

APPROFONDIMENTI

BIOMETANO: BENEFICI PER IL SISTEMA E OPPORTUNITÀ PER GLI INVESTITORI

di *Claudia Checchi e Mario Cirillo, REF-E*

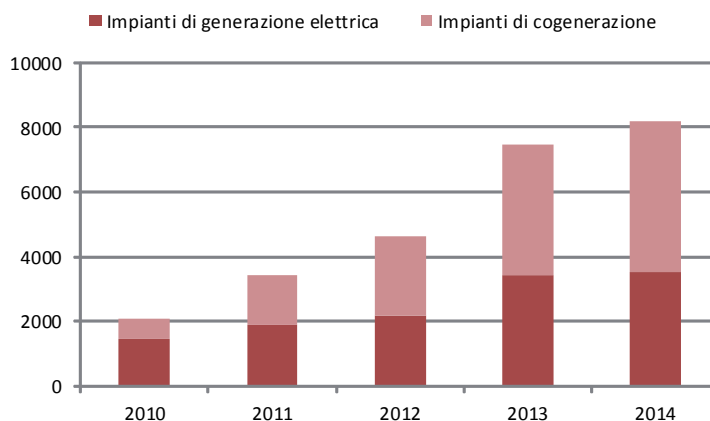
L'impiego di gas di origine rinnovabile, raffinato per poter essere utilizzato in sostituzione del metano, può consentire di cogliere simultaneamente due risultati importanti: l'avvicinamento all'obiettivo di decarbonizzazione del sistema energetico e il contenimento della dipendenza energetica dall'estero.

Secondo i dati più recenti a disposizione circa il 75%¹ del

gas rinnovabile è impiegato, nella forma di biogas², per la generazione di energia elettrica, anche in impianti di cogenerazione (Figura 1), mentre la caratteristica distintiva del biometano è la possibilità di essere immesso nella rete di trasporto del metano e con questo miscelato, per essere destinato a tutti gli usi del metano (uso per riscaldamento, usi industriali, usi nel trasporto, oltre alla generazione elettrica).

Figura 1 – Elettricità prodotta da biogas in Italia (GWh)

Fonte: Dati statistici Terna



continua a pagina 34



Relazione Annuale 2015

E' disponibile sul sito istituzionale del GME www.mercatoelettrico.org la Relazione Annuale 2015

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ GIUGNO 2016

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 11
Mercati energetici Europa
pag 15
Mercati per l'ambiente
pag 19

APPROFONDIMENTI

Biometano: benefici per il sistema e opportunità per gli investitori
i Claudia Checchi e Mario Cirillo, REF-E

NOVITA' NORMATIVE

pagina 38

APPUNTAMENTI

pagina 43

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno, gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima, dopo i seppur deboli segnali di ripresa dei mesi precedenti, registrano una flessione su base annua (-0,8%) che interessa soprattutto i programmi derivati da contrattazioni over the counter. La liquidità del mercato si conferma pertanto su livelli piuttosto elevati (71,4%). Calano anche le vendite degli impianti di produzione, ma non quelle da fonti rinnovabili, grazie principalmente all'apporto della fonte idraulica (+11,7%), e quelle degli impianti a gas (+6,6%).

Il prezzo medio di acquisto dell'energia elettrica (PUN), in lieve ripresa su maggio, ma ancora in deciso ribasso su base annua (-24,4%), permane sui livelli più bassi di sempre attestandosi a 36,79 €/MWh. Per quanto riguarda i prezzi di vendita zonali, si allarga lo spread tra il Nord (32,59 €/MWh) e le altre zone che si riportano tutte sopra i 40 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il prodotto luglio 2016 baseload chiude il periodo di trading a 46,55 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN) segna una nuova consistente flessione su base annua (-11,85 €/MWh; -24,4%) portandosi a 36,79 €/MWh, livello mai così depresso nel mese di giugno (nel 2008 superava gli 83 €/MWh). L'analisi per gruppi di ore rivela un calo tendenziale di 11,90 €/MWh (-22,7%) nelle ore

di *picco* e di 11,82 €/MWh (-25,3%) nelle *ore fuori picco* con prezzi attestatisi rispettivamente a 40,45 €/MWh e 34,82 €/MWh. Il rapporto *picco/baseload*, in leggero aumento rispetto ad un anno fa, si attesta a 1,10 (Grafico 1 e Tabella 1).

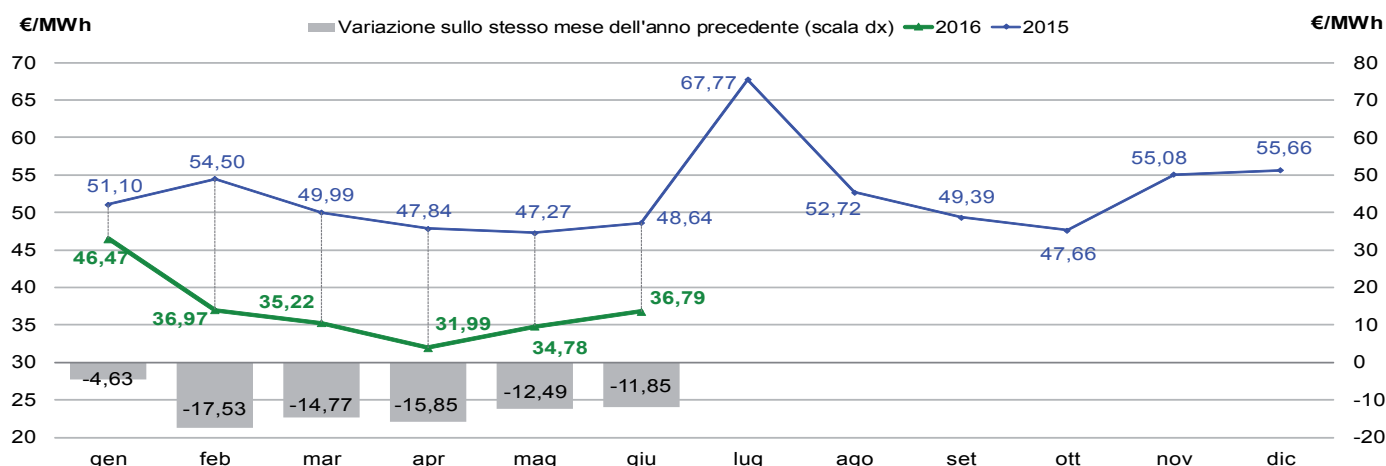
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2016	2015	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2016	2015
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	36,79	48,64	-11,85	-24,4%	23.217	+1,5%	32.510	-0,8%	71,4%	69,8%
<i>Picco</i>	40,45	52,35	-11,90	-22,7%	28.305	+1,1%	39.055	-1,0%	72,5%	71,0%
<i>Fuori picco</i>	34,82	46,64	-11,82	-25,3%	20.477	+1,8%	28.985	-0,7%	70,6%	69,0%
<i>Minimo orario</i>	19,67	15,00			13.741		21.201		62,4%	59,1%
<i>Massimo orario</i>	64,26	76,41			32.383		43.950		78,5%	76,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME

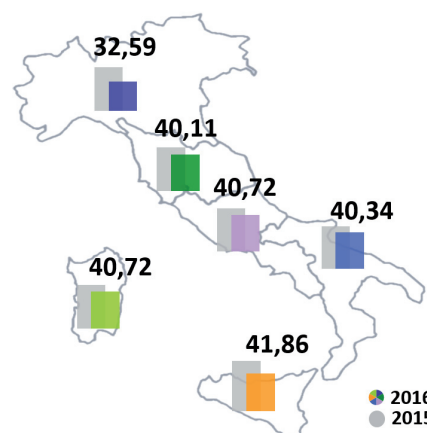
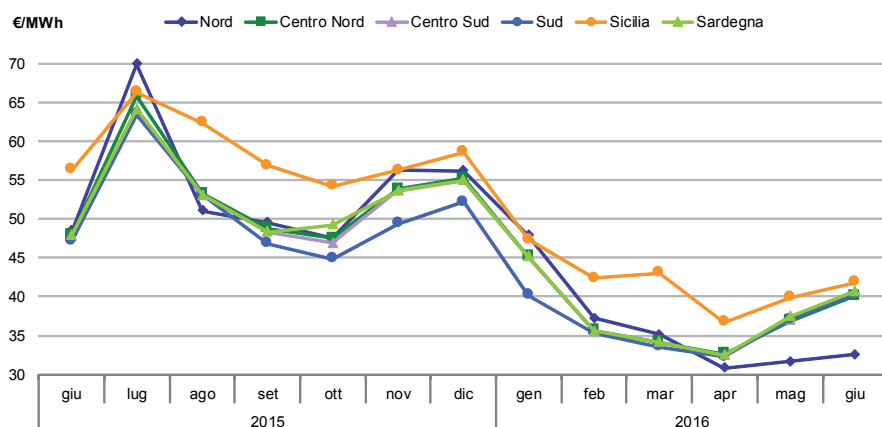


I prezzi di vendita, in forte ribasso tendenziale in tutte le zone, evidenziano l'ampliamento del differenziale tra il Nord e le altre zone. In queste ultime i prezzi convergono poco sopra i 40 €/MWh e non mostrano significative differenze nei diversi gruppi di ore. Al

contrario nel Nord il prezzo medio di vendita *base load*, pari a 32,59 €/MWh, sconta una marcata differenza tra le ore di picco (in cui risulta pressoché allineato con le altre zone attorno ai 40 €/MWh) e le ore fuori picco, dove invece crolla a 28,78 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano una lieve flessione tendenziale portandosi a 23,4 milioni di MWh (-0,8%). Nel dettaglio si confermano in crescita gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,7 milioni di MWh (+1,5%), mentre i volumi scambiati *over the counter*, registrati

sulla PCE e nominati su MGP registrano un ulteriore ribasso portandosi a 6,7 milioni di MWh (-6,1%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, guadagna 1,6 punti percentuali rispetto a giugno 2015 e sale a 71,4% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.715.994	+1,5%	71,4%
Operatori	10.084.173	+4,7%	43,1%
GSE	3.668.924	-4,7%	15,7%
Zone estere	2.962.897	-1,2%	12,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.690.902	-6,1%	28,6%
Zone estere	562.841	+3,2%	2,4%
Zone nazionali	6.128.061	-6,8%	26,2%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.406.896	-0,8%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.542.209	-5,3%	
OFFERTA TOTALE	40.949.106	-2,8%	

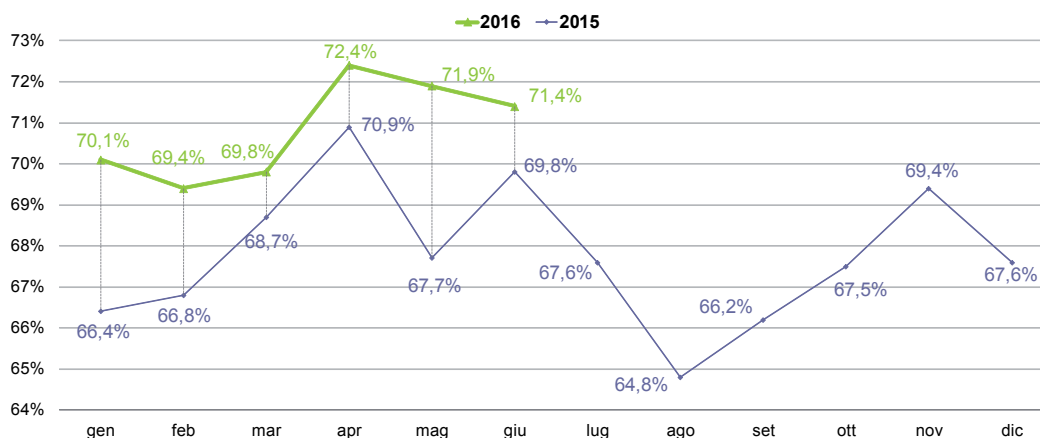
Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.715.994	+1,5%	71,4%
Acquirente Unico	3.007.947	+32,9%	12,9%
Altri operatori	8.738.598	-1,6%	37,3%
Pompaggi	2.361	-	0,0%
Zone estere	432.892	+78,5%	1,8%
Saldo programmi PCE	4.534.196	-10,8%	19,4%
PCE (incluso MTE)	6.690.902	-6,1%	28,6%
Zone estere	-	-100,0%	-
Zone nazionali AU	1.442.160	-39,7%	6,2%
Zone nazionali altri operatori	9.782.938	-0,3%	41,8%
Saldo programmi PCE	-4.534.196	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.406.896	-0,8%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.029.701	-33,0%	
DOMANDA TOTALE	24.436.598	-2,8%	

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, dopo i deboli segnali di ripresa dei mesi precedenti, tornano in calo su base annua attestandosi a 23,0 milioni di MWh (-1,6%). A livello zonale, in calo solo gli acquisti del Nord (-6,9%) e del Sud (-16,1%). Ancora in deciso aumento tendenziale gli acquisti sulle zone estere che si portano a 433 mila MWh (+75,9%), massimo storico per il mese di giugno (Tabella 4).

In calo anche le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale che si attestano a 19,9 milioni di MWh (-0,9%). In evidenza la flessione delle vendite nel Sud (-17,8%) e nelle isole (Sicilia: -21,2% e Sardegna: -17,8%), in controtendenza le restanti zone. Lieve calo, infine, anche per le importazioni di energia elettrica che si attestano a 3,5 milioni di MWh (-0,5%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.526.556	28.509	-0,2%	10.379.187	14.416	+4,5%	12.067.038	16.760	-6,9%
Centro Nord	2.480.394	3.445	-0,6%	1.643.524	2.283	+10,9%	2.774.798	3.854	+20,3%
Centro Sud	4.306.292	5.981	-3,4%	2.536.641	3.523	+20,2%	3.909.195	5.429	+6,3%
Sud	5.284.572	7.340	-22,2%	3.760.477	5.223	-17,8%	2.119.143	2.943	-16,1%
Sicilia	3.281.722	4.558	+19,5%	936.425	1.301	-21,2%	1.327.731	1.844	+14,5%
Sardegna	1.491.322	2.071	-0,5%	624.904	868	-17,8%	776.099	1.078	+6,4%
Totale nazionale	37.370.857	51.904	-3,1%	19.881.158	27.613	-0,9%	22.974.004	31.908	-1,6%
Estero	3.578.248	4.970	+0,6%	3.525.738	4.897	-0,5%	432.892	601	+75,9%
Sistema Italia	40.949.106	56.874	-2,8%	23.406.896	32.510	-0,8%	23.406.896	32.510	-0,8%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, interrompono una serie negativa di ribassi e con un aumento su base annua del 4,2% raggiungono 9,6 milioni di MWh, livello più alto da quasi due anni. A fare da traino la crescita delle vendite da fonte idraulica (+11,7%) e geotermica (+4,5%); ancora in calo, invece, le vendite da fonte eolica (-17,0%) e 'solare e altre' (-2,5%). Per contro, si arresta l'espansione

delle vendite degli impianti a fonti tradizionali (-5,2%) penalizzate soprattutto dagli impianti a carbone (-10,9%) e da altri impianti termici (-31,0%), mentre prosegue la crescita delle vendite degli impianti a gas (+6,6%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili e degli impianti a gas sale di oltre 2 punti percentuali rispetto ad un anno fa e si attesta rispettivamente a 48,3% e 33,7% (Grafico 4).

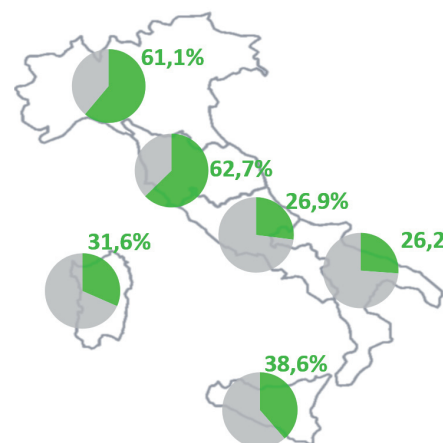
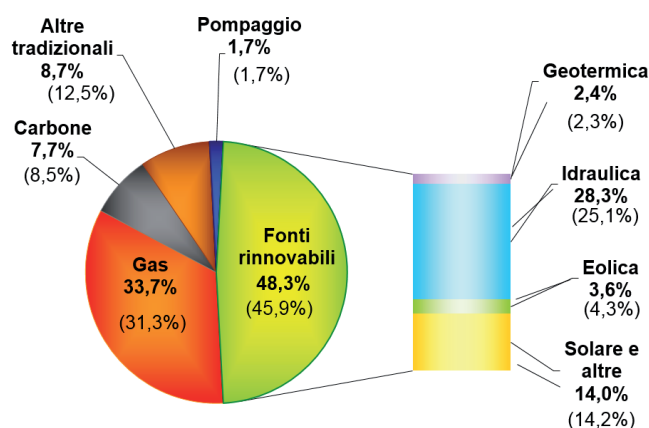
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.174	-8,7%	851	+33,2%	2.544	+42,0%	3.855	-18,3%	798	-18,1%	594	-24,5%	13.816	-5,2%
Gas	3.405	-3,9%	778	+47,0%	980	+120,8%	2.839	+5,3%	722	-23,7%	570	+2,1%	9.295	+6,6%
Carbone	713	-33,0%	-	-	1.407	+23,4%	-	-	-	-	0	-100,0%	2.120	-10,9%
Altre	1.056	-0,3%	73	-33,5%	156	-24,3%	1.016	-49,8%	76	+166,9%	24	-55,6%	2.402	-31,0%
Fonti rinnovabili	8.811	+14,2%	1.432	+0,8%	949	-11,7%	1.367	-16,5%	502	-25,7%	274	+2,0%	13.335	+4,2%
Idraulica	6.461	+15,1%	395	+17,7%	416	-1,7%	360	-7,2%	127	-26,9%	50	-12,6%	7.809	+11,7%
Geotermica	-	-	672	+4,5%	-	-	-	-	-	-	-	-	672	+4,5%
Eolica	4	-65,5%	12	+58,8%	161	-21,6%	511	-12,6%	206	-31,2%	101	+11,7%	994	-17,0%
Solare e altre	2.345	+12,2%	353	-18,8%	372	-16,5%	497	-25,3%	169	-16,7%	124	+1,6%	3.860	-2,5%
Pompaggio	431	+3,4%	-	-	30	-54,4%	-	-	0,07	-	-	-100,0%	462	-4,7%
Totale	14.416	+4,5%	2.283	+10,9%	3.523	+20,2%	5.223	-17,8%	1.301	-21,2%	868	-17,8%	27.613	-0,9%

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

A giugno sulla frontiera settentrionale il market coupling alloca, mediamente ogni ora, una capacità di 2.123 MWh, di cui 1.671 MWh (circa 80% del totale) sul confine francese, 179 MWh su quello austriaco e 273 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia prevalentemente in import nei primi due confini (96% e 79% delle ore), mentre nel confine sloveno il flusso è in export in oltre il 40% delle ore (Tabella 6). La capacità disponibile in

import (NTC) registra significativi aumenti rispetto a giugno 2015 (tra il +12,8% della frontiera francese e il +25,6% di quella austriaca). Il market coupling alloca il 70,9% della capacità disponibile sulla frontiera francese, il 69,0% su quella austriaca e solo il 34,0% su quella slovena. Dopo le allocazioni con aste esplicite, solo sulla frontiera slovena resta inutilizzata una quota consistente di NTC (Grafico 6, 7 e 8).

