

## APPROFONDIMENTI

## SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

Di Chiara Proietti Silvestri e Agata Gugliotta - RIE

Resilienza, efficienza, produttività, ma anche indebitamento, insolvenza e futuro incerto. Sono questi i termini che attualmente identificano il business dello shale, da molti ritenuto vittima e carnefice del crollo delle quotazioni del greggio, oggi dimezzatesi rispetto ai 100 dollari del luglio 2014. Se è vero che il calo dei prezzi oil è in larga parte ascrivibile alla condizione di oversupply esistente su scala mondiale, trainata dal boom *unconventional* del Nord America ed esacerbata dalla decisione dell'OPEC di difendere la propria quota di mercato, è altrettanto indubbio che un simile trend abbia messo a dura prova gran parte delle compagnie energetiche, costrette a rivedere anche in misura significativa le proprie spese di investimento.

A risentirne maggiormente sono le società attive nello shale, già peraltro in stato di indebitamento a causa dei deboli prezzi del gas statunitense rispetto a costi di produzione elevati e ad una modesta crescita dei consumi<sup>1</sup>. Se le major internazionali mantengono una certa solidità grazie anche alla loro struttura verticalmente integrata, le società indipendenti che operano nell'upstream e cresciute con lo shale boom sono le più colpite. Tali imprese operano spesso sia nei giacimenti di shale oil che di shale gas, in virtù anche del fatto che quest'ultimo viene in alcuni casi estratto in forma di gas associato ai pozzi di petrolio; pertanto, risultano indebolite dal congiunturale calo del prezzo del petrolio che, sommato agli altri fattori sopra accennati, ha contribuito a contrarne i profitti. Basti pensare che tre delle maggiori compagnie USA – Anadarko, Chesapeake e Devon Energy – hanno chiuso il primo trimestre del 2015

in perdita, cui hanno contribuito minori entrate e svalutazioni (impairments)<sup>2</sup> per un totale di circa 13 miliardi di dollari.

In taluni casi, si è palesato anche il rischio di default. Nei primi nove mesi del 2015, solo negli USA, sono andate in amministrazione controllata 9 società energetiche; addirittura, la criticità della situazione è tale da indurre alcuni analisti a preconizzare una possibile bolla finanziaria<sup>3</sup>. I casi di bancarotta, d'altronde, sono sempre più frequenti, come avvenuto nel caso di Samson Resources e prima ancora Energy Future Holdings<sup>4</sup>.

In sostanza, il calo del prezzo del petrolio complica e peggiora un quadro finanziario già sotto pressione, costringendo le compagnie ad adottare una politica di riduzione dei costi, a rivedere i programmi di drilling e, conseguentemente, i piani di spesa nelle infrastrutture di supporto. Tale situazione, coadiuvata da un taglio della spesa anche da parte delle grandi major, contribuisce a mettere a rischio gli investimenti energetici a livello internazionale. Secondo Wood Mackenzie, si parla di circa \$1.500 miliardi di progetti - sia nell'ambito di sviluppo di risorse convenzionali sia dell'unconventional nordamericano - che potrebbero restare sulla carta<sup>5</sup>.

L'analisi che segue riguarda i potenziali effetti del mutato contesto energetico internazionale sullo sviluppo dello shale gas, sia negli USA – sinora indiscusso protagonista - che al di fuori dei confini americani dove nuovi paesi potrebbero diventare i driver della futura offerta di gas non convenzionale.

▶ continua a pagina 31

### IN QUESTO NUMERO

**REPORT/ SETTEMBRE 2015**

Mercato elettrico Italia  
 pag 2  
 Mercato gas Italia  
 pag 11  
 Mercati energetici Europa  
 pag 16  
 Mercati per l'ambiente  
 pag 20

**APPROFONDIMENTI**

Shale gas e prezzi oil: cosa cambia?  
 Di Chiara Proietti Silvestri e Agata  
 Gugliotta RIE

**NOVITA' NORMATIVE**

pagina 37

**APPUNTAMENTI**

pagina 40

# Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre, gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima segnano, per il terzo mese consecutivo, un aumento su base annua (+3,3%) che, diversamente da luglio ed agosto, non pare riconducibile primariamente a fattori climatici o di calendario. Anche per l'offerta nazionale, in calo tendenziale da oltre due anni, a settembre torna il segno positivo (+3,3%); aumentano ancora le vendite degli impianti a gas (+9,2%), mentre tra le fonti rinnovabili, sostanzialmente stabili rispetto a settembre 2014, cresce la fonte eolica ed idraulica, diminuisce

la solare. I volumi di energia scambiati in borsa, ai massimi dal 2010 per il mese di settembre, spingono la liquidità del mercato a 66,2%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo sia rispetto ad agosto che su base annua, scende sotto i 50 €/MWh riavvicinandosi ai bassi livelli su cui aveva stazionato prima dei rialzi di luglio. Anche il Mercato a Termine dell'energia elettrica registra un generale ribasso dei prezzi, più accentuato per i prodotti mensili; l'annuale 2016 baseload chiude il mese a 47,00 €/MWh.

## MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), dopo la brusca flessione congiunturale di agosto, segna una nuova diminuzione sul mese precedente (-3,33 €/MWh, -6,3%), portandosi a 49,39 €/MWh. Nel confronto su base annua, il PUN torna a registrare un deciso ribasso tendenziale (-8,58 €/MWh, -14,8%) invertendo il trend dei precedenti sette mesi. L'analisi

per gruppi di ore rivela riduzioni tendenziali dello stesso ordine di grandezza sia nelle ore di picco (-9,01 €/MWh, -14,1%) che in quelle fuori picco (-8,34 €/MWh, -15,3%), con prezzi attestatisi rispettivamente a 54,91 €/MWh ed a 46,19 €/MWh. Pressoché invariato, pertanto, il rapporto picco/baseload, pari a 1,11 (Grafico 1 e Tabella 1).

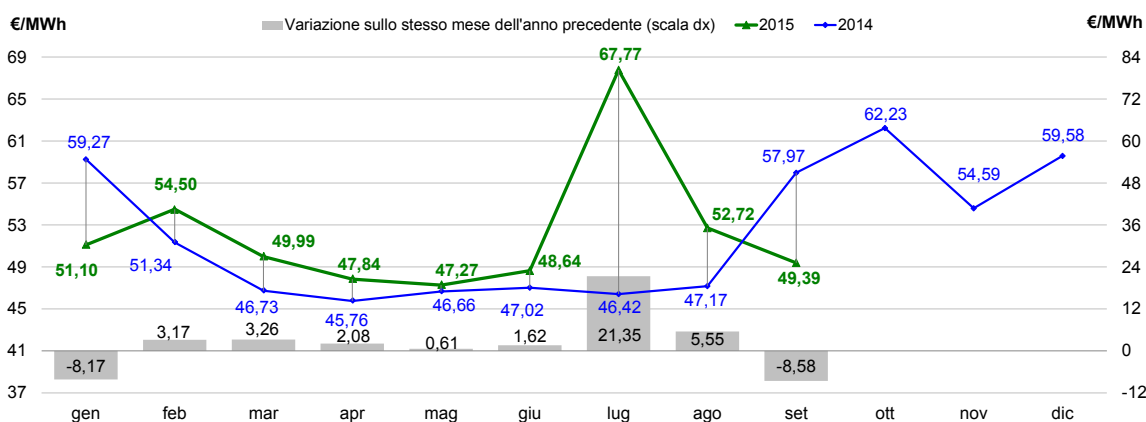
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2015	2014	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2015	2014
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
<b>Baseload</b>	<b>49,39</b>	57,97	-8,58	-14,8%	<b>22.276</b>	+6,5%	<b>33.673</b>	+3,3%	<b>66,2%</b>	64,2%
<i>Picco</i>	54,91	63,92	-9,01	-14,1%	26.956	+6,3%	40.157	+3,6%	67,1%	65,4%
<i>Fuori picco</i>	46,19	54,53	-8,34	-15,3%	19.566	+6,7%	29.918	+3,2%	65,4%	63,3%
<i>Minimo orario</i>	22,34	25,75			14.430		21.942		59,7%	53,6%
<i>Massimo orario</i>	88,29	145,69			30.698		43.769		72,9%	75,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



