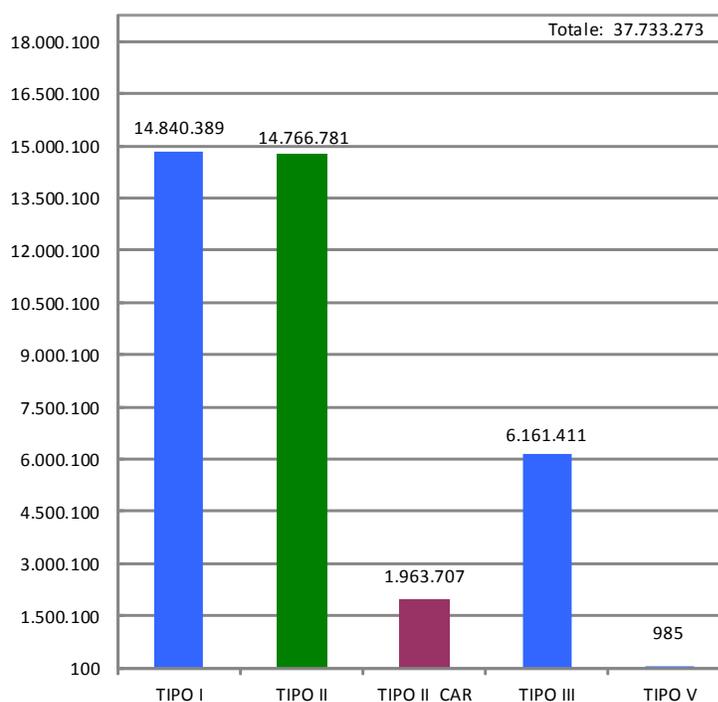
I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 5.459.800 TEE di cui, 1.510.155 di Tipo I, 2.844.452 di Tipo II, 603.089 di Tipo II CAR e 502.048 di Tipo III, 56 di Tipo V.

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pertanto pari a 37.733.273, di cui 14.840.389 di Tipo I, 14.766.781 di Tipo II, 1.963.707 di Tipo II CAR, 6.161.411 di Tipo III, 985 di Tipo V.

Mercato dei titoli di efficienza energetica

TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine dicembre 2015 (dato cumulato)

Fonte: GME



Nel mese di dicembre, nel consueto confronto con il mese precedente, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 299.970 TEE, in diminuzione rispetto ai 440.576 TEE scambiati a novembre.

TEE, risultati del mercato del GME - dicembre 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	88.156	156.151	31.234	24.429
Valore Totale (€)	9.422.060,92	16.692.217,46	3.338.831,95	2.611.388,88
Prezzo minimo (€/TEE)	106,30	106,26	106,50	106,75
Prezzo massimo (€/TEE)	107,20	107,50	107,20	107,50
Prezzo medio (€/TEE)	106,88	106,90	106,90	106,90

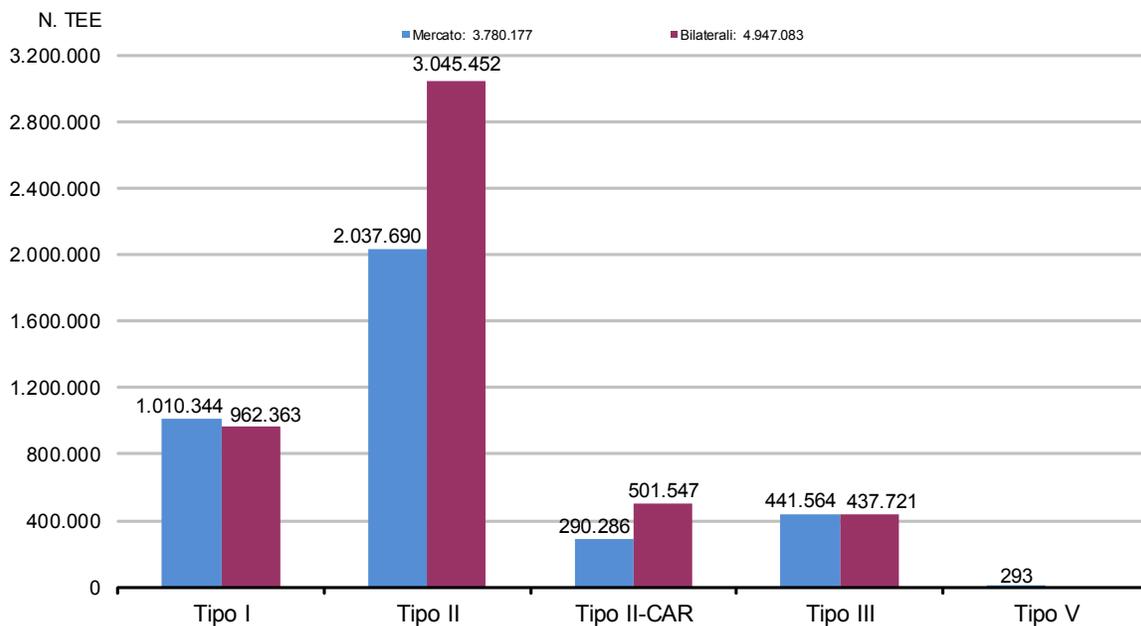
Dei 299.970 TEE sono stati scambiati 88.156 di Tipo I e 156.151 di Tipo II, 31.234 di Tipo II-CAR e 24.429 di Tipo III. Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 106,88 €/tep (106,74 €/tep a novembre), mentre i TEE di Tipo II, di Tipo II-CAR e di Tipo III sono stati scambiati

ad una media di 106,90 €/tep (rispettivamente: 106,62 €/tep, 106,83 €/tep, e 106,52 €/tep, a novembre). Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stata pari allo 0,13 % per i TEE di Tipo I, di 0,26 % per i TEE di Tipo II, di 0,07 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 0,35 % per i TEE di Tipo III.

(continua)

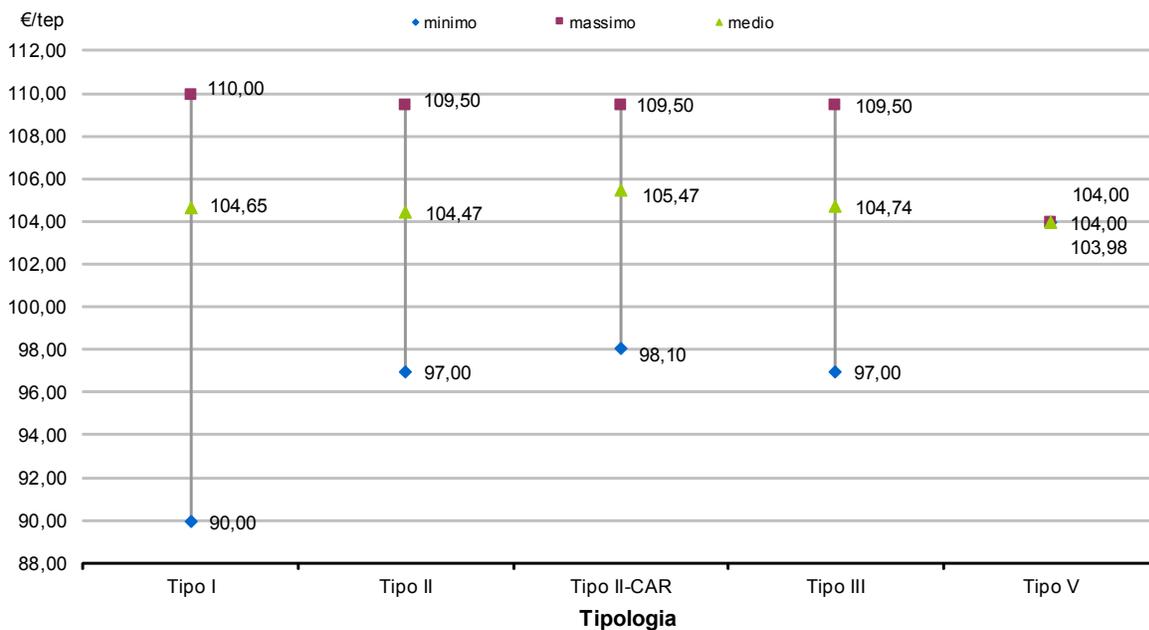
TEE scambiati dal 1 gennaio al 31 dicembre 2015

Fonte: GME



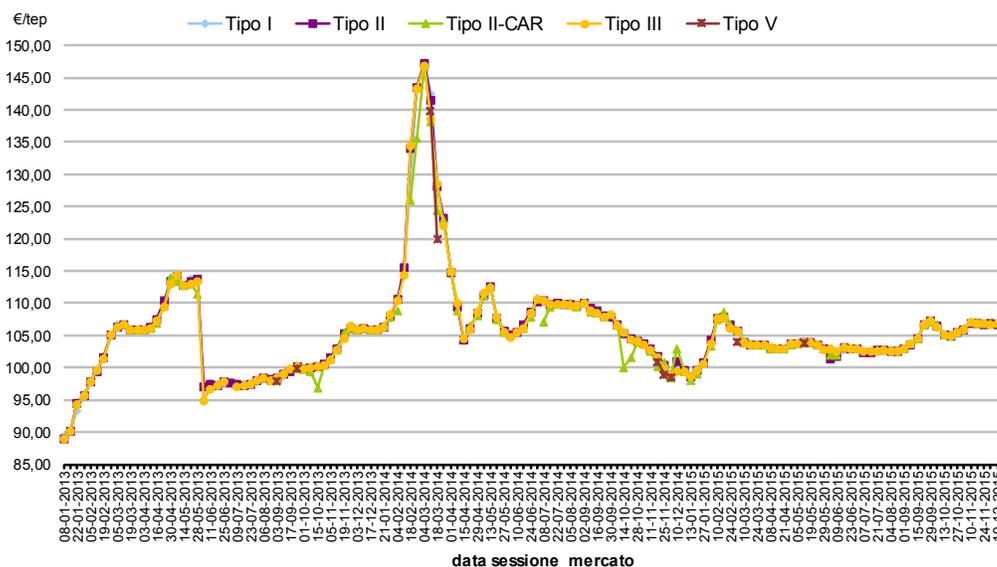
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2013 a dicembre 2015)

Fonte: GME



Sulla piattaforma bilaterale dei TEE sono stati scambiati, nel 2015, 4.947.083 TEE, in diminuzione di 3.321.745 TEE, rispetto al 2014 (8.268.828 TEE lo scorso anno). Il prezzo medio rilevato sulla piattaforma dei bilaterali è stato pari a 94,27 €/tep (102,72 €/tep nel 2014) inferiore di 10,35 €/tep rispetto al prezzo medio registrato sul mercato, 104,62 €/tep (113,65 €/tep lo scorso anno).

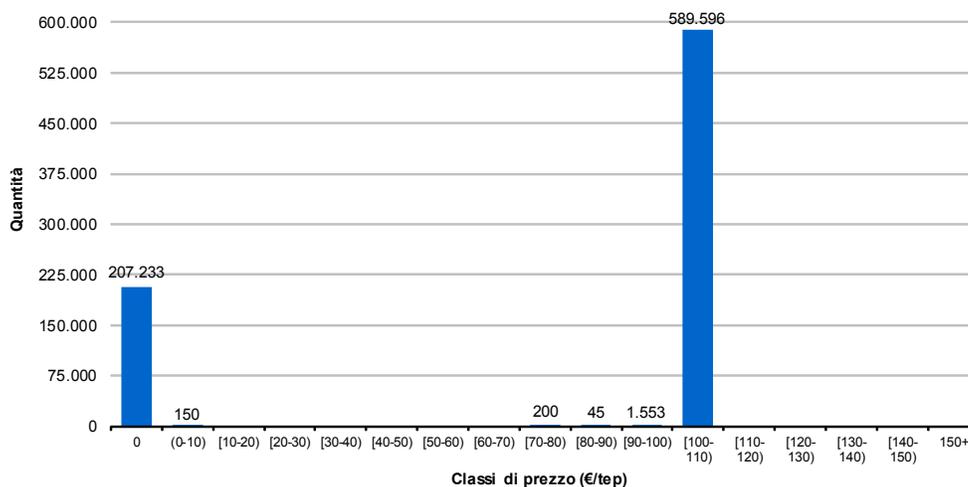
798.777 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali, nel mese di dicembre 2015, è stata pari a 77,11 €/tep (78,81 €/tep lo scorso anno a dicembre), minore di 29,78 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 106,89 €/tep (100,01 €/tep a dicembre 2014).

Nel corso del mese di dicembre 2015 sono stati scambiati

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

TEE scambiati per classi di prezzo - dicembre 2015

Fonte: GME



TEE, volumi per tipologie - anno 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III	Tipo V
Volumi scambiati Mercato	1.010.344	2.037.690	290.286	441.564	293
Volumi scambiati Bilaterali	962.363	3.045.452	501.547	437.721	0

Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Nel corso anno del 2015, il volume dei Certificati Verdi scambiati durante le 46 sessioni organizzate dal GME è stato pari a 6.946.013 CV (8.195.297 CV scambiati nel 2014) con

un controvalore pari a circa 673,5 milioni di euro (circa 759,7 milioni di euro nel 2014).

Di seguito la tabella riassuntiva 2015.

	2012	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013 TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	IV Trim 2014 TRL	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015	IV Trim 2015
Volumi CV scambiati (n.CV)	167.772	12.615	31.942	81.877	472.811	18.504	35.389	42.299	343.750	2.155.148	15.607	1.543.989	1.229.397	791.160	3.753
Valore Totale (€)	14.923.756	1.146.231	2.895.804	7.380.633	42.342.742	1.581.573	3.436.145	4.103.660	33.291.380	208.066.331	1.317.606	152.452.165	121.535.043	78.664.665	371.848
Prezzo minimo (€/CV)	85,00	86,00	86,00	84,60	84,60	84,34	96,00	96,00	95,40	37,20	80,50	97,00	92,20	98,00	99,00
Prezzo massimo (€/CV)	93,50	97,10	92,80	94,25	93,00	90,00	97,80	97,26	97,29	97,30	85,50	101,12	100,50	100,02	99,20
Prezzo medio (€/CV)	88,95	90,86	90,66	90,14	89,56	85,47	97,10	97,02	96,85	96,54	84,42	98,74	98,86	99,43	99,08

Il prezzo medio ponderato dei CV scambiati nelle sessioni di mercato è stato pari a 96,96 €/MWh (92,71 €/MWh nel 2014).

I CV 2014 IV Trim hanno rappresentato il 31,03 % del totale dei certificati negoziati, seguiti dai CV con anno di riferimento 2015 I Trim, con il 22,23 % (25,78 % i CV 2013 IV e 19,24 % i CV 2014 I Trim, le percentuali dei CV maggiormente scambiati l'anno precedente).