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	1.998 (1.638)	1.718 (1.632)	95,8% (98,8%)	62,5% (95,3%)	1.275 (1.372)	656 (208)	3,9% (1,3%)	1,3% (-)
Italia - Austria	210 (137)	207 (137)	79,4% (99,4%)	75,7% (99,2%)	117 (122)	113 (90)	13,3% (0,6%)	11,9% (0,6%)
Italia - Slovenia	463 (395)	270 (380)	58,3% (97,8%)	16,3% (83,9%)	630 (637)	279 (258)	41,5% (2,2%)	5,4% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente; il market coupling sulla frontiera francese e austriaca è stato avviato il 25 febbraio 2015

*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

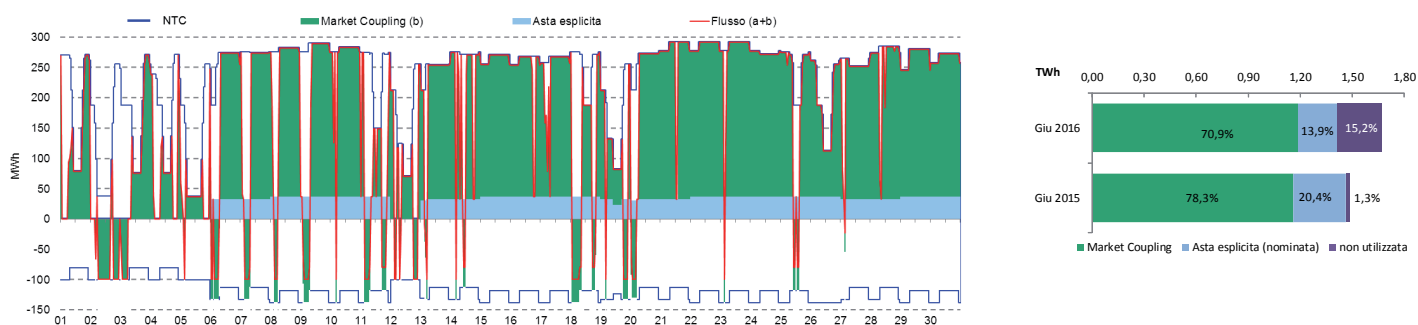


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

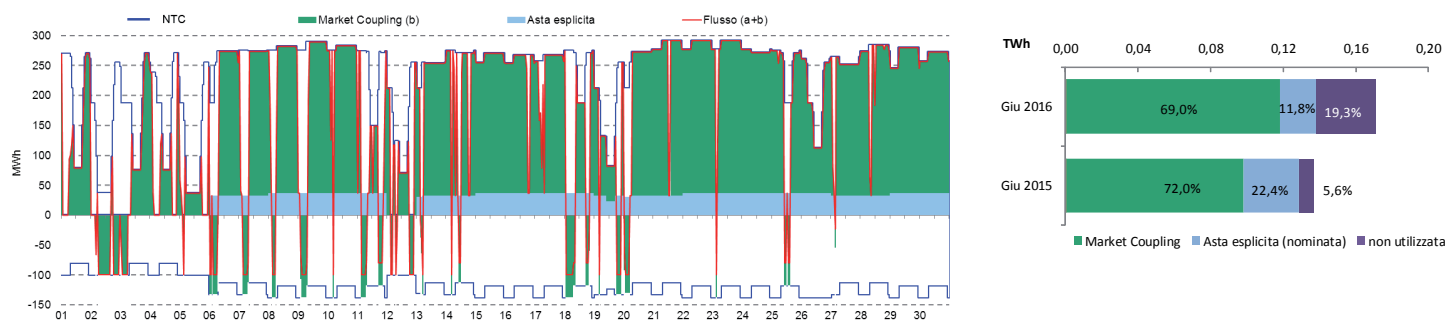
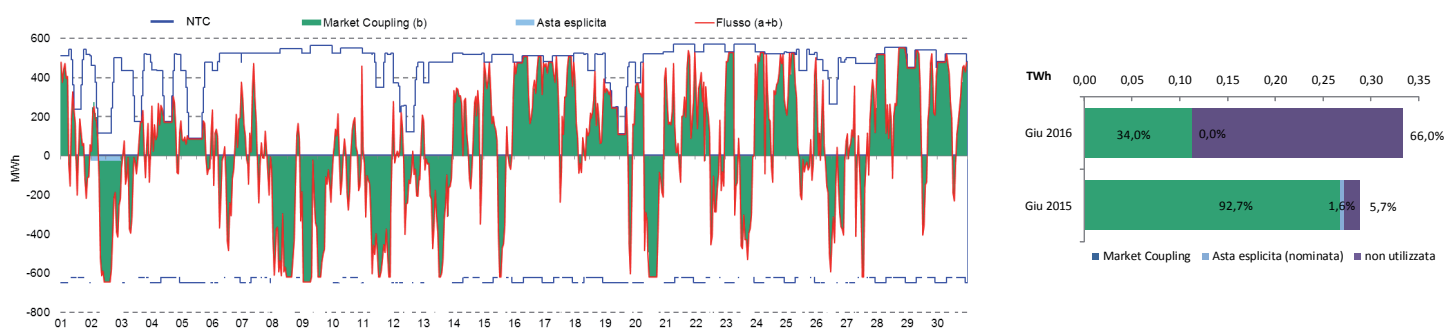


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A giugno i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), tutti in sensibile calo su base annua (oltre il 20%), si attestano tra 36,84 €/MWh di MI1 e 41,10 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). Si segnala, inoltre, che a partire dal 22 giugno è stato avviato il market coupling intra-day sulla frontiera Italia-Slovenia

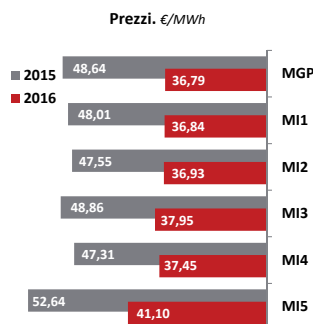
per i mercati MI2 ed MI5. Nel confronto con il PUN a parità di ore, MI evidenzia prezzi pressoché allineati su MI1 e MI2 e leggermente più bassi nelle altre sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia complessivamente scambiati nel Mercato Infragiornaliero segnano una contenuta riduzione su base annua, dopo i decisi incrementi dei precedenti nove mesi, attestandosi a 2,1 milioni di MWh (-2,6%) (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

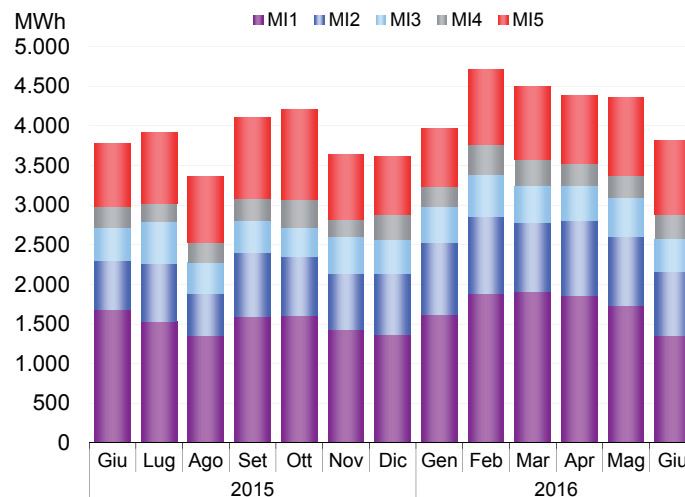
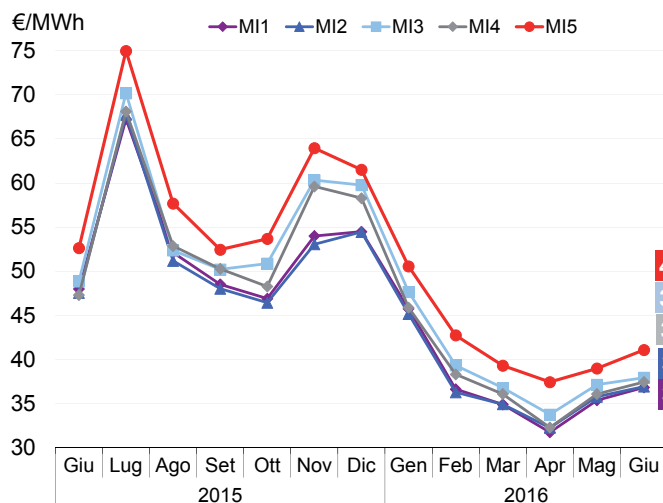
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2016	variazione	Totali	Medi orari	variazione
MGP (1-24 h)	36,79	-24,4%	23.406.896	32.510	-0,8%
MI1 (1-24 h)	36,84 (+0,1%)	-23,3%	974.292	1.353	-19,4%
MI2 (1-24 h)	36,93 (+0,4%)	-22,3%	578.873	804	+30,1%
MI3 (9-24 h)	37,95 (-2,4%)	-22,3%	200.308	417	-1,5%
MI4 (13-24 h)	37,45 (-3,6%)	-20,8%	108.634	302	+17,1%
MI5 (17-24 h)	41,10 (-0,8%)	-21,9%	225.397	939	+16,8%



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

Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



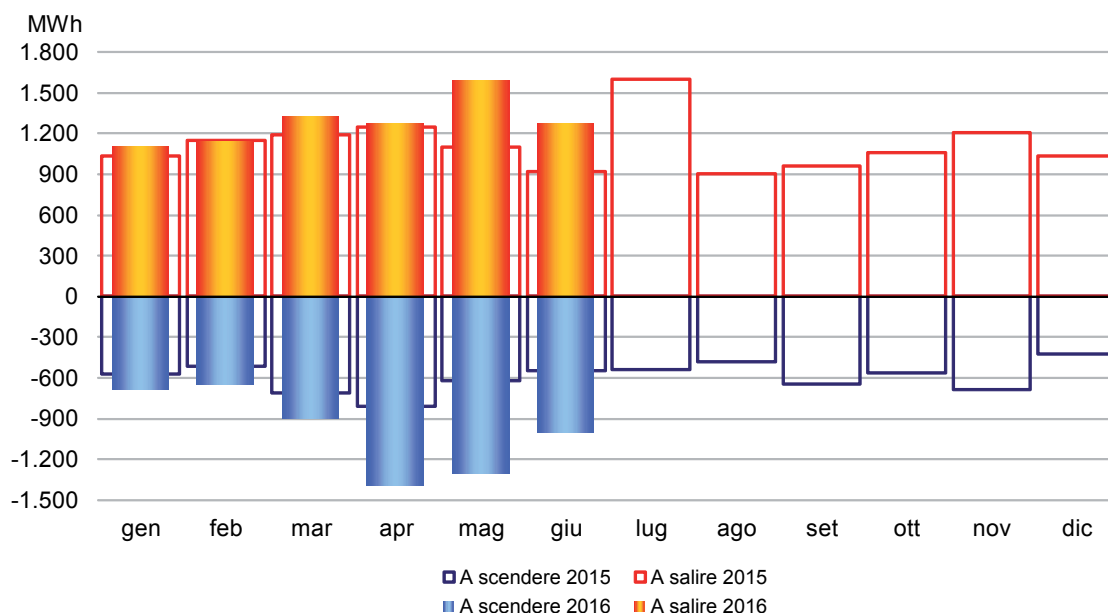
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A giugno gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante si confermano in crescita su base annua e con un incremento del 37,7% salgono a 915

mila MWh. In deciso aumento anche le vendite di Terna sul mercato a scendere che si attestano a 722 mila MWh (+82,7%)(Grafico 10).

Grafico 10: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Il Mercato a Termine dell'energia (MTE) registra 20 negoziazioni per complessivi 235 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 2,2 milioni di MWh, in flessione del 7,1% rispetto al mese precedente. In aumento i prezzi di tutti i prodotti contrattati nel mese con la sola eccezione di Luglio

2016 peakload (-5,6%) (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto Luglio 2016 chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 46,55 €/MWh sul baseload e 49,70 €/MWh sul peakload ed una posizione aperta pari rispettivamente a 534 e 20 MW, per complessivi 402 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Luglio 2016	46,55	+2,3%	8	40	-	40	700,0%	534	397.296
Agosto 2016	42,40	+5,2%	1	5	-	5	0,0%	499	371.256
Settembre 2016	42,87	+10,0%	-	-	-	-	-	489	352.080
Ottobre 2016	45,40	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	43,95	+5,6%	-	-	-	-	-	489	1.079.712
IV Trimestre 2016	45,40	+8,6%	1	5	-	5	-	479	1.058.111
I Trimestre 2017	44,03	+10,3%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	37,80	+7,7%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	42,30	+7,4%	5	17	-	17	-	40	350.400
Totale			15	67	-	67			2.131.847

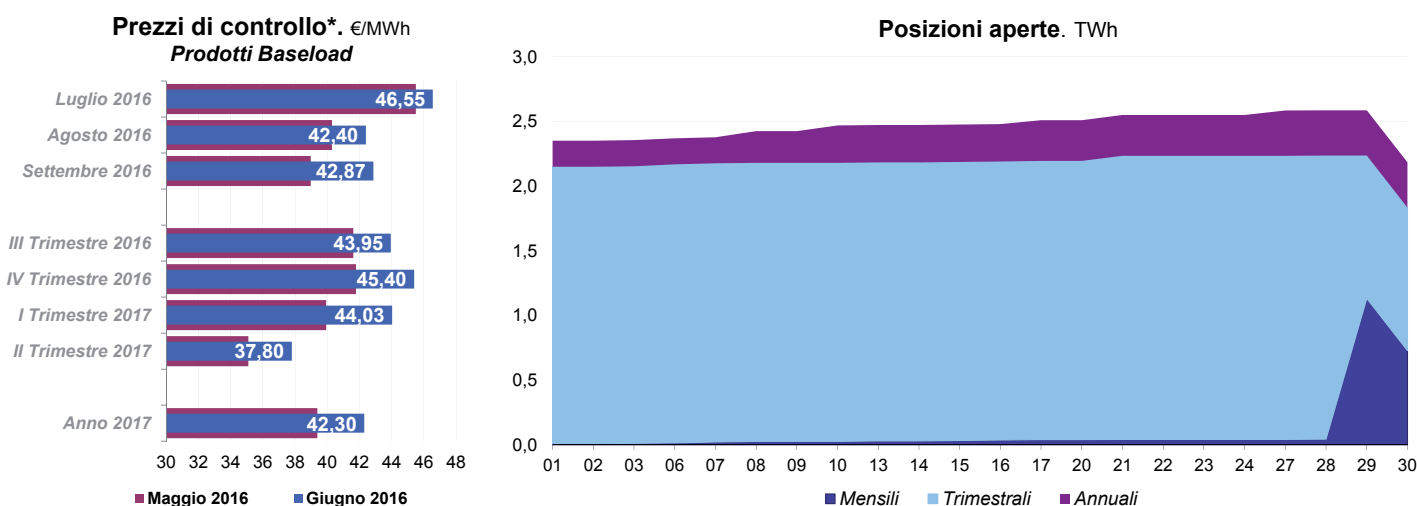
PRODOTTI PEAK LOAD									
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	variazioni %	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione						MW	MWh
Luglio 2016	49,70	-5,6%	2	10	-	10	-	20	5.040
Agosto 2016	42,77	+2,5%	-	-	-	-	-	10	2.760
Settembre 2016	47,30	+0,4%	-	-	-	-	-	10	2.640
Ottobre 2016	52,65	-	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	46,49	-1,1%	-	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2016	52,40	+1,7%	3	50	-	50	-	60	46.800
I Trimestre 2017	49,87	+6,5%	-	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2017	39,34	+2,9%	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2017	48,06	+8,2%	-	-	-	-	-	-	-
Totale			5	60	-	60			52.200
TOTALE			20	127	-	127			2.184.047

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

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2016, pari a 27,9 milioni di MWh, registrano una flessione tendenziale dell'8,2% determinata ancora dalla pesante contrazione (-84,6%) delle negoziazioni concluse su MTE, sempre sui livelli più bassi da oltre cinque anni a quota 376 mila MWh, ma anche dalla riduzione delle transazioni derivanti da contratti bilaterali attestatesi a 27,6 milioni di MWh (-1,5%) (Tabella 9).

Prosegue la flessione tendenziale, in atto da inizio 2015, della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, che scende a 13,9 milioni di MWh (-5,9%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta scende ai minimi dell'ultimo anno a quota 2,02 (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,7 milioni di MWh, si riducono del 6,1% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma che scendono a 7,2 milioni di MWh (-5,7%). Si confermano in calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,2 milioni di MWh (-8,0%) mentre tornano a crescere i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,6 milioni di MWh (+4,5%).

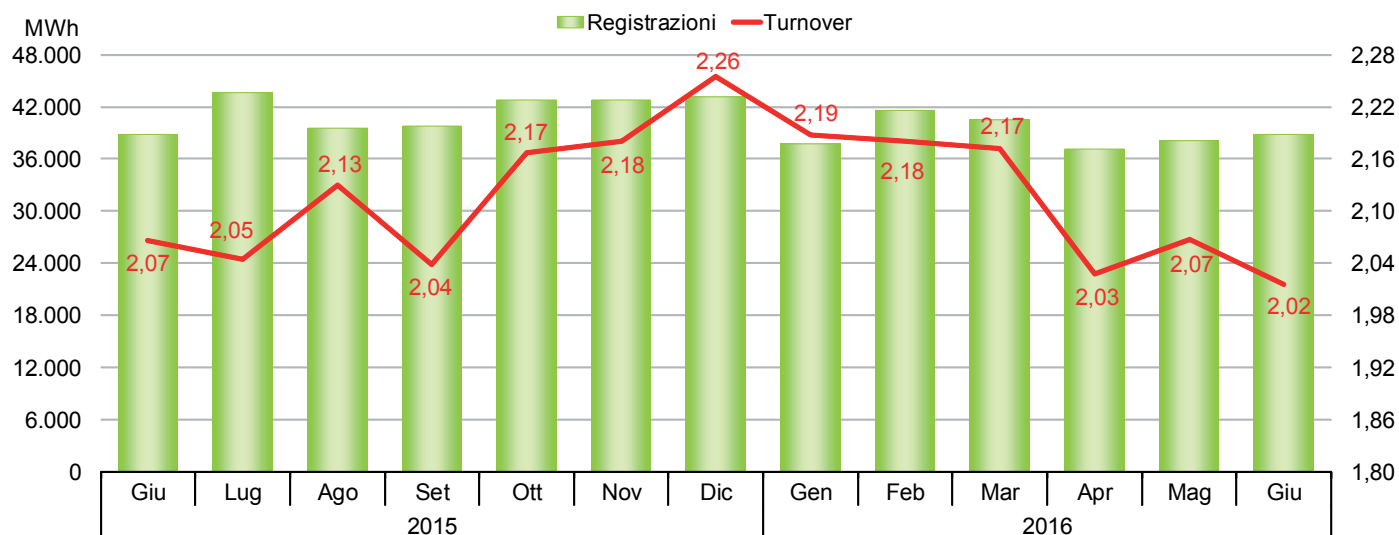
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.488.578	- 2,9%	26,8%	Richiesti	8.539.245	+5,0%	100,0%	11.225.098	-8,0%	100,0%
Off Peak	643.505	+10,7%	2,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.477.718	+40,3%	40,7%	-	-	-
Peak	613.626	+15,8%	2,2%	Rifiutati	1.848.343	+83,6%	21,6%	-	-	-
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	1.834.559	+82,3%	21,5%	-	-	-
Totale Standard	8.745.709	- 0,9%	31,3%	Registrati	6.690.902	-6,1%	78,4%	11.225.098	-8,0%	100,0%
Totale Non standard	18.821.527	- 1,8%	67,4%	di cui con indicazione di prezzo	1.643.159	+11,6%	19,2%	-	-	-
PCE bilaterali	27.567.236	- 1,5%	98,7%	Sbilanciamenti a programma	7.173.497	-5,7%	-	2.639.302	+4,5%	-
MTE	376.320	- 84,6%	1,3%	Saldo programmi	-	-	-	4.534.196	-10,8%	-
TOTALE PCE	27.943.556	- 8,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	13.864.399	- 5,9%								

Grafico 12: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno prosegue la ripresa tendenziale dei consumi di gas naturale in Italia (+2,0%) sostenuti dalla crescita del settore civile (+7,7%) ed industriale (+4,3%), mentre si riducono, per la prima volta dallo scorso novembre, i consumi del settore termoelettrico (-2,0%). Sul lato offerta, cala ancora la produzione nazionale (-26,1%), mentre crescono le importazioni di gas naturale (+12,3%). In aumento anche le iniezioni nei sistemi

di stoccaggio con la giacenza di gas naturale a fine mese in crescita del 15,9%.

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si è scambiato l'8,7% della domanda complessiva di gas naturale (3,4 milioni di MWh), quasi tutto nella Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con il prezzo del comparto G+1 (16,33 €/MWh) allineato alle quotazioni al PSV (16,06 €/MWh).

IL CONTESTO

Nel mese di giugno si conferma, anche se con un tasso più contenuto rispetto al mese precedente, la crescita su base annua dei consumi di gas naturale in Italia che si attestano a 3.643 milioni di mc (+2,0%). In ripresa ancora i consumi del settore civile che salgono a quota 1.062 milioni di mc (+7,7%) e quelli del settore industriale che, in crescita per il terzo mese consecutivo dopo una lunga fase recessiva, si portano a 1.058 milioni di mc (+4,3%). Segnano, invece, una battuta di arresto, i consumi del settore termoelettrico che scendono a 1.433 milioni di mc (-2,0%). Ancora in calo, infine, le esportazioni attestatesi a 89 milioni di mc (-17,3%).

Dal lato offerta si conferma e si rafforza la flessione, ininterrotta da novembre 2012, della produzione nazionale scesa a 398 milioni di mc (-26,1%), valore più basso da oltre un decennio; mentre prosegue la crescita delle importazioni di gas naturale

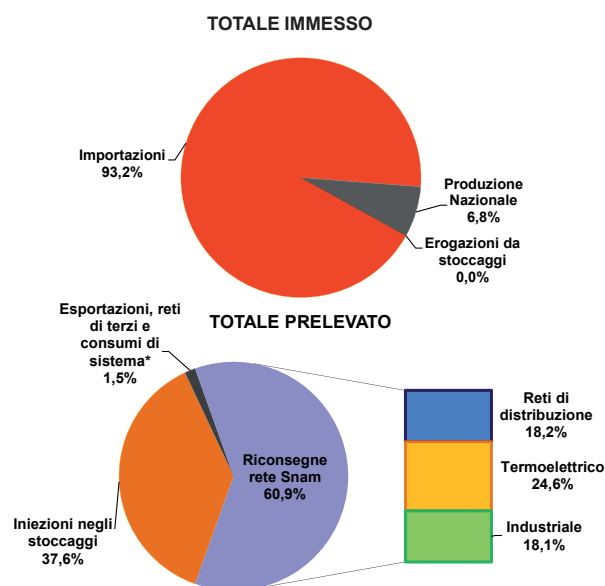
che salgono a 5.435 milioni di mc (+12,3%). Tra i punti di entrata, in evidenza la decisa ripresa delle importazioni di gas algerino a Mazara i cui volumi, per il terzo mese consecutivo, risultano quasi triplicati rispetto ad un anno fa (1.739 mln mc, +167,2%). Ancora in significativa flessione, invece, le importazioni del gas libico a Gela attestatesi a 442 mln mc (-34,5%), così come quelle dal Nord Europa a Passo Gries scese a 268 mln mc (-51,9%), minimo da oltre tre anni, e quelle dalla Russia a Tarvisio (2.283 mln mc, -8,2%). Tra i terminali GNL ripartono Panigaglia e Livorno e aumenta Cavarzere che si porta ai massimi da febbraio 2015 (588 mln mc, +25,3%).

Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 2.191 milioni di mc, in crescita del 21,1% rispetto a giugno 2015; nulle le erogazioni così come un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.435	57,5	+12,3%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	1.739	18,4	+167,2%
Tarvisio	2.283	24,2	-8,2%
Passo Gries	268	2,8	-51,9%
Gela	442	4,7	-34,5%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	42	0,4	+3593,3%
Cavarzere (GNL)	588	6,2	+25,3%
Livorno (GNL)	74	0,8	+5908,7%
Produzione Nazionale	398	4,2	-26,1%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.834	61,7	+8,4%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.058	11,2	+4,3%
Termoelettrico	1.433	15,2	-2,0%
Reti di distribuzione	1.062	11,2	+7,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	89	0,9	-17,3%
TOTALE CONSUMATO	3.643	38,6	+2,0%
Iniezioni negli stoccaggi	2.191	23	+21,1%
TOTALE PRELEVATO	5.834	61,7	+8,4%



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

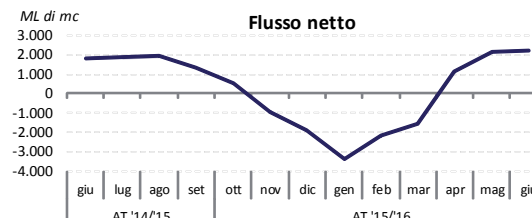
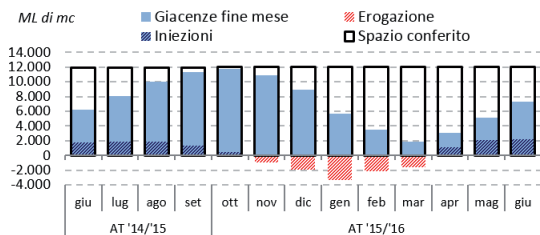
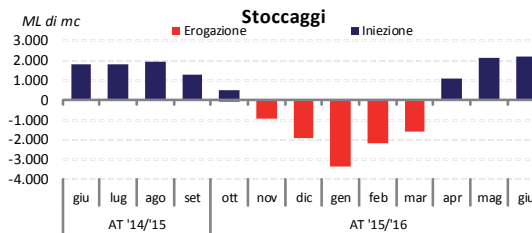
Nell'ultimo giorno del mese di giugno la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 7.269 milioni di mc, in aumento del 15,9% rispetto allo stesso giorno del 2015. Il rapporto giacenza/spazio conferito si attesta al 60,2%, anch'esso in crescita rispetto ad un anno fa (+7,7 p.p.).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) registra il secondo aumento congiunturale consecutivo (+1,01 €/MWh, +6,7%) sebbene si confermi ancora in decisa flessione rispetto ad un anno fa (-6,06 €/MWh, -27,4%), attestandosi a 16,06 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	MI di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2016)	7.269	+15,9%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	2.191	+21,1%
Flusso netto	2.191	+21,1%
Spazio conferito	12.077	+1,1%
Giacenza/Spazio conferito	60,2%	+7,7 p.p.



I MERCATI GESTITI DAL GME

A giugno nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,4 milioni di MWh, pari all'8,7% della domanda complessiva di gas naturale (7,1% a giugno 2015), quasi tutti

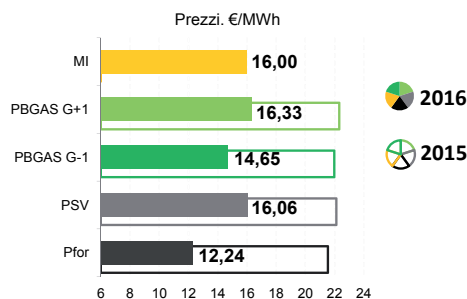
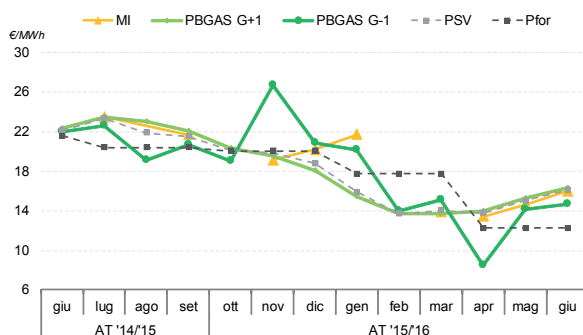
nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	16,00	16,00	16,00	5.000	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	14,65 (21,98)	11,55	15,75	676.410 (155.584)	-
Comparto G+1	16,33 (22,32)	15,85	17,10	2.687.750 (2.543.270)	-
P-GAS					
Import	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori dell'anno precedente



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

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2016-06	-	-	15,107	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2016-07	-	-	55,076	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-07	-	-	53,787	26,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-08	-	-	55,306	32,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-09	-	-	103,464	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-10	-	-	61,600	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	70,498	13,3%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-04	-	-	65,902	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-01	-	-	71,326	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-02	-	-	61,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2017-03	-	-	72,762	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2017	-	-	66,913	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2016/2017	-	-	68,584	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2017	-	-	67,520	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2016/2017	-	-	67,746	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas), prosegue la crescita dei volumi scambiati che, con un rialzo su base annua del 5,7%, si portano a 2,7 milioni di MWh. Ancora in consistente flessione, invece, il prezzo medio attestatosi a 16,33 €/MWh (-26,8%), appena sopra (+27 cent. di €/MWh) alla quotazione al PSV.

Nei 19 giorni, sui 30 di giugno, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,8 milioni di MWh, di cui il 60,7%, pari a 1,1

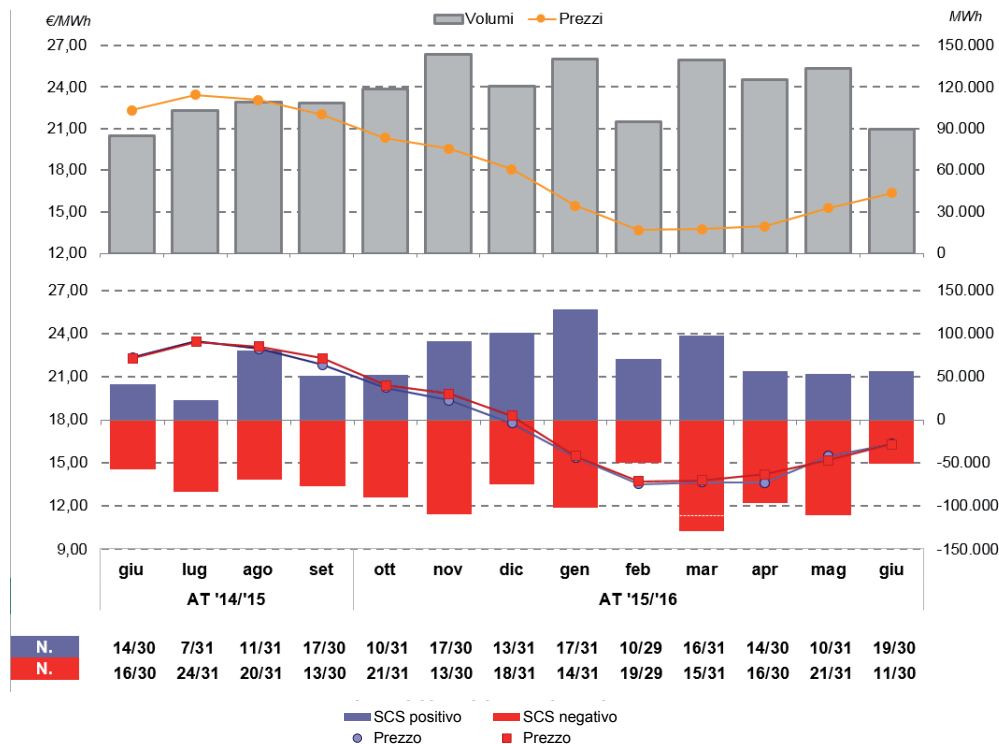
milioni di MWh venduti dal Responsabile del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 16,34 €/MWh (-26,9% su base annua). Nei restanti 11 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 919 mila MWh, di cui il 61,4%, pari a 564 mila di MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 16,32 €/MWh (-26,8%).

Complessivamente il 60,9% dei volumi scambiati (1,6 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 39,1% da scambi tra operatori, pari 1,1 milioni di MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G+1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
	Prezzo medio. €/MWh		positivo	negativo
			n.giorni 19/30	n.giorni 11/30
Prezzo medio. €/MWh	16,33	(-26,8%)	16,34	16,32
Acquisti. MWh	2.687.750	(+5,7%)	1.768.537	919.212
RdB	564.097	(-38,2%)		564.097
Operatori	2.123.652	(+30,2%)	1.768.537	355.115
Vendite. MWh	2.687.750	(+5,7%)	1.768.537	919.212
RdB	1.073.537	(+88,0%)	1.073.537	
Operatori	1.614.213	(-18,2%)	695.000	919.212
<i>Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente</i>				
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	44		40	32



Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a giugno sono stati scambiati 676 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 14,65 €/MWh. Nelle dieci sessioni con scambi nel mese, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre

presentato un'offerta di vendita. I prezzi zonal sono variati tra i 14,25 €/MWh della zona Import e i 16,01 €/MWh della zona Stogit.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G-1

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo medio. €/MWh	14,25	14,65	15,10	16,01	-	-	14,65
Volumi. MWh	209.806	107.508	173.330	185.766	-	-	676.410
Operatori. N.	10	4	1	7	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Il mese di giugno si caratterizza per un generale aumento delle quotazioni osservate in Europa sui mercati energetici spot, comunque ancora decisamente inferiori ai valori di

un anno fa. Tale tendenza si proietta sui rispettivi mercati a termine, caratterizzati da segnali moderatamente rialzisti su tutti gli orizzonti temporali.

Rimane costante il tasso di crescita della quotazione a pronti del Brent, che si porta a 48 \$/bbl dopo aver seguito dall'inizio del 2016 un trend simile a quello osservato nei primi cinque mesi dello scorso anno, sebbene su livelli più bassi (+2% mensile; -21% annuo). Seguono il medesimo andamento i due prodotti derivati, olio combustibile e gasolio (225 \$/MT, +9%/-34%; 437 \$/MT, +5%/-24%), entrambi in crescita da inizio anno. Anche le quotazioni a termine per gli stessi prodotti mostrano una propensione rialzista, più accentuata nel breve termine per l'olio combustibile.

Si osserva un rialzo anche della quotazione del carbone con consegna in Europa, che si attesta a 51 \$/MT, mantenendosi come di consueto al di sotto degli altri due riferimenti internazionali. Al pari degli altri combustibili, anche i prezzi a termine per il carbone chiudono al rialzo (+10%), indicando un premio di almeno di 2 €/MT per le scadenze di breve e medio termine.

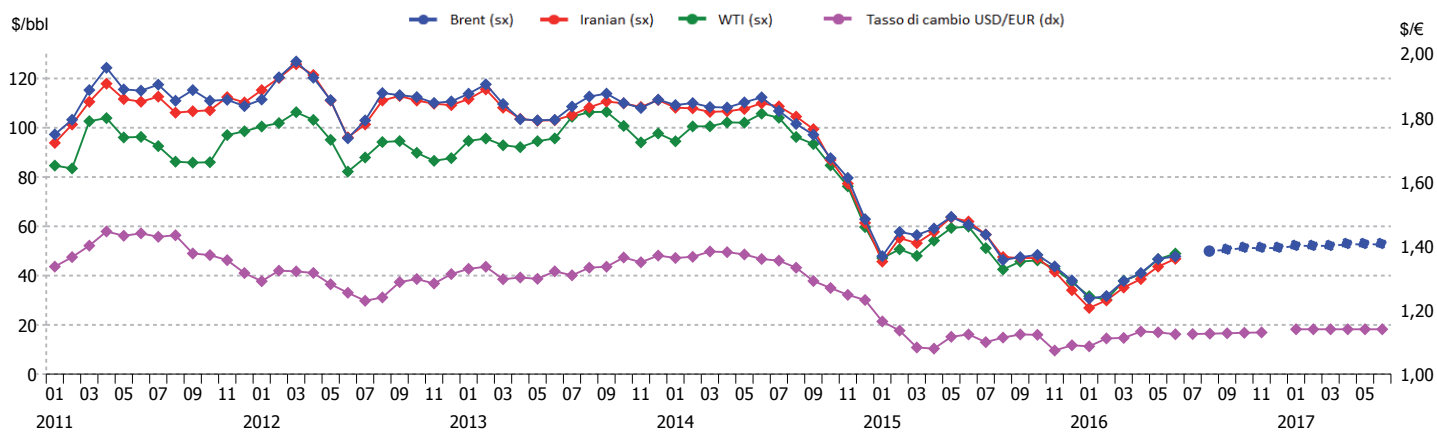
Rimane invece sostanzialmente stabile il cambio di valuta USD/EUR, sul livello dello scorso anno e atteso stabile per i prossimi mesi (1,12 \$/€).

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Giu 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 16	Var M-1 (%)	Ago 16	Var M-1 (%)	Set 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	47,81	+ 2 %	- 21 %	-	-	-	49,95	+ 4 %	50,45	-	-	-
	€/bbl	42,51	+ 3 %	- 21 %	-	-	-	44,34	-	44,74	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	225,03	+ 9 %	- 34 %	220,46	232,13	+ 8 %	234,72	+ 7 %	237,34	-	256,52	+ 6 %
	€/MT	200,10	+ 10 %	- 34 %	-	206,29	-	208,38	-	210,49	-	225,03	-
GASOLIO	\$/MT	437,09	+ 5 %	- 24 %	453,50	444,49	+ 4 %	447,22	+ 4 %	450,61	-	-	-
	€/MT	388,66	+ 6 %	- 24 %	-	395,00	-	397,03	-	399,63	-	-	-
CARBONE	\$/MT	50,97	+ 7 %	- 13 %	51,05	53,20	+ 10 %	53,71	+ 10 %	52,85	-	54,08	+ 15 %
	€/MT	45,32	+ 8 %	- 13 %	-	47,28	-	47,68	-	46,87	-	47,44	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,12	- 1 %	+ 0 %	-	1,13	- 1 %	1,13	- 1 %	1,13	-	1,14	- 0 %

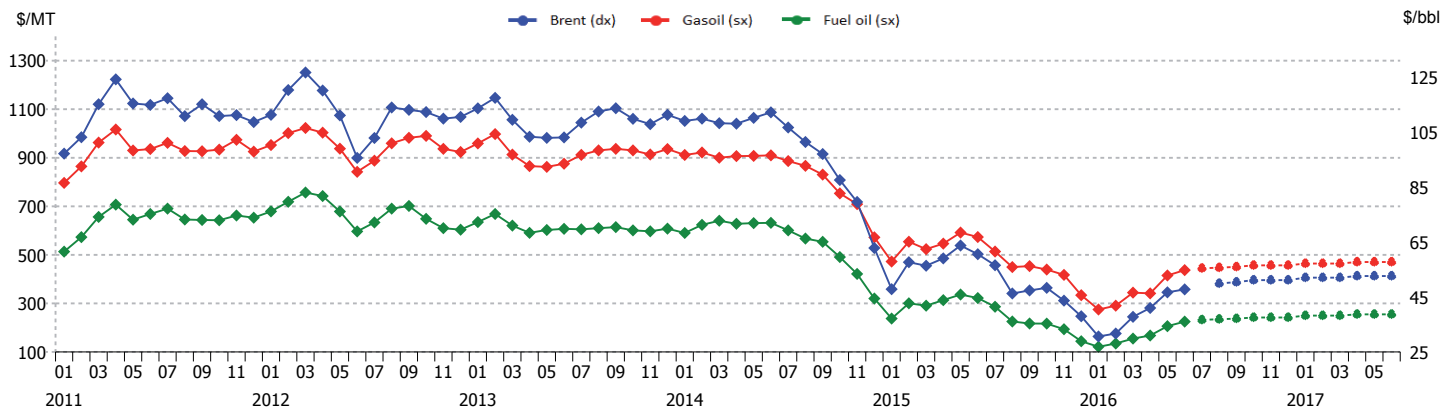
Fonte: Thomson-Reuters

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



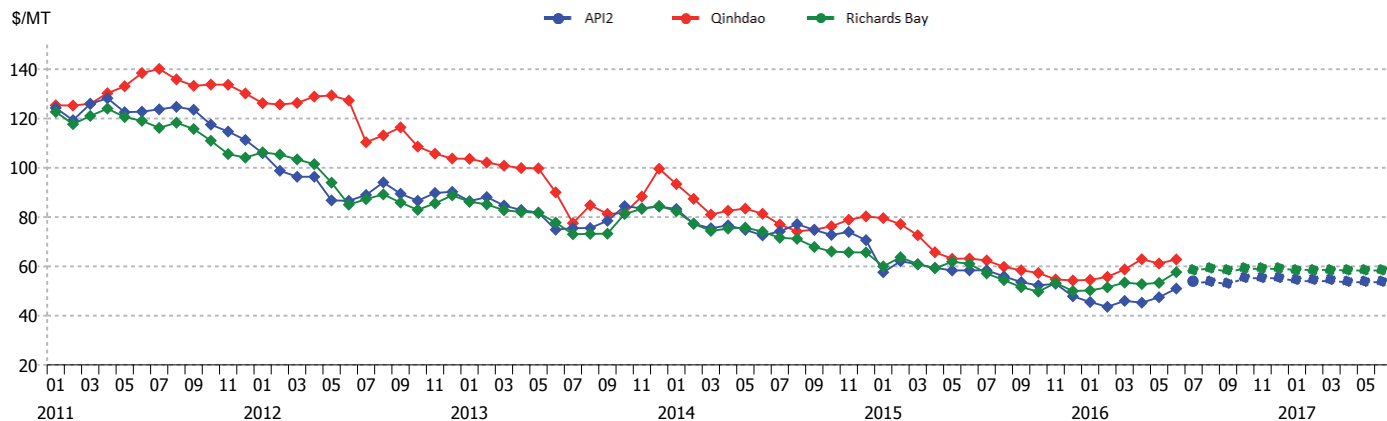
Fonte: Thomson-Reuters

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



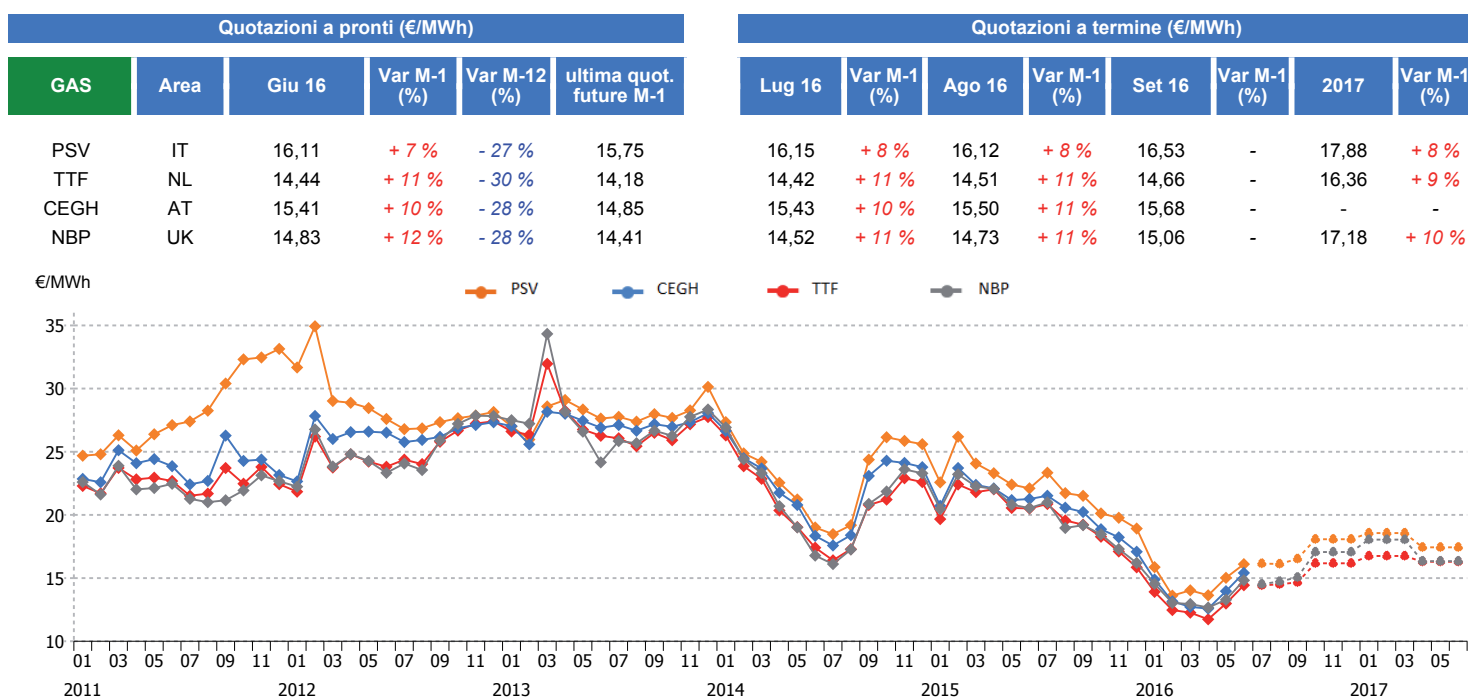
Fonte: Thomson-Reuters

Sui principali hub europei del gas, le quotazioni a pronti (da 14 a 16 €/MWh) indicano un forte rialzo (fino a +12%) per il secondo mese consecutivo, sebbene rimangano decisamente inferiori ai livelli registrati nello stesso periodo dello scorso anno (-27/-30%). Tale aumento risulta omogeneo tra i diversi hub, lasciando quindi inalterato e poco sotto i 2 €/MWh lo spread

tra il riferimento italiano e quello olandese (PSV 16,1 €/MWh; TTF 14,4 €/MWh). Per le scadenze a termine, come più volte osservato negli ultimi mesi, i livelli relativi ai prossimi mesi non si discostano significativamente dai rispettivi valori spot, fornendo tuttavia indicazioni decisamente rialziste per il 2017.