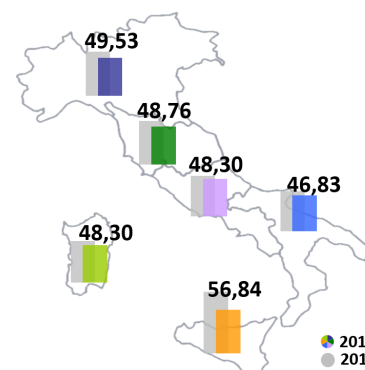
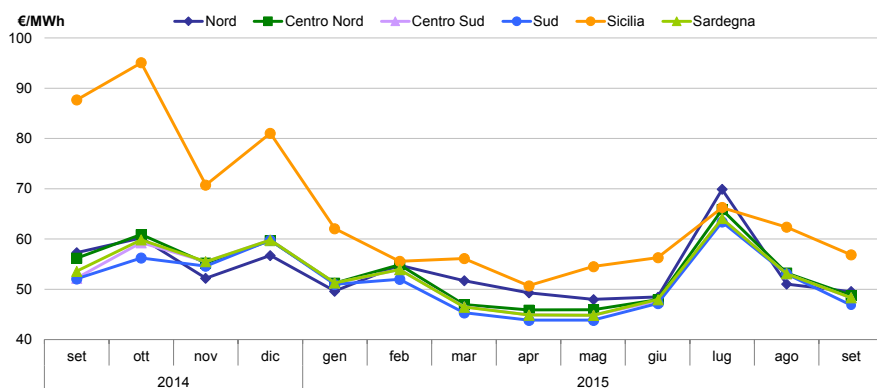
(continua)

Alla seconda flessione congiunturale consecutiva anche tutti i prezzi di vendita (tra -2,9% del Nord e -11,7% del Sud) che come il PUN, per la prima volta da gennaio, registrano in tutte le zone anche una decisa riduzione su base annua. La più intensa in Sicilia

(-35,2%), che pur confermandosi la zona dal prezzo di vendita più alto, 56,84 €/MWh, riduce sensibilmente il differenziale con le altre zone, attestatesi tutte sotto i 50 €/MWh con un minimo al Sud di 46,83 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia*, ancora in rialzo sullo stesso mese del 2014, si portano a 24,2 milioni di MWh (+3,3%). Deciso l'incremento degli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,0 milioni di MWh (+6,5%), mentre si riducono gli scambi *over the counter*, registrati sulla PCE e

nominati su MGP, scesi a 8,2 milioni di MWh (-2,3%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in aumento sia rispetto ad agosto (+1,4 p.p.) che ad un anno fa (+2,0 p.p.), sale al 66,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.038.710</b>	<b>+6,5%</b>	<b>66,2%</b>
Operatori	9.571.735	+13,2%	39,5%
GSE	3.224.646	-11,9%	13,3%
Zone estere	3.242.329	+10,1%	13,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.205.573</b>	<b>-2,3%</b>	<b>33,8%</b>
Zone estere	587.282	-24,2%	2,4%
Zone nazionali	7.618.291	-0,1%	31,4%
Saldo programmi PCE	-	-	-
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>24.244.283</b>	<b>+3,3%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>16.999.113</b>	<b>+1,4%</b>	
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>41.243.396</b>	<b>+2,5%</b>	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

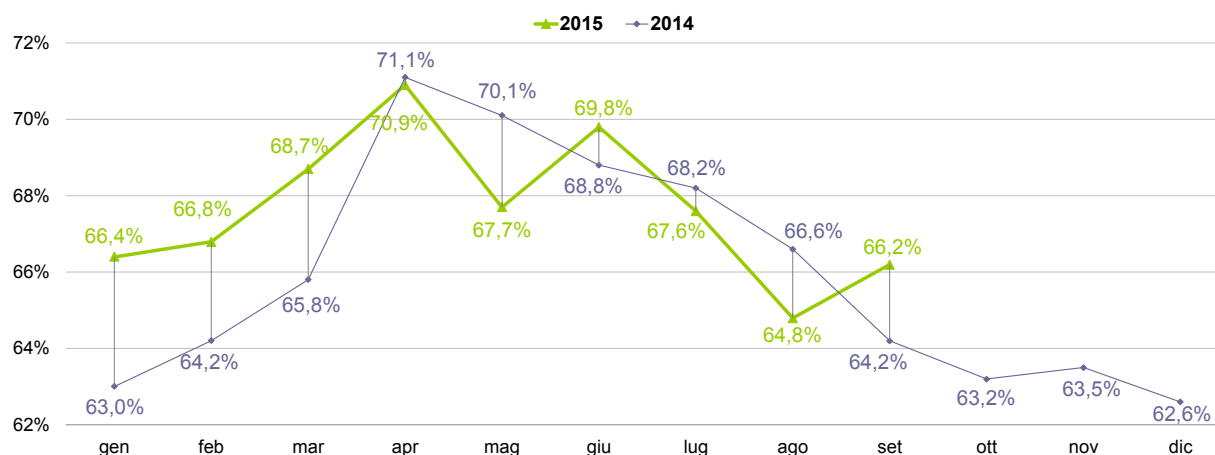
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
<b>Borsa</b>	<b>16.038.710</b>	<b>+6,5%</b>	<b>66,2%</b>
Acquirente Unico	2.154.167	+34,3%	8,9%
Altri operatori	9.666.780	+27,4%	39,9%
Pompaggi	6.609	-	0,0%
Zone estere	462.253	+55,7%	1,9%
Saldo programmi PCE	3.748.902	-32,7%	15,5%
<b>PCE (incluso MTE)</b>	<b>8.205.573</b>	<b>-2,3%</b>	<b>33,8%</b>
Zone estere	5.280	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.391.120	-23,5%	9,9%
Zone nazionali altri operatori	9.558.075	-11,8%	39,4%
Saldo programmi PCE	-3.748.902	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>24.244.283</b>	<b>+3,3%</b>	<b>100,0%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>1.220.601</b>	<b>-55,6%</b>	
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>25.464.884</b>	<b>-2,8%</b>	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, al terzo incremento tendenziale consecutivo, si portano a 23,8 milioni di MWh (+2,7%). Rialzi in doppia cifra per gli acquisti delle zone centrali (superiori al 16%) e del Sud (+23,0%), mentre si riducono quelli del Nord (-2,3%) e delle zone insulari (-19,1% la Sicilia; -15,9% la Sardegna). In crescita anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 468 mila MWh (+57,5%), ai massimi annuali in media oraria (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, con un aumento del 3,4% su settembre, sono salite a 20,4 milioni di MWh. A livello zonale, in evidenza il Sud (+28,5%); più debole la crescita al Nord (+1,6%) ed in Sardegna (+4,4%); in calo, invece, le vendite nelle restanti zone. In aumento anche le importazioni che salgono a 3,8 milioni di MWh (+3,0%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh			MWh			MWh		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.345.718	26.869	+2,7%	9.664.410	13.423	+1,6%	13.090.679	18.181	-2,3%
Centro Nord	2.470.766	3.432	-8,2%	1.454.269	2.020	-5,2%	2.319.442	3.221	+16,7%
Centro Sud	4.560.010	6.333	-5,3%	2.318.403	3.220	-13,9%	3.725.683	5.175	+16,1%
Sud	6.882.012	9.558	+15,7%	4.906.153	6.814	+28,5%	2.685.802	3.730	+23,0%
Sicilia	2.756.593	3.829	+1,4%	1.243.405	1.727	-10,7%	1.217.448	1.691	-19,1%
Sardegna	1.367.829	1.900	+15,5%	828.032	1.150	+4,4%	737.696	1.025	-15,9%
<b>Totale nazionale</b>	<b>37.382.929</b>	<b>51.921</b>	<b>+3,3%</b>	<b>20.414.672</b>	<b>28.354</b>	<b>+3,4%</b>	<b>23.776.750</b>	<b>33.023</b>	<b>+2,7%</b>
Eestero	3.860.467	5.362	-4,5%	3.829.611	5.319	+3,0%	467.533	649	+57,5%
<b>Sistema Italia</b>	<b>41.243.396</b>	<b>57.282</b>	<b>+2,5%</b>	<b>24.244.283</b>	<b>33.673</b>	<b>+3,3%</b>	<b>24.244.283</b>	<b>33.673</b>	<b>+3,3%</b>

A settembre, si arresta il trend tendenziale negativo che ha caratterizzato, da inizio anno, le vendite da impianti a fonte rinnovabile che, nel mese, si stabilizzano sui livelli di un anno fa, pari a 7,6 milioni di MWh (+0,2%). Tornano positive le vendite degli impianti eolici (+23,9%) e crescono anche quelle degli impianti geotermici (+5,9%), mentre permangono in flessione tendenziale, la nona consecutiva,

le vendite degli impianti solari (-10,8%). Ancora in aumento, invece, le vendite da impianti a fonti tradizionali (+6,0%), tra cui si riducono solo quelle a carbone (-12,5%) (Tabella 5). Contenute variazioni sia per la quota delle fonti rinnovabili, attestatasi al 37,1% (-1,2 punti percentuali), che per la quota degli impianti termoelettrici tradizionali, con il gas che sale al 39,5% (+2,1 p.p.) (Grafico 4).