Sul mercato dei bilaterali le transazioni registrate nel corso del 2015 sono state pari a 29.835.703 CV, in diminuzione rispetto ai 34.852.367 CV del 2014.

Complessivamente, nel corso del 2015, il totale dei CV scambiati sia sul mercato, sia bilateralmente, è stato pari a 36.781.716 CV rispetto ai 43.084.244 CV nel 2014 (-14,13 %).

Inoltre, il 30 aprile 2015 è stata svolta una sessione dedicata, per consentire il trasferimento dei CV ritirati dal GSE, ai soggetti obbligati (art. 20, comma 5, del D.M. 6 luglio 2012).

L'esito non ha comportato, tuttavia, l'assegnazione dei 561.548 CV 2014 III Trim, offerti dal GSE ad un prezzo medio di 97,42 €/MWh, pari al prezzo di ritiro.

Nel consueto confronto mensile con il mese precedente, gli scambi di dicembre hanno raggiunto una quota pari a 472.592 CV, in aumento, rispetto ai 340.099 Certificati Verdi scambiati nel mese di novembre.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il pre-

valore dei CV 2015 III Trim, con 290.769 certificati (193.111 i CV 2015 III Trim scambiati a novembre), dei CV 2015 II Trim con 148.271 titoli (99.578 CV 2015 II Trim, a novembre), e dei CV 2013 IV Trim, con 22.487 CV (10.172 CV 2013 IV Trim, a novembre).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 IV Trim, con un volume pari a 10.537 CV (13.053 CV 2014 IV Trim, relativi a novembre), e infine i CV 2015 I Trim con 528 CV (20.677 CV 2015 I Trim, a novembre).

In diminuzione l'andamento dei prezzi medi, per anno di riferimento, registrato sul mercato dei CV a dicembre. Infatti, è stato osservato per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari a 89,17 €/MWh, in diminuzione di 0,32 €/MWh rispetto a novembre.

I CV 2014 IV Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 96,73 €/MWh in diminuzione di 0,31 €/MWh rispetto al mese scorso, mentre per i CV I Trim 2015, il prezzo medio registrato è stato pari, a 99,68 €/MWh in diminuzione di 0,50 €/MWh rispetto a novembre.

I CV 2015 II Trim sono stati quotati ad un prezzo medio pari a 99,71 €/MWh, in calo di 0,36 €/MWh rispetto al mese precedente e infine, per i CV 2015 III Trim il prezzo medio registrato, è stato pari a 99,48 €/MWh in calo di 0,43 €/MWh, rispetto al mese scorso.

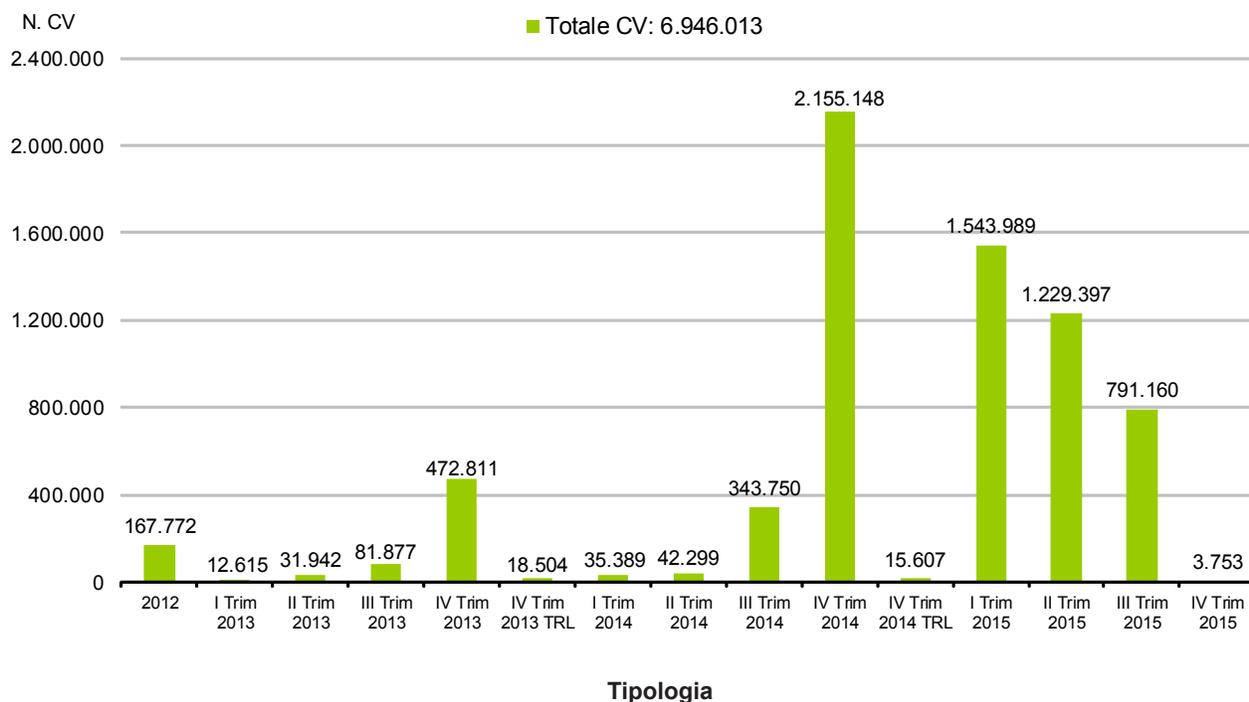
Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relative al mese di dicembre 2015 e i grafici 2015.

	Periodo di riferimento				
	IV Trim 2013	IV Trim 2014	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	22.487	10.537	528	148.271	290.769
Valore Totale (€)	2.005.102,25	1.019.192,93	52.631,36	14.783.422,84	28.925.062,79
Prezzo minimo (€/CV)	88,45	96,50	99,60	99,55	98,00
Prezzo massimo (€/CV)	89,30	97,15	99,74	99,86	99,67
Prezzo medio (€/CV)	89,17	96,73	99,68	99,71	99,48

(continua)

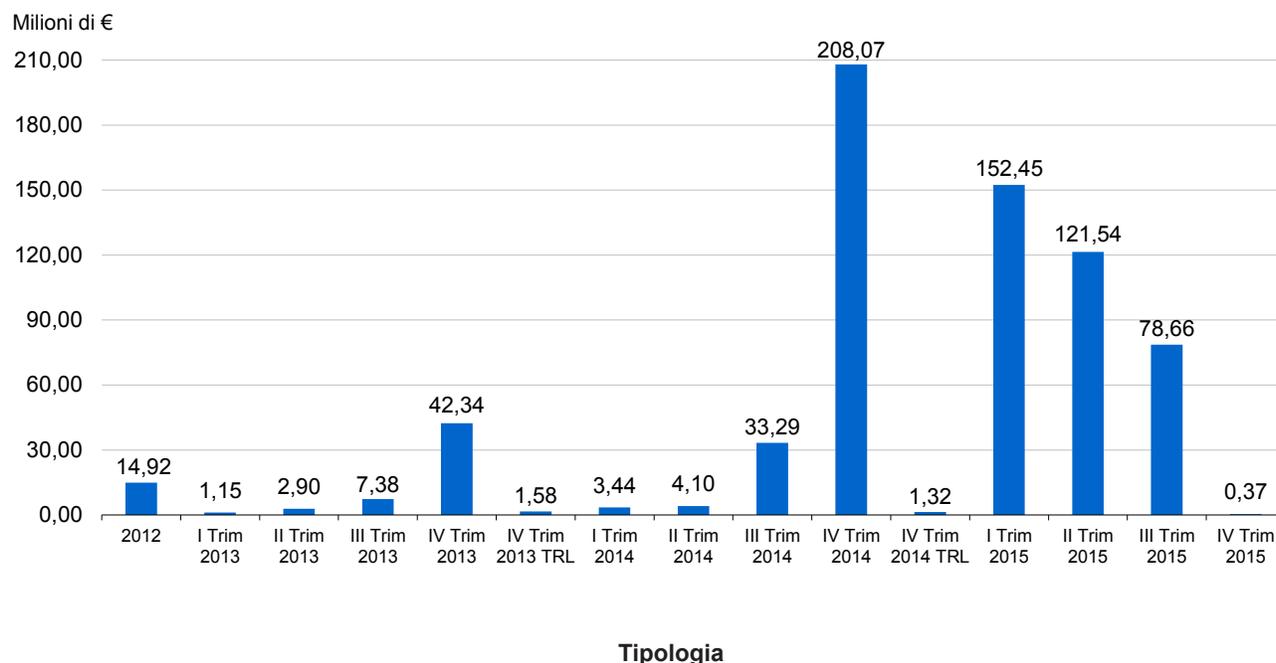
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

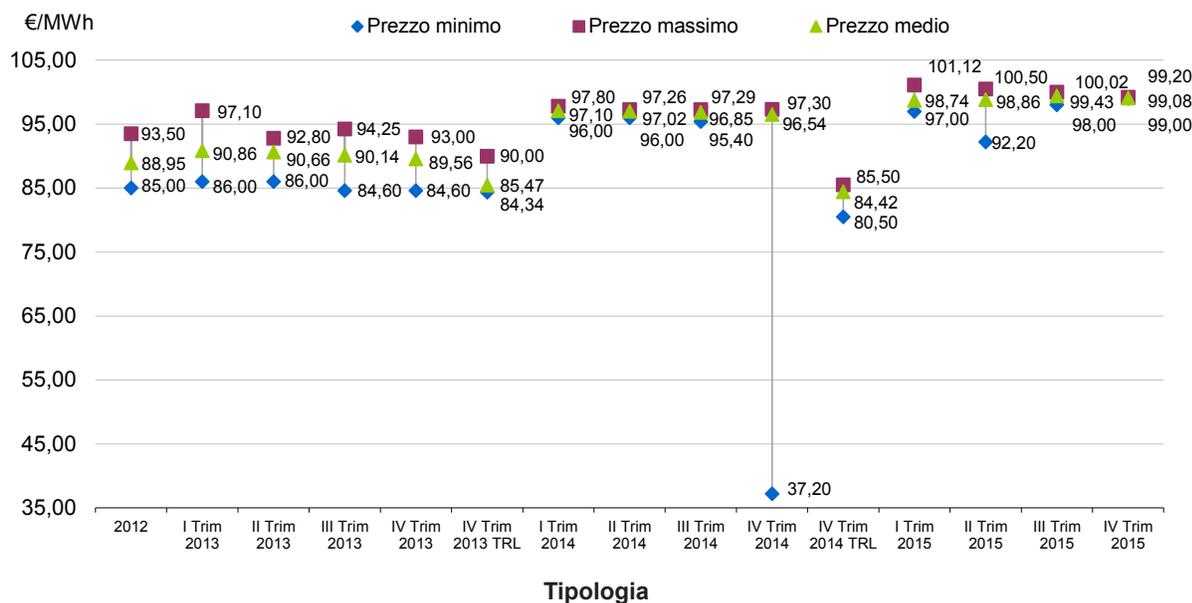
Fonte: GME



(continua)

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME

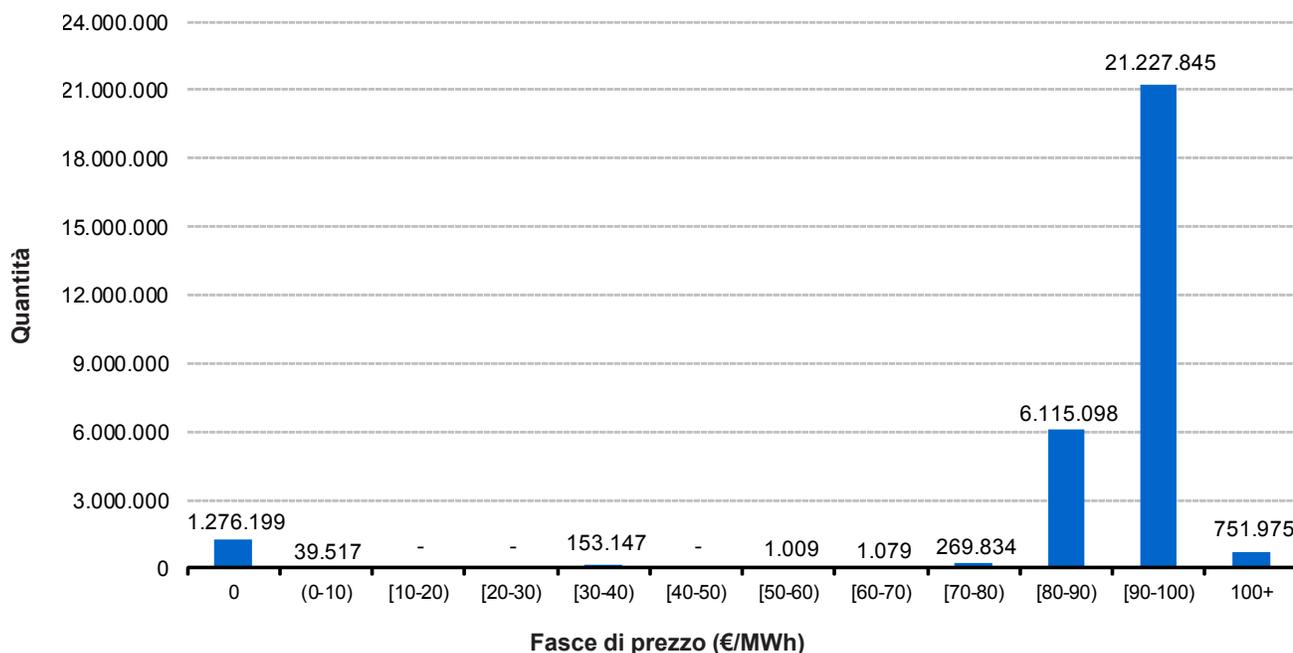


Nel corso del 2015 sono stati scambiati 29.835.703 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (34.852.367 CV l'anno precedente). Nel grafico sottostante vengono

evidenziate i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2015.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2015

Fonte: GME

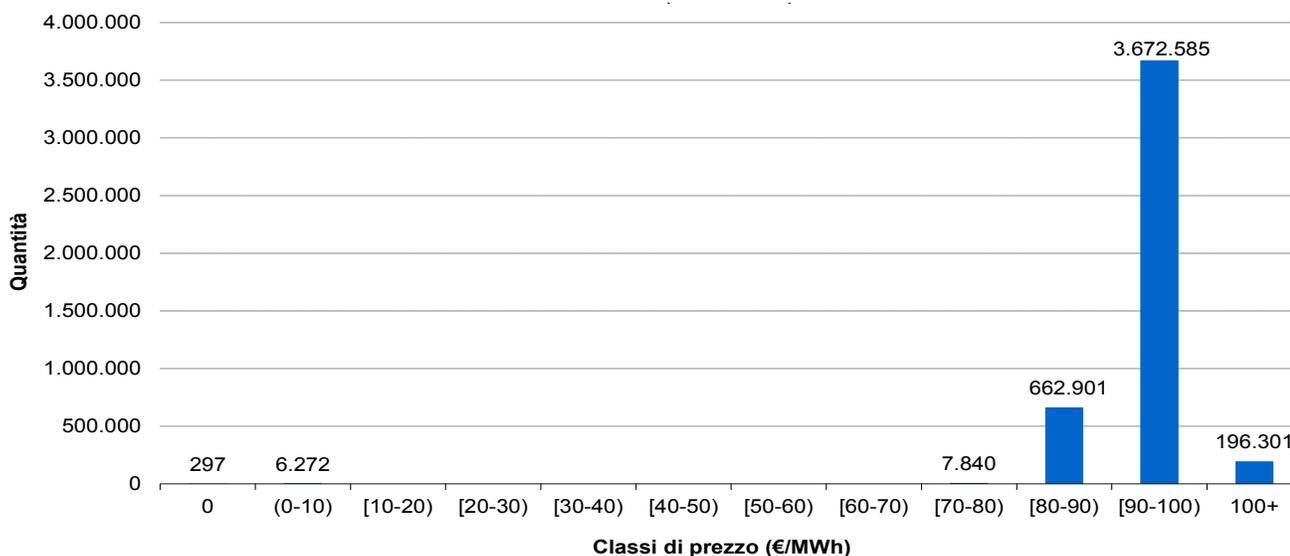


La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel 2015, è stata pari a 89,39€/MWh (84,11 €/MWh lo scorso anno) minore di 7,57 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato, pari a 96,96 €/MWh (92,71 €/MWh nel 2014).