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

Fonte: Thomson-Reuters



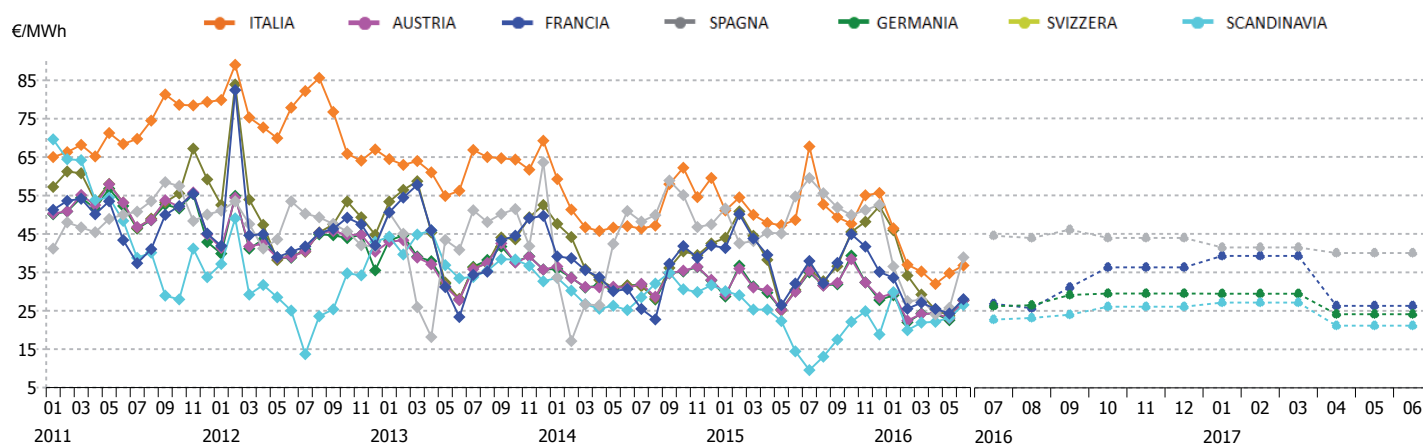
A fronte di valori decisamente inferiori a quelli registrati a giugno dello scorso anno (-9/24%), dinamiche congiunturali di crescita si osservano anche sulle quotazioni elettriche, caratterizzate su base mensile da incrementi in tutte le aree, più intensi in Spagna, il cui prezzo sale 39 €/MWh (+51%) superando anche il riferimento italiano solitamente più elevato (37 €/MWh, +6%). Convergenti sui 26-28 €/MWh (+14/23%), invece, le quotazioni rilevate sulle borse europee centro-settentrionali. In particolare, in ambito IBMC, il prezzo

della zona Nord italiana, al secondo lieve rialzo consecutivo (32,6 €/MWh, +3%), definisce differenziali di circa 5 €/MWh con Francia e Austria (Epex DE/AT), risultando invece sostanzialmente allineato alla Slovenia (+0,7 €/MWh). In ottica prospettica i mercati a termine disegnano un profilo legato al tipico andamento mensile seguito dalle quotazioni, evidenziando in particolare il forte salto stagionale atteso in inverno sul prezzo francese.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)					Quotazioni a termine (€/MWh)							
Area	Giu 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 16	Var M-1 (%)	Ago 16	Var M-1 (%)	Set 16	Var M-1 (%)	2017	Var M-1 (%)
ITALIA	36,79	+ 6 %	- 24 %	37,90	46,72	+ 7 %	42,13	+ 8 %	42,31	-	41,80	+ 6 %
FRANCIA	28,01	+ 15 %	- 13 %	25,78	26,84	+ 10 %	25,71	+ 11 %	31,10	-	32,67	-
GERMANIA	27,69	+ 23 %	- 8 %	25,38	26,24	+ 8 %	26,47	+ 9 %	29,13	-	26,88	-
SPAGNA	38,90	+ 51 %	- 29 %	41,22	44,53	+ 2 %	43,94	+ 2 %	46,11	-	43,87	-
AREA SCANDINAVA	26,53	+ 14 %	+ 84 %	23,15	22,74	+ 12 %	23,17	+ 9 %	24,00	-	22,82	-
AUSTRIA	27,63	+ 20 %	- 8 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	27,73	+ 17 %	- 9 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



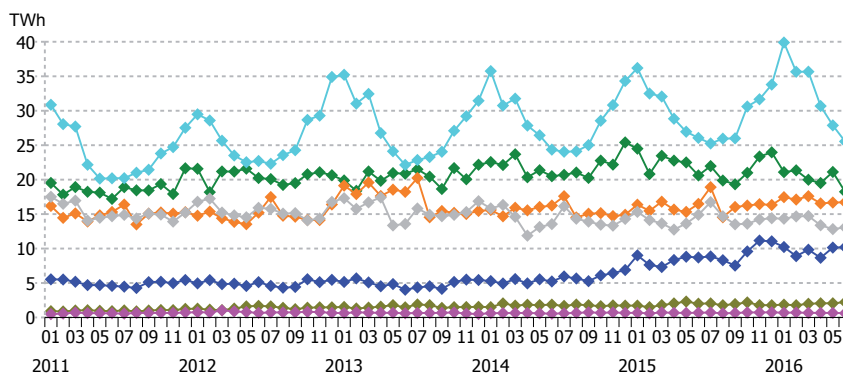
Osservando infine i volumi di energia elettrica movimentati su base spot, Epex si conferma la borsa più capiente (31 TWh circa), in virtù soprattutto della progressiva crescita delle quantità relative alla Francia (10 TWh, +17% rispetto allo

scorso anno), davanti a Nordpool (25,5 TWh), in lieve calo rispetto al 2015 (-2%). Sostanzialmente stabile, invece, in prossimità dei 17 TWh la borsa italiana.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Giu 16	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,7	+ 0 %	+ 1 %
FRANCIA	10,2	+ 1 %	+ 17 %
GERMANIA	18,2	- 14 %	- 11 %
SPAGNA	13,1	+ 2 %	- 12 %
AREA SCANDINAVA	25,5	- 8 %	- 2 %
AUSTRIA	0,6	- 6 %	- 10 %
SVIZZERA	2,2	+ 8 %	+ 11 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2016 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 177.621 TEE, in diminuzione rispetto ai 548.407 TEE scambiati a maggio.

Dei 177.621 TEE sono stati scambiati 47.668 TEE di Tipo I, 108.965 TEE di Tipo II, 14.597 TEE di Tipo II CAR, 6.391 TEE di Tipo III.

Nel primo semestre 2016, i volumi sul mercato (2.730.052 TEE) sono risultati superiori rispetto ai volumi registrati sulla piattaforma di scambio bilaterale (1.810.060 TEE), rovesciando andamento delle transazioni del mercato dello scorso anno (1.801.666 i TEE sul mercato e 2.834.506 i TEE scambiati sulla piattaforma dei bilaterali nel 2015).

Il totale dei TEE scambiati nei primi sei mesi del 2016 è stato pari a 4.540.112 TEE, in diminuzione rispetto ai 4.636.172 i TEE scambiati nel I semestre 2015.

Dal mese di gennaio al mese di giugno 2016, il prezzo minimo registrato è stato pari a 105,00 € (90,00 € nello stesso periodo del 2015) mentre il prezzo massimo ha raggiunto quota 154,90 € (110,00 €/TEE nelle sessioni di scambio del primo semestre 2015).

Analizzando l'andamento specifico di questo mese in particolare, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di

134,14 € (135,53 € a maggio), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 136,02 € (132,74 € a maggio) e i Tipo II-CAR a 130,09 € (126,14 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 133,69 € (rispetto a 134,13 € di maggio).

Nel mese di giugno, successivamente al termine della scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica, si registra, sul mercato, una diminuzione dei prezzi medi rispetto al mese precedente per i TEE di Tipo I pari a 1,02 % e per i TEE di Tipo III (0,32 %), mentre, per i TEE di Tipo II e per i TEE di Tipo II-CAR, si registra, in controtendenza rispetto allo scorso anno, un aumento pari, rispettivamente, a 2,47 % e a 3,14 %, rispetto al mese di maggio.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.716.487 TEE (919.847 di Tipo I, 1.443.860 di Tipo II, 196.959 di Tipo II CAR, 155.821 di Tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 40.449.760 TEE.

Di seguito le Tabelle riassuntive e i Grafici dei volumi e dei prezzi relativi alle transazioni del mercato dei TEE, effettuate nel mese di giugno e durante il 2016.

TEE risultati del mercato del GME - giugno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	47.668	6.394.214,63	110,00	144,00	134,14
Tipo II	108.965	14.821.025,98	105,00	144,00	136,02
Tipo II-CAR	14.597	1.898.969,70	124,00	141,00	130,09
Tipo III	6.391	854.441,00	123,00	143,90	133,69
Totale	177.621	23.968.651,31			134,94

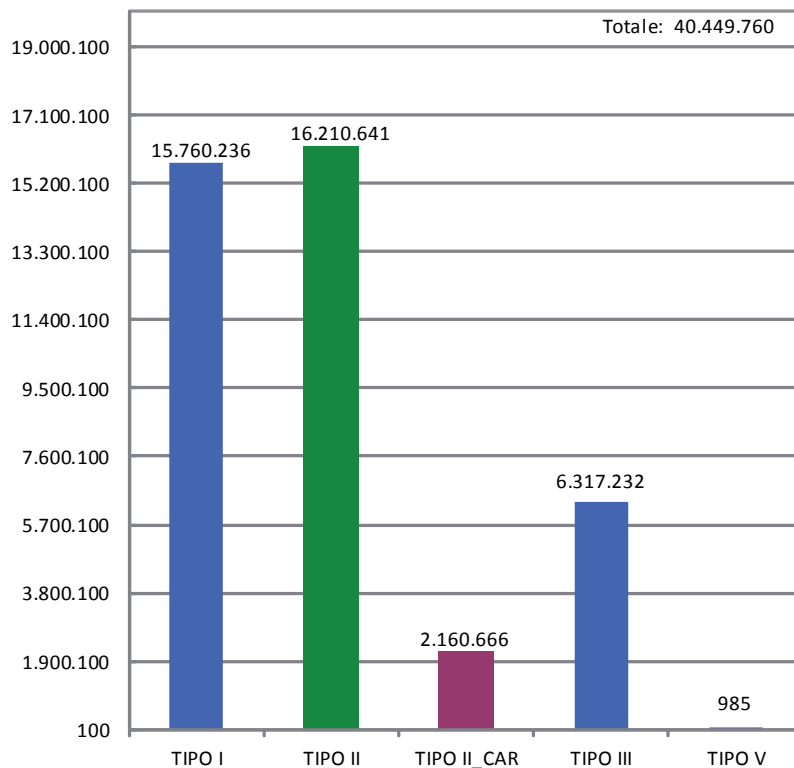
TEE risultati del mercato del GME - anno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	957.869	119.810.304,02	105,00	154,90	125,08
Tipo II	1.358.688	170.983.049,36	105,00	155,00	125,84
Tipo II-CAR	195.626	23.918.539,81	106,00	151,95	122,27
Tipo III	217.869	27.665.912,31	105,80	151,95	126,98
Totale	2.730.052	342.377.805,50			125,41

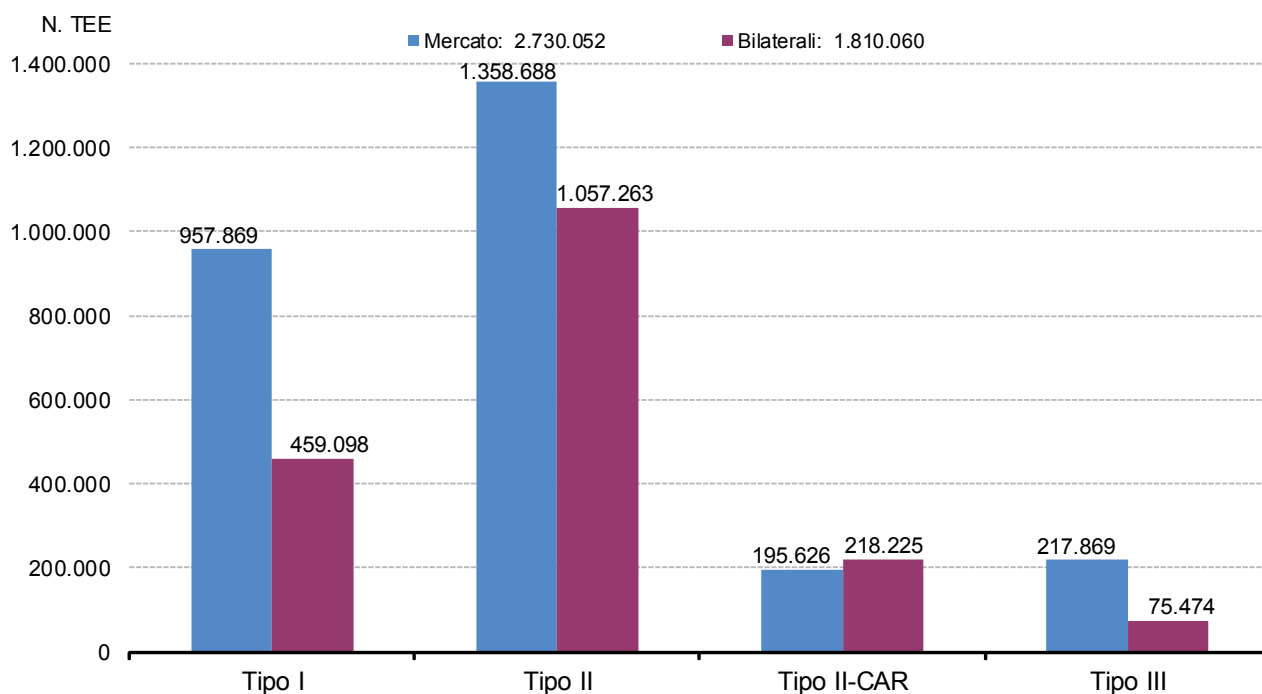
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine giugno 2016 (dato cumulato)

Fonte: GME



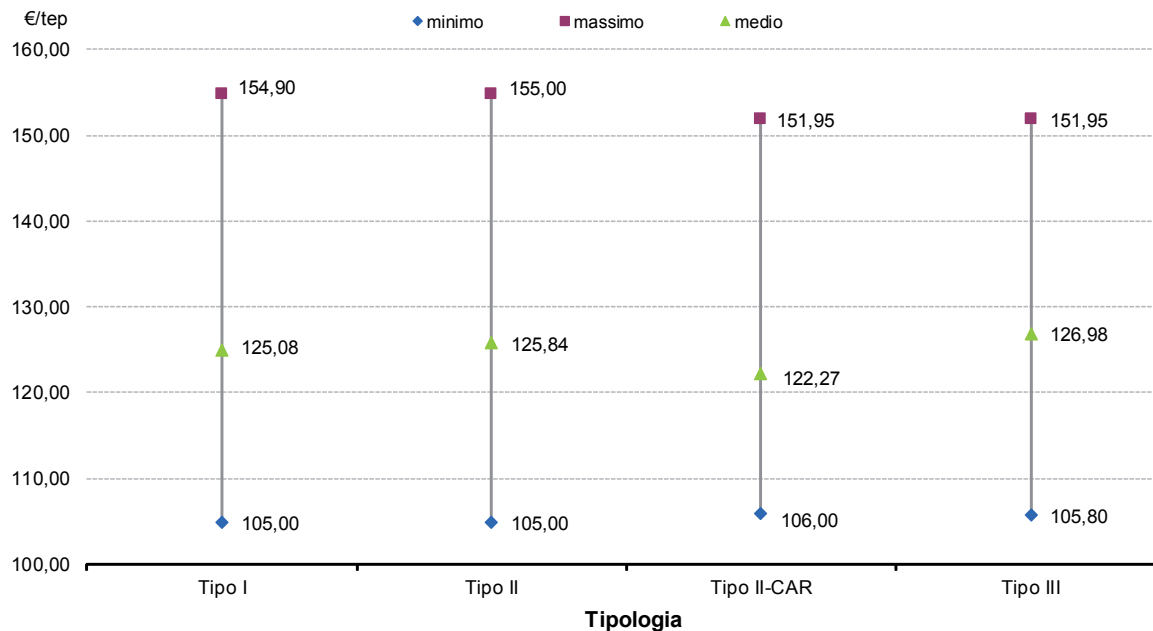
TEE (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



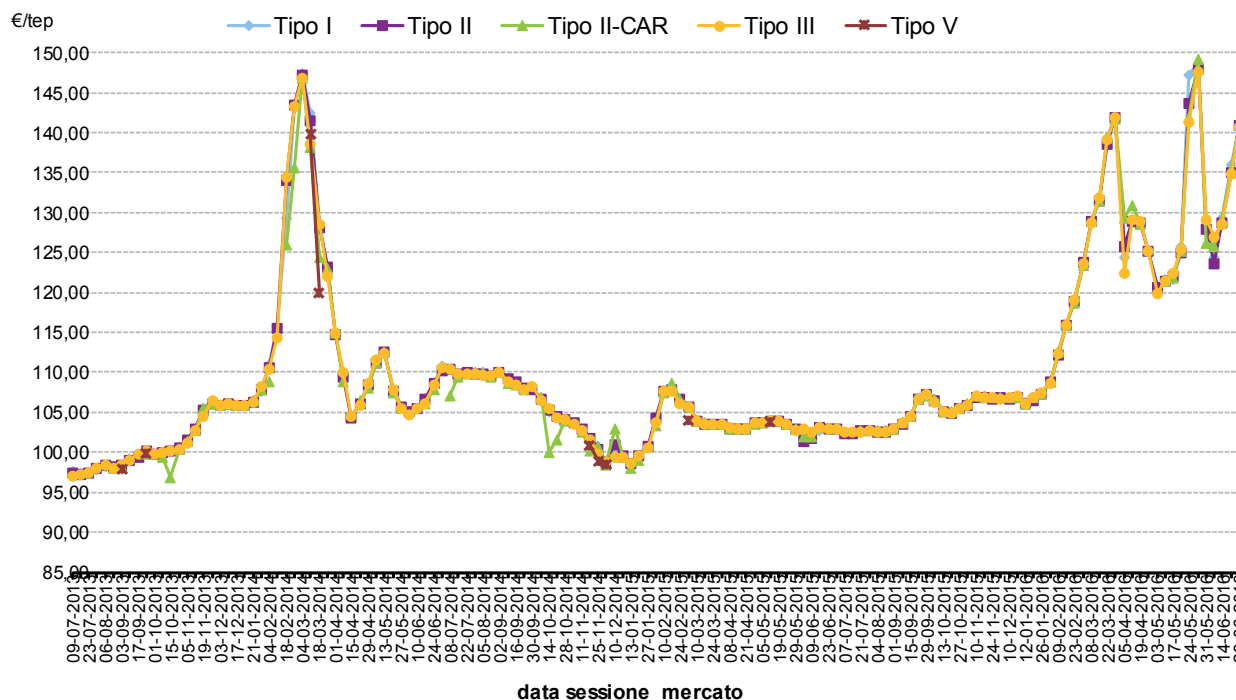
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni dal 2013)

Fonte: GME



Nel corso del mese di giugno 2016 sono stati scambiati 91.627 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (771.607 TEE nel mese di maggio 2016). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è

stata pari a 90,12 € /tep (89,42 €/tep lo scorso mese), minore di 40,82 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (134,94 €/tep a maggio). Seguono le Tabelle riassuntive delle transazioni bilaterali per tipologia di prodotto.