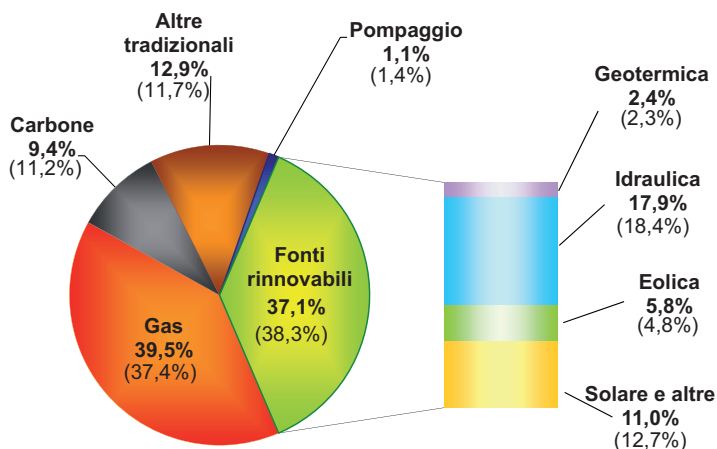
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

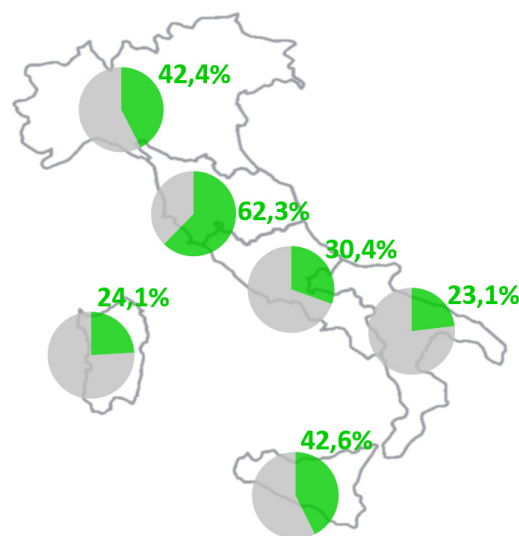
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
<b>Fonti tradizionali</b>	<b>7.444</b>	<b>+10,0%</b>	<b>761</b>	<b>-15,2%</b>	<b>2.219</b>	<b>-20,8%</b>	<b>5.240</b>	<b>+39,1%</b>	<b>991</b>	<b>-30,4%</b>	<b>873</b>	<b>+0,3%</b>	<b>17.528</b>	<b>+6,0%</b>
Gas	5.329	+15,3%	666	-16,4%	613	-36,3%	3.119	+58,0%	940	-30,8%	532	-1,6%	11.199	+9,2%
Carbone	953	-11,2%	-	-100,0%	1.422	-13,4%	-	-	-	-	302	-3,9%	2.676	-12,5%
Altre	1.162	+8,3%	95	+33,1%	185	-6,9%	2.121	+18,4%	51	-22,9%	39	+148,4%	3.652	+13,6%
<b>Fonti rinnovabili</b>	<b>5.696</b>	<b>-6,3%</b>	<b>1.259</b>	<b>+2,0%</b>	<b>980</b>	<b>+7,5%</b>	<b>1.574</b>	<b>+2,5%</b>	<b>736</b>	<b>+44,7%</b>	<b>277</b>	<b>+20,6%</b>	<b>10.522</b>	<b>+0,2%</b>
Idraulica	3.913	-5,1%	252	+1,8%	340	+5,8%	359	+36,0%	185	+199,9%	38	+77,4%	5.087	+0,9%
Geotermica	-	-	677	+5,9%	-	-	-	-	-	-	-	-	677	+5,9%
Eolica	12	+214,1%	22	+95,8%	314	+41,6%	756	+7,2%	392	+43,2%	149	+33,9%	1.646	+23,9%
Solare e altre	1.771	-9,2%	308	-8,3%	326	-11,5%	459	-18,8%	159	-8,0%	91	-7,0%	3.113	-10,8%
<b>Pompaggio</b>	<b>283</b>	<b>-21,6%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>21</b>	<b>-27,9%</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>-</b>	<b>-100,0%</b>	<b>304</b>	<b>-22,2%</b>
<b>Totale</b>	<b>13.423</b>	<b>+1,6%</b>	<b>2.020</b>	<b>-5,2%</b>	<b>3.220</b>	<b>-13,9%</b>	<b>6.814</b>	<b>+28,5%</b>	<b>1.727</b>	<b>-10,7%</b>	<b>1.150</b>	<b>+4,4%</b>	<b>28.354</b>	<b>+3,4%</b>

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



## MARKET COUPLING

A settembre il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.312 MWh, di cui 1.806 MWh sul confine francese (78,1% del totale), 198 MWh su quello austriaco e 309 MWh su quello sloveno, con un flusso di energia in import per la quasi totalità delle ore sulle prime due frontiere, mentre su quella slovena si è registrato un flusso in export nel 18,2% delle ore (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), cresce sulla

frontiera slovena (+3,0%) e francese (+3,6%), diminuisce su quella austriaca (-2,5%). Sulle frontiere austriaca e francese, attraverso il market coupling, è stato allocato rispettivamente il 76,6% ed il 72,4% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita il 19,5 ed il 21,8% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 56,6% tramite market coupling (91,2% nel 2014) e solo per l'1,8% tramite asta esplicita, il restante 41,6% della capacità non è stata utilizzata (Grafico 8).

(continua)

Tabella 6: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

Frontiera	Import				Export			
	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore	Limite* MWh	Flusso* MWh	Frequenza % ore	Saturazioni % ore
<b>Italia - Francia</b>	1.938 (-)	1.822 (-)	98,6% (-)	84,7% (-)	1.491 (-)	658 (-)	1,4% (-)	- (-)
<b>Italia - Austria</b>	198 (-)	198 (-)	99,7% (-)	99,7% (-)	138 (-)	63 (-)	0,3% (-)	0,1% (-)
<b>Italia - Slovenia</b>	471 (467)	334 (436)	81,5% (97,8%)	25,4% (82,5%)	640 (623)	204 (118)	18,2% (2,2%)	0,4% (-)

Tra parentesi il valore dello stesso mese dell'anno precedente  
\*Valori medi orari

Grafico 6: Capacità allocata in import tra Italia e Francia

Fonte: GME

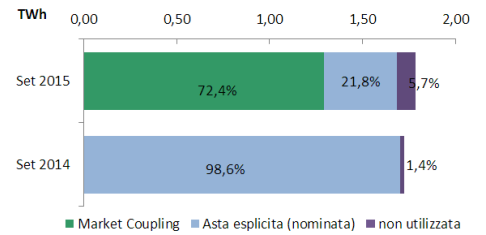
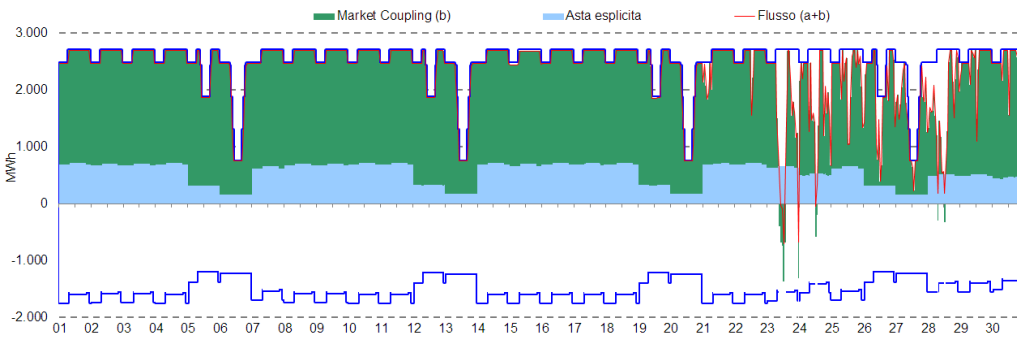