Nel corso del mese di dicembre 2015 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 4.546.196 CV delle varie tipologie (1.437.440 CV il mese scorso).

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - dicembre 2015

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di dicembre, è stata pari a 94,76 €/MWh,

minore di 4,24 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (99,00 €/MWh).

Mercato delle GO GME

Il Mercato delle Garanzie di Origine (GO), nel 2015, si è chiuso con un volume di titoli scambiati nel corso delle 12 sessioni organizzate dal GME pari a 105.203 GO, in diminuzione rispetto alle 468.759 GO scambiate nel 2014. Di seguito la tabella riassuntiva 2015.

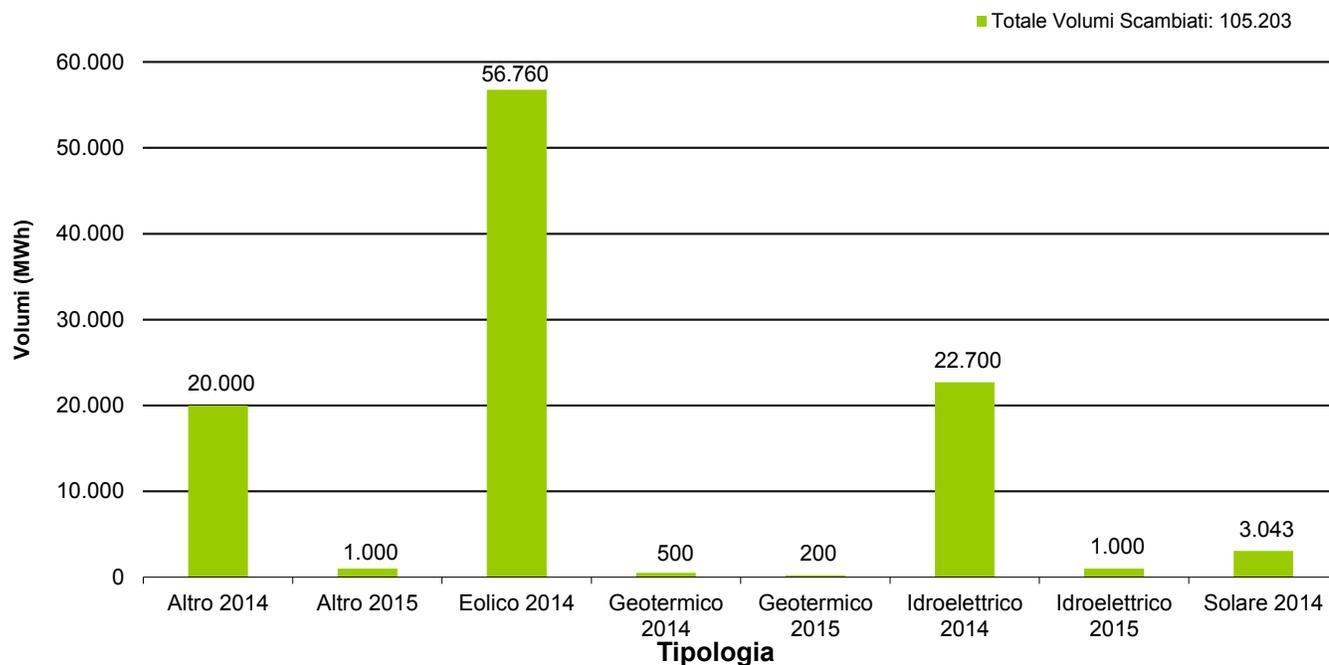
Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	1.035	83	0,08	0,08	0,08
	Marzo-Dicembre 2014	55.725	2.763	0,04	0,05	0,05
	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	-	-	-	-	-
Geotermoelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	500	40	0,08	0,08	0,08
	Gennaio 2015	100	12	0,12	0,12	0,12
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
Marzo-Dicembre 2015	100	13	0,13	0,13	0,13	
Idroelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	22.700	1.312	0,05	0,08	0,06
	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	1.000	160	0,16	0,16	0,16
Solare	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	3.043	183	0,06	0,06	0,06
	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
Marzo-Dicembre 2015	-	-	-	-	-	
Altro	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	20.000	1.000	0,05	0,05	0,05
	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
Marzo-Dicembre 2015	1.000	150	0,15	0,15	0,15	

Il prezzo medio ponderato totale delle GO scambiate sul mercato nel 2015 è stato pari a 0,05 €/MWh (0,07 €/MWh nel 2014). I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO

presente sul mercato, sono rappresentati nei seguenti grafici a blocchi.

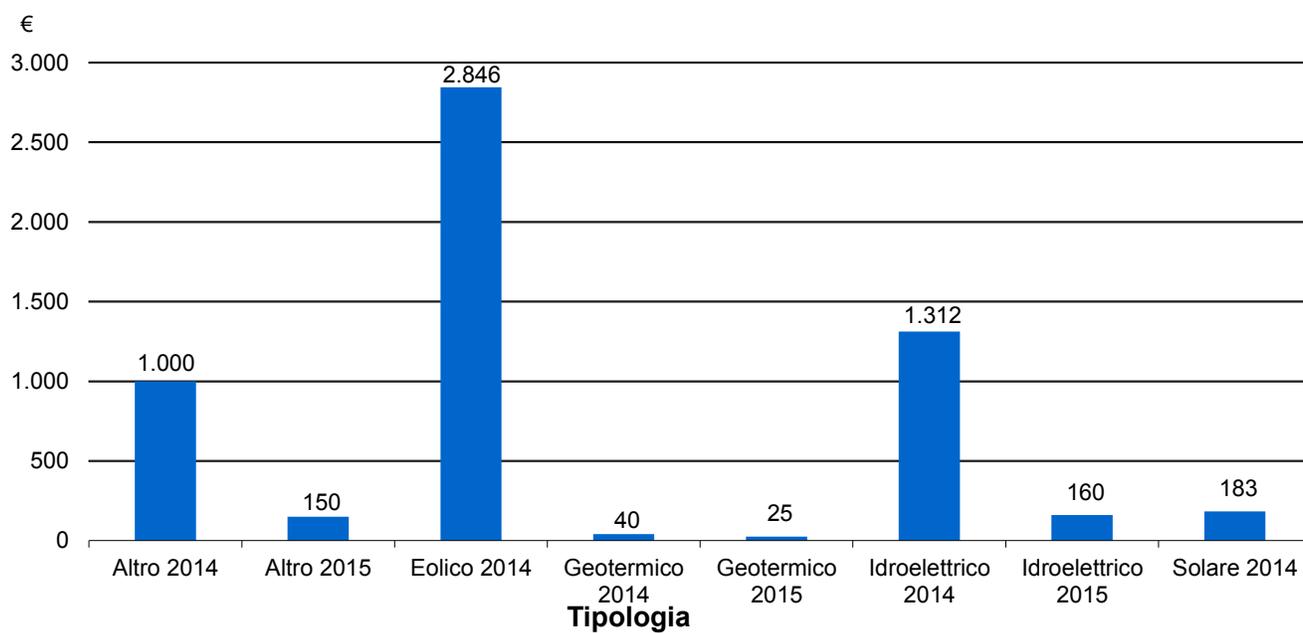
GO, volumi per tipologia (2015)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2015)

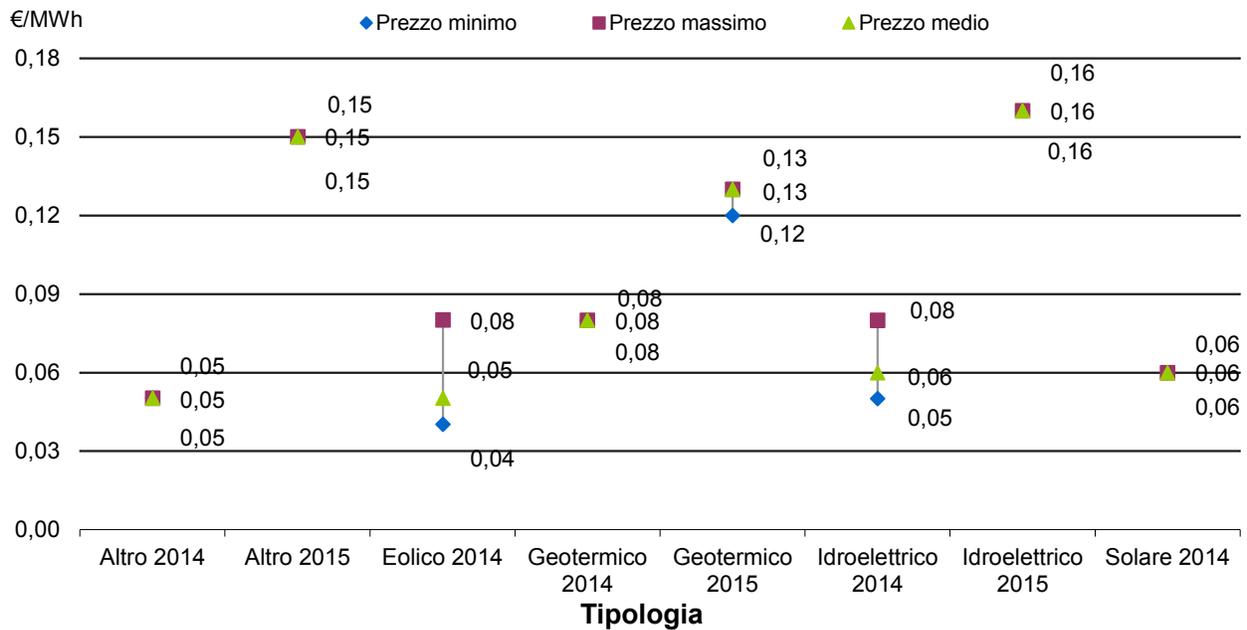
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi medi è evidenziato nel seguente grafico.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2015)

Fonte: GME



Gli scambi sul mercato si sono concentrati nel primo semestre dell'anno mentre da settembre in poi non sono state effettuate transazioni.

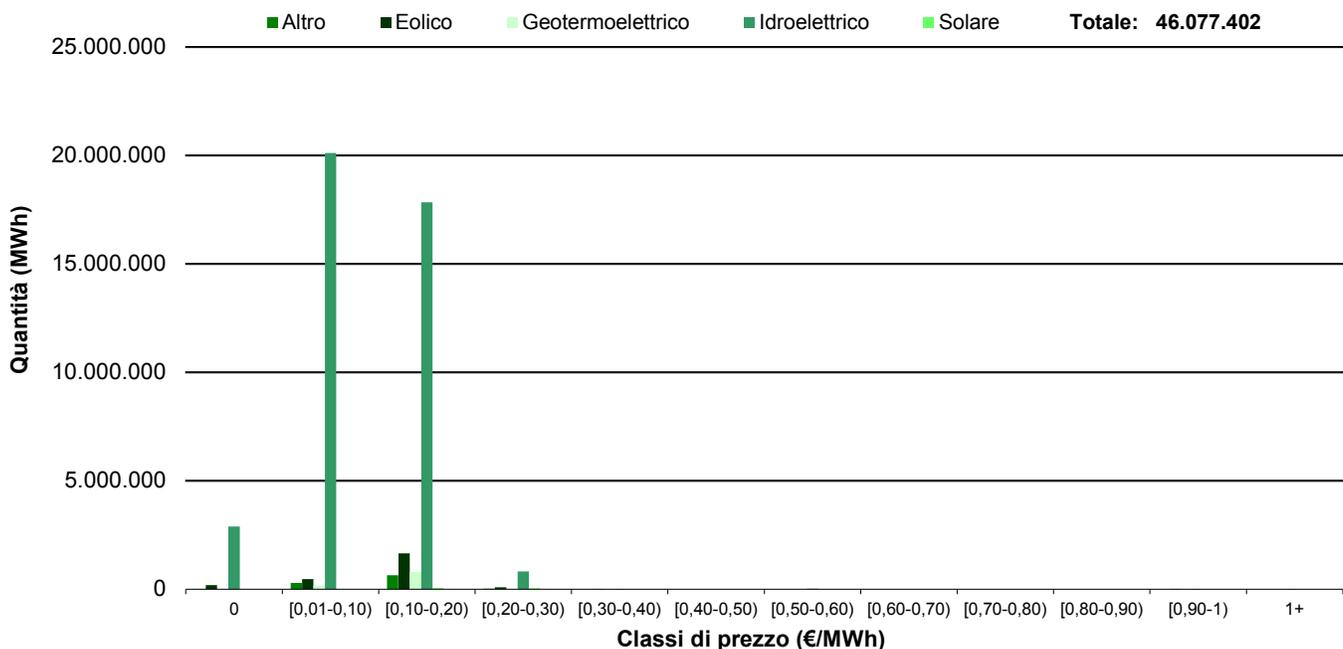
Nel corso del 2015, sulla piattaforma dei bilaterali sono state scambiate 46.077.402 Garanzie d'Origine, in aumento rispetto alle 44.011.155 GO scambiate nel 2014. Il prezzo medio

registrato è stato pari a 0,10 €/MWh (0,09 €/MWh nel 2014) maggiore di 0,05 €/MWh rispetto a quello registrato sul mercato, pari a 0,05 €/MWh (0,07 €/MWh nel 2014).