TEE risultati Bilaterali - giugno 2016

Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	33.784	0,00	128,45	69,12
Tipo II	24.386	0,00	134,50	92,61
Tipo II-CAR	33.457	0,00	134,80	109,51
Totale	91.627			90,12

TEE risultati Bilaterali - anno 2016

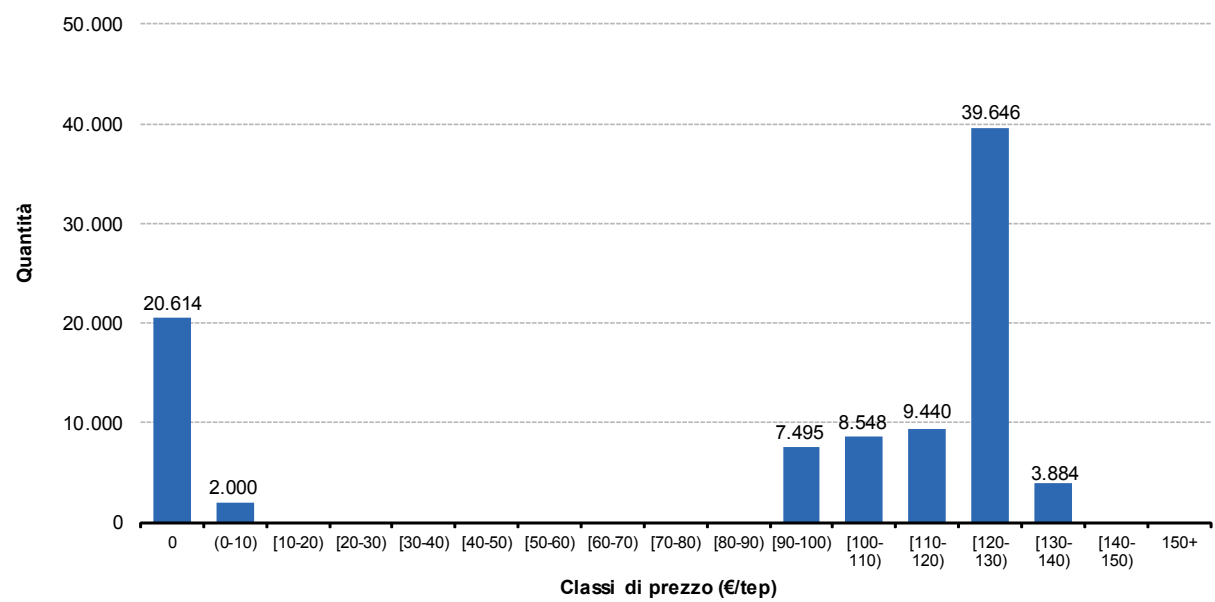
Fonte: GME

Prodotto	Volumi scambiati (n.TEE)	Prezzo minimo (€/TEE)	Prezzo massimo (€/TEE)	Prezzo medio (€/TEE)
Tipo I	459.098	0,00	155,00	103,13
Tipo II	1.057.263	0,00	155,00	96,93
Tipo II-CAR	218.225	0,00	145,00	107,15
Tipo III	75.474	0,00	155,00	114,86
Totale	1.810.060			100,48

Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

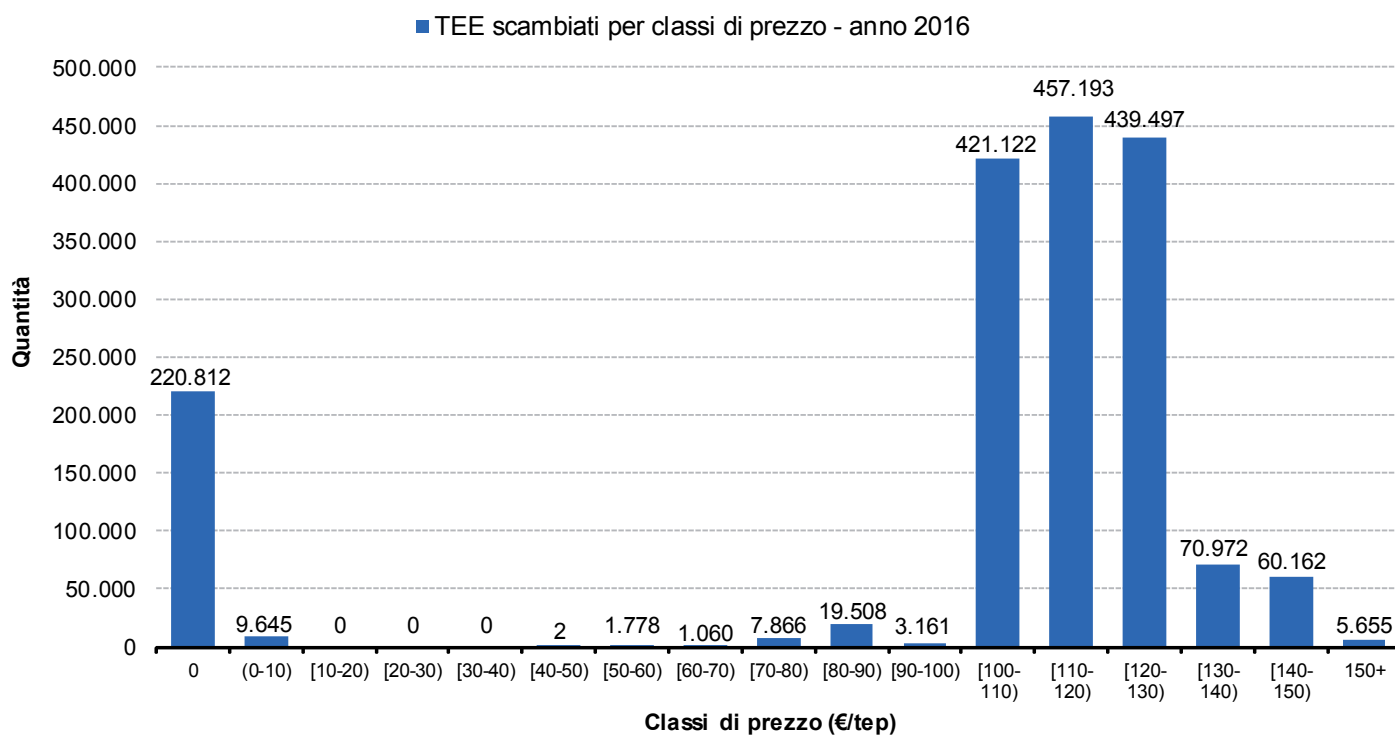
TEE scambiati per classi di prezzo - giugno 2016

Fonte: GME



TEE scambiati per classi di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di giugno 2016, sono stati scambiati 37.147 CV, in leggero aumento, rispetto ai 37.104 CV, scambiati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi sul mercato, nell'ultimo mese di contrattazione sulla piattaforma dei Certificati Verdi, ha visto il prevalere dei CV 2015 IV Trim con 35.888 certificati (36.957 i CV 2015 IV Trim scambiati lo scorso mese) e dei CV 2015 III Trim, con 869 titoli (100 i CV 2015 III Trim scambiati a maggio). Seguono i CV 2015 II Trim, con un volume pari a 220 CV e i CV 2015 I Trim con 170 certificati scambiati, entrambi assenti lo scorso mese sul mercato.

Nel primo semestre 2016, il volume totale dei Certificati Verdi scambiati sulla piattaforma di mercato è stato pari a 1.257.888 CV, in diminuzione rispetto allo scorso anno (4.135.931 i CV, nel primo semestre 2015), mentre, bilateralmente, i CV quotati sono stati pari a 7.975.413 (16.708.659 i CV nello stesso

periodo dello scorso anno). Dall'inizio dell'anno al mese di giugno, i prezzi dei CV scambiati sul mercato hanno registrato un valore minimo pari a 83,50 €/MWh rilevato per i CV 2013 TRL IV Trim e un valore massimo pari a 100,00 €/MWh, per i CV IV Trim 2015. Per quanto riguarda i prezzi medi per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV nel mese di giugno, i CV 2015 I Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 99,67 €/MWh, i CV 2015 II Trim hanno raggiunto il prezzo medio di 98,98 €/MWh, mentre per i CV 2015 III Trim, il prezzo medio è stato pari a 99,29 €/MWh. Tutti e tre i trimestri sono risultati assenti sulla piattaforma lo scorso mese.

Infine, il prezzo medio dei CV 2015 IV Trim ha segnato un aumento di 0,06 €/MWh, rispetto al mese di maggio (99,83 €/MWh). Il prezzo medio mensile totale è risultato pari a 99,81 €/MWh. Di seguito le Tabelle e i grafici riassuntivi delle transazioni e dei prezzi di mercato nel 2016.

CV, risultati del mercato GME giugno 2016

Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
I Trim 2015	170	16.944,40	99,60	99,80	99,67
II Trim 2015	220	21.776,60	95,00	99,80	98,98
III Trim 2015	869	86.285,30	95,00	99,80	99,29
IV Trim 2015	35.888	3.582.763,22	99,50	99,90	99,83
Totale	37.147	3.707.769,52			99,81

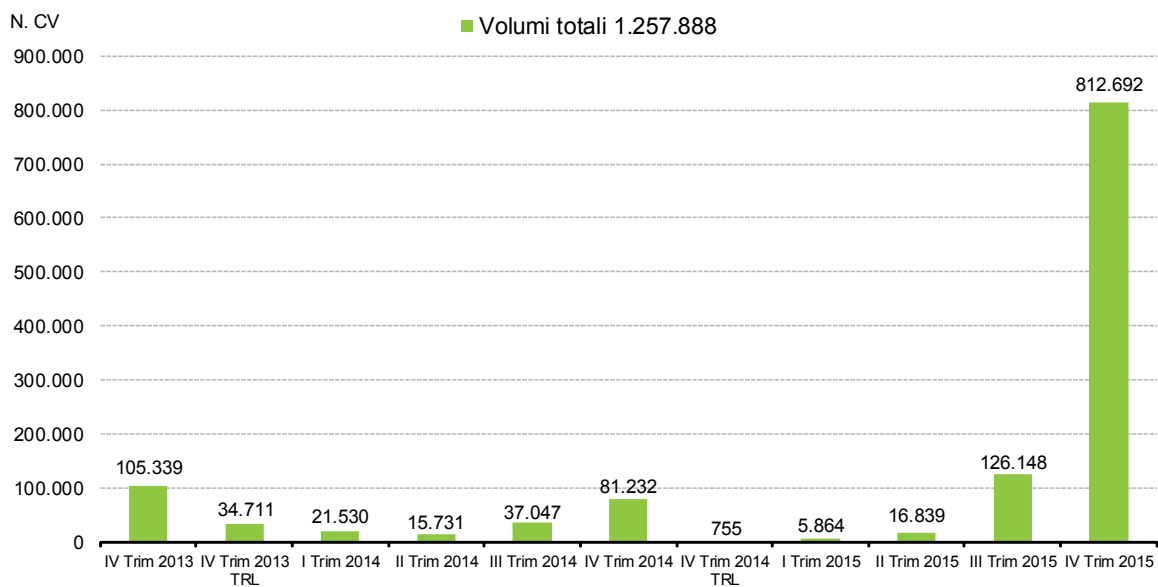
CV, risultati del mercato GME anno 2016

Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
IV Trim 2013	105.339	9.500.109,27	87,80	94,25	90,19
IV Trim 2013 TRL	34.711	2.958.005,26	83,50	87,85	85,22
I Trim 2014	21.530	2.090.611,85	97,05	97,50	97,10
II Trim 2014	15.731	1.527.282,09	97,00	97,11	97,09
III Trim 2014	37.047	3.597.064,80	97,00	97,10	97,09
IV Trim 2014	81.232	7.885.693,91	96,55	97,50	97,08
IV Trim 2014 TRL	755	63.868,21	84,00	86,00	84,59
I Trim 2015	5.864	584.536,18	99,20	99,85	99,68
II Trim 2015	16.839	1.677.574,06	95,00	99,99	99,62
III Trim 2015	126.148	12.563.567,73	95,00	99,99	99,59
IV Trim 2015	812.692	80.791.205,75	99,00	100,00	99,41
Totale	1.257.888	123.239.519,11			97,97

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

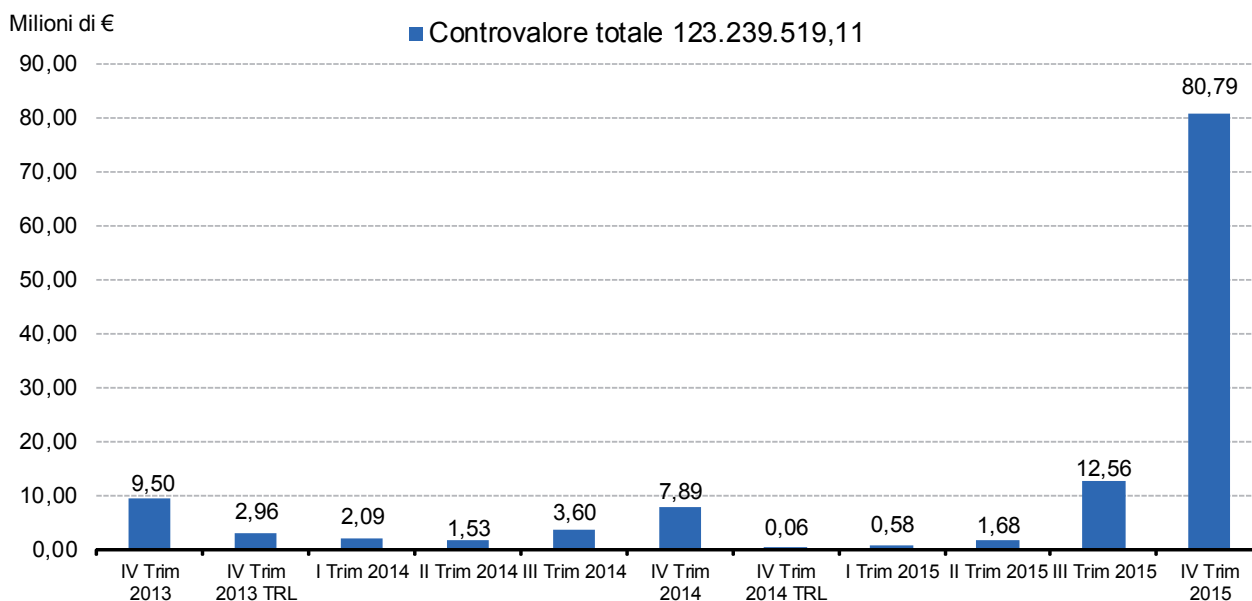
Fonte: GME



Tipologia

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

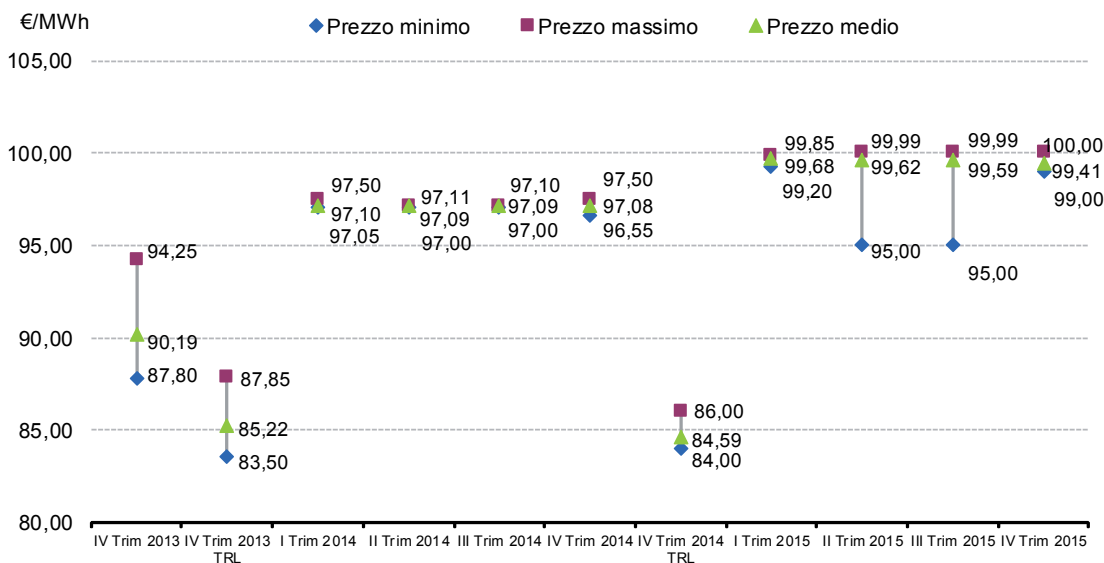
Fonte: GME



Tipologia

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2016)

Fonte: GME



Tipologia

Nel corso del mese di giugno 2016 sono stati scambiati 915.736 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (849.659 CV nel mese di maggio). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di giugno,

è stata pari a 53,53 €/MWh, minore di 46,28 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (99,81 €/MWh). Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni bilaterali, eseguite nel mese di giugno e nel 2016.

CV, risultati bilaterali giugno 2016

Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
I Trim 2014	22.200	97,42	97,42	97,42
II Trim 2014	50.599	0,00	97,42	78,49
III Trim 2014	40.782	0,00	97,42	65,95
IV Trim 2014	86.200	0,00	114,50	25,33
I Trim 2015	184.508	0,00	100,00	1,45
II Trim 2015	116.520	0,00	99,80	1,74
III Trim 2015	10.150	0,00	99,85	76,21
IV Trim 2015	309.791	0,00	100,00	92,98
IV Trim 2015 TRL	94.986	83,25	84,10	83,90
Totale	915.736			53,53

CV, risultati bilaterali anno 2016

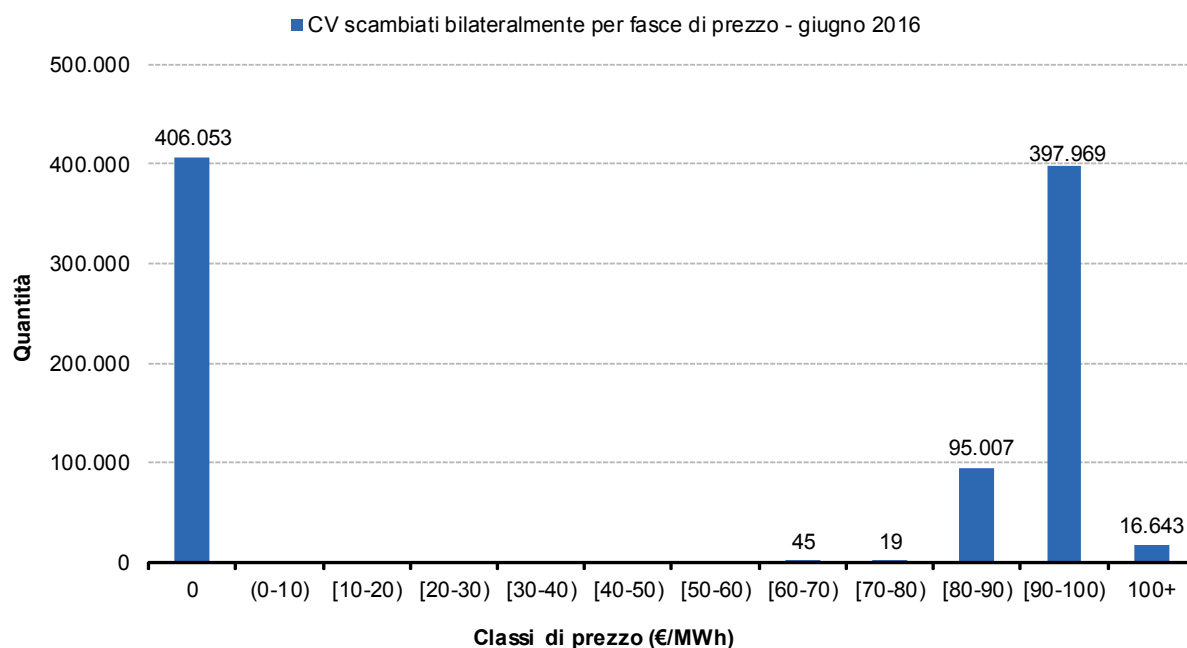
Fonte: GME

Periodo di riferimento	Volumi scambiati (n.CV)	Prezzo minimo (€/CV)	Prezzo massimo (€/CV)	Prezzo medio (€/CV)
I Trim 2013	21.944	0,00	92,50	7,89
II Trim 2013	38.716	0,00	93,90	90,44
III Trim 2013	138.590	0,00	92,70	89,33
IV Trim 2013	1.703.721	0,00	99,55	81,60
IV Trim 2013 TRL	226.119	0,00	98,57	75,86
I Trim 2014	22.456	0,00	97,42	97,35
II Trim 2014	51.532	0,00	98,11	78,80
III Trim 2014	42.007	0,00	97,42	66,80
IV Trim 2014	476.020	0,00	114,50	83,81
IV Trim 2014 TRL	179.415	0,00	97,70	94,07
I Trim 2015	438.103	0,00	100,00	46,82
II Trim 2015	365.003	0,00	99,88	67,25
III Trim 2015	464.697	0,00	100,00	95,30
IV Trim 2015	3.712.104	0,00	100,82	94,37
IV Trim 2015 TRL	94.986	83,25	84,10	83,90
Totale	7.975.413			85,97

Seguono i grafici a blocchi relativi ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

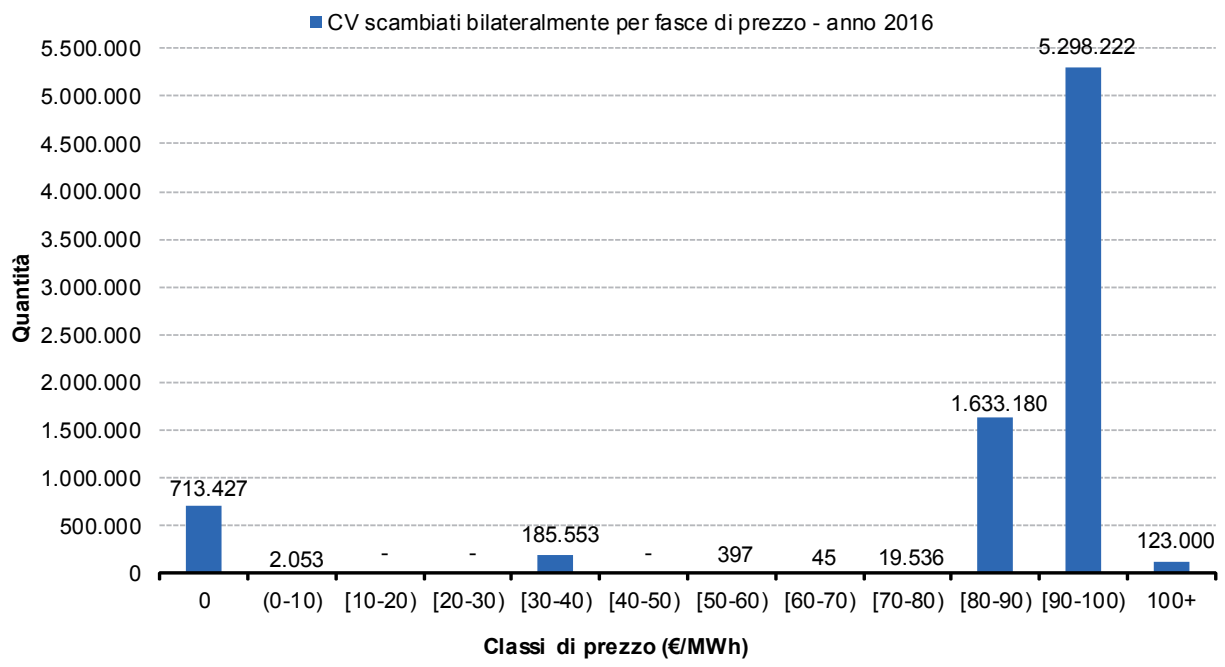
CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - giugno 2016

Fonte: GME



CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - anno 2016

Fonte: GME



Mercato delle GO GME

Nei primi sei mesi del 2016, sono state effettuate sei sessioni di mercato GO e tre sessioni d'asta da parte del GSE.

MERCATO ORGANIZZATO GME

L'andamento delle transazioni nel primo semestre 2016, sulla piattaforma di mercato delle Garanzie d'Origine, ha registrato un volume pari 42.293 GO (104.003 GO nel primo semestre del 2015).

Il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,26 €/MWh (0,05 €/MWh nei primi sei mesi del 2015). La tipologia GO Altro_AltriMesi_2015 risulta essere maggiormente scambiata nei primi sei mesi dell'anno, con una quota pari a 37.266 (55.725 GO Eolico_AltriMesi_2014

registrano i volumi più elevati, nei primi sei mesi del 2015). Il prezzo minimo rilevato, nel primo semestre dell'anno, è stato pari a circa 0,15 €/MWh per le GO Eolico_Gennaio_2016, mentre, il prezzo massimo è stato pari a 0,50 €/MWh per le GO Idroelettrico_Altrimesi_2015 (nel 2015, il prezzo minimo registrato è stato pari a 0,04 €/MWh per le GO Eolico_AltriMesi_2014, mentre, il prezzo massimo è stato pari a 0,16 €/MWh per le GO Idroelettrico_AltriMesi_2014).