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

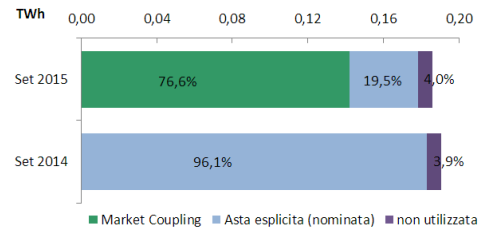
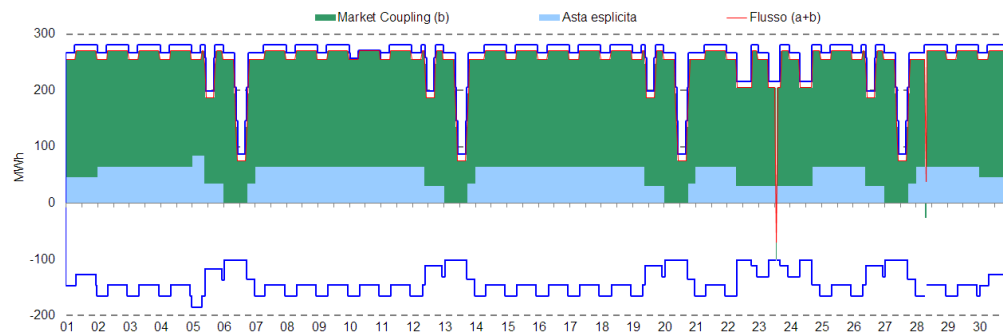
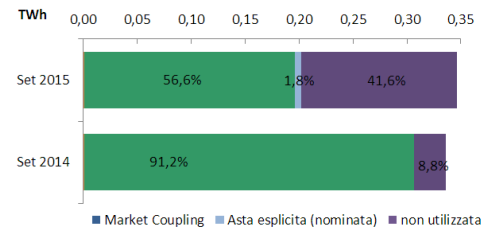
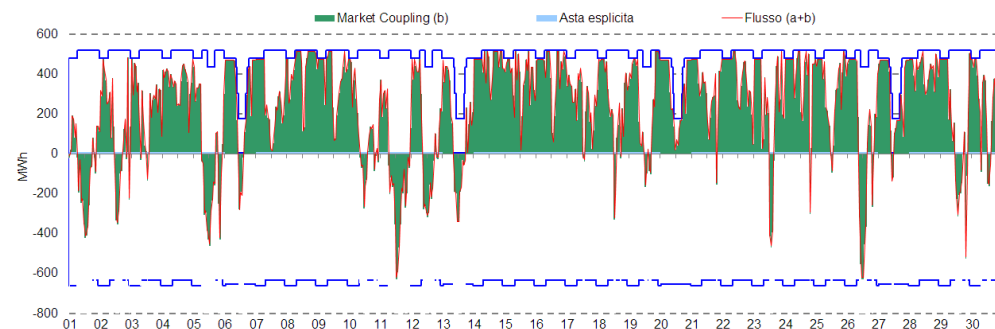


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME





(continua)

## MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A settembre i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI), alla seconda flessione congiunturale consecutiva, sono oscillati tra 48,03 €/MWh di MI2 e 52,46 €/MWh di MI5 (mimino storico). 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). Nelle prime due sessioni di MI, le uniche che consentano un confronto omogeneo su base annua dopo le modifiche introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, i prezzi hanno

registrato una consistente riduzione rispettivamente del 15,1 e del 13,6%.

Il confronto con MGP rivela prezzi più bassi del 2/4% in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

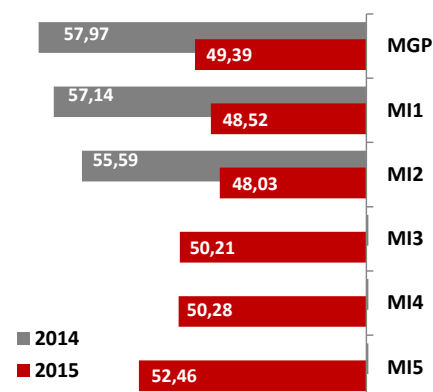
I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero raggiungono il loro massimo storico a quota 2,3 milioni di MWh e in particolare su MI5 si portano a 246 mila MWh, livello più alto dall'avvio della sessione del febbraio 2015 (Tabella 7 e Grafico 9).

Tabella 7: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio d'acquisto €/MWh		Volumi MWh		
	2015	variazione	Totali	Medi orari	variazione
<b>MGP</b> (1-24 h)	<b>49,39</b>	-14,8%	<b>24.244.283</b>	<b>33.673</b>	+3,3%
<b>MI1</b> (1-24 h)	<b>48,52</b> (-1,8%)	-15,1%	<b>1.141.055</b>	<b>1.585</b>	+4,3%
<b>MI2</b> (1-24 h)	<b>48,03</b> (-2,8%)	-13,6%	<b>581.630</b>	<b>808</b>	+22,6%
<b>MI3</b> (9-24 h)	<b>50,21</b> (-3,8%)	-	<b>197.398</b>	<b>411</b>	-
<b>MI4</b> (13-24 h)	<b>50,28</b> (-2,6%)	-	<b>101.671</b>	<b>282</b>	-
<b>MI5</b> (17-24 h)	<b>52,46</b> (-2,3%)	-	<b>245.951</b>	<b>1.025</b>	-

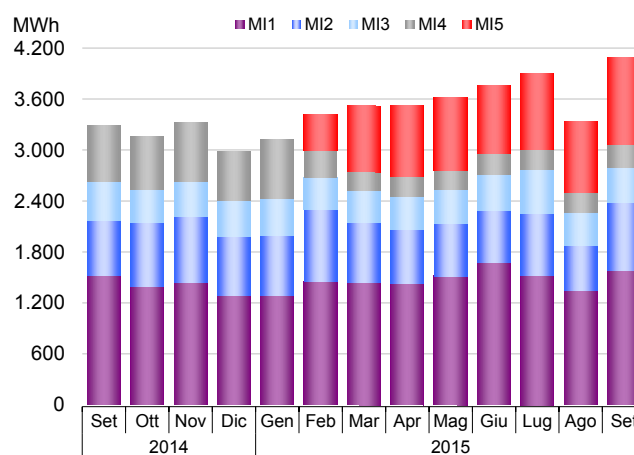
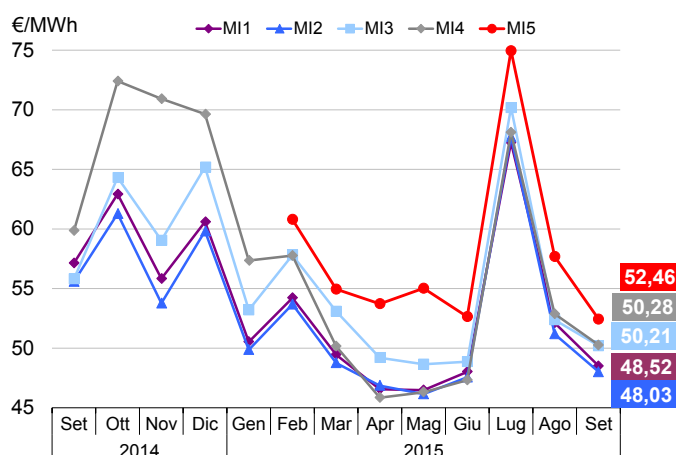
Prezzi. €/MWh



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



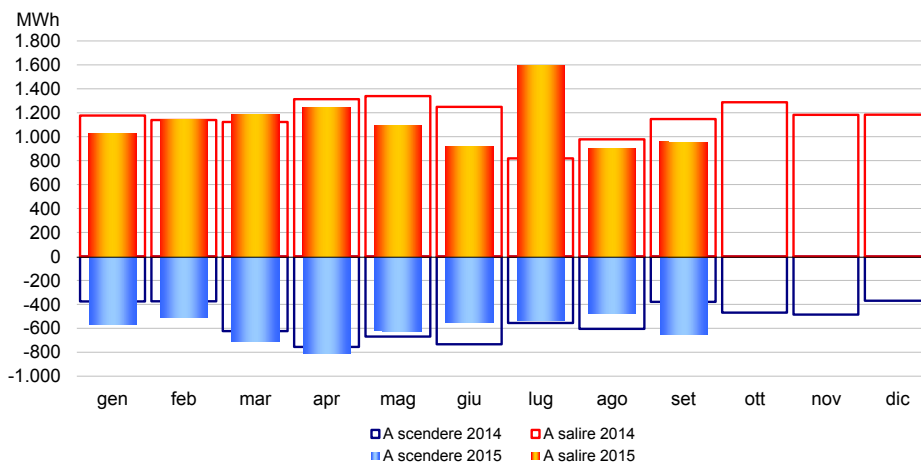
## MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

A settembre gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, in flessione del 15,9% rispetto ad un anno fa, scendono a 694 mila MWh. Tornano a crescere,

invece, le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 465 mila MWh (+70,6%) (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 63 negoziazioni per complessivi 905 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 8,3 milioni di MWh, in flessione del 16,3% rispetto al mese precedente. In calo i prezzi di tutti i prodotti in contrattazione, ad eccezione del *III Trimestre 2016 baseload* (+1,7%) (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto *Ottobre 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 48,10 €/MWh sul *baseload* e 53,51 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.381 e 5 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Ottobre 2015</i>	48,10	-8,5%	2	10	-	10	3.381	2.518.845
<i>Novembre 2015</i>	47,85	-9,1%	3	15	-	15	3.381	2.434.320
<i>Dicembre 2015</i>	50,20	-5,1%	1	5	-	5	3.371	2.508.024
<i>Gennaio 2016</i>	48,65	-	-	-	-	-	-	-
<i>IV Trimestre 2015</i>	49,04	-6,9%	-	-	-	-	3.366	7.435.494
<i>I Trimestre 2016</i>	48,65	-6,4%	1	5	-	5	10	21.830
<i>II Trimestre 2016</i>	43,90	-2,7%	1	5	-	5	10	21.840
<i>III Trimestre 2016</i>	48,25	+1,7%	1	5	-	5	5	11.040
<i>IV Trimestre 2016</i>	47,18	-	-	-	-	-	-	-
<b>Anno 2016</b>	47,00	-1,3%	53	95	-	95	371	3.258.864
<b>Totale</b>			<b>62</b>	<b>140</b>	<b>-</b>	<b>140</b>		<b>8.255.918</b>
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Ottobre 2015</i>	53,51	-10,1%	-	-	-	-	5	1.320
<i>Novembre 2015</i>	58,47	-8,9%	-	-	-	-	5	1.260
<i>Dicembre 2015</i>	56,20	-6,8%	-	-	-	-	5	1.380
<i>Gennaio 2016</i>	54,02	-	-	-	-	-	-	-
<i>IV Trimestre 2015</i>	56,03	-8,6%	-	-	-	-	5	3.960
<i>I Trimestre 2016</i>	53,42	-8,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2016</i>	44,35	-4,4%	-	-	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2016</i>	51,01	-0,1%	-	-	-	-	-	-
<i>IV Trimestre 2016</i>	63,81	-	-	-	-	-	-	-
<b>Anno 2016</b>	53,14	-0,2%	1	5	-	5	10	31.320
<b>Totale</b>			<b>1</b>	<b>5</b>	<b>-</b>	<b>5</b>		<b>33.960</b>
<b>TOTALE</b>			<b>63</b>	<b>145</b>	<b>-</b>	<b>145</b>		<b>8.289.878</b>