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo nel 2015.

GO, volumi per fasce di prezzo (2015)

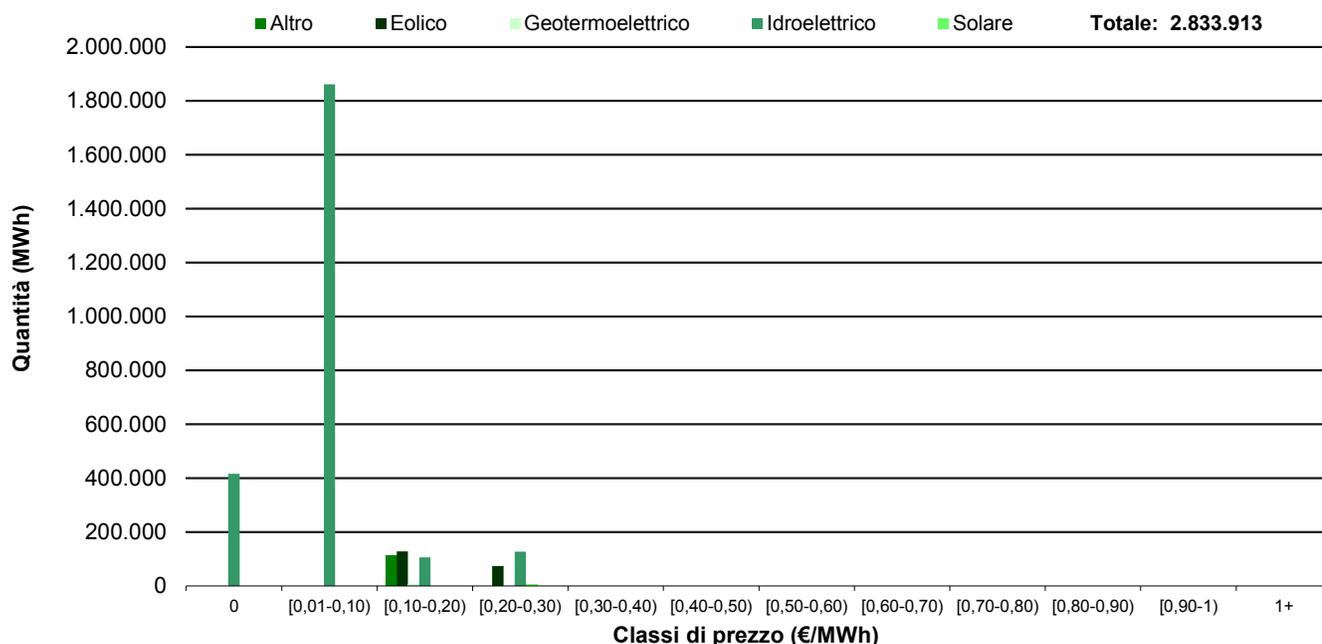
Fonte: GME



Nel mese di dicembre, sulla piattaforma bilaterale delle GO sono state scambiate 2.833.913 GO in aumento rispetto alle 897.092 GO scambiate nel mese di novembre, ad un prezzo

medio pari a 0,06 €/MWh (0,11€/MWh nel mese di novembre). Di seguito il grafico a blocchi per classi di prezzo relativo al mese di dicembre 2015.

GO scambiate bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2015



Le sessioni d'asta GO hanno consentito l'assegnazione, nel 2015, di 4.686.000 GO (640.000 nel 2014). Il prezzo medio registrato per tutte le sessioni d'asta svolte

dal GSE è stato pari a 0,08 €/MWh (0,10 €/MWh nel 2014). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

data	tipologia	periodo di produzione	prezzo medio ponderato (€/MWh)	prezzo minimo	prezzo massimo	quantità assegnata (MWh)	offerta dal GSE
20/01/2015	Altro_Gennaio	2014	0,08	0,08	0,08	30.000	1.804.232
20/01/2015	Eolico_Gennaio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	604.885
20/01/2015	Idroelettrico_Altri mesi	2014	0,09	0,09	0,09	100.000	4.116.395
20/01/2015	Idroelettrico_Febbraio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	373.396
20/01/2015	Idroelettrico_Gennaio	2014	0,07	0,07	0,07	40.000	429.995
20/03/2015	Altro_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	200.000	15.392.805
20/03/2015	Eolico_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	504.000	4.022.024
20/03/2015	Solare_Altri mesi	2014	0,06	0,06	0,07	484.000	13.036.636
22/06/2015	2015_Solare_Gennaio	2015	0,14	0,14	0,14	175.000	572.546
21/09/2015	Altro_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,14	51.000	1.211.664
21/09/2015	Altro_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	31.000	1.324.664
21/09/2015	Eolico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	50.000	1.454.273
21/09/2015	Eolico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	30.000	563.477
21/09/2015	Idroelettrico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	50.000	1.855.377
21/09/2015	Idroelettrico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	30.000	299.629
21/09/2015	Solare_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	10.000	7.180.931
21/09/2015	Solare_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,14	50.000	636.979
21/09/2015	Solare_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	230.000	401.863
21/12/2015	Altro_AltriMesi	2015	0,16	0,16	0,16	100.000	11.263.550
21/12/2015	Altro_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,15	60.000	1.164.438
21/12/2015	Altro_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,14	41.000	1.298.920
21/12/2015	Eolico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,16	1.117.000	1.917.100
21/12/2015	Eolico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,14	307.000	533.487
21/12/2015	Eolico_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,15	230.000	441.361
21/12/2015	Idroelettrico_AltriMesi	2015	0,16	0,15	0,16	149.000	2.720.266
21/12/2015	Idroelettrico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,14	41.000	270.927
21/12/2015	Idroelettrico_Febbraio	2015	0,15	0,15	0,15	9.000	281.491
21/12/2015	Solare_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,16	289.000	10.432.146
21/12/2015	Solare_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,15	149.000	588.728
21/12/2015	Solare_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,14	69.000	173.248
TOTALE						4.686.000	86.367.433

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO

Di Mario Cirillo - REF-E
(continua)

Modifiche alla struttura tariffaria

In estrema sintesi, sono due le modifiche fondamentali realizzate attraverso la riforma, approvata con la deliberazione 582/2015/R/EEL³.

1. Eliminazione della progressività nei corrispettivi variabili e in quota potenza della tariffa: i corrispettivi applicati diventano gli stessi per tutti i clienti.
2. Revisione della struttura tariffaria, con lo spostamento di alcuni oneri dai corrispettivi variabili a quelli fissi. In particolare, i corrispettivi relativi ai costi di misura e commercializzazione sono fissi per utente, quelli relativi ai costi di distribuzione sono fissi per kW di potenza, e infine quelli relativi ai costi di trasmissione e agli oneri generali di sistema sono variabili (questi ultimi solo per gli utenti residenti).

E' di rilievo il fatto che il 25% degli oneri generali di sistema afferenti ai clienti domestici andrà a gravare sugli utenti non residenti attraverso l'applicazione di un corrispettivo fisso, mentre la quota restante sarà coperta dal già citato corrispettivo variabile (uguale per utenti residenti e non).

Gradualità nell'attuazione

L'attuazione della riforma è prevista in 2 fasi in attuazione del principio di gradualità delle modifiche regolatorie. Le nuove regole saranno a regime dal 2018, mentre per il periodo

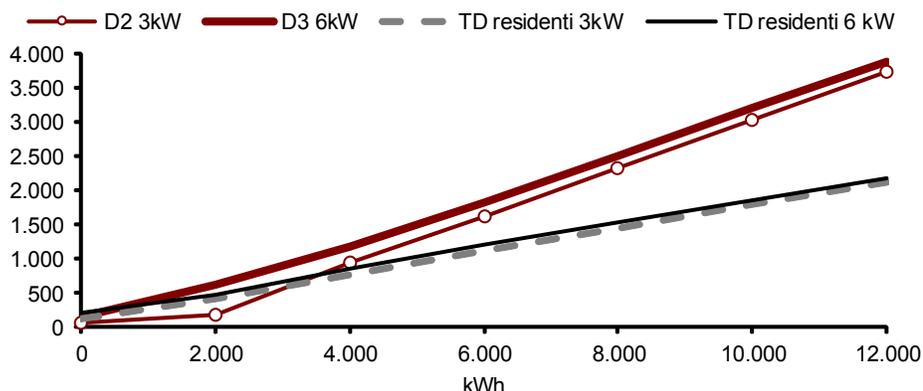
transitorio si prevede quanto segue:

- dal 1 gennaio 2016 resterà in vigore la struttura progressiva, ma i corrispettivi che coprono gli oneri di rete saranno rivisti con l'obiettivo di ridurre l'entità dei sussidi incrociati almeno del 25%, sia attraverso la revisione dei livelli che attraverso una modifica della struttura (da quota variabile a quota fissa);
- dal 1 gennaio 2017 sarà realizzata la completa eliminazione della progressività per quanto concerne gli oneri di rete, mentre i corrispettivi a copertura degli oneri generali saranno rivisti per ridurre gli effetti di progressività e ridurre il numero di scaglioni di consumo; anche la progressività prevista per l'applicazione dei corrispettivi a copertura dei servizi di vendita ai clienti in Maggior Tutela sarà eliminata;
- per il 2016 è prolungata la sperimentazione tariffaria specifica per le pompe di calore (PDC) impiegate come principale sistema di riscaldamento delle abitazioni, che già prevede l'applicazione di una struttura non progressiva, e l'AEEGSI avvierà un processo di consultazione finalizzato all'eventuale estensione della sperimentazione tariffaria a ulteriori categorie di clienti domestici (in parallelo al dispiegarsi degli effetti della riforma).

Gli effetti della riforma sono illustrati graficamente nella Figura 1.

Figura 1. Spesa annua pre (D2 e D3) e post riforma (TD) per livello di consumo (€)

Fonte: elaborazioni REF-E



La riforma sarà completata da modifiche nelle regole che riguardano la messa a disposizione del cliente dei dati sul prelievo massimo mensile, e la potenza contrattualmente impegnabile: su questo secondo aspetto aumenteranno le opzioni a disposizione del cliente domestico e diminuiranno i contributi di connessione e i diritti fissi dovuti per le variazioni

di potenza impegnata.

Clienti in stato di disagio

Parallelamente alla riforma, l'AEEGSI conferma le proposte di revisione della legislazione sul bonus elettrico per i clienti in stato di disagio economico, presentate al Governo lo scorso

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO

luglio⁴: queste prevedono, tra le altre misure, una rimodulazione dell'entità del bonus, che passerebbe dal 20% della spesa energetica al netto delle tasse al 35% di quella tasse incluse per tutti i clienti beneficiari. Tra gli altri effetti, le proposte dell'AEEGSI dovrebbero servire proprio a neutralizzare gli impatti della riforma tariffaria sui clienti in disagio economico. Nell'ambito delle proprie attribuzioni circa l'aggiornamento degli importi del bonus, inoltre, l'AEEGSI ha previsto nella deliberazione 582/2015 che questo fosse effettuato (per il 2016) in modo da controbilanciare completamente gli incrementi di spesa eventualmente derivanti dalla riforma e, in ogni caso, in modo da garantire che l'ammontare di compensazione non sia inferiore a quello del 2015⁵.

L'impatto su utenze solo elettrico

Gas e elettricità a confronto

L'impatto della riforma sullo sviluppo di tecnologie efficienti che impiegano elettricità presso le utenze domestiche può essere misurato mettendo a confronto una configurazione che preveda l'uso di gas come principale fonte per soddisfare il fabbisogno energetico (configurazione "gas"; è inevitabile, in questo caso, l'uso di energia elettrica, ad esempio per l'illuminazione e il condizionamento), e una configurazione che preveda unicamente l'impiego di energia elettrica (configurazione "elettricità"). Nello specifico, si formulano le seguenti ipotesi:

- con riferimento alla configurazione "gas", i fabbisogni di riscaldamento, acqua calda sanitaria e cucina sono soddisfatti consumando gas naturale (caldaia a condensazione e cucina a gas), mentre è usata energia elettrica per il condizionamento degli ambienti (pompa di calore "split") e per i cosiddetti "usi elettrici obbligati".

- con riferimento alla configurazione "elettricità", tutti i suddetti fabbisogni sono soddisfatti attraverso tecnologie che usano energia elettrica (PDC con diffusione su circuito idronico, cucina elettrica).

L'unità abitativa presa come riferimento è una villetta di dimensioni medie⁶. Si tratta di un edificio esistente, di classe energetica bassa⁷, situato nella fascia climatica E, ossia in un'area piuttosto fredda (ad esempio nella pianura padana). Queste ipotesi rispondono all'obiettivo di identificare un'unità abitativa abbastanza rappresentativa del contesto italiano e in cui possa essere facilmente realizzabile l'installazione di un sistema di riscaldamento che impieghi pompe di calore: per quest'ultima ragione non si ipotizza che l'abitazione sia in un condominio, ma una villetta (Tabella 1)⁸. Inoltre, si ipotizza un'unità abitativa esistente perché rileva comprendere se, almeno dal punto di vista economico, la riforma può favorire lo sviluppo di tecnologie che impiegano l'elettricità relativamente ad una quota di mercato più significativa rispetto al quasi trascurabile segmento degli edifici di nuova costruzione.

Tabella 1. Consumo annuo di gas ed elettricità

Fonte: elaborazioni REF-E

(Smc e kWh)

	Configurazione "gas"	Configurazione "elettricità"
Consumo di gas naturale	2.426	0
Consumo di energia elettrica	4.067	10.938

Per effettuare il confronto tra spesa annua per energia e costi pieni delle due configurazioni, prima e dopo la riforma, sono usati i dati sulle tariffe relativi al primo trimestre 2015, l'unico per cui sono disponibili, oltre ai valori degli elementi, dei corrispettivi e delle componenti delle tariffe allora in vigore, anche le stime dell'AEEGSI sui corrispondenti elementi, corrispettivi e componenti nell'ipotesi di realizzazione della riforma⁹.