A giugno 2016, sono state scambiate 3.444 GO, ad un prezzo medio pari 0,20 €/MWh.

Di seguito la tabella mensile riassuntiva delle transazioni effettuate sul mercato e nel 2016 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO, risultati del mercato GME mese giugno

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Eolico</i>	2016	1.944	336,72	0,15	0,23	0,17
<i>Idroelettrico</i>	2016	1.500	360,00	0,24	0,24	0,24
Totale		3.444	696,72			0,20

GO, risultati del mercato GME anno 2016

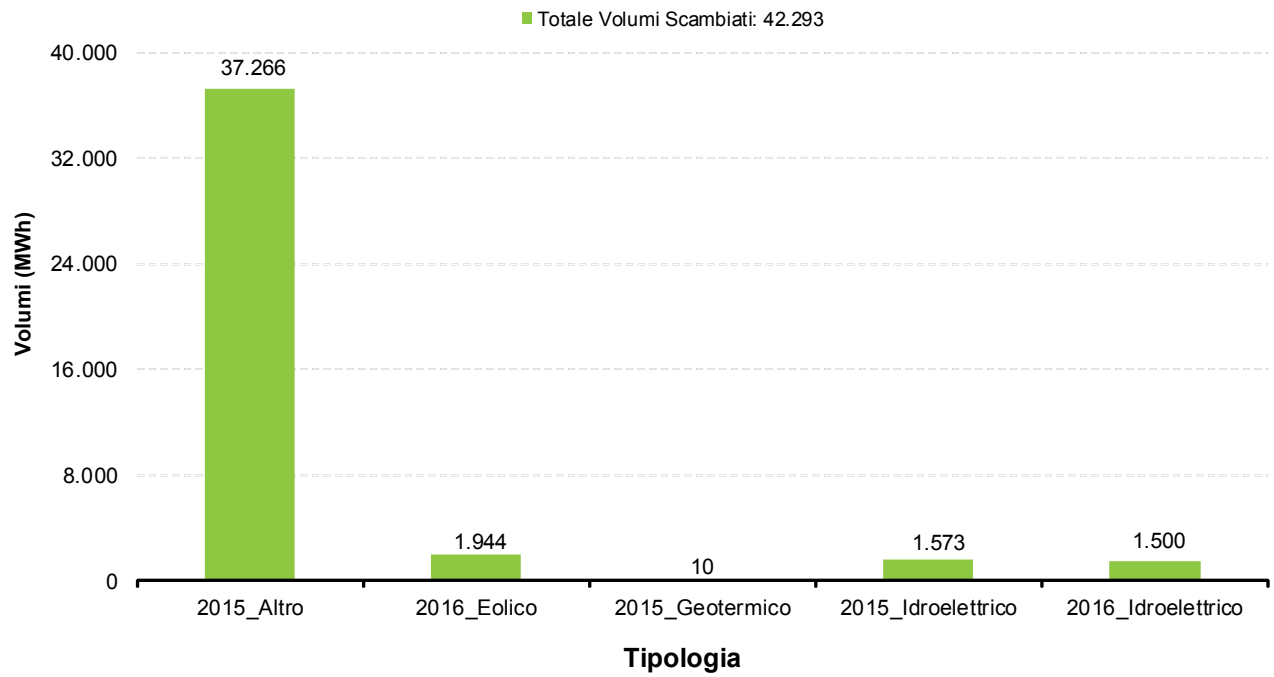
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Altro</i>	2015	37.266	10.100,17	0,25	0,30	0,27
<i>Eolico</i>	2016	1.944	336,72	0,15	0,23	0,17
<i>Geotermico</i>	2015	10	1,60	0,16	0,16	0,16
<i>Idroelettrico</i>	2015	1.573	319,97	0,20	0,50	0,20
	2016	1.500	360,00	0,24	0,24	0,24
Totale		42.293	11.118,46			0,26

I Volumi scambiati e il Controvalore per tipologia GO sono rappresentati nei seguenti grafici.

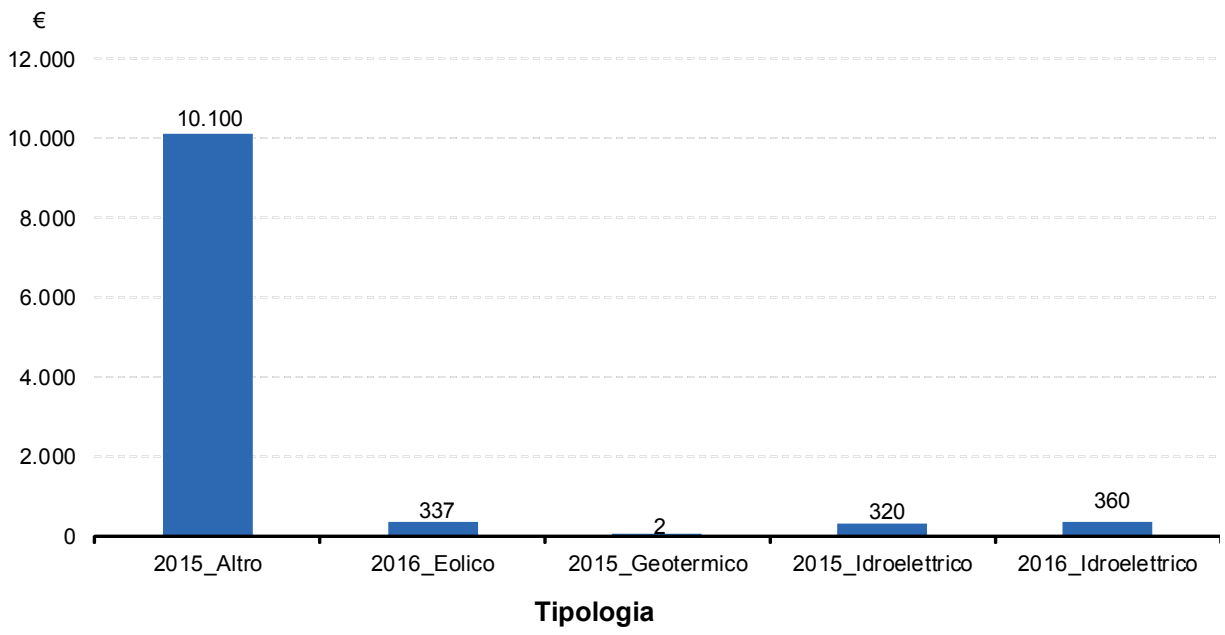
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a giugno 2016)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2015-2016)

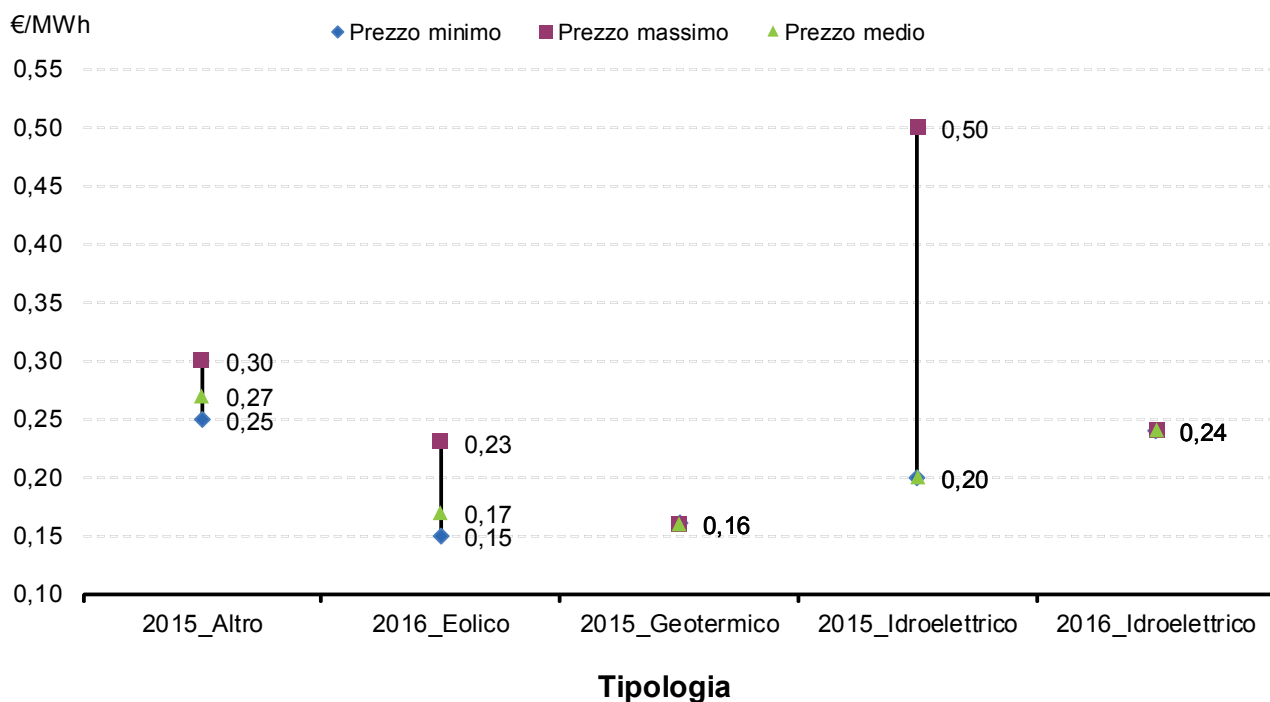
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nel grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2015-2016)

Fonte: GME



TRANSAZIONI BILATERALI

In totale, nel primo semestre 2016 sono stati scambiati 46.229.530 GO, attraverso contratti bilaterali (41.301.839 le GO delle varie tipologie, nel primo semestre del 2015).

Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,13 €/MWh (0,10 €/MWh nel primo semestre 2015), maggiore di 0,13 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,10 €/MWh il prezzo medio sul mercato, nei primi sei mesi del 2015). Nel mese di giugno 2016, sono state scambiate bilateralmente

793.998 GO (297.997 GO nel mese di maggio 2016) ad un prezzo medio pari a 0,21 €/MWh (0,34 €/MWh nel mese precedente) minore di 0,05 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato. Di seguito la tabella mensile riassuntiva delle transazioni avvenute sulla piattaforma dei bilaterali GO e da gennaio a giugno 2016 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO, risultati Bilaterali mese giugno

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Eolico</i>	2016	78.671	4,58	4,58	4,58
<i>Idroelettrico</i>	2016	655.327	2,03	2,31	2,06
<i>Solare</i>	2016	60.000	0,22	0,22	0,22
Totale		793.998			0,21

GO, risultati Bilaterali anno 2016

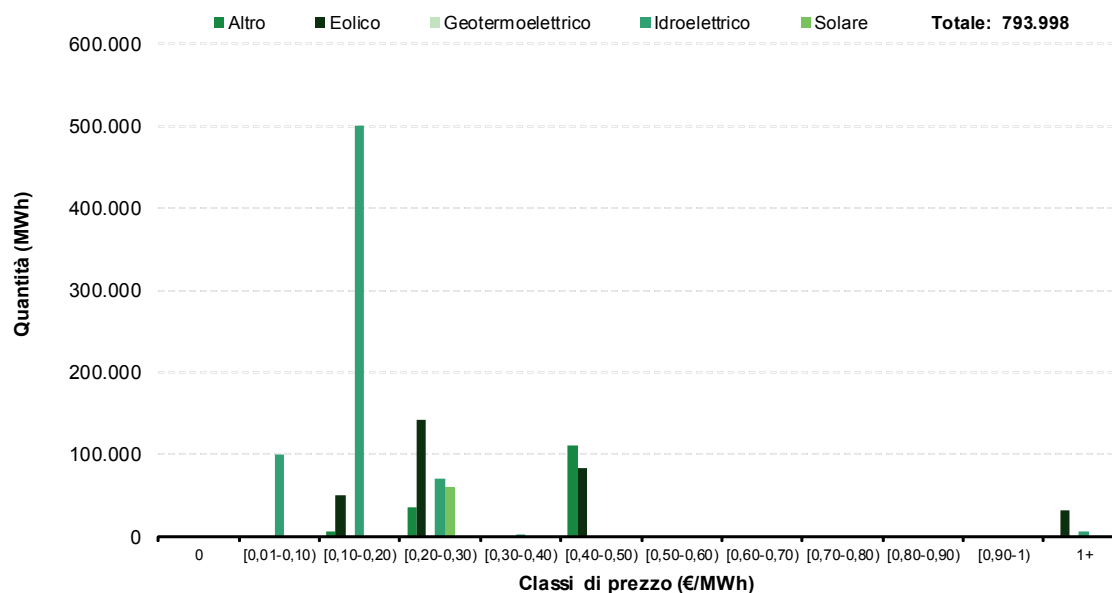
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
Altro	2015	1.245.428	162.586,87	0,00	0,45	0,13
	2016	154.064	53.578,23	0,10	0,40	0,35
Eolico	2015	1.183.709	153.925,07	0,00	1,40	0,13
	2016	305.899	120.691,31	0,18	1,40	0,39
Geotermico	2015	1.156.497	128.161,96	0,00	0,37	0,11
Idroelettrico	2015	40.322.180	4.975.411,10	0,00	1,00	0,12
	2016	677.403	117.478,17	0,05	1,00	0,17
Solare	2015	1.124.350	315.178,52	0,00	1,00	0,28
	2016	60.000	13.200,00	0,22	0,22	0,22
Totale		46.229.530	6.040.211,23			0,13

Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi delle GO scambiate bilateralmente per ciascuna classe di prezzo, nel mese di giugno e durante il 2016.

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-giugno 2016)

Fonte: GME



ASTE GSE

Le tre sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel primo semestre 2016, hanno consentito l'assegnazione di 8.378.445 GO su un totale di 63.343.717 GO offerte dal GSE (1.593.000 le GO assegnate, su un totale

di 40.352.914 GO, offerte dal GSE, nel 2015). Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO nel 2016 (dati cumulati per periodo di produzione):

GO: Risultati Aste anno 2016

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati (MWh)	Valore Totale (€)	Prezzo minimo (€/MWh)	Prezzo massimo (€/MWh)	Prezzo medio (€/MWh)
<i>Altro</i>	2015	136.000	37.870,00	0,15	0,30	0,28
	2016	205.000	40.250,00	0,17	0,20	0,20
<i>Eolico</i>	2015	1.144.000	231.370,00	0,15	0,29	0,20
	2016	703.445	131.202,71	0,17	0,21	0,19
<i>Idroelettrico</i>	2015	1.837.000	303.570,00	0,15	0,29	0,17
	2016	242.000	45.170,00	0,17	0,28	0,19
<i>Solare</i>	2015	1.955.000	492.330,00	0,15	0,30	0,25
	2016	2.156.000	426.950,00	0,17	0,40	0,20
Totale		8.378.445	1.708.712,71			0,20

BIOMETANO: BENEFICI PER IL SISTEMA E OPPORTUNITÀ PER GLI INVESTITORI

di Claudia Checchi e Mario Cirillo, REF-E

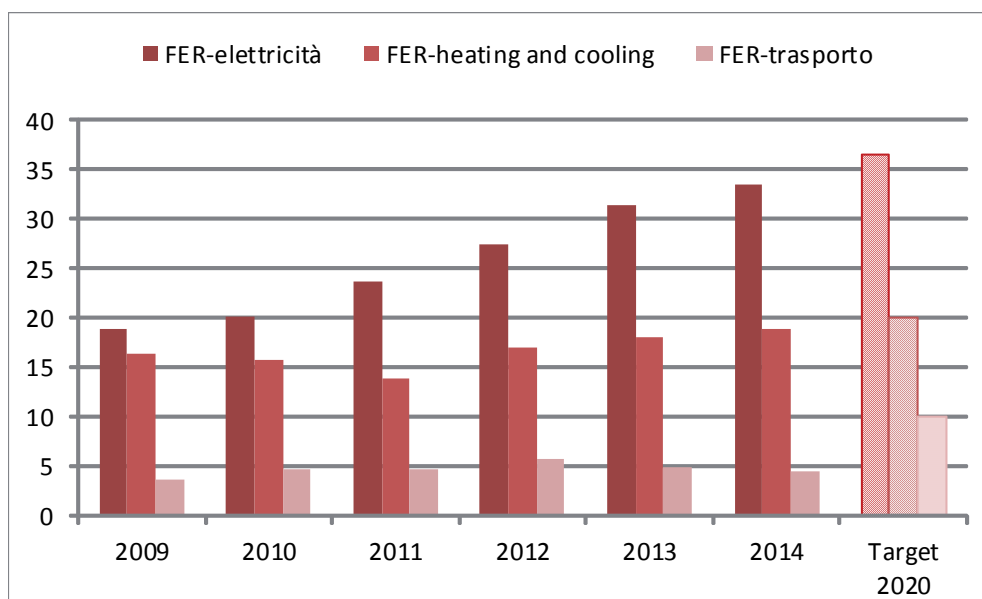
(continua dalla prima)

Proprio nei settori diversi dal termoelettrico, dov'è maggiore l'esigenza di colmare il gap con gli obiettivi di penetrazione dell'energia rinnovabile, risiedono le prospettive migliori per l'utilizzo del biometano. Nel settore heating and cooling (come nel settore elettrico) l'obiettivo di energia rinnovabile al 2020 è praticamente già stato centrato, ma l'analisi dei dati storici mostra come questo risultato sia stato ottenuto

di frazione organica dei rifiuti solidi urbani (FORSU) ritenuta utilizzabile. In base a stime molto recenti⁴, il biometano disponibile nel medio-lungo termine (2025-2030), dovrebbe valere almeno quanto l'attuale produzione nazionale di gas naturale, ossia circa 15 Mmc/giorno, il che a livello annuo si traduce in più di 5 Gmc, cioè quasi il 10% dell'attuale domanda di gas. Al 2014, sempre facendo riferimento ai dati statistici

Figura 2 – Quote di energia rinnovabile sul consumo finale lordo di energia* (%)

Fonte: MSE-GSE dicembre 2015



*Calcolate secondo i criteri di contabilizzazione previsti in attuazione della Direttiva 2009/28/UE

prevalentemente grazie alla stima e contabilizzazione di consumi di biomassa precedentemente fuori bilancio; il perseguimento del target 2030 per questo settore richiederà uno sforzo ben superiore rispetto a quanto realizzato per la prima scadenza. Nel settore trasporto lo stesso obiettivo 2020 (10%) è ancora lontano (Figura 2).

Le principali opzioni a disposizione, non necessariamente né completamente alternative, sono l'elettricità (pompe di calore e veicoli elettrici) e il gas rinnovabile (biometano in rete o nel sistema del trasporto), in attesa del contributo di una nuova generazione di biocombustibili e biocarburanti di origine vegetale e di apparecchi per il riscaldamento a biomassa a bassissime emissioni e altissima efficienza. Le stime sulla produzione potenziale di biometano sono piuttosto eterogenee, e dipendono dalle ipotesi sulla possibilità di attivare e rendere più efficienti colture energetiche dedicate, sull'accessibilità dei sottoprodotti³, oltre che dal potenziale

di Terna sulla produzione di energia elettrica, il biogas era ottenuto per circa due terzi da "attività agricole e forestali", mentre la parte restante era ottenuta da rifiuti, da deiezioni animali, e (in minima parte) da fanghi. Al 2014, sempre facendo riferimento ai dati statistici di Terna sulla produzione di energia elettrica, il biogas era ottenuto per circa due terzi da "attività agricole e forestali", mentre la parte restante era ottenuta da rifiuti, da deiezioni animali, e (in minima parte) da fanghi. Solo quattro anni prima, il rapporto tra le fonti da cui si ottiene il biogas era inverso: solo il 20% del gas di origini rinnovabili era ottenuto da attività dedicate.

Il collegamento degli impianti di biometano alla rete del gas naturale e il sostegno finanziario alla produzione del combustibile rinnovabile sono stati previsti dal legislatore nazionale nel 2011 (D. Lgs 28/2011) e definiti con una norma di fine 2013 (DM 5 dicembre 2013), cui hanno fatto seguito, nel 2015 e 2016, le procedure applicative del GSE (per la

BIOMETANO: BENEFICI PER IL SISTEMA E OPPORTUNITÀ PER GLI INVESTITORI

qualifica degli impianti ai fini dell'incentivazione e l'erogazione degli incentivi) e le regole dell'AEEGSI in materia di qualità del biometano, connessione fisica degli impianti alla rete, corrispettivi per l'utilizzo delle reti, responsabilità rispetto alla misura del gas immesso, e accesso al mercato gas. SNAM Rete Gas e i gestori minori della rete di trasporto hanno provveduto a modificare i propri codici di rete in attuazione di quanto previsto dall'Autorità. Mancano ancora, invece, le regole per la connessione alla rete di distribuzione, attività innovativa e che solleva alcune problematiche tecniche.

In sostanza, il quadro normativo e regolatorio che consente l'immissione in rete e l'impiego del biometano, almeno per gli impianti che si collegheranno alle reti dei trasportatori è quasi del tutto completato, e i primi impianti potrebbero entrare in funzione nel 2017-2018⁵, in base ai tempi autorizzativi e realizzativi, sia relativamente ad interventi green field che di revamping di impianti di biogas.

E' ancora da verificare, invece, l'efficacia del meccanismo di incentivazione proposto, che alcuni investitori hanno messo in dubbio, e che lo stesso Governo ha recentemente dichiarato di voler rivedere, rimodulando sia i tempi di realizzazione sia il valore dell'incentivo.

Le strade percorribili per la commercializzazione del biometano e per ottenere l'incentivazione, previste dall'insieme di regole che a oggi norma il settore, sono tre.