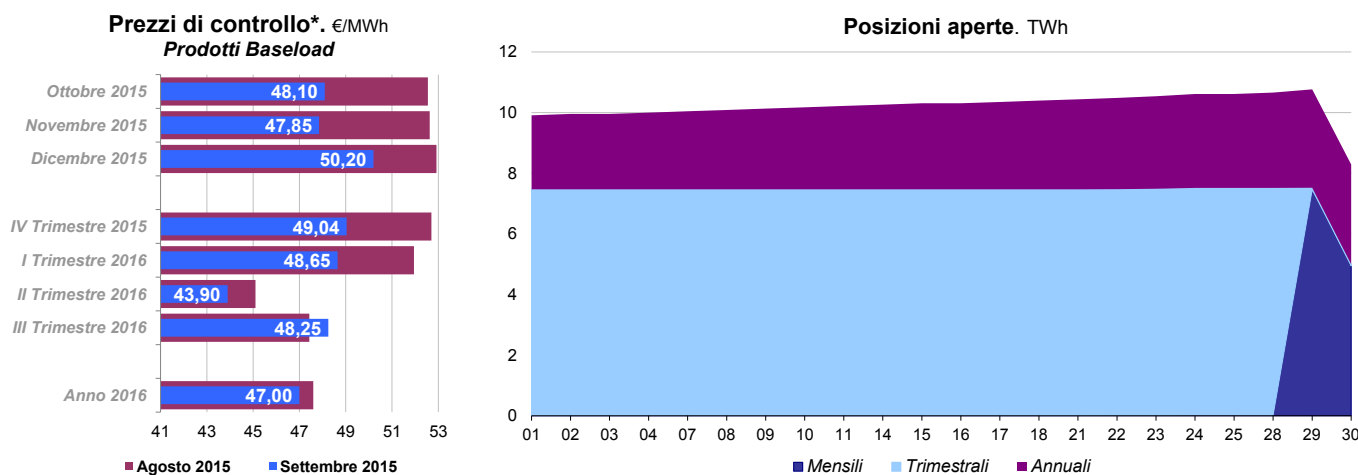
\* Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

\*\* 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 settembre 2015, dopo due rialzi tendenziali consecutivi, tornano a scendere portandosi a 31,1 milioni di MWh (-4,0%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,6 milioni di MWh, si riducono dell'1,7% rispetto allo scorso anno, e si confermano in calo quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,4 milioni di MWh (-24,9%) (Tabella 9).

Ancora in contrazione, ininterrotta da inizio anno, la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 15,2 milioni di MWh (-13,8%).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si conferma sui livelli molto elevati degli ultimi mesi a 2,04 e, seppur in flessione congiunturale (-0,09), registra ancora un deciso incremento tendenziale (+0,21) (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 8,2 milioni di MWh, si riducono del 2,3% su base annua, mentre più intensa è la flessione dei relativi sbilanciamenti a programma pari a 7,0 milioni di MWh (-24,1%). In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,0 milioni di MWh (-14,4%) e i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 3,3 milioni di MWh (-11,4%).

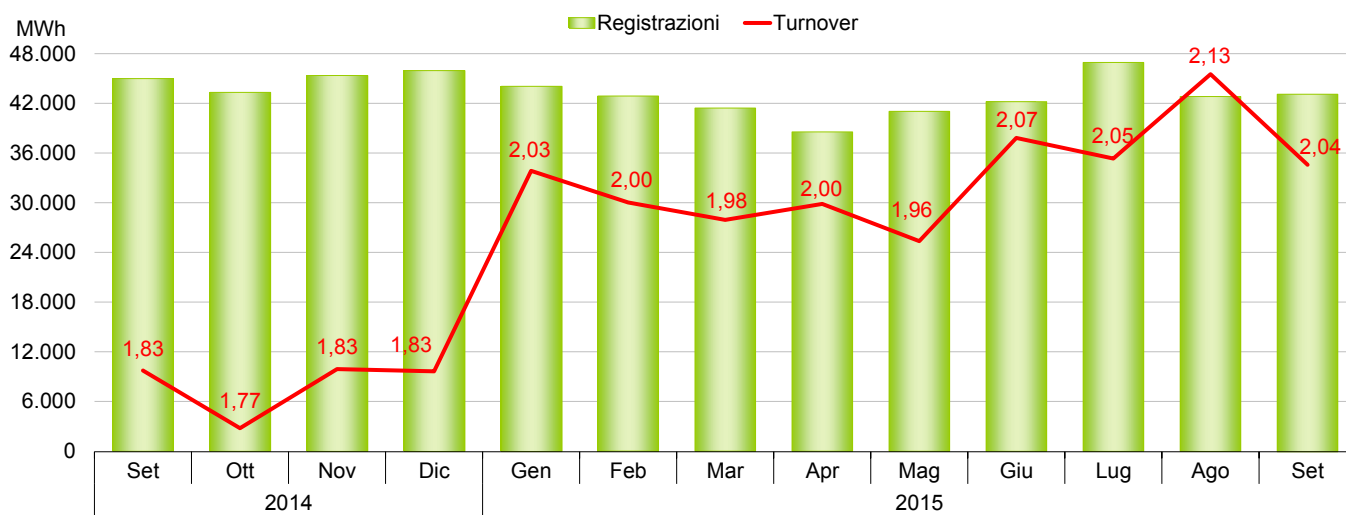
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<b>Baseload</b>	8.010.003	+3,2%	25,8%	Richiesti	9.306.742	-0,7%	100,0%	11.954.475	-14,4%	100,0%
<b>Off Peak</b>	672.036	-11,2%	2,2%	di cui con indicazione di prezzo	3.225.865	-5,6%	34,7%	-	-	-
<b>Peak</b>	505.332	-36,8%	1,6%	Rifiutati	1.101.168	+12,9%	11,8%	-	-	-
<b>Week-end</b>	-	-100%	-	di cui con indicazione di prezzo	1.099.729	+13,0%	11,8%	-	-	-
<b>Totale Standard</b>	9.187.371	-1,4%	29,5%							
<b>Totale Non standard</b>	19.461.745	-1,8%	62,6%	<b>Registrati</b>	<b>8.205.573</b>	<b>-2,3%</b>	<b>88,2%</b>	<b>11.954.475</b>	<b>-14,4%</b>	<b>100,0%</b>
<b>PCE bilaterali</b>	<b>28.649.116</b>	<b>-1,7%</b>	<b>92,1%</b>	di cui con indicazione di prezzo	2.126.136	-13,0%	22,8%	-	-	-
<b>MTE</b>	<b>2.442.240</b>	<b>-24,9%</b>	<b>7,9%</b>	Sbilanciamenti a programma	7.043.323	-24,1%		3.294.422	-11,4%	
<b>TOTALE PCE</b>	<b>31.091.356</b>	<b>-4,0%</b>	<b>100,0%</b>	<b>Saldo programmi</b>	-	-		<b>3.748.902</b>	<b>-32,7%</b>	
<b>POSIZIONE NETTA</b>	<b>15.248.896</b>	<b>-13,8%</b>								

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

Fonte: GME



# Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A settembre i consumi di gas naturale in Italia registrano una lieve flessione su base annua (-0,4%) dopo i sensibili aumenti dei mesi precedenti. Il settore termoelettrico rallenta sensibilmente la crescita esibita nei mesi estivi (solo +1,1%) mentre i consumi civili crescono del 6,7% e quelli del settore industriale calano del 4,2%. Sul lato offerta, ancora un marcato aumento delle importazioni di gas naturale (+14,3%) ed un calo della produzione

nazionale (-2,3%). Aumentano le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (+86,2%), ma la giacenza di gas naturale a fine mese segna una flessione del 2,6%. Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 3,7 milioni di MWh, quasi tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati alle quotazioni al PSV.