Costi variabili e costo pieno

Le misure utilizzate per il confronto sono la spesa annua per la

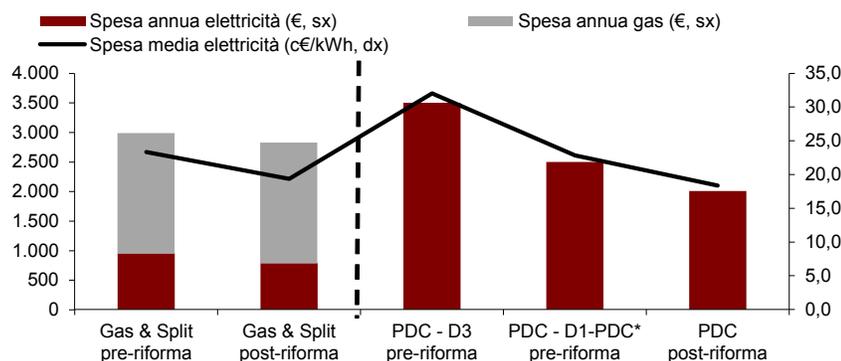
fornitura di elettricità e gas, e il costo pieno dell'investimento in un nuovo apparecchio di riscaldamento (levelised cost of energy): quest'ultimo è definito, per questioni di comparabilità, come costo sostenuto per ciascun kWh di fabbisogno energetico soddisfatto, che include riscaldamento, acqua calda sanitaria, condizionamento, cucina e usi elettrici obbligati¹⁰.

L'impatto a regime, ossia nel 2018, della riforma sulla spesa annua dell'utenza presa come riferimento è leggermente positivo nel caso "gas" e significativamente positivo nel caso "elettricità" (Figura 2).

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO

Figura 2. Spesa per energia pre e post riforma

Fonte: elaborazioni REF-E



*D1-PDC è la tariffa dedicata sperimentale per le pompe di calore elettriche.

Il risultato deriva dal fatto che in entrambi i casi il livello di consumo di energia elettrica è riconducibile ad utenze che prima della riforma sussidiavano i livelli di consumo più contenuto, e che perciò traggono beneficio dal superamento della tariffa progressiva (anche nel caso “gas” il consumo elettrico è superiore a 4000 kWh, si veda la Tabella 1).

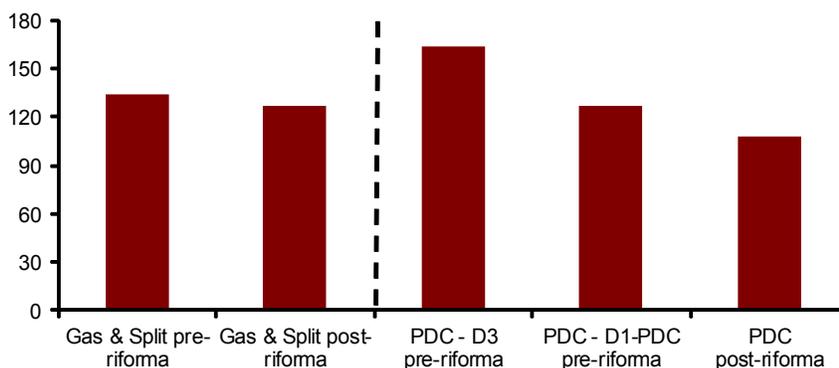
Nel caso “elettricità”, la riforma produce un abbattimento della spesa anche rispetto alle condizioni economiche già garantite dalla tariffa specifica per le PDC impiegate come

unico sistema di riscaldamento (che l’AEEGSI chiama D1-PDC), a causa della diversa incidenza degli oneri generali di sistema ¹¹.

Se il regime dedicato alle PDC già garantisce la competitività della tecnologia, almeno nel caso considerato (Figura 3) ¹², la riforma produce un ulteriore abbattimento del costo pieno della configurazione “elettricità”, portando tale valore notevolmente al di sotto di quello della configurazione “gas” ¹³.

Figura 3. Levelised cost of energy, 15 anni, tasso 7% (€/MWh)

Fonte: elaborazioni REF-E



L’impatto su utenze con sistemi efficienti di utenza

Se l’impatto positivo sulle elettro-tecnologie per la produzione di energia termica (PDC, cucine elettriche) è netto, sono meno evidenti e univoci gli effetti della riforma sulle utenze domestiche che investono in sistemi efficienti di utenza, tipicamente impianti fotovoltaici (FV).

Prendendo come riferimento la stessa unità abitativa ipotizzata per le precedenti elaborazioni, si valuta l’impatto della riforma sul costo pieno dell’investimento in pannelli FV.

Sia per il caso “gas” che per quello “elettricità” si ipotizza un impianto dimensionato per soddisfare il 100% del consumo di elettricità, che beneficia del regime dello scambio sul posto. In particolare, l’utenza autoconsuma contestualmente il 30% della generazione (ipotesi in linea con specifiche rilevazioni del GSE pubblicate dall’AEEGSI durante la consultazione sulla riforma), mentre la restante quota viene ceduta alla rete per il prelievo in un momento differente, antecedente o successivo.

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO

Tempo di ritorno dell'investimento in FV

Come conseguenza della riforma, sia per la configurazione “gas” che per quella “elettricità” l’investimento in fotovoltaico diventa meno conveniente. La convenienza è qui misurata utilizzando la misura del payback period, considerando il valore economico del tempo: si mettono a confronto, da un lato, i costi di investimento e di manutenzione dell’impianto fotovoltaico (che gode di detrazione fiscale del 50%) e, dall’altro, i benefici economici in termini di minori costi per il prelievo dell’elettricità, derivanti all’autoconsumo, e i ricavi del contributo per lo scambio sul posto.

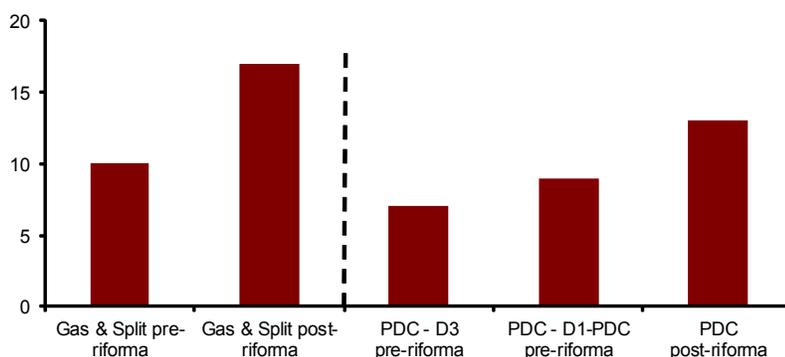
I risultati sono illustrati nella Figura 4, che mostra un allungamento dei tempi di ritorno come conseguenza della riforma, perché è minore l’entità del risparmio conseguibile sulla bolletta elettrica a seguito della realizzazione dell’investimento

in un sistema di autoproduzione, sia per la parte collegata alla minore spesa per l’energia prelevata (che dipende prevalentemente dall’eliminazione della progressività), sia per quella collegata al minore contributo per lo scambio sul posto (che dipende dal maggior peso dei corrispettivi fissi). Se è vero, infatti, che l’installazione di un sistema di generazione su scala domestica continua a produrre un abbattimento della spesa annua per energia elettrica (grazie all’autoconsumo), è altresì vero che i risparmi del prosumer rispetto al semplice consumer sono più contenuti a seguito della riforma.

Nell’arco della vita utile dell’impianto FV (20 anni), tuttavia, l’investimento continua ad avere redditività positiva, soprattutto se l’impianto FV è abbinato a un sistema di riscaldamento con pompe di calore.

Figura 4. Discounted payback period dell'investimento in FV (anni)

Fonte: elaborazioni REF- E



Coerentemente con i risultati appena illustrati, il costo di soddisfare un kWh di fabbisogno energetico dell’abitazione, così come definito e stimato in precedenza per le configurazioni di solo consumo¹⁴, resta sostanzialmente invariato se si installa un impianto FV con il regime tariffario post-riforma, mentre con il precedente regime il costo pieno subiva un abbattimento che nella configurazione “elettricità”, in regime D3, arriva a sfiorare il 25%.

Elettricità più competitiva del gas?

La configurazione “elettricità” diventa sensibilmente più competitiva grazie alla riforma fino a raggiungere i costi di quella “gas”, anche se come si è appena visto l’installazione di un impianto FV, in combinazione con PDC e cucine efficienti, non produce un ammontare tanto significativo di extra-risparmio (economico) quanto quello realizzabile con il precedente regime.

Tra le due opzioni, tuttavia, resta un notevole divario nella spesa upfront: il costo di investimento nel caso “gas” è sensi-

bilmente inferiore a quello della configurazione “elettrica”, sia se si guarda ai soli apparecchi di climatizzazione (gas e split da un lato, PDC idronica dall’altro) sia se si considera anche l’impianto fotovoltaico.

La riforma delle tariffe domestiche, in altri termini, non permette di superare tutte le barriere alla diffusione di elettrotecnologie efficienti: sono altre le misure di promozione che possono incidere o che già effettivamente incidono su questo aspetto. Il grado di efficacia di tali strumenti concorrerà a determinare, assieme agli altri driver tecnologici e di mercato, la penetrazione più o meno rapida dei sistemi di produzione e consumo distribuiti e a realizzare di conseguenza il futuro modello di sistema energetico. Ci si può, poi, facilmente aspettare che il processo di trasformazione sia graduale e di lungo termine, coerentemente con il ritmo al quale saranno realizzati gli interventi di ristrutturazione edilizia e sostituzione degli impianti di climatizzazione giunti a fine vita o particolarmente antieconomici.

LA RIFORMA TARIFFARIA E IL FUTURO MODELLO DI PRODUZIONE E CONSUMO



¹ Potrebbe corrispondere al caso di utenti che impiega il gas per il riscaldamento, e consuma elettricità per i cosiddetti “usi elettrici obbligati” ed eventualmente per la climatizzazione estiva (si veda il seguito dell'articolo).

² Potrebbe corrispondere al caso di utenti che impiega una pompa di calore per riscaldamento, in una fascia climatica media (si veda il seguito dell'articolo).

³ Deliberazione 2 dicembre 2015, 582/2015/R/EEL, Riforma delle tariffe di rete e delle componenti tariffarie a copertura degli oneri generali di sistema per i clienti domestici di energia elettrica. Contestuale aggiornamento delle compensazioni di spesa per i clienti domestici in disagio economico.

⁴ Segnalazione del 18 giugno 2015, 287/2015/I/COM, Segnalazione al Presidente del Consiglio dei Ministri, al Ministro dello Sviluppo Economico, al Ministro dell'Economia e delle Finanze, al Ministro del Lavoro e delle Politiche Sociali, in merito alla disciplina del bonus elettrico e gas.

⁵ Questa previsione si è realizzata con l'approvazione della deliberazione 657/2015/R/com.

⁶ Poco più di 140 metri quadrati di superficie riscaldata, distribuiti su 2 piani. Le dimensioni sono derivate da dati ISTAT.

⁷ E' un edificio di classe E. I fabbisogni di climatizzazione (riscaldamento, acqua calda sanitaria, e condizionamento) sono stati ipotizzati in linea con lo studio di RSE “I costi delle fonti rinnovabili termiche nel settore residenziale” pubblicato su L'Energia Elettrica no. 45 di maggio-giugno 2011.

⁸ I fabbisogni e i consumi di energia del caso considerato sono sensibilmente maggiori rispetto a quelli che l'AEEGSI attribuisce al cliente-tipo “casa di residenza ad alta efficienza”, ossia 6000 kWh/anno. Perciò, le valutazioni di risparmio di spesa per elettricità sono differenti da quelle desumibili dalle analisi del regolatore. Un'altra differenza significativa riguarda il costo di investimento ipotizzato per la PDC, sensibilmente più elevato rispetto a quello ipotizzato da RSE nelle analisi alla base delle valutazioni dell'AEEGSI (“Analisi della spesa energetica in un edificio “tutto elettrico””, Rapporto RSE del 01/06/2015). Anche questo input contribuisce a determinare risultati difforni da quelli osservabili o desumibili nei documenti AEEGSI.

⁹ Con le delibere 654/2015/R/eel e 657/2015/R/eel l'AEEGSI ha determinato i valori relativi alle tariffe effettivamente in vigore dal 2016: essendo tali valori determinati non solo sulla base delle (nuove) regole della riforma, ma anche sulla base di costi in evoluzione rispetto al 2015, non è agevole stimare le condizioni tariffarie che si sarebbero applicate secondo il vecchio regime, cosicché si mantiene, in questa analisi, l'impiego dei dati relativi al primo trimestre 2015.

¹⁰ Per semplicità tra i costi di investimento per il calcolo del LCOE sono considerati solo quelli per gli impianti di climatizzazione, ossia caldaia a gas a condensazione e PDC split nella configurazione “gas”, e PDC idronica (con accumulo) nella configurazione “elettricità”.

¹¹ Questo risultato dipende dalla somma di due effetti: da un lato, secondo le stime di REF-E, la tariffa D1-PDC non riflette esattamente i costi, cosicché gli oneri generali pagati dall'utente PDC sono più elevati dell'onere medio; dall'altro, come già spiegato con la riforma i clienti domestici residenti saranno “sussidiati” da quelli non residenti, nel pagamento degli oneri di sistema, almeno nel breve-medio termine.

¹² La tariffa specifica è comunque poco utilizzata, soprattutto per mancanza di consapevolezza da parte degli utenti. Si vedano in proposito i dati presentati dall'AEEGSI nel DCO 293/2015/R/eel.

¹³ Questo discorso vale se la PDC non ha impianti ausiliari a gas, che fanno perdere il diritto alle detrazioni. Sia per il costo di investimento in un impianto a gas, che per quello di un impianto PDC, le detrazioni per la riqualificazione energetica rappresentano un elemento molto significativo.

¹⁴ Il LCOE è riferito a un periodo di 15 anni e il tasso di interesse impiegato è in linea con i costi del finanziamento alle famiglie.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 4 dicembre 2015 593/2015/R/efr** | “Approvazione dei corrispettivi, relativi all’anno 2016, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dalla società Gestore dei Mercati Energetici S.p.a.” | pubblicata il 4 dicembre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/593-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto l’Autorità ha approvato i corrispettivi, relativi all’anno 2016, per il funzionamento dei Mercati organizzati e delle Piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine (GO) e dei titoli di efficienza energetica (TEE), gestiti dal GME.

Segnatamente, l’AEEGSI ha approvato la proposta formulata dal GME di confermare, per l’anno 2016, sia per i TEE che per le GO, le rispettive misure di corrispettivi già vigenti e applicate nell’anno 2015, approvate con deliberazione AEEGSI 659/2014/R/com.

Pertanto, anche per l’anno 2016, continuerà ad essere applicato:

- per ogni TEE scambiato sul MTEE (Mercato organizzato dei Titoli di Efficienza Energetica) ovvero oggetto di transazioni bilaterali registrate presso il Registro dei TEE, un corrispettivo pari a € 0,1;
- per ogni GO scambiata sul MGO (Mercato organizzato delle Garanzie di Origine) ovvero registrata bilateralmente sulla Piattaforma per la registrazione degli scambi bilaterali delle Garanzie di Origine (PB-GO), un corrispettivo pari a € 0,004.