Cogenerazione ad alto rendimento

La prima è quella dell'uso del biometano per la produzione combinata di energia elettrica e termica in impianti ad alto rendimento. Per questa opzione è previsto che il produttore possa accedere al regime di incentivazione riservato alla generazione elettrica rinnovabile (diversa da quella fotovoltaica), tra l'altro oggetto di recentissima revisione⁶.

Si tratta di un sistema che garantisce piena protezione rispetto ai rischi prezzo e volume per gli impianti di piccola taglia (fino a 1 MWe), in quanto basato sull'erogazione di una tariffa onnicomprensiva. Per gli impianti di dimensione maggiore, invece, l'erogazione di un premio determinato dalla differenza tra un livello di riferimento e il prezzo di mercato dell'energia elettrica, con l'energia stessa che resta nella disponibilità del produttore, configura una situazione in cui i rischi di variazione dei prezzi sono parzialmente coperti⁷, mentre la commercializzazione dell'energia resta è responsabilità del produttore (il quale comunque beneficia della priorità di dispacciamento a parità di prezzo offerto sul mercato elettrico).

L'impiego in impianti di cogenerazione è incentivato sia se il combustibile è utilizzato nello stesso sito in cui è prodotto, sia se viene immesso nelle reti di trasporto o distribuzione del gas e successivamente prelevato: in quest'ultimo caso, per dimostrare la destinazione finale del biometano è richiesta la stipula di un contratto bilaterale tra produttore e gestore dell'impianto termoelettrico.

Rispetto all'utilizzo del biogas, già ampiamente sperimentato, il biometano ha un contenuto energetico decisamente superiore: dalla combustione di un metro cubo di biometano si ottiene molta più energia rispetto alla combustione di un metro cubo di biogas. La maggiore incentivazione ottenibile dalla più alta produzione di energia deve permettere di coprire i costi di investimento e operativi del processo di raffinazione: ad oggi si stima che produrre energia elettrica e calore da biogas permetta di conseguire ritorni simili a quelli che deriverebbero dalla combustione di biometano.

Immissione nella rete di trasporto o distribuzione senza specifica destinazione

Come seconda opzione, il gas rinnovabile può essere immesso in rete anche senza specifica destinazione d'uso, ed in questo caso è prevista l'applicazione di uno schema che ricalca quello previsto per le rinnovabili elettriche.

- I gestori degli impianti di capacità superiore a 500 Smc/h, e in via opzionale di quelli di dimensione minore (si veda il punto successivo), devono commercializzare autonomamente il biometano prodotto, ma hanno diritto a un premio, erogato periodicamente dal GSE per un periodo di 20 anni, determinato dalla differenza tra il livello di riferimento di 57.04 €/MWh⁸ e il prezzo medio del gas registrato sul mercato di bilanciamento del gas naturale nel mese precedente. Così come per l'elettrico, questo regime lascia in capo al produttore il rischio volume, nel senso che questo è responsabile di trovare una controparte sul mercato. Anche il rischio/opportunità legato ai prezzi non è trascurabile: innanzitutto dipende dalla possibilità che il prezzo di vendita del biometano non sia coincidente con quello registrato sul mercato nel mese precedente, in particolare se il primo fosse maggiore del secondo, il produttore otterrebbe un ricavo superiore al livello di riferimento; in secondo luogo, dipende dalla presenza di coefficienti moltiplicativi della quota parte del ricavo che il produttore riceve dal GSE (quota "incentivo"), variabili secondo la taglia dell'impianto e il tipo di input nel processo di digestione anaerobica per la produzione di biogas: ad esempio, quanto minore è il prezzo di mercato, tanto maggiori sono la quota incentivo e l'impatto dei coefficienti moltiplicativi, e perciò il ricavo complessivo.

- I gestori degli impianti di dimensioni minori di 500 Smc/h possono cedere il gas al GSE, che si occupa della sua commercializzazione sul mercato, ottenendo una tariffa onnicomprensiva, pari a 57.04 €/MWh per 20 anni. In questo caso il rischio volume/controparte è nullo, mentre per quanto concerne i prezzi permane un basso livello di rischio legato all'applicazione dei coefficienti moltiplicativi già citati alla "quota incentivo" della tariffa onnicomprensiva.

- I gestori di impianti oggetto di interventi di rifacimento e conversione di impianti che attualmente producono biogas in impianti che producano biometano sono riconosciuti

BIOMETANO: BENEFICI PER IL SISTEMA E OPPORTUNITÀ PER GLI INVESTITORI

coefficienti moltiplicativi dell'incentivo (largamente) inferiori a 1.

Restando sulla seconda opzione, oltre ad aver stabilito le specifiche di qualità del gas⁹, l'Autorità per l'energia ha previsto norme che dovrebbero facilitare la connessione alle reti di trasporto: sono a carico del produttore solo i costi strettamente legati alla realizzazione della connessione, e non anche quelli relativi ad eventuali rinforzi di rete, che vengono socializzati, cioè pagati da tutti gli utenti. Ai costi di connessione è, inoltre, applicata una riduzione del 20%, e ne è permessa la rateizzazione per un periodo di 20 anni.

Non sono invece ancora state stabilite le regole per la connessione alle reti di distribuzione (generazione distribuita di gas) che potrebbe rappresentare un'opzione rilevante per buona parte degli impianti di piccola dimensione. Questa opzione prevede, in effetti, la soluzione di alcune problematiche regolatorie e tecniche, trattandosi di una fattispecie nuova: così come accaduto per la generazione distribuita elettrica, mentre le reti di trasporto sono normalmente già gestite bidirezionalmente, con punti di immissione e punti di prelievo, le reti di distribuzione sono generalmente alimentate da connessioni con le reti maggiori e prevedono solamente punti di prelievo. Il sistema deve essere quindi adeguato sotto i diversi aspetti rilevanti.

Ciò vale anche per la tariffa per l'utilizzo della rete: nel caso del trasporto verrà infatti applicata una tariffa di entry in linea con quelle già applicate ai produttori di gas convenzionale e con la metodologia extry exit, in base alla quale i costi delle rete sono suddivisi tra chi immette e chi preleva dalla rete stessa. Nel caso della rete di distribuzione i costi continueranno ad essere coperti dai titolari dei punti di prelievo, in quanto l'Autorità ha stabilito che l'utilizzo della rete per l'immissione di biometano non sarà oneroso. Ciò appare coerente con il fatto che l'immissione di gas nella rete di distribuzione ridurrebbe il carico trasportato verso i consumatori, cosicché la generazione distribuita non comporterebbe costi aggiuntivi per la rete, almeno fin tanto che l'immissione non arrivasse a superare i prelievi¹⁰.

Infine, secondo le prime direttive sull'accesso al mercato per il GSE, potenziale intermediario per i piccoli produttori, sono previsti requisiti di partecipazione (es. garanzie finanziarie) più leggeri di quelli previsti per gli altri operatori. Tuttavia in questo caso, oltre alle già citate regole di connessione e trasporto, devono essere ancora definite alcune regole di partecipazione al mercato, quali ad esempio il punto di ritiro del gas da parte del GSE e il trattamento degli oneri di bilanciamento. Dettagli tecnici ma importanti anche ai fini

delle definizioni dei ricavi e dell'operatività dei produttori. Nel caso di impianti a mercato la definizione di queste regole è lasciata alla libertà contrattuale delle parti.

Impiego nel trasporto

La terza strada è quella dell'impiego del biometano nel settore del trasporto. Anche in questo caso il mercato di destinazione può essere raggiunto ricorrendo o meno alle reti di trasporto e distribuzione del gas naturale. In ogni caso è richiesto un contratto bilaterale a garanzia dell'impiego finale del biometano. Il sistema di incentivazione, però, è radicalmente differente: il biometano ceduto è valorizzato a condizioni di mercato, e ai soggetti che lo immettono al consumo sono riconosciuti certificati negoziabili (CIC) in numero commisurato alle quantità espresse in energia, e per un periodo pari a 20 anni, con l'applicazione di un coefficiente moltiplicativo per il gas che ha origine dalla FORSU (cosiddetto "double counting"). La domanda di CIC è esercitata dai distributori di carburanti, obbligati a presentare annualmente un numero di certificati pari ad una specifica quota di benzina e gasolio immessi in rete nell'anno precedente. Questo obbligo è finora fissato in coerenza con il target 2020 di energia rinnovabile nel trasporto. La terza opzione è, perciò, quella che lascia in capo al produttore o al suo intermediario il maggior rischio e simultaneamente le maggiori opportunità di ritorno economico, in particolare sul fronte del ricavo unitario, incerto sia per quanto concerne la quota energia, sia per quanto concerne il valore dell'incentivo, quest'ultimo determinato dalla domanda e dall'offerta di CIC su uno specifico mercato. Il mercato dei CIC è oggi molto poco liquido e trasparente (non esistono indicatori di andamento dei prezzi e tantomeno una borsa organizzata): ciò oltre a rendere incerto il ricavo atteso, ha effetti sulla finanziabilità dei progetti. D'altra parte, la lontananza già messa in evidenza rispetto agli obiettivi nel settore trasporto, e la riserva di una quota via via più consistente dell'obbligo di immissione all'energia ottenuta da biocarburanti di seconda generazione, nella cui definizione ricade il biometano prodotto da rifiuti e sottoprodotti, potrebbero sostenere i prezzi dei CIC in futuro e mantenere una forte attrattività di questa opzione di impiego del biometano.

Una valutazione qualitativa delle tre opzioni può fornire un primo quadro dei rischi, in positivo e in negativo, di ciascuna di esse (Tabella 1). Ciò al netto, ovviamente, dei rischi e delle opportunità connessi agli specifici investimenti e alle caratteristiche fondamentali degli stessi, quali ad esempio i canali/filiere di approvvigionamento degli input al processo di produzione del biogas.

BIOMETANO: BENEFICI PER IL SISTEMA E OPPORTUNITÀ PER GLI INVESTITORI

Tabella 1 – Valutazione delle tre opzioni di commercializzazione del biometano

Fonte: REF-E

Tipo di impiego	Tipo di schema	Rischio prezzo (maggiore o minore ricavo ottenibile)	Rischio volume e/o controparte (dipende dalla capacità di partecipare al mercato)
CHP <= 1MWe	Tariffa onnicomprensiva in €/MWh di elettricità immessa in rete	Basso*	Nulla
CHP > 1 MWe	Premio basato su contratto per differenze (one-way)	Medio	Medio
Immissione senza specifica destinazione <=500 Smc/h	Tariffa onnicomprensiva su MWh di biometano immesso in rete	Basso*	Nulla
Immissione senza specifica destinazione >500 Smc/h	Premio basato su contratto per differenze	Medio	Alto**
Immissione al consumo per trasporto	Certificato di immissione al consumo (CIC)	Alto	Alto**

*Il rischio in questo caso è costituito dal potenziale minore ricavo ottenibile rispetto alla vendita "a mercato".

**La valutazione è legata al rischio di trovare una controparte sul mercato e alla qualità della stessa

La possibilità di cambiare regime, concessa per un massimo di tre volte nell'arco dei 20 anni di incentivazione, richiederà agli operatori di monitorare e formulare aspettative sugli andamenti di mercato, oltre a valutare i suddetti fattori di rischio nel momento dell'investimento e durante la sua vita utile. Inoltre, nonostante gli orientamenti di alcuni (potenziali ma prevedibili) key player del biometano siano chiari, ossia molti progetti siano al momento dimensionati per restare appena al di sotto della soglia dei 500 Smc/h, il trade-off tra avvalersi del ritiro del GSE e confrontarsi direttamente con il mercato dovrà rientrare nelle valutazioni degli investitori.

L'esecutivo si è impegnato ad intervenire nei prossimi mesi sul decreto sull'incentivazione per migliorare l'efficacia del sistema di incentivazione (che comunque non ha ancora trovato applicazione effettiva). Le novità potrebbero riguardare i coefficienti moltiplicativi, ad esempio per favorire uno switching da impiego CHP a impiego per usi termici (revamping

di impianti di produzione di biogas esistenti), oppure il disegno del mercato CIC, per garantire la maggiore certezza e bancabilità degli investimenti e perseguire con decisione l'obiettivo di rinnovabili nel trasporto. Il Governo, poi, potrebbe considerare il contributo degli usi del biometano nel settore heating and cooling (che include l'impiego di energia per alimentare processi industriali diversi da quello di generazione elettrica), per ora non fondamentale, ma del tutto probabile per il post-2020.

Infine, oltre all'indirizzo del biometano rispetto ai possibili usi, sarà importante per il decisore pubblico valutare e orientare il contributo del gas rinnovabile ai target previsti per i 3 settori (elettricità, heating and cooling, trasporto), come alternativa, anche parziale, allo sfruttamento del vettore elettrico e a quello delle altre biomasse, a valle di analisi quanto più ampie e certe dei costi e dei benefici delle differenti scelte.

¹ La fonte di questo dato è EuObservER 2014.

² Il biogas contiene per il 50-80% metano, mentre per il resto contiene acqua, polveri, anidride carbonica e acido solfidrico. La raffinazione consiste proprio nell'eliminazione dell'umidità e di queste ultime sostanze.

³ In proposito, è stato recentemente emanato un decreto che chiarisce quali siano i sottoprodotti e a quali impieghi possano essere destinati.

⁴ Il dato riportato sintetizza le differenti valutazioni di operatori quali SNAM (Piani di sviluppo delle reti di trasporto del gas naturale) e Consorzio Italiano Biogas (position paper del 2012), oltre a quelle di centri di ricerca quali ENEA e RSE.

⁵ Il 2018 è, tra l'altro, il termine ultimo previsto dal DM 5 dicembre 2013 per poter accedere agli incentivi.

⁶ Decreto MSE 23 giugno 2016.

⁷ Il produttore rischia (in positivo e in negativo) di percepire un ricavo differente dal livello di riferimento se, ad esempio, cede l'energia attraverso un contratto bilaterale.

⁸ Questo livello corrisponde a due volte il prezzo medio di bilanciamento dell'anno 2012.

⁹ In realtà si tratta di regole provvisorie, che potranno essere oggetto di modifica una volta terminato un procedimento di definizione delle specifiche in via di realizzazione a livello comunitario.

¹⁰ In questo caso si creerebbero costi aggiuntivi legati alla necessità di consentire contro-flussi nelle reti di distribuzione: si tratta di un'eventualità oggi molto remota, ma che per il futuro non si può escludere.

Novità normative di settore

A cura del GME

ELETTRICO

■ **Comunicato agli operatori del GME “Avvio market coupling Intra-day sulla frontiera Italia-Slovenia” | pubblicato il 21 giugno 2016 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=272>**

Facendo seguito al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 giugno 2016 di approvazione del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico (nel seguito: Disciplina), con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto che a valere dalla data del 21 giugno u.s. è entrata in vigore, con la relativa pubblicazione, la nuova versione della Disciplina modificata in vista dell'avvio operativo dell'Intraday Market coupling Italia-Slovenia, già oggetto di consultazione pubblica mediante DCO n. 03/2016.

Con il predetto comunicato, il GME ha altresì informato gli operatori del comparto elettrico che è stata inoltre aggiornata la Disposizione tecnica di funzionamento n. 15 Rev.01 MPE disciplinate il “Mancato svolgimento del Market Coupling” ed è stata introdotta la nuova Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 16 recante “Sessioni del MI per le quali viene eseguito il Market Coupling”.

In materia, a completamento si evidenzia che, sempre in funzione dell'avvio operativo del progetto de quo, l'Autorità con la precedente deliberazione 297/2016/R/eel del 9 giugno 2016, aveva già approvato le nuove convenzioni tra GME e Terna e tra GME e CSEA, nonché tutti gli accordi contrattuali predisposti dai partner di progetto per la gestione coordinata dei processi afferenti il Cross Border Intra-day Implicit Allocation (ID-IA).

■ **Delibera 24 giugno 2016 333/2016/R/eel | “Valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per gli anni 2012, 2013 e 2014 in seguito alle sentenze del Tar Lombardia 1648/2014 e del Consiglio di Stato 1532/2015 e in seguito alla nuova sentenza 2457/2016 del Consiglio di Stato” | pubblicata il 24 giugno 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/333-16.htm>**

Con il presente provvedimento l'Autorità ha ridefinito la regolazione da applicare agli sbilanciamenti effettivi nel periodo luglio 2012- settembre 2014, in conseguenza delle decisioni assunte dal Tar Lombardia n.1648/2014 e dal Consiglio di Stato n.1532/2015 e n.2457/2016 che hanno annullato la previgente regolazione introdotta dal Regolatore.

La delibera in oggetto dà seguito agli orientamenti dell'AEEGSI già illustrati nel DCO n. 623/2015/R/eel, prevedendo in particolare che per ciascun utente del dispacciamento Terna proceda a ricalcolare, ai fini della regolazione delle partite economiche sottese, i corrispettivi di sbilanciamento ricompresi nel periodo luglio 2012 – settembre 2014.

Relativamente alle modalità di ricalcolo e di regolazione di tali corrispettivi, la delibera de qua prevede che i singoli utenti del dispacciamento possano scegliere se ricorrere alla disciplina standard – ovvero la regolazione che era stata annullata dal Tar in ragione “del difetto di motivazione sull'urgenza e del difetto di consultazione” - oppure a quella alternativa che prevede l'applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione n.111/06 nella sua formulazione previgente all'adozione della delibera 342/12/R/eel, quindi nel rispetto dello schema di calcolo previgente alla data del 2 agosto 2012.

In relazione alle procedure ed alle tempistiche, cui gli utenti coinvolti dovranno attenersi in funzione della scelta operata tra disciplina standard e disciplina alternativa, l'AEEGSI, con il provvedimento in oggetto ha affidato internamente alla Direzione Mercati il compito di verificare a campione sull'insieme degli utenti che abbiano optato per la disciplina alternativa l'effettiva correttezza della programmazione effettuata.

Qualora a valle di dette verifiche, venissero riscontrate condotte non conformi da parte degli utenti, con riferimento ai semestri in cui tali condotte verranno rilevate, il ricalcolo e l'imputazione dei corrispettivi di sbilanciamento avverrà unicamente secondo le modalità previste dalla disciplina standard.

Infine con riguardo alla gestione delle procedure di conguaglio, l'Autorità ha deliberato che Terna effettui i conguagli dei corrispettivi di sbilanciamento, secondo le scadenze di seguito indicate:

- entro il 1 novembre 2016 per gli utenti del dispacciamento che non hanno richiesto l'applicazione delle discipline alternative;
- entro 30 giorni dall'esito delle suddette verifiche a campione per gli utenti che viceversa scelgono di aderire alla disciplina alternativa.

Delibera 24 giugno 2016 342/2016/E/eel | “Avvio di procedimento per l'adozione tempestiva di misure prescrittive e la valutazione di potenziali abusi nel mercato all'ingrosso dell'energia elettrica ai sensi del Regolamento (UE) n. 1227/2011 (REMIT)” | pubblicata il 24 giugno 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/342-16.htm>

La deliberazione in oggetto fa seguito alle risultanze delle verifiche effettuate dagli Uffici dell'Autorità, i quali hanno accertato l'adozione, da parte di alcuni utenti del dispacciamento, di strategie di programmazione non coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza che dovrebbero caratterizzare il comportamento di un utente del dispacciamento ai sensi di quanto previsto dall'articolo 14, comma 6, della deliberazione 111/06.

Sulla base delle motivazioni espresse dal Regolatore, tali strategie di programmazione avrebbero consentito a diversi utenti del dispacciamento di conseguire un beneficio economico, producendo al contempo un impatto sui meccanismi di formazione del prezzo sui mercati dell'energia e sugli oneri di dispacciamento a carico della generalità dei clienti finali.

Al fine di contrastare tali strategie di programmazione e di offerta, che sembrerebbero configurarsi quali possibili violazioni dell' art. 14.6 della deliberazione 111/06, e/o come potenziali condotte abusive ai sensi dell'art. 5 del REMIT, l'Autorità con il provvedimento in oggetto ha deliberato di:

- avviare un procedimento, da concludersi entro sessanta giorni dalla data di pubblicazione della Delibera in oggetto, per l'adozione di provvedimenti prescrittivi e/o di misure di regolazione asimmetrica, volte a promuovere la concorrenza mediante un efficace e proporzionato contrasto delle suddette condotte;
- intimare agli utenti del dispacciamento inseriti nella Tavola 1 dell'Allegato A alla presente deliberazione (non resa pubblica dal Regolatore), nelle more della conclusione del procedimento di cui al punto precedente, di cessare, da subito, ogni condotta finalizzata all'adozione di strategie di programmazione non pienamente coerenti con i principi di diligenza, prudenza, perizia e previdenza, in conformità all'articolo 14, comma 6, della deliberazione n.111/06;
- intimare, agli utenti del dispacciamento inseriti nella Tavola 2 dell'Allegato A alla presente deliberazione (non resa pubblica dal Regolatore), la cessazione di qualsivoglia comportamento d'offerta tale da influire sul regolare processo di formazione dei prezzi nei mercati elettrici;
- di dare mandato a Terna di valutare la possibilità di approvvigionare anche sui mercati a termine risorse funzionali alle esigenze di dispacciamento, al fine di stabilizzare e minimizzare gli oneri associati alle risorse selezionate sul MSD.

■ **Documento di consultazione AEEGSI 316/2016/R/eel** | **“Mercato dell'energia elettrica revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi – interventi prioritari”** | **pubblicato il 16 giugno 2016** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/316-16.jsp>

Con il DCO in oggetto l'Autorità si propone di riavviare il processo di consultazione sul tema degli sbilanciamenti, dando seguito ai precedenti DCO n.368/2013/R/eel e n.163/2015/R/eel. In particolare, al fine di superare le criticità presenti nell'attuale disciplina degli sbilanciamenti, con tale terzo processo consultivo il Regolatore intende:

- fissare i principi cardine che dovranno guidare la riforma organica degli sbilanciamenti a regime, in coerenza con il dettato delle balancing guidelines in corso di predisposizione da parte della Commissione Europea;
- illustrare gli orientamenti dell'Autorità relativamente ad

alcuni interventi prioritari di natura transitoria, da introdurre nelle more della suddetta riforma organica.