## IL CONTESTO

A settembre i consumi di gas naturale in Italia, dopo i consistenti rialzi registrati nei mesi estivi, tornano a segnare una lieve flessione tendenziale portandosi a 4.058 milioni di mc (-0,4%). In calo i consumi del *settore industriale* che cedono il 4,2% su base annua attestandosi a 1.090 milioni di mc, mentre i consumi del *settore civile*, pari a 1.158 milioni di mc, segnano un incremento (+6,7%) per il secondo mese consecutivo. Rallenta bruscamente invece la crescita dei consumi di gas del settore termoelettrico che, con un modesto 1,1%, valore più basso degli ultimi otto mesi, si portano a 1.753 milioni di mc. Più che dimezzate rispetto ad un anno fa, le esportazioni, che scendono a 56 milioni di mc (-51,3%), valore tra i più bassi mai registrati. Dal lato offerta, la produzione nazionale, pari a 514 milioni di

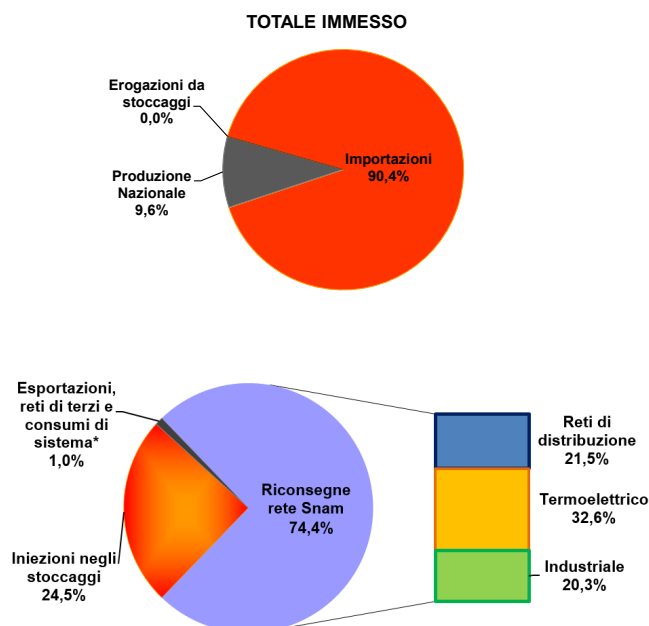
mc, cala del 2,3% su base annua e scende ai minimi degli ultimi sette mesi; le importazioni di gas naturale, invece, salgono a 4.863 milioni di mc con una crescita tendenziale del 14,3%. Tra i punti di entrata, raddoppiano le importazioni di gas russo da *Tarvisio* attestandosi a 2.612 mln mc (+103,8%); in netta flessione, invece, il gas dal Nord Europa a *Passo Gries* (734 mln mc, -56,9%) e, seppur con tassi più contenuti, quello algerino a *Mazara* (487 mln mc, -3,0%) e quello libico a *Gela* (610 mln mc; -3,6%). Tra i terminali GNL, in marcato aumento *Cavarzere* (408 mln mc, +202,1%), ancora a regime ridotto *Panigaglia*. Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.320 milioni di mc, in aumento dell'86,2% su base annua. Nulle, come un anno fa, le erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
<b>Importazioni</b>	<b>4.863</b>	<b>51,5</b>	<b>+14,3%</b>
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	487	5,2	-3,0%
Tarvisio	2.612	27,6	+103,8%
Passo Gries	734	7,8	-56,9%
Gela	610	6,5	-3,6%
Gorizia	11	0,1	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	+4,6%
Cavarzere (GNL)	408	4,3	+202,1%
Livorno (GNL)	-	-	-
<b>Produzione Nazionale</b>	<b>514</b>	<b>5,4</b>	<b>-2,3%</b>
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
<b>TOTALE IMMESSO</b>	<b>5.378</b>	<b>56,9</b>	<b>+12,5%</b>
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>	<i>4.002</i>	<i>42,4</i>	<i>+1,1%</i>
Industriale	1.090	11,5	-4,2%
Termoelettrico	1.753	18,6	+1,1%
Reti di distribuzione	1.158	12,3	+6,7%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>56</i>	<i>0,6</i>	<i>-51,3%</i>
<b>TOTALE CONSUMATO</b>	<b>4.058</b>	<b>42,9</b>	<b>-0,4%</b>
Iniezioni negli stoccaggi	1.320	14	+86,2%
<b>TOTALE PRELEVATO</b>	<b>5.378</b>	<b>56,9</b>	<b>+12,5%</b>

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



(continua)

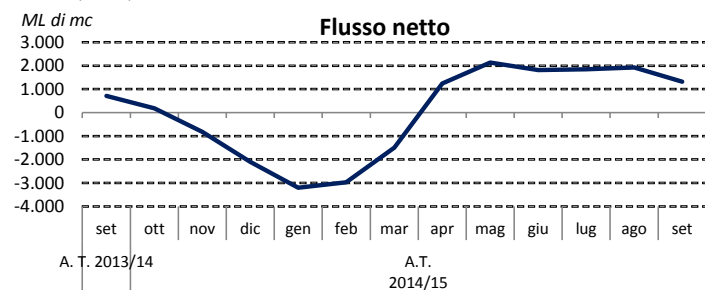
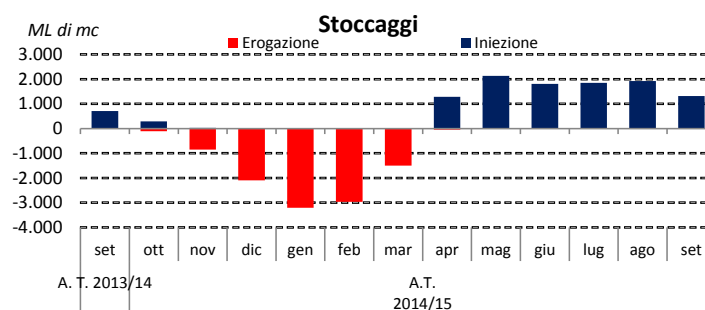
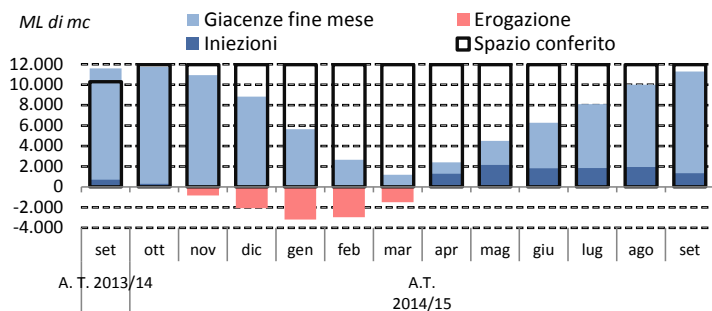
Nell'ultimo giorno del mese di settembre la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 11.294 milioni di mc, inferiore del 2,6% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta al 94,6% in calo su base annua.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) si conferma in flessione congiunturale (-0,25 €/MWh, -1,2%) e, dopo cinque mesi, segna anche un consistente ribasso su base annua attestandosi a 21,47 €/MWh (-2,97 €/MWh, -12,2%), minimo dell'ultimo anno.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
<b>Giacenza (al 30/09/2015)</b>	<b>11.294</b>	<b>-2,6%</b>
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.320	+86,2%
<b>Flusso netto</b>	<b>1.320</b>	<b>+86,2%</b>
Spazio conferito	11.942	+16,2%
<b>Giacenza/Spazio conferito</b>	<b>94,6%</b>	<b>-18,2 p.p.</b>



(continua)

## I MERCATI GESTITI DAL GME

A settembre nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,7 milioni di MWh, pari all'8,7% della domanda complessiva di gas naturale (9,1% a settembre 2014), la