Nel disporre la conferma delle richiamate misure di corrispettivi, il Regolatore ha evidenziato che, relativamente ai TEE, nel corso dell’anno 2016 sono attesi possibili nuovi elementi - derivanti dalla prossima approvazione del decreto previsto dall’articolo 6, comma 2, del decreto interministeriale 28 dicembre 2012 (cd. nuove linee guida) - che potrebbero avere impatti sul numero dei TEE emessi e oggetto di compravendita, nonché sulla conseguente operatività sulle piattaforme del GME, tali da poter rendere necessaria una revisione di tali corrispettivi per l’anno 2017.

■ **Delibera 4 dicembre 2015 594/2015/R/eel** | “Riconoscimento degli oneri derivanti ai produttori CIP 6/92 dall’obbligo di acquisto dei certificati verdi per l’anno 2014” | pubblicata il 4 dicembre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/594-15.pdf>

Nell’ambito del sistema di gestione ed incentivazione degli impianti di produzione in regime di Cip n.6/92 con il provvedimento in oggetto il Regolatore ha quantificato e riconosciuto ai produttori titolari di impianti Cip 6 gli oneri derivanti per quest’ultimi

dall’obbligo di acquisto dei certificati verdi per l’anno 2014 (riferito alle produzioni da fonti non rinnovabili dell’anno 2013), in applicazione dei criteri definiti dalla deliberazione 621/2013/R/eel del 19 dicembre 2013.

Segnatamente, l’AEEGSI ha determinato il valore unitario V_m da riconoscere per l’acquisto di ogni certificato verde relativamente all’obbligo dell’anno 2014 pari a 70,52 €/MWh, applicando la formula di calcolo di cui alla precedente deliberazione n.113/06 ($V_m = Q_{GSE} \square P_{GSE} + Q_{IAFR} \square P_{IAFR}$) ed i successivi criteri di aggiornamento indicati dalla deliberazione 621/2013/R/eel, come dettagliato nell’Allegato A al provvedimento in oggetto.

Con la delibera de qua, l’Autorità ha altresì disposto che Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (CCSE) riconosca ai produttori elencati nella Tabella 1 del medesimo provvedimento, gli oneri determinati e riportati nella medesima Tabella.

Il rimborso di tali oneri viene effettuato da CCSE a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, di cui all’articolo 49 del Testo Integrato Trasporto (Allegato A alla Del. ARG/elt 199/11).

■ **Comunicato del GME** | “Prezzo medio Delibera AEEGSI n. 300/05” | **pubblicato il 10 dicembre 2015** | **Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documenti/20151201indice5.2deliberaaeeeg300.05-novembre%202015.pdf>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha pubblicato per il mese di novembre 2015 il valore del parametro PUNop, di cui all’Art. 5.2 della Delibera dell’AEEGSI n.300/05, il quale è risultato pari a 46,77 €/MWh.

■ **Delibera 11 dicembre 2015 609/2015/R/eel** | “Disposizioni relative al Codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell’energia elettrica” | pubblicata l’11 dicembre 2015 | **Download**
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/609-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l’AEEGSI ha disposto la revisione di alcune iniziali disposizioni del codice di rete tipo per il trasporto dell’energia elettrica introdotte con precedente deliberazione 268/2015/R/eel, con la quale il Regolatore aveva adottato tale codice di rete tipo, limitatamente agli aspetti relativi alle garanzie contrattuali e alla fatturazione del servizio.

Segnatamente con la citata deliberazione 268/2015/R/eel, l’Autorità aveva disciplinato i seguenti aspetti:

- le garanzie per l’accesso al servizio di trasporto, individuando le forme ammesse (fidejussione a prima richiesta, rating e parent company guarantee) e la loro gestione;
 - le modalità per la gestione del contratto di trasporto nei casi di inadempimento da parte dell’utente del servizio;
 - la fatturazione del servizio e i relativi pagamenti
- la cui efficacia inizialmente fissata, per la maggior parte delle

Novità normative di settore

(continua)

disposizioni, all'1 ottobre 2015 veniva successivamente differita dall'Autorità, con deliberazione 447/2015/R/eel, all'1 gennaio 2016, in ragione della necessità, dalla stessa rilevata, di condurre approfondimenti relativi ad alcune segnalazioni pervenute in esito all'approvazione del codice di rete tipo.

Pertanto, al fine di tenere conto delle criticità segnalate e degli approfondimenti condotti in merito, con la delibera de qua, l'AEEGSI è intervenuta modificando quanto inizialmente disposto, prevedendo in particolare:

- la rimozione del requisito di possesso di rating da parte degli istituti bancari e assicurativi che emettono la fidejussione;
- la revisione di alcune disposizioni per l'accesso al rating e alla parent company guarantee, con particolare riferimento ai ritardi di pagamento, cercando di allineare maggiormente il trattamento degli utenti che vi ricorrono a quelli che hanno una fidejussione o un deposito cauzionale, pur facendo salvo il trattamento differenziato al fine di considerare il diverso profilo di rischio sotteso ai diversi strumenti di garanzia;

- maggior chiarezza in merito all'applicazione delle disposizioni del codice di rete, con riferimento ai contratti di trasporto pendenti all'1 gennaio 2016. Ciò al fine di evitare che, con particolare riferimento alle garanzie prestate dagli utenti in adempimento del citato codice di rete tipo, queste ultime siano utilizzate dalle imprese distributrici per soddisfare crediti sorti precedentemente all'1 gennaio 2016, se non nei limiti di un'eventuale garanzia già prestata dall'utente e successivamente adeguata ai sensi del codice di rete tipo;

- un regime transitorio relativamente alle tempistiche a disposizione dell'utente del trasporto per l'adeguamento delle garanzie a un importo pari alla stima di 3 mesi di erogazione del servizio per i punti di prelievo contenuti nel contratto di trasporto. In prima applicazione, tali tempistiche sono state estese al 12 febbraio 2016, quale termine ultimo entro il quale l'utente deve provvedervi, in luogo dell'ordinaria tempistica di 15 giorni lavorativi. In tale periodo transitorio di prima applicazione l'utente in possesso di un giudizio di rating o la cui società controllante possieda a sua volta tale giudizio di rating, può accedere al rating o alla parent company guarantee senza che debba essere verificato preventivamente il requisito di regolarità di pagamento, a fronte però della corresponsione di un corrispettivo per l'accesso maggiorato.

La delibera in oggetto interviene, inoltre, in tema di fatturazione, prevedendo in particolare la modifica delle disposizioni relative ai termini di pagamento delle fatture. In particolare, il Regolatore ha previsto che:

- per le fatture di ciclo non emesse nei termini previsti la scadenza di pagamento decorra dal primo termine utile del mese successivo;

- sia unificata la decorrenza dei termini di pagamento per tutte le tipologie di fattura (fatture di ciclo, fatture di rettifica e fatture relative a ulteriori prestazioni e altri corrispettivi).

■ DCO AEEGSI 11 dicembre 2015

605/2015/R/eel | "Mercato dell'energia elettrica: introduzione di prezzi negativi armonizzati a livello europeo ai sensi del Regolamento Ue 1222/2015 (CACM) - Primi orientamenti" | pubblicato il 14 dicembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/605-15.pdf>

Con la pubblicazione del DCO in oggetto il Regolatore presenta le proprie preliminari riflessioni in merito all'introduzione dei prezzi negativi nel mercato elettrico italiano, nell'intento di favorire il dibattito e di raccogliere osservazioni degli operatori, in vista delle future decisioni da assumere in materia.

Nel presentare tale documento, l'AEEGSI evidenzia come lo stesso si inquadra nell'ambito del più ampio procedimento, avviato con deliberazione 393/2015/R/eel, finalizzato alla formazione di provvedimenti per la riforma organica del dispacciamento elettrico, in coerenza con gli indirizzi già espressi dall'Autorità nel quadro strategico 2015-2018 ed in linea con l'evoluzione in atto della normativa europea.

Con specifico riguardo al tema dei prezzi negativi, si evidenzia infatti che il Regolamento (UE) 2015/1222 della Commissione del 24 luglio 2015 - recante orientamenti in materia di allocazione della capacità e di gestione delle congestioni, in vigore dallo scorso 14 agosto (di seguito: CACM) - laddove prevede l'elaborazione, da parte dei vari soggetti identificati, di una serie di proposte sui relativi termini, condizioni e metodologie di applicazione, dispone che entro diciotto mesi dalla sua entrata in vigore (i.e. febbraio 2017), i soggetti qualificati come Nominated Electricity Market Operators (NEMO), in collaborazione con i gestori di rete (TSO) interessati, elaborino una proposta per l'armonizzazione dei prezzi di equilibrio massimi e minimi (cap e floor) per i mercati del giorno prima e infragiorneri e che tale proposta, prima dell'invio alle competenti autorità di regolazione, sia sottoposta a consultazione da parte dei TSO e dei NEMO, rispettivamente, per l'Italia, da Terna e dal GME il quale, come riportato dall'AEEGSI nel DCO, è stato riconosciuto unico NEMO per tutte le zone del mercato elettrico italiano con notifica alla Commissione europea del 15 settembre 2015 da parte del Ministero dello Sviluppo Economico acquisito il parere dell'Autorità 414/2015/I/EEL.

Invero, la scelta di identificare un unico valore massimo (cap, pari a + 3000 €/MWh) e un unico valore minimo (floor, pari a - 500 €/MWh) è già stata effettuata in quasi tutta Europa, nell'ambito dell'implementazione anticipata e volontaria delle previsioni del CACM gestita dal progetto Multi Regional Coupling (MRC) con particolare riferimento al market coupling del day ahead.

Con specifico riferimento al mercato italiano, si ricorda, invece, che l'AEEGSI, nell'aderire al progetto MRC, con deliberazione 45/2015/R/eel, chiariva che in tale momento non sussisteva alcun vincolo normativo che rendeva cogente l'armonizzazione del floor (essendo il cap di fatto già allineato a quello applicato nelle altre borse europee) - poiché il CACM concedeva diciotto

Novità normative di settore

mesi di tempo dall'entrata in vigore per addivenire ad una armonizzazione dei limiti di prezzo delle offerte presentate in tutti i mercati coinvolti - e, tenuto anche conto di quanto osservato in merito dagli operatori, valutava di non rivedere i limiti di prezzo in occasione dell'avvio del market coupling, in ragione della necessità di effettuare un'analisi dei potenziali impatti che una siffatta revisione avrebbe potuto avere su altri aspetti della regolazione del mercato elettrico e, in particolare, sul funzionamento del mercato dei servizi di dispacciamento e sulle modalità di partecipazione al mercato degli impianti alimentati da fonti rinnovabili beneficiari dei meccanismi di incentivazione; analisi i cui tempi di svolgimento risultavano, peraltro, non compatibili con quelli di avvio operativo del progetto di coupling.

Pertanto, con l'adesione del mercato italiano al predetto progetto di coupling venivano mantenuti i già vigenti prezzi minimi e massimi di offerta, rispettivamente, 0 €/MWh e + 3000 €/MWh, disciplinati nel Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico.

Con il presente DCO, l'AEEGSI, alla luce di quanto sopra, illustra i primi orientamenti sulle possibili modalità di introduzione dei prezzi negativi nel mercato italiano con particolare riferimento innanzitutto a MGP e MI e poi a MSD e infine ai prezzi di sbilanciamento, analizzando, inoltre, le ulteriori implicazioni derivanti dall'eventuale presenza di prezzi negativi.

Segnatamente, in ordine ai mercati rispetto ai quali prevedere un floor, l'AEEGSI ipotizza una riforma graduale che vedrebbe l'introduzione del limite di offerta negativo dei prezzi pari a -500 €/MWh (coerentemente con quanto già in essere nei mercati elettrici del centro e del nord Europa aderenti al progetto MRC) in un primo momento solo in MGP e MI, come espressamente richiesto dal CACM, e in un secondo momento anche sul MSD, evidenziando al riguardo che l'estensione della riforma a tutti i mercati rappresenta - come dettagliatamente argomentato nel DCO anche con riferimento ai prezzi di sbilanciamento - la soluzione che meglio massimizza i benefici derivanti da tale modifica regolatoria.

Con specifico riferimento al MSD, il Regolatore sottopone alle valutazioni degli operatori due possibili alternative di intervento regolatorio, la prima che prevedrebbe l'introduzione di un floor negativo per l'offerta di servizi a scendere e la seconda che, invece, prevedrebbe l'introduzione di un gettone per la remunerazione della manovra di spegnimento dell'impianto.

Anche in relazione ai prezzi di sbilanciamento, l'AEEGSI, tenuto conto delle modalità di determinazione degli stessi, ribadisce come sia opportuno estendere anche al MSD la possibilità di presentare offerte a prezzi negativi, al fine di garantire una maggiore coerenza tra i segnali di prezzo che concorrono alla formazione del predetto prezzo di sbilanciamento.

L'AEEGSI prosegue, poi, con lo svolgimento di alcune considerazioni sulle ulteriori implicazioni derivanti dall'eventuale presenza di prezzi negativi in riferimento, in particolare:

- all'esecuzione dei contratti bilaterali, evidenziando come l'introduzione delle offerte a prezzi negativi potrebbe aumentare l'esposizione dei soggetti non detentori dei diritti CCC (strumento per la copertura del rischio di volatilità del CCT);

- alla disciplina delle unità essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, mettendo in evidenza che, poiché tali impianti partecipano ai mercati dell'energia e dei servizi con particolari vincoli rispetto alla formulazione delle offerte in cambio della reintegrazione dei costi, eventualmente non coperti in esito al mercato o per il tramite di una formula contrattuale alternativa alla reintegrazione con finalità simili, il verificarsi dei prezzi negativi comporterebbe, in generale, un potenziale incremento di tali costi che di conseguenza dovrebbero essere socializzati per il tramite dei corrispettivi di dispacciamento;

- alla presenza delle fonti incentivate, suggerendo, che nelle ore nelle quali sul mercato dovesse formarsi un prezzo negativo, non sia erogato l'incentivo, consentendone però il recupero al termine del periodo di diritto, non distorcendo in tal modo la finalità dello strumento dei prezzi negativi e la finalità degli stessi incentivi;

- alla frequenza storica di accadimento di prezzi pari a 0 €/MWh, nei diversi mercati (MB, MSD ex-ante, MI e MGP) negli anni 2013, 2014 e 2015 (periodo gennaio-agosto), ritenendo, infatti, che tali valori possano essere assunti come proxy indicativa della frequenza di accadimento dei prezzi negativi, qualora fossero stati ammessi nel medesimo periodo;

- al potenziale esercizio di potere di mercato, osservando come l'introduzione di prezzi negativi potrebbe favorire tale esercizio, per cui potrebbe essere richiesta maggiore trasparenza nella selezione delle offerte, monitoraggio nella formazione dei prezzi ed eventuale definizione di misure di mitigazione.