Relativamente al primo punto, l'intendimento dell'Autorità è quello di superare il concetto di macro-zona geografica statica, indirizzando il sistema verso una valorizzazione degli sbilanciamenti su base nodale o articolata su aree dinamiche, con lo scopo di determinare una corretta contabilizzazione dei flussi interzonal di sbilanciamento. A tal fine si rileva che l'Autorità intende avviare un monitoraggio sui prezzi nodali relativi all'energia movimentata sul MSD.

Rispetto invece agli orientamenti relativi alla predetta revisione transitoria, tra le proposte adottate dal Regolatore si evidenziano:

- l'applicazione alle unità non abilitate di un regime di imputazione dei prezzi di sbilanciamento misto, con applicazione di una valorizzazione single pricing all'interno di una determinata soglia e l'applicazione di una valorizzazione dual pricing all'esterno di tale soglia di salvaguardia;
- l'introduzione di una nuova modalità per la valorizzazione delle offerte per il servizio di regolazione secondaria, che consenta di riflettere all'interno dei prezzi di sbilanciamento il costo medio di attivazione di tale risorsa.

Tali proposte riflettono gli approfondimenti svolti dall'Autorità stessa negli ultimi mesi, anche sulla base sia delle evidenze emerse dal monitoraggio del mercato, illustrate nella prima parte del DCO stesso, sia delle analisi delle criticità che caratterizzano la vigente disciplina degli sbilanciamenti.

I soggetti interessati a formulare osservazioni e suggerimenti in merito al presente DCO potranno far pervenire i propri contributi all'Autorità entro e non oltre il 18 luglio 2016, termine di chiusura del processo consultivo.

■ **Documento di consultazione AEEGSI 298/2016/R/eel** | **“Prima fase della riforma del mercato per il servizio di dispacciamento: apertura alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita”** | **pubblicato il 9 giugno 2016** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/16/298-16.jsp>

Con il presente DCO l'Autorità illustra e sottopone a consultazione la prima fase del progetto di riforma del MSD. Tale prima fase del progetto di riforma (denominata: RDE-1) prevede, tra l'altro, di estendere alla domanda, alle fonti rinnovabili non programmabili e alla generazione distribuita la partecipazione alla fornitura delle risorse utili al dispacciamento del sistema.

In particolare, al fine di attuare tale prima fase RDE-1 in tempi ristretti (inizio 2017), detta riforma si dovrà basare sulle regole e sulle modalità implementative vigenti, prevedendo dunque soluzioni che necessariamente dovranno considerarsi quali transitorie, anche alla luce di un quadro normativo europeo ancora in fase evolutiva.

Nello specifico, tra le diverse proposte individuate dall'AEEGSI

Novità normative di settore

per il periodo transitorio si evidenziano:

- abilitazione delle unità di produzione e delle unità di consumo al MSD: al riguardo l'Autorità ritiene che l'abilitazione al MSD debba rimanere obbligatoria per le unità di produzione che già soddisfano i criteri attuali, e che debba viceversa essere volontaria per le altre unità di produzione e consumo che potranno partecipare al MSD (qualora siano in grado di rispettare i nuovi requisiti minimi tecnici individuati da Terna);
- criteri per la definizione degli aggregati: al riguardo l'Autorità ritiene che la definizione degli aggregati (intesi come insiemi di punti di immissione e/o prelievo afferenti al medesimo punto di dispacciamento e costituenti unità virtuali abilitate alla partecipazione al MSD) debba continuare ad essere svolta da Terna a livello di Codice di Rete, sulla base di criteri definiti dall'Autorità. L'Autorità non prefigura, in questa prima fase, la possibilità di aggregare unità di produzione e consumo, né che il confine geografico di aggregazione possa eccedere le attuali zone di mercato;
- processo di abilitazione per le unità che partecipano al MSD su base volontaria: al riguardo l'Autorità ritiene che l'abilitazione possa essere selettiva, ovvero per la disponibilità a fornire anche uno solo dei servizi attualmente previsti dal Codice di Rete; inoltre dovrebbe essere consentita agli utenti del dispacciamento la possibilità di rendersi disponibili per la fornitura di un servizio "asimmetrico", dedicato esclusivamente agli incrementi del proprio profilo di immissione, oppure, in alternativa, alle riduzioni del medesimo;

I soggetti interessati a formulare osservazioni e suggerimenti in merito al DCO in oggetto potranno far pervenire i propri contributi all'Autorità entro e non oltre il 15 luglio 2016, termine di chiusura del processo consultivo.

AMBIENTALI

Comunicato del GME | "Chiusura dei sistemi di scambio dei Certificati Verdi ai sensi del decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012" | 14 giugno 2016
Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=271>

Con la pubblicazione del comunicato in oggetto il GME ha reso noto che il 30 giugno u.s. è stata la data ultima di funzionamento dei sistemi di scambio dei certificati verdi, data oltre la quale è cessata, con effetto immediato, l'operatività dei sistemi e delle piattaforme di negoziazione relativi al Mercato dei certificati verdi (c.d. MCV) e alla Piattaforma per la registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi (c.d. PBCV).

Tale cessazione consegue all'applicazione delle disposizioni di cui al Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 6 luglio 2012 (c.d. "Decreto FER elettriche") ed, in particolare, delle previsioni adottate in attuazione dell'articolo 24 del

D.lgs. 3 marzo 2011, n. 28, disciplinanti la sostituzione dello schema vigente, parametrato su meccanismi di mercato di matrice cap and trade con un meccanismo feed in tariff, ovvero secondo una forma di incentivo che garantisce alla produzione netta da energia rinnovabile, la corresponsione di una tariffa fissa da parte del GSE aggiuntiva rispetto ai ricavi conseguibili dalla valorizzazione dell'energia prodotta.

Ciò premesso, dal giorno successivo alla data indicata per la chiusura dei sistemi di negoziazione relativi ai CV:

- tutti gli operatori ammessi al MCV hanno perso la qualifica di operatore del MCV assunta ai sensi del Testo Integrato della Disciplina del Mercato Elettrico;
- tutti gli operatori iscritti alla PBCV hanno perso la qualifica di operatore della PBCV assunta ai sensi del Regolamento della piattaforma di registrazione delle transazioni bilaterali dei certificati verdi;
- sono da intendersi automaticamente sciolti tutti i rapporti negoziali, precedentemente in essere fra il GME ed i suddetti operatori, relativi al MCV (ferma restando la validità ed efficacia dei rapporti contrattuali in essere relativamente al Mercato Elettrico), rimanendo comunque efficaci tutte le obbligazioni assunte dai predetti operatori sul MCV e non ancora estinte al momento della chiusura del MCV;
- sono da intendersi automaticamente sciolti tutti i rapporti negoziali, precedentemente in essere fra il GME ed i suddetti operatori, relativi alla PBCV, restando comunque efficaci tutte le obbligazioni assunte dai predetti operatori sulla PBCV e non ancora estinte al momento della chiusura della PBCV.

GAS

Delibera 16 giugno 2016 312/2016/R/gas | "Bilanciamento gas, in attuazione del Regolamento (Ue) 312/2014" | pubblicata il 17 giugno 2016 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/16/312-16.htm>

Con la delibera in oggetto, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha approvato il Testo Integrato del Bilanciamento (c.d. "TIB") che raccoglie, in un unico testo, la disciplina del nuovo regime di bilanciamento del gas naturale a completamento del quadro normativo definito nel Regolamento europeo n. 312/2014. Il TIB definisce i criteri di intervento del Responsabile del bilanciamento (di seguito: RdB) nell'approvvigionamento delle risorse necessarie per garantire il bilanciamento operativo della rete di trasporto. In particolare, con l'avvio a regime del nuovo bilanciamento, l'RdB potrà intraprendere azioni di bilanciamento mediante:

- la compravendita su MGAS di prodotti di tipo title e locational (c.d. "Short Term Standardized Products");
- l'utilizzo dei servizi di bilanciamento, ossia quei servizi utilizzati nei casi in cui i prodotti standardizzati di breve termine acquistabili sul mercato non siano sufficienti a

garantire il mantenimento della rete nei suoi limiti operativi. Con riferimento al ricorso ai servizi di bilanciamento, la delibera prevede che l'RdB specifichi nel proprio codice di rete le modalità di approvvigionamento, di utilizzo e di attivazione di detti servizi, le situazioni di criticità non gestibili attraverso l'utilizzo dei prodotti standardizzati di breve termine offerti dagli utenti, nonché le conseguenze dell'utilizzo dei servizi sul prezzo di sbilanciamento.

Nel caso di ricorso a prodotti locational, il TIB dispone che l'RdB possa comunicare sul proprio sito internet e al GME, non appena ne ravvisi la necessità e con almeno due ore di anticipo rispetto allo svolgimento della sessione (che potrebbero ridursi in caso di particolare urgenza), l'intenzione di ricorrere alla compravendita di detti prodotti, specificando il punto o i punti di entrata e/o uscita della rete di trasporto dove è richiesta la modifica dei flussi, il momento del giorno gas a decorrere dal quale si richiede la modifica dei flussi, nonché i termini di svolgimento della sessione per la selezione delle offerte. Inoltre, l'RdB dovrà indicare se l'approvvigionamento è necessario per gestire esigenze fisiche localizzate all'interno della zona di bilanciamento o per poter gestire in sicurezza eventuali scostamenti previsti tra immissioni e prelievi complessivi della rete.

Oltre agli strumenti appena descritti, per mantenere la rete di trasporto entro i suoi limiti operativi all'interno del giorno gas, l'RdB potrà utilizzare la capacità di stoccaggio per la modulazione oraria della rete di trasporto di cui dispone, nonché richiedere la modifica dei quantitativi da movimentare alle imprese di stoccaggio rispetto alle risorse programmate dagli utenti. Ai fini della gestione delle partite di gas relative a consumi della rete, perdite della rete, gas non contabilizzato e linepack, l'RdB utilizzerà le capacità di stoccaggio di cui dispone (diverse da quelle per la modulazione oraria) programmate nel giorno precedente il giorno di flusso, in modo tale che la capacità non utilizzata venga messa a disposizione nell'ambito delle sessioni per il conferimento giornaliero delle capacità di stoccaggio di cui alla delibera 193/2016/R/gas.

Inoltre, l'AEEGSI ha previsto l'organizzazione e la gestione, nell'ambito dell'MGAS, di un mercato per la cessione del gas in stoccaggio da parte degli utenti nell'ambito del quale possano essere regolate anche eventuali differenze fra i quantitativi programmati presso gli stoccaggi e quelli effettivamente movimentati anche per effetto delle modifiche richieste dal responsabile del bilanciamento.

Infine, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico ha provveduto a disciplinare: i) gli elementi necessari ai fini del calcolo del prezzo di sbilanciamento, compresa l'entità dello small adjustment (pari a 0,108 €/MWh); ii) gli obblighi informativi di SRG nei confronti degli utenti; iii) un sistema di incentivi volto a minimizzare l'utilizzo da parte dell'RdB di azioni diverse da quelle di bilanciamento sul mercato per il mantenimento dell'equilibrio della rete al termine del giorno gas; iv) l'introduzione di accordi di interconnessione (c.d. "operational balancing account") tra SRG, le imprese di stoccaggio, quelle di rigassificazione e le imprese di trasporto minori, volti a garantire l'interoperabilità e l'allocatione dei

costi di sbilanciamento agli utenti che li hanno determinati; v) l'istituzione di un fondo per la copertura degli oneri connessi al bilanciamento del sistema gas.

L'avvio del nuovo regime di bilanciamento è previsto a partire dal 1° ottobre 2016, salvo la possibilità per l'AEEGSI di differire tale data qualora non siano stati definiti tutti gli adempimenti funzionali all'implementazione delle nuove regole entro i termini previsti dalla delibera stessa, assicurando al contempo un congruo periodo di tempo agli utenti per i relativi adeguamenti. Tuttavia, in una fase transitoria, nelle more delle integrazioni e modifiche da apportare alla disciplina MGAS funzionali alla gestione della negoziazione di prodotti locational e delle cessioni di gas in stoccaggio, è stato previsto che tali mercati siano organizzati nell'ambito del quadro regolatorio dell'attuale piattaforma per il bilanciamento gas (c.d. "PB-GAS").

Proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio STOGIT | "Recepimento delle disposizioni di cui alle delibere 77/2016/R/gas e 193/2016/R/gas" | pubblicata il 1 giugno 2016 | Download
http://www.stogit.it/it/servizi/codice_stoccaggio/Dettaglio_codici/970_dettaglio.html

In data 1 giugno 2016, STOGIT ha pubblicato una proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio riguardante il recepimento delle disposizioni di cui alle delibere 77/2016/R/gas e 193/2016/R/gas in tema di servizi di stoccaggio per l'anno termico 2016/17, conferimento delle capacità di stoccaggio di breve termine e meccanismi per la gestione delle congestioni contrattuali nell'utilizzo della capacità di stoccaggio. Nell'ambito delle predette modifiche apportate al proprio Codice di Stoccaggio, STOGIT ha posto in consultazione i criteri di conferimento implicito di capacità interrompibile di terzo livello (c.d. "overnomination"), ai sensi dell'articolo 7, comma 7.2, lettera b), della delibera 193/2016/R/gas.

A tal proposito, si ricorda che l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico, con la suddetta delibera, nell'introdurre il meccanismo dell'overnomination - secondo il quale, nel corso del giorno gas, le imprese di stoccaggio accettano le rinomine degli utenti formulate anche oltre i propri limiti contrattuali - aveva previsto che venissero sottoposti a consultazione possibili meccanismi di conferma/interruzione delle rinomine degli utenti nel caso in cui la loro somma superi il limite di rinomina del sistema (meccanismi quali il pro-quota, il first-come-first-served o il merito economico).

Nella proposta di aggiornamento del Codice di Stoccaggio (paragrafo 6.3.7) è stato proposto un meccanismo secondo il quale, nel caso in cui il quantitativo complessivamente programmato dagli utenti ecceda la massima capacità di iniezione o erogazione complessivamente programmabile dagli utenti nel medesimo giorno gas, STOGIT non confermerà, totalmente o parzialmente, le capacità oggetto di prenotazione. Le capacità che verranno confermate per ciascun utente saranno determinate sulla base di un criterio pro-quota rispetto al quantitativo di overnomination richiesto dagli utenti. Inoltre, il Codice di Stoccaggio individua anche

i criteri per la quantificazione del corrispettivo che l'utente è tenuto a pagare in caso di conferma della capacità in overnomination richiesta. Il meccanismo appena descritto sarà messo a disposizione da STOGIT in concomitanza con l'avvio del sistema di bilanciamento del gas naturale di cui al Regolamento europeo n. 312/2014.

Parallelamente, STOGIT ha posto in consultazione anche un possibile criterio alternativo di conferma/interruzione di overnomination basato sul merito economico, che potrebbe essere implementato in una fase successiva, in funzione degli esiti della consultazione e delle eventuali indicazioni dell'AEEGSI. Tale meccanismo prevede che, successivamente alla prima e alla seconda sessione di conferimento delle capacità di breve termine, ed indipendentemente dal loro esito, gli utenti nel giorno gas G-1 siano chiamati a formulare un'offerta economica (c€/kWh) in relazione alla loro volontà di utilizzare l'overnomination. L'ordine stilato in base ai valori crescenti del prezzo determina la priorità applicata da STOGIT nel caso in cui la somma delle rinomine degli utenti superi il limite di rinomina del sistema. In caso di conferma della capacità in overnomination richiesta dall'utente, STOGIT applicherà un corrispettivo pari a quello indicato dall'utente medesimo.

Pertanto, nell'ambito del processo di consultazione, i soggetti interessati sono stati chiamati ad esprimere la propria preferenza per uno dei due criteri di conferma/interruzione di overnomination (pro-quota o merito economico) fornendo suggerimenti di modifica/integrazione degli stessi, nonché preferenze per eventuali ulteriori criteri.

Decreto del Ministero dello sviluppo economico del 11 maggio 2016 | “Approvazione delle modifiche urgenti alla Disciplina del mercato del gas naturale allegata al Decreto Ministeriale 6 marzo 2016” | pubblicato sulla G.U. Serie Generale n.129 del 4 giugno 2016 | Download http://www.gazzettaufficiale.it/gazzetta/serie_generale/caricaDettaglio?dataPubblicazioneGazzetta=2016-06-04&numeroGazzetta=129&elenco30giorni=true

Con il Decreto dell'11 maggio 2016, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana, n. 129 del 4 giugno 2016 (nel seguito: D.M. 11 maggio), il Ministero dello Sviluppo Economico ha approvato la Disciplina del mercato del gas naturale, modificata al fine di introdurre le nuove regole inerenti la gestione dei pagamenti su base settimanale.

In linea con quanto previsto dal Decreto, in data 23 giugno 2016, previa comunicazione al Ministero dello sviluppo economico, il GME ha reso noto alla platea di soggetti interessati, mediante pubblicazione di un apposito comunicato, la data di entrata in vigore della nuova Disciplina MGAS, al fine di garantire agli operatori MGAS un congruo periodo di tempo per adeguarsi alle nuove disposizioni ed effettuare tutti gli adempimenti funzionali all'avvio del nuovo sistema di fatturazione e di settlement.

In particolare, si evidenzia che la nuova Disciplina MGAS

troverà applicazione per i prodotti con consegna dal 1° settembre 2016, . Pertanto, in attuazione di quanto disposto dal Ministero dello Sviluppo Economico, fino alla data di avvio del nuovo sistema di settlement settimanale, l'operatività del MGAS sarà disciplinata dalle disposizioni in materia di regolazione dei pagamenti contenute nella Disciplina MGAS, nonché dalle Disposizioni tecniche di funzionamento (DTF) ad oggi vigenti.

La nuova Disciplina prevederà la riduzione della tempistica di regolazione dei pagamenti adottata dal GME nell'ambito del mercato del giorno prima (MGP-GAS), del mercato infragiornaliero (MI-GAS) e del mercato a termine del gas (MT-GAS), che passerà dall'attuale cadenza mensile (M+1) ad un settlement con cadenza settimanale. La modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento farà sì che le risorse finanziarie prestate dagli operatori, a garanzia delle transazioni dagli stessi effettuate sul mercato, verranno immobilizzate per un arco temporale minore rispetto alla tempistica attualmente prevista. Ciò comporterà di conseguenza una riduzione delle garanzie richieste per operare e renderà quindi meno onerosa per gli operatori la partecipazione al mercato.

Si riporta, di seguito, anche il link al comunicato relativo all'entrata in vigore della nuova Disciplina del mercato del gas naturale:

<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=273>

REMIT

Pubblicazione ACER | “Guidance on the application of REMIT - 4th Edition” | pubblicato il 17 giugno 2016 | Download http://www.acer.europa.eu/en/remit/Pages/ACER_guidance.aspx

Con il documento in oggetto l'Agenzia per la Cooperazione dei Regolatori Europei (ACER) ha pubblicato la quarta edizione delle “Guidance on the application of REMIT”, contenente un aggiornamento delle linee guida, interpretative e non-vincolanti, relative a diversi aspetti di applicazione del Regolamento REMIT. Tale quarta edizione delle linee guida si focalizza sugli aspetti attuativi dell'Art. 15 del REMIT “Obbligo delle persone che compiono operazioni a titolo professionale”. A tal proposito, in questa edizione ACER definisce la nozione di “persona che compie professionalmente operazioni su prodotti energetici all'ingrosso”, e fornisce una guida ai Regolatori nazionali su come monitorare l'effettiva compliance di questi soggetti in relazione ai loro obblighi di:

- notifica all'Autorità nazionale di ogni sospetta violazione dell' articolo 3 o 5 del REMIT;
- creazione e manutenzione di procedure efficaci che consentano di individuare le suddette violazioni.

Gli appuntamenti

16-17 luglio

Global Symposium on Sustainable Social and Economic Development

Parigi, Francia

Organizzatore: World Forum for Sustainable Society

<http://www.academicoasis.org/conferences/global-symposium/>

18 luglio

Servizi idrici e green economy. Opportunità e difficoltà nella governance del servizio idrico in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Fondazione per lo Sviluppo sostenibile

www.fondazionevilupposostenibile.org/

18 Luglio

ATI, Corso progettista certificato – Microgeneratore TOTEM

Milano, Italia

Organizzatore: Assorinnovabili

<http://www.totem.energy/corso-progettista-certificato-per-microgeneratore-totem/>

19 luglio – Roma

WEBINAR SULLO SMALTIMENTO DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI

Organizzatore: AssoRinnovabili

www.assorinnovabili.it

20 luglio

GARE GAS. L'evoluzione dei profili legislativi, regolatori e fiscali e le opzioni strategiche e finanziarie per gli operatori

Milano, Italia

Organizzatore: Studio Todarello & Partners

www.ibconferences.it

20 luglio

Il rinnovo del parco eolico opportunità per il territorio

Bari, Italia

Organizzatore: Assorinnovabili

www.assorinnovabili.it

18-20 luglio

International Congress on Water, Waste and Energy Management

Roma, Italia

Organizzatore: SK Conferences

<http://www.waterwaste.skconferences.com/>

5 – 15 agosto

FestAmbiente. Festival internazionale di ecologia, solidarietà e cultura

Grosseto, Italia

www.festambiente.it

6 agosto

GREENTECH 2016

Nuova Delhi, India

Organizzatore: Krishi Sanskriti Publications

<http://krishisanskriti.org/greentech.html>

16-18 agosto

International Conference on Energy, Environment and Economics

Edinburgo, Regno Unito

Organizzatore: Heriot-Watt University

<https://www.weentech.co.uk/iceee2016/>

21-24 agosto

4th IEEE International conference on Smart Energy Grid Engineering

Oshawa, Canada

Organizzatore: IEEE

<http://www.sege-conference.com/>

26 e 27 settembre

16° Italian Energy Summit. il futuro dell'energia Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

www.ilssole24ore.it

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
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.