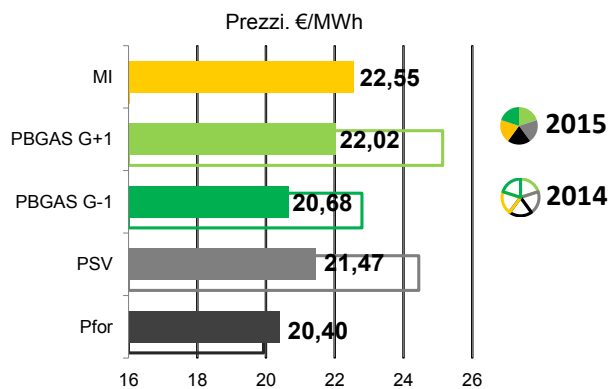
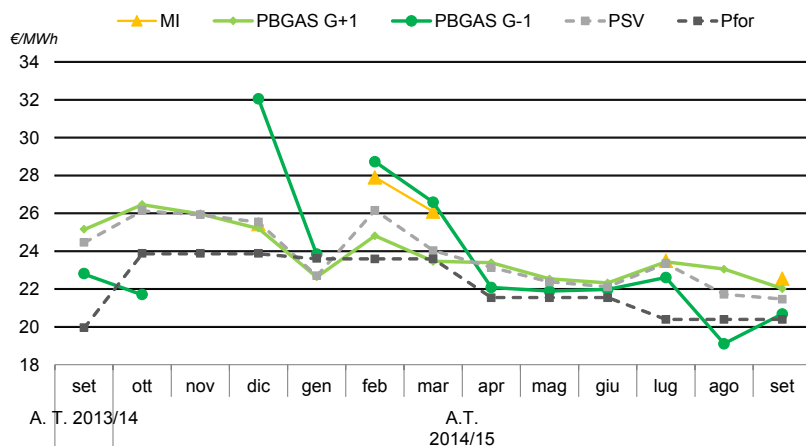
maggior parte dei quali (oltre l'87%) nel comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale\*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
<b>MGAS</b>					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	22,55	22,55	22,55	12.500	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
<b>PB-GAS</b>					
Comparto G-1	20,68	18,79	21,74	468.272	(452.632)
Comparto G+1	22,02	21,20	23,15	3.253.817	(3.473.228)
<b>P-GAS</b>					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



\* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P<sub>for</sub> un indice

(continua)

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

Fonte: dati GME

Prodotti	Mercato					OTC		Totale		Posizioni aperte		
	Prezzo minimo	Prezzo massimo	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		Posizioni aperte	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2015-09	-	-	25,147	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-10	-	-	22,495	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-10	-	-	22,581	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-11	-	-	23,042	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-12	-	-	34,810	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2016-01	-	-	21,574	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	23,525	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-03	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	24,267	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	25,410	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>												

\*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 3,3 milioni di MWh, in calo del 6,3% rispetto ad un anno fa. In flessione tendenziale anche il prezzo medio che si attesta a 22,02 €/MWh (-12,4%), livello più basso dell'ultimo anno, appena sopra la quotazione registrata al PSV (+55 cent. di €/MWh). Nei 17 giorni, sui 30 di settembre, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,8 milioni MWh, di cui il 49,0%, pari a 859 mila MWh venduti dal Responsabile

del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 21,81 €/MWh (-12,7% su base annua). Nei restanti 13 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,5 milioni di MWh, di cui il 66,7%, pari a 1,0 milioni MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 22,30 €/MWh (-11,4%). Complessivamente il 57,2% dei volumi scambiati (1,9 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 42,8% da scambi tra operatori, pari 1,4 milioni di MWh.

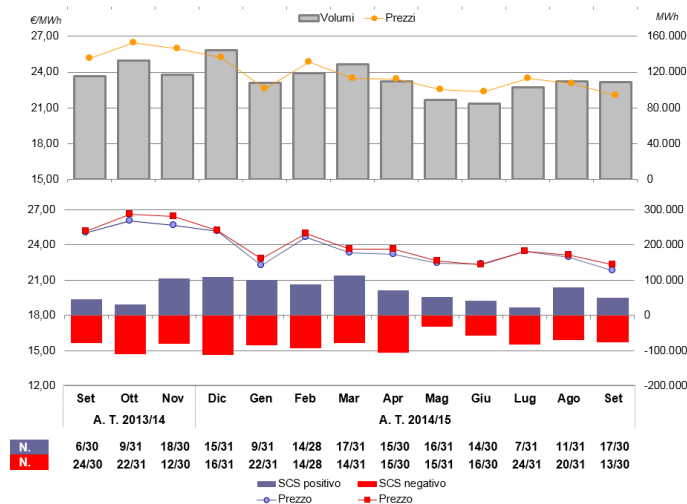
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 17/30	negativo n.giorni 13/30
<b>Prezzo medio. €/MWh</b>	<b>22,02</b>	(-12,4%)	<b>21,81</b>	<b>22,30</b>
<b>Acquisti. MWh</b>	<b>3.253.817</b>	(-6,3%)	<b>1.752.325</b>	<b>1.501.492</b>
RdB	1.002.073	(-47,4%)		1.002.073
Operatori	2.251.743	(+43,8%)	1.752.325	499.419
<b>Vendite. MWh</b>	<b>3.253.817</b>	(-6,3%)	<b>1.752.324</b>	<b>1.501.492</b>
RdB	859.343	(+215,7%)	859.343	
Operatori	2.394.474	(-25,2%)	892.981	1.501.492

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
<b>Operatori attivi. N°</b>	<b>52</b>	45	34





(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a settembre sono stati scambiati 36 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 20,68 €/MWh. Nelle dodici sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha sempre presentato un'offerta di vendita soddisfatta da acquisti degli operatori nelle

zone *Stogit* (52,6% del totale), LNG (20,7%), Import (22,3%) ed *Edison Stoccaggio* (4,4%). I prezzi zionali si sono attestati tutti su valori inferiori alle quotazioni al PSV (21,47 €/MWh) con la sola eccezione della zona *Stogit* (21,59 €/MWh).

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	19,55	19,83	20,65	21,59	-	-	20,68
Volumi. MWh	104.353	20.771	96.970	246.179	-	-	468.272
Operatori. N.	8	1	1	16	-	-	1

# Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In uno scenario fortemente ribassista, caratterizzato da prezzi dei combustibili tradizionali ancora in forte calo tendenziale, alcuni dei corrispondenti mercati energetici europei

spot mostrano flebili segnali di ripresa, che sembrano essere, in alcuni casi, assorbiti anche dai relativi mercati a termine.

A settembre, il prezzo spot del Brent inverte la sua tendenza recente e segna un lieve aumento mensile, replicando una dinamica comune ad alcuni degli anni di riferimento, apparentemente non connessa a fenomeni di stagionalità della domanda. Il rialzo osservato non è tuttavia pari a quello previsto dagli operatori lo scorso mese e si inserisce in un trend ancora in consistente discesa, che in questo mese si manifesta attraverso una delle più elevate flessioni tendenziali degli ultimi dieci anni (47 \$/bbl, +2%; ultima quotazione 49 \$/bbl; -51%). Segue lo stesso andamento della commodity di riferimento il prezzo del gasolio, mentre l'olio combustibile descrive ampi cali congiunturali e tendenziali più che dimezzando il valore

che raggiungeva lo scorso anno nello stesso periodo (gasolio/olio c. 454/217 \$/MT, +1/-4%). Sempre più svalutato, il prezzo europeo del carbone raggiunge a settembre il livello minimo da dicembre 2005 (54 \$/MT, -4%) e pur ponendosi al di sotto del valore quotato dagli operatori lo scorso mese (55,5 \$/MT) si mantiene ancora leggermente al di sopra del riferimento sudafricano. Per il secondo mese consecutivo in aumento, il cambio euro-dollaro sale a 1,12 \$/€, livello tuttavia tra i più bassi degli ultimi tredici anni.

Le previsioni sui prodotti future replicano le tendenze osservate sullo spot, proponendo in generale livelli più elevati di quelli attuali.

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Set 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 15	Var M-1 (%)	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
<b>PETROLIO</b>	\$/bbl	47,44	+ 2 %	- 51 %	49,03	48,99	+ 7 %	48,99	+ 2 %	49,77	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	42,22	+ 2 %	- 44 %	-	43,58	-	43,56	-	44,23	-	-	-
<b>OLIO COMB.</b>	\$/MT	217,21	- 4 %	- 61 %	226,66	219,23	- 4 %	222,93	- 4 %	227,93	-	257,50	- 3 %
0.1 FOB Barge	€/MT	193,28	- 5 %	- 55 %	-	195,03	-	198,22	-	202,55	-	227,27	-
<b>GASOLIO</b>	\$/MT	453,65	+ 1 %	- 45 %	485,75	472,02	+ 4 %	474,95	+ 3 %	477,14	-	-	- 2 %
0.1 FOB ARA	€/MT	403,66	- 0 %	- 37 %	-	419,91	-	422,30	-	424,01	-	-	-
<b>CARBONE</b>	\$/MT	53,60	- 4 %	- 28 %	55,49	53,12	- 2 %	52,48	- 3 %	51,80	-	50,71	- 5 %
ARA Stm 6000K	€/MT	47,70	- 5 %	- 18 %	-	47,26	-	46,67	-	46,04	-	44,76	-
<b>CAMBIO \$/€</b>	USD/EUR	1,12	+ 1 %	- 13 %	-	1,12	- 0 %	1,12	- 0 %	1,13	-	1,13	+ 1 %

Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

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

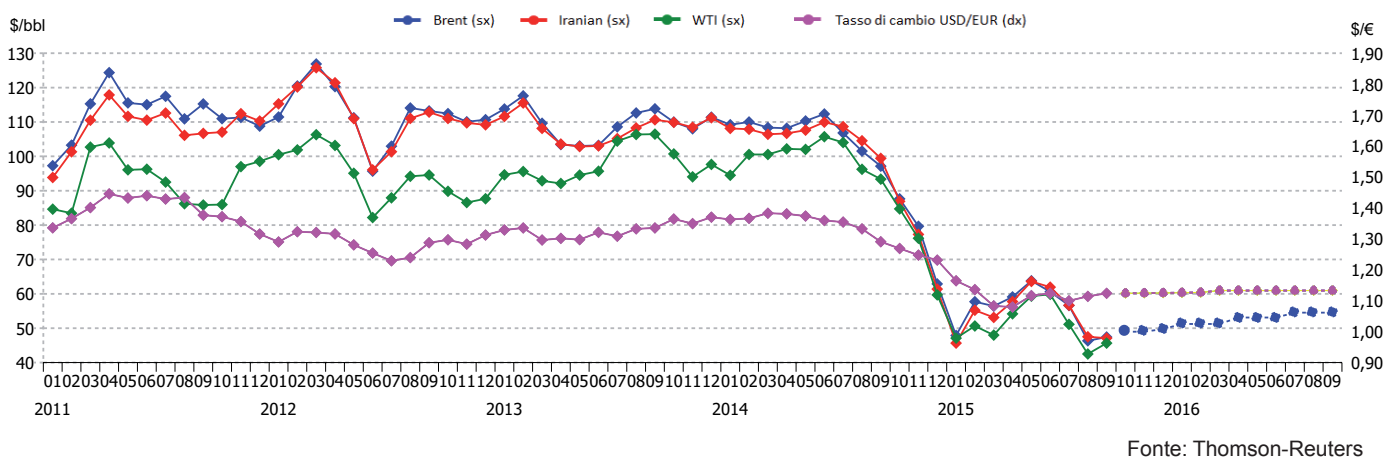


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

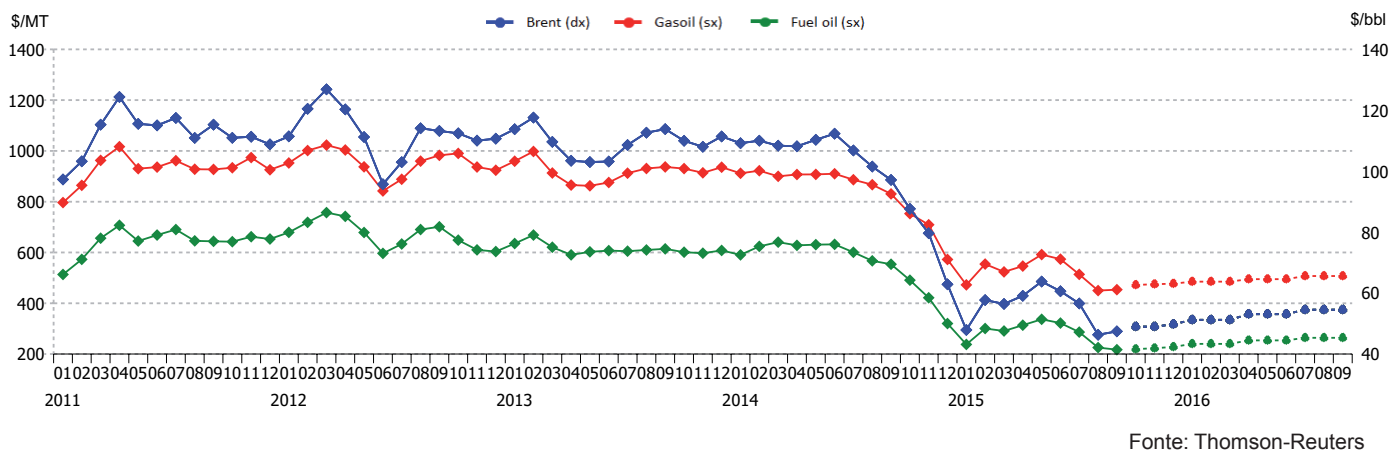
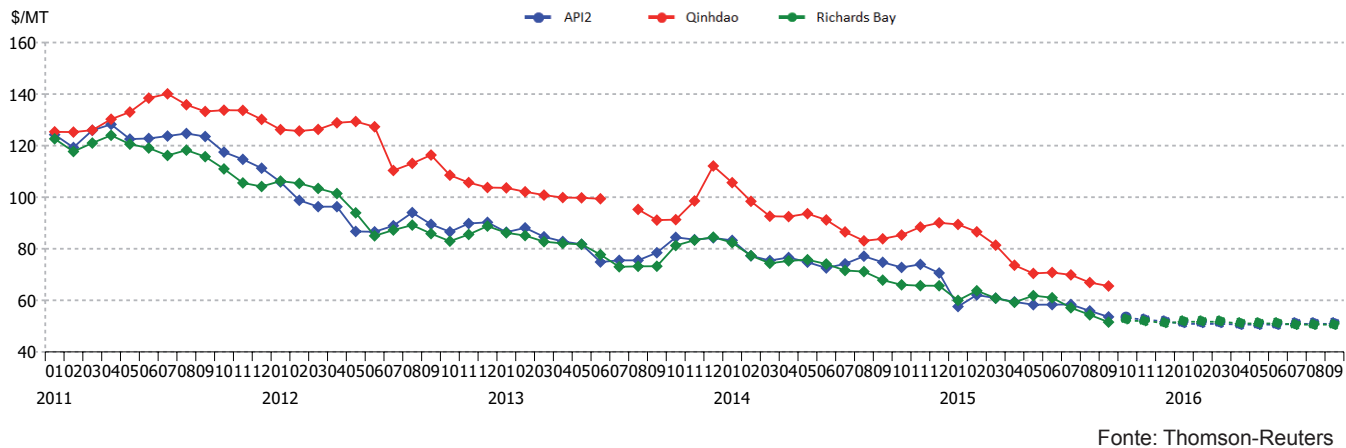


Grafico 3: Coal, andamento annuale e mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



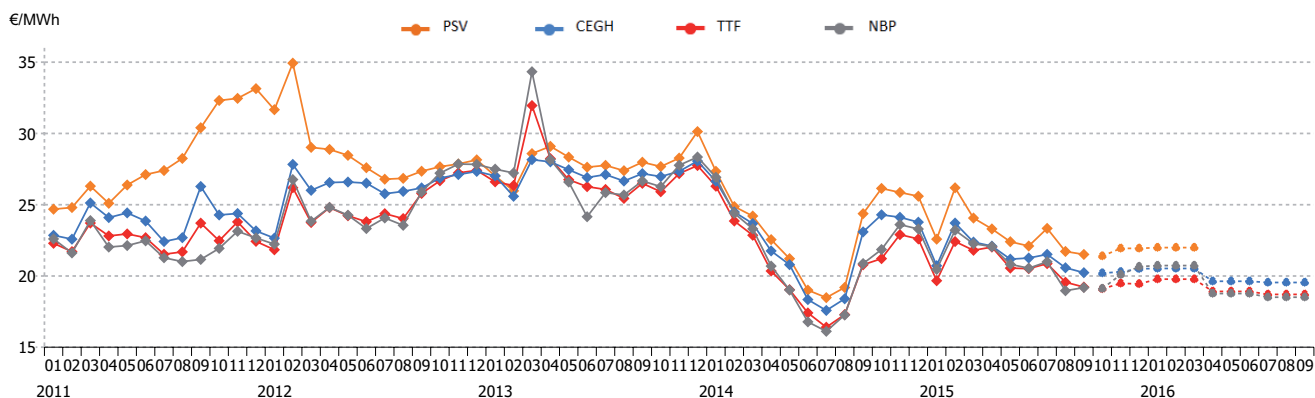
(continua)

In diffuso calo, le quotazioni spot dei principali hub europei del gas si attestano tra i 19 €/MWh olandesi e i 21,5 €/MWh italiani, mantenendo inalterati i reciproci differenziali e riprendendo il trend al ribasso intrapreso all'inizio dell'anno e interrotto solo

a luglio, quando il forte aumento dei consumi aveva fatto registrare più intensi aumenti mensili (+5%). I mercati future rivalutano al ribasso i prezzi e prevedono livelli prossimi a quelli registrati dai mercati a pronti (19/21 €/MWh).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Set 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 15	Var M-1 (%)	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	21,51	- 1 %	- 12 %	22,10	21,40	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	19,22	- 2 %	- 8 %	19,20	19,09	- 1 %	19,48	-	-	-	19,22	- 3 %
CEGH	AT	20,23	- 2 %	- 12 %	20,38	20,20	- 1 %	20,29	- 2 %	20,50	-	-	-
NBP	UK	19,19	+ 1 %	- 8 %	18,61	19,11	- 1 %	20,09	- 2 %	20,65	-	19,49	- 4 %



Fonte: Thomson-Reuters

Sulle borse elettriche, al contrario, si rilevano andamenti mensili contrastanti, se si considerano in particolare i prezzi afferenti all'area IBMC<sup>1</sup>. Mentre il PUN e il prezzo della zona Nord, infatti, scendono sui 49/50 €/MWh (-6/-3%), dinamica favorita