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO de quo potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro il 15 febbraio 2016.

L'AEEGSI, al riguardo, ricorda che 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.

■ **DCO AEEGSI 17 dicembre 2015 623/2015/R/ee|” Ulteriori orientamenti in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle sentenze del Tar Lombardia 1648/2014 e del Consiglio di Stato 1532/2015” | pubblicato il 18 dicembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/623-15.pdf>**

Con il presente DCO, l'AEEGSI sottopone alla consultazione dei soggetti interessati i propri ulteriori orientamenti in merito alla valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi in seguito alle Sentenze del Tar Lombardia 1648/2014 e del Consiglio di Stato

Novità normative di settore

1532/2015.

Tale DCO fa seguito al precedente DCO 445/2015/R/gas del 24 settembre 2015, nell'ambito del quale, a seguito dell'annullamento delle deliberazioni 342/2012/R/eel, 239/2013/R/eel, 285/2013/R/eel, ad opera delle richiamate Sentenze del Tar e del Consiglio di Stato, il Regolatore aveva presentato due opzioni, alternative fra loro, per la valorizzazione degli sbilanciamenti riferiti al periodo di vigenza delle suddette deliberazioni (luglio 2012 - febbraio 2015), poi risultate annullate, e ciò al fine di:

- tutelare gli utenti del dispacciamento che, nel periodo interessato, avevano confidato senza colpa nell'applicazione di una disciplina degli sbilanciamenti (quella annullata) coerente con le finalità e le funzioni del servizio di dispacciamento;
- evitare il prodursi di oneri impropri in capo alla generalità dei clienti finali.

Nel documento di consultazione in oggetto, il Regolatore, pertanto, dopo avere brevemente illustrato gli esiti del precedente procedimento consultivo, presenta le proprie ulteriori proposte sulla materia de qua.

In particolare, recependo in parte, per le motivazioni espresse nel testo del documento di consultazione, le osservazioni formulate dagli operatori in relazione al DCO 445/2015/R/gas, l'AEEGSI propone:

- relativamente alle due opzioni alternative di disciplina della valorizzazione degli sbilanciamenti, l'applicazione dell'opzione 1 – per il cui dettaglio si rinvia al testo del DCO 445/2015/R/gas - con una estensione temporale, tuttavia, limitata a Settembre 2014, in accoglimento di quanto in merito osservato dagli operatori in risposta al DCO 445/2015/R/gas. Infatti, come evidenziato dalla stessa AEEGSI, la quasi totalità dei partecipanti alla consultazione (DCO 445/2015/R/gas) ha rappresentato che l'eventuale intervento dell'Autorità sul tema in oggetto debba limitare i propri effetti al mese di Settembre 2014 incluso, in quanto, in seguito alla pubblicazione dell'ordinanza del Consiglio di Stato del 2 Ottobre 2014 (con la quale è stata respinta l'istanza di sospensione cautelare proposta dall'Autorità avverso la sentenza del Tar Lombardia 1648/2014), gli operatori avrebbero conformato la propria condotta nell'ambito del servizio di dispacciamento alla regolazione previgente alle deliberazioni annullate;
- di riconoscere a ciascun utente del dispacciamento, nei termini proposti in dettaglio nel DCO de quo, la facoltà alternativa (all'opzione 1) di richiedere a Terna, all'interno del periodo luglio 2012 - settembre 2014, l'applicazione della regolazione degli sbilanciamenti effettivi in vigore a giugno 2012;
- con riferimento al periodo successivo alla sentenza del Consiglio di Stato (da marzo 2015), di confermare il proprio orientamento di non modificare la disciplina adottata nel periodo (e tuttora vigente) fatta salva la possibilità di intervenire con misure prescrittive/sanzionatorie nei confronti dei soggetti

che avessero attuato una programmazione dei propri prelievi/immissioni non conforme ai vincoli di diligenza, prudenza, perizia e previdenza stabiliti nella regolazione.

Il Regolatore conclude l'illustrazione degli propri ulteriori orientamenti evidenziando l'intenzione di illustrare, nel corso dei primi mesi del 2016, in appositi documenti per la consultazione:

- i propri orientamenti finali per la disciplina degli sbilanciamenti effettivi da adottare nel periodo luglio 2012 – settembre 2014;
- i propri orientamenti per il futuro, sulla base delle opzioni già poste in consultazione mediante pubblicazione dei documenti di consultazione 368/2013/R/eel e 163/2015/R/eel). I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO in oggetto potranno farle pervenire all'AEEGSI, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro e non oltre il 15 febbraio 2016

■ **Delibera 22 dicembre 2015 648/2015/R/eel | “Approvazione dei corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE) per l'anno 2016 e del preventivo dei costi per l'anno 2016, relativi allo svolgimento delle attività di monitoraggio del mercato elettrico all'ingrosso, da parte del Gestore dei mercati energetici” | pubblicata il 22 dicembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/648-15.pdf>**

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha approvato, per l'anno 2016, i corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma dei conti energia a termine (PCE).

In particolare, il Regolatore, sulla base di quanto premesso e considerato nel testo della deliberazione de qua, ha approvato la proposta formulata dal GME che prevede di confermare, relativamente all'anno 2016, la misura di corrispettivi applicati nel 2015 (approvati con deliberazione 659/2014/R/com).

Pertanto, anche per il 2016, per la partecipazione alla PCE, sono previsti i seguenti corrispettivi:

- un corrispettivo di accesso (una tantum) pari ad Euro 1.000,00;
- un corrispettivo fisso annuo pari ad Euro 0,00;
- un corrispettivo per ogni MWh oggetto delle transazioni registrate pari a 0,008 €/MWh.

In tema di corrispettivi PCE, si ricorda, inoltre, che qualora l'operatore PCE sia anche operatore del mercato elettrico non dovrà riconoscere al GME il corrispettivo di accesso e il corrispettivo fisso annuo.

Contestualmente all'approvazione dei predetti corrispettivi, l'Autorità ha altresì quantificato l'ammontare dei costi riconosciuti, a preventivo, al GME, per lo svolgimento, nell'anno 2016, delle attività di cui al comma 3.1 del TIMM (Testo integrato del monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del

Novità normative di settore

mercato per il servizio di dispacciamento - deliberazione ARG/elt 115/08 e ss.mm.ii.), la cui copertura è previsto che avvenga con i ricavi derivanti dai corrispettivi par la partecipazione alla PCE da applicarsi nel 2016.

Delibera 23 dicembre 2015 651/2015/R/eel | “Proroga della convenzione fra la società Gestore dei mercati energetici S.p.a. e la Cassa conguaglio per il settore elettrico – CCSE, per la gestione del market coupling” | pubblicata il 23 dicembre 2015 | Download
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/651-15.pdf>

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha deliberato di rinnovare lo schema di convenzione tra il GME e Cassa conguaglio per il settore elettrico (CCSE), approvato con precedente delibera 52/2015/R/eel, prorogandone la validità fino all'entrata in vigore della soluzione di regime per la gestione disallineamento delle tempistiche di pagamento del mercato elettrico italiano rispetto a quelle degli altri mercati elettrici europei (nel seguito: soluzione di regime) e comunque non oltre il 31 dicembre 2016.

In merito si ricorda infatti che, con la richiamata delibera 52/2015/R/eel, il Regolatore aveva disposto l'approvazione dello schema di convenzione tra il GME e CCSE - redatto ai sensi della deliberazione 609/2013/R/eel e modificato e integrato secondo quanto previsto dalla deliberazione 45/2015/R/eel - per il solo anno 2015, richiedendo al GME di inviare, entro il 30 ottobre 2015, una relazione in merito alle tempistiche previste per l'introduzione della soluzione di regime e ogni altra informazione utile per valutare l'opportunità di estendere la validità della predetta convenzione anche successivamente all'anno 2015.

Considerato che il GME:

- con il documento per la consultazione 7/2014, ha posto in consultazione la proposta di soluzione di regime, prevedendo la sua introduzione nel corso del 2016;

- ha informato l'Autorità, ai sensi di quanto disposto dalla delibera 52/2015/R/eel, che:

- ▶ la soluzione di regime individuata per la gestione delle tempistiche di pagamento prevede un settlement a cadenza settimanale (W+1) e una fatturazione mensile. Tale soluzione è stimata entrare in operatività nel corso dell'autunno 2016;

- ▶ anche nell'ambito della soluzione a regime, ritiene necessario essere affiancato da un soggetto finanziatore, identificabile in CCSE o in un altro soggetto istituzionale all'uopo individuato, in grado di anticipare la liquidità necessaria a regolare con le controparti estere il settlement con cadenza giornaliera il secondo giorno successivo a quello di flusso (D+2);

- ▶ ritiene necessario estendere la validità dello schema di convenzione tra il GME e CCSE anche successivamente all'anno 2015 e almeno fino a fine anno 2016;

l'AEEGSI, con il provvedimento de quo, ha pertanto deliberato

di rinnovare lo schema di convenzione tra il GME e CCSE, approvato con deliberazione 52/2015/R/eel, prorogandone la validità per il termine di durata sopra richiamato.

A completamento, si ricorda che il predetto schema di convenzione è stato definito al fine di disciplinare le modalità di finanziamento di GME da parte di CCSE, funzionali alla gestione, in via transitoria, del disallineamento delle tempistiche di pagamento del mercato elettrico italiano rispetto a quelle degli altri mercati elettrici europei, individuate, inizialmente, con la deliberazione 609/2013/R/eel, con riferimento alla gestione del market coupling sull'interconnessione Italia-Slovenia e, successivamente, estese alle frontiere di Francia e Austria, ai sensi di quanto previsto dalla delibera 45/2015/R/eel, onde consentire il puntuale avvio del market coupling, dando tuttavia modo al GME di sviluppare, medio tempore, una soluzione di regime anche in vista del futuro allargamento ad altre frontiere del progetto di integrazione dei mercati del giorno prima.

Delibera 28 dicembre 2015 666/2015/R/eel | “Modifica della deliberazione dell'Autorità ARG/elt 179/09, ai sensi delle disposizioni della Legge di stabilità 2016” | pubblicata il 28 dicembre 2015 | Download
<http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/666-15.pdf>

Facendo seguito alle intervenute disposizioni di cui alla “Legge di stabilità 2016”, con le quali è stato previsto che la durata massima del servizio di importazione virtuale, di cui alla legge 23 luglio 2009, n. 99 (nel seguito: legge 99/09) sia estesa al 31 dicembre 2021, l'AEEGSI ha disposto la modifica delle previsioni di cui alla precedente deliberazione ARG/elt 179/09, in considerazione del fatto che, con tale delibera, il Regolatore aveva disciplinato il predetto servizio di importazione virtuale di energia elettrica per una durata temporale coerente con quella stabilita dalla legge 99/09, la quale aveva disposto che tale servizio dovesse concludersi entro il 31 dicembre 2015.

Nel disporre l'estensione della durata massima del servizio di importazione virtuale, la “Legge di stabilità 2016”, ha altresì previsto che sia istituito, presso Terna, un fondo di garanzia nel quale confluiscono le somme, determinate in misura pari a 1 euro/MWh per anno, che i soggetti aggiudicatari ovvero cessionari della potenza assegnata che abbiano assunto l'impegno con Terna di finanziamento delle opere, di cui all'articolo 32, della legge 99/09 e successive modifiche, sono tenuti a versare fino all'entrata in servizio di ciascun interconnector, in aggiunta ai corrispettivi, determinati dall'Autorità ai sensi dell'articolo 32, comma 6, della legge 99/09, che gli stessi riconoscono a Terna per l'esecuzione dei contratti di approvvigionamento.

Pertanto, con il provvedimento de quo, l'AEEGSI, rilevata la necessità di modificare, coerentemente alla nuova scadenza temporale del servizio di importazione virtuale, le disposizioni di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09, ha disposto, inter alia di:

- richiedere, a Terna, di predisporre e di inviare, alla stessa Autorità, per l'approvazione, entro il 15 gennaio 2016,

Novità normative di settore

uno schema aggiornato del contratto di cui all'articolo 3.2 della deliberazione ARG/elt 179/09, che, in particolare, preveda l'adeguamento della durata contrattuale per tener conto della nuova scadenza del 31 dicembre 2021 prevista dalla "Legge di stabilità 2016", nonché il versamento necessario alla creazione del fondo di garanzia previsto dalla medesima Legge di stabilità (art. 1, comma 831);

- prevedere che i "soggetti selezionati", di cui alla deliberazione ARG/elt 179/09, siano tenuti, entro il 20 gennaio 2016, ad adeguare, secondo modalità stabilite da Terna, l'entità e la durata delle garanzie prestate per il rispetto degli obblighi contrattuali, di cui all'articolo 3.2, della medesima deliberazione ARG/elt 179/09.

Inoltre, con il medesimo provvedimento, il Regolatore, considerato che per l'anno 2016 non risulta tecnicamente possibile espletare, secondo le tempistiche stabilite dalla deliberazione ARG/elt 179/09, le procedure di asta per l'importazione virtuale, ha adottato, per tale anno, specifiche disposizioni transitorie, le quali prevedono che:

a) entro il 7 gennaio 2016, inderogabilmente e a pena di decadenza dal diritto di accesso al servizio, per il solo anno solare 2016, il soggetto selezionato indichi a Terna, con modalità determinate da Terna stessa, la quantità costante in tutte le ore dell'anno di energia elettrica di cui richiede l'importazione virtuale per una potenza comunque non superiore a quella per cui è risultato assegnatario ovvero cessionario, nonché il mercato del Paese estero, individuato tra quelli di cui al comma 3.4 della deliberazione ARG/elt 179/09, nel quale si impegna a rendere disponibile agli shipper l'energia elettrica di cui richiede l'importazione virtuale;

b) entro il 15 gennaio 2016, Terna definisca e pubblichi, sul proprio sito internet, il regolamento per lo svolgimento delle aste di importazione virtuale l'anno 2016, nonché il contratto che disciplina il servizio di importazione virtuale, aggiornando opportunamente i medesimi documenti valevoli per l'anno 2015 e approvati dalla deliberazione 562/2014/R/eel;

c) sino al momento in cui non sia tecnicamente possibile avvalersi del servizio di importazione virtuale, i "soggetti selezionati" ricevano, se positivo o paghino, se negativo, un corrispettivo pari alla sommatoria, per ciascuna ora del periodo considerato, del prodotto tra la quantità di energia elettrica per la quale richiedano il servizio di importazione virtuale e la differenza, relativa a ciascuna ora, tra il PUN e il prezzo orario di valorizzazione dell'energia elettrica all'ingrosso nel mercato del Paese estero prescelto; fermo restando l'obbligo del soggetto investitore di pagare il corrispettivo di cui all'articolo 6 della deliberazione ARG/elt 179/09;

d) gli importi di cui alla precedente lettera c), riconosciuti da Terna ai "soggetti selezionati", trovino copertura attraverso il corrispettivo di cui all'articolo 44, dell'allegato A alla deliberazione 111/06.

GAS

Comunicato del GME | "Comunicazione ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale" | pubblicato il 4 dicembre 2015 | Download [http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documents/20151202prezzomedioart.3c.1letterab\)novembre2015.pdf](http://www.mercatoelettrico.org/it/MenuBiblioteca/Documents/20151202prezzomedioart.3c.1letterab)novembre2015.pdf)

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto, ai sensi dell'Art. 3, c. 1, lettera b), del Decreto interministeriale 5 dicembre 2013 recante "Modalità di incentivazione del biometano immesso nella rete del gas naturale" che, per il mese di novembre 2015, il prezzo medio mensile del gas naturale riscontrato nel comparto G+1 del mercato di bilanciamento del gas naturale, di cui alla Del. ARG/gas 45/11, è risultato pari a 19,551 €/MWh.

DCO AEEGSI 11 dicembre 2015 613/2015/R/gas | "Orientamenti finali per l'avvio di un progetto pilota relativo al conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas, che alimentano impianti di generazione di energia elettrica e orientamenti in materia di gestione degli scostamenti presso i punti di interconnessione con l'estero" | pubblicato l'11 dicembre 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/613-15.pdf>

Con il presente DCO l'AEEGSI sottopone alla consultazione dei soggetti interessati i propri orientamenti finali in tema di conferimento di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas, che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, relativamente al quale l'Autorità aveva già svolto un processo consultivo mediante pubblicazione del DCO 409/2015/R/gas.

Nell'ambito del DCO in oggetto, il Regolatore rende altresì noti, per la relativa consultazione, i propri orientamenti in materia di gestione degli scostamenti presso i punti di interconnessione con l'estero, ritenendo utile procedere, sulla base di alcune segnalazione pervenute da utenti del sistema di trasporto, ad una relativa revisione.

Per quanto concerne i conferimenti di capacità presso i punti di riconsegna della rete di trasporto gas, che alimentano impianti di generazione di energia elettrica, il Regolatore, dopo aver illustrato i principali esiti della prima consultazione (i.e. DCO 409/2015/R/gas), sottopone alla valutazione dei soggetti interessati alcune nuove proposte avanzate anche alla luce di tali esiti ed aventi ad oggetto, in particolare:

- l'introduzione di un sistema di conferimento ex-post.

Novità normative di settore

Tale sistema consentirebbe la possibilità di prelevare giornalmente, presso i punti di riconsegna che alimentano impianti termoelettrici, il quantitativo di gas idoneo a soddisfare le esigenze di produzione con l'attribuzione ex-post all'utente, da parte dell'impresa di trasporto, di un conferimento giornaliero equivalente al consumo effettuato;

- l'applicazione del meccanismo alle unità di produzione rilevanti alimentate da gas naturale con la possibilità, per gli utenti che servono unità con produzione finalizzata principalmente ad utilizzi diversi dall'immissione in rete di energia elettrica, tra cui ad esempio le unità di cogenerazione, di richiedere di mantenere il regime di conferimento attualmente vigente;

- l'introduzione di un corrispettivo giornaliero da applicare ai conferimenti ex post determinato come rapporto fra il costo della capacità di trasporto che si stima sarebbe stata conferita ai punti di riconsegna oggetto di sperimentazione per l'anno termico 2014-2015 ed il volume che si prevede sia prelevato presso i medesimi punti. Dall'analisi dei dati in possesso dell'Autorità, il valore del corrispettivo giornaliero dovrebbe essere fissato nell'intervallo 0,8-0,9 €cent/Smc;

- l'avvio della riforma già nel corrente anno termico, prevedendo che l'impresa di trasporto, al termine dell'anno termico 2015/2016, proceda ad un conguaglio tra gli importi che sarebbero dovuti dall'utente - relativamente al periodo del medesimo anno termico a partire dal mese di emanazione del provvedimento dell'Autorità - sulla base dei conferimenti in essere e gli importi determinati ex-post in applicazione dei nuovi corrispettivi;

- l'introduzione a regime di un sistema di monitoraggio ed eventuale adeguamento su base giornaliera delle garanzie prestate dagli utenti, sul modello di quanto già definito per il sistema di bilanciamento gas.

Con riferimento invece alla gestione degli scostamenti presso i punti di interconnessione con l'estero, l'Autorità ritiene opportuno modificare, già nel corso del presente anno termico, le relative previsioni di cui al comma 17.5 della deliberazione 137/02, sia perché le stesse non risultano più in linea con il sistema di conferimento attualmente vigente - dal momento che tali previsioni non distinguono i punti in cui si applica il meccanismo dell'overnomination (introdotto con deliberazione 470/2015/R/gas) da quelli in cui tale meccanismo non è stato introdotto - sia perché la penalizzazione economica per lo scostamento appare sproporzionata rispetto al costo dei prodotti di capacità attualmente disponibili presso i punti di interconnessione. Segnatamente, il Regolatore propone di riformulare la richiamata disposizione di cui al comma 17.5 della del. 137/02 prevedendo che:

- "presso i punti di Tarvisio, Gorizia e Passo Gries l'impresa di trasporto applichi un corrispettivo pari a 1,125 volte l'ammontare del corrispettivo di capacità giornaliero, moltiplicato per il massimo scostamento registrato nel giorno,

al netto dell'eventuale overnomination;

- presso i punti di Mazara e Gela l'impresa di trasporto applichi un corrispettivo pari a 1,125 volte l'ammontare mensile del corrispettivo unitario di capacità, moltiplicato per il massimo scostamento registrato nel mese".

I soggetti interessati a formulare osservazioni in merito al DCO de quo potranno farle pervenire all'Autorità, secondo le modalità dalla stessa indicate nel documento, entro e non oltre l'11 gennaio 2016.

L'AEEGSI, al riguardo, ricorda che 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.

■ **Delibera 17 dicembre 2015 629/2015/R/gas** | **“Approvazione dei corrispettivi, per l'anno 2016, per la partecipazione alla piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale e del contributo previsto dalla disciplina del mercato del gas”** | pubblicata il 18 dicembre 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/allegati/docs/15/629-15.pdf>

Con la deliberazione in oggetto, l'AEEGSI ha approvato, per l'anno 2016, i corrispettivi per la partecipazione alla piattaforma PB-GAS, nonché la misura di contributo al fondo MGAS, previsto all'articolo 8 della Disciplina del mercato del gas naturale, approvata con D.M. 6 marzo 2013 e ss.mm.ii.

Segnatamente, il Regolatore ha approvato la proposte formulate dal GME di confermare, relativamente all'anno 2016, sia per i corrispettivi PB-GAS, che per il contributo al fondo MGAS, le attuali misure.

Pertanto, anche per l'anno 2016, continuerà ad essere applicato, per la partecipazione alla PB-GAS, unicamente il corrispettivo per i quantitativi negoziati, pari a 0,0108 euro/MWh, essendo sia la misura del corrispettivo di accesso che quella del corrispettivo fisso annuo, di cui al Regolamento PB-GAS, entrambe mantenute, anche per l'anno 2016, pari a zero.

Parimenti, per quanto concerne la misura di contributo al fondo MGAS, la stessa sarà pari, anche per il 2016, a 0,0025 euro/MWh.

REMIT

■ **Comunicato del GME** | **“REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: test con gli operatori a partire dal 15/12/2015”** | pubblicato il 3 dicembre 2015 | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=237>

Con il comunicato in oggetto, facendo seguito a quanto già reso

Novità normative di settore

noto con news del 22 settembre 2015 “REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: da oggi possibile trasmettere al GME il contratto di adesione al servizio offerto sulla PIP” (<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=228>), il GME ha informato gli operatori interessati che, a partire dal 15 dicembre 2015, saranno attivate apposite sessioni di test della PIP, la cui partecipazione sarà consentita previa richiesta effettuata secondo le modalità indicate alla pagina <http://www.mercatoelettrico.org/It/Monitoraggio/ComeOperarePIP.aspx>.

■ **Comunicato del GME | “REMIT data reporting: termine attivazione opzione backloading” | pubblicato il 14 dicembre 2015 | Download**
<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=238>

Con il presente comunicato il GME ha reso noto agli operatori iscritti alla Piattaforma Data Reporting (PDR) che il termine ultimo per l'attivazione dell'opzione backloading dei contratti standard eseguiti sui mercati GME, secondo le modalità descritte nel Manuale Utente PDR, è stato fissato al 2 gennaio 2016.

Il GME ha inoltre precisato che gli operatori, che intendano caricare attraverso il servizio Upload i Report inerenti i dati di backloading per contratti standard eseguiti sui mercati organizzati diversi dal GME, sono stati invitati a completare il caricamento entro il termine del 3 gennaio 2016.

■ **Comunicato del GME | “REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: piattaforma disponibile a partire dal 04/01/2016” | pubblicato il 21 dicembre 2015 | Download**

<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=239>

Con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noto agli operatori che la Piattaforma per la pubblicazione delle Informazioni Privilegiate (PIP) è stata attivata a partire dalle ore 10:00 del giorno 4 gennaio 2016 all'indirizzo <https://pip.ipex.it>.

Attraverso tale piattaforma il GME rende disponibile un servizio per la raccolta e la pubblicazione centralizzata e trasparente delle informazioni privilegiate, consentendo agli operatori dei mercati all'ingrosso di elettricità e gas di avvalersi di un ulteriore strumento per l'adempimento degli obblighi di disclosure imposti dall'art. 4 del REMIT.

Tale servizio, prosegue il comunicato, è offerto in forma interamente gratuita. Le modalità di accesso alla PIP sono disponibili all'indirizzo <http://www.mercatoelettrico.org/It/Monitoraggio/ComeParteciparePIP.aspx>.

Gli operatori che abbiano già effettuato tutti i passi necessari per la registrazione e risultino quindi regolarmente ammessi al servizio potranno servirsi della PIP utilizzando le credenziali di accesso alla piattaforma di produzione trasmesse dal GME nel corso dei mesi scorsi.

Il GME evidenzia, inoltre, che l'accesso alla sezione pubblica della PIP, nonché la possibilità di scaricare i messaggi ivi contenuti, è consentito a tutti i soggetti interessati senza la necessità di effettuare alcuna procedura d'iscrizione.

Il GME comunica infine che la piattaforma di test, operativa dal 15 dicembre 2015, rimarrà disponibile all'indirizzo <https://provepip.ipex.it> per consentire agli operatori eventualmente interessati lo svolgimento di prove di pubblicazione.

Le istruzioni operative per l'accesso alla piattaforma di test

Eventi

Mercoledì 27 Gennaio 2016
ore 10:00

Incontro con gli operatori: modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento sul Mercato del Giorno Prima (MGP), sul Mercato Infragiornaliero (MI) e sulla Piattaforma Conti Energia (PCE)

Centro congressi Roma Eventi

Piazza della Pilotta, 4

00187 Roma

Per info: info@mercatoelettrico.org

Gli appuntamenti

18-19 gennaio 2016

2nd Annual International Conference on Power, Energy and Electrical Engineering

Singapore

Organizzatore: GSTF

<http://peee-conf.org/>

21 Gennaio 2016

Master EFER "Efficienza Energetica e Fonti Energetiche Rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Università La Sapienza e AssoRinnovabili

<https://web.uniroma1.it>

22-23 gennaio 2016

International Conference on Power Crisis

Guangzhou, Cina

Organizzatore: Serendivus International <http://conference.serendivus.com/index.php/main/internationalconferenceonpowercrisis>

<http://conference.serendivus.com/index.php/main/internationalconferenceonpowercrisis>

25-28 gennaio 2016

Advanced Automotive & Industrial Battery Conference

Mainz, Germania

Organizzatore: Advanced Automotive Batteries, Part of Cambridge EnerTech

<http://www.advancedautobat.com>

26 gennaio 2016

European Renewables Workshop 2016

London, United Kingdom

Organizzatore: Dentons European Energy team

<http://www.dentons.com/>

26 gennaio 2016

CEER 2016 Europe's Energy Security of Supply

Brussels, Belgio

Organizzatore: CEER

www.ceer.eu

27-28 gennaio 2016

4th International Nuclear Decommissioning Summit

Berlino, Germania

Organizzatore: IQPC GmbH

<http://atnd.it/37463-0>

28 gennaio

Flotta aziendale, quali vantaggi oltre al green

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia e Abi Energia

info@gruppoitaliaenergia.it

28 gennaio

La trasformazione delle utility nell'Italia che cambia

Roma, Italia

Organizzatore: Althesys

www.althesys.com

28 gennaio

L'immissione in rete del biometano

Modena, Italia

Organizzatore: Agroenergia

www.agroenergia.eu/

28-31 gennaio

Klimahouse 2016

Bolzano

Organizzatore: Fiera Bolzano

<http://www.fierabolzano.it/klimahouse/>

1-2 febbraio 2016
1st Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCET 2016 1st)
 Roma, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.jocet.org/jcct/1st/>

1-3 febbraio 2016
5th International Conference on Clean and Green Energy - ICCGE
 Roma, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.iccge.org/>

1-3 febbraio 2016
7th International Conference on Environmental Science and Development - ICESD
 Roma, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.icesd.org/>

18-19 febbraio 2016
4th International Conference on Electrical Energy and Networks (ICEEN 2016)
 Nizza, Francia
 Organizzatore: IACSIT
<http://www.iceen.org/>

24-25 febbraio 2016
2nd International Conference on Environment and Renewable Energy- ICERE
 Ho Chi Minh, Vietnam
 Organizzatore: CBEES
<http://www.icere.org/>

1-3 febbraio 2016
5th International Conference on Clean and Green Energy - ICCGE
 Roma, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.iccge.org/>

1-3 febbraio 2016
7th International Conference on Environmental Science and Development - ICESD
 Roma, Italia
 Organizzatore: CBEES
<http://www.icesd.org/>

18-19 febbraio 2016
4th International Conference on Electrical Energy and Networks (ICEEN 2016)
 Nizza, Francia
 Organizzatore: IACSIT
<http://www.iceen.org/>

24-25 febbraio 2016
2nd International Conference on Environment and Renewable Energy- ICERE
 Ho Chi Minh, Vietnam
 Organizzatore: CBEES
<http://www.icere.org/>



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.
Società soggetta all'attività di direzione e coordinamento del Gestore dei Servizi Energetici – GSE S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122/124 - 00197 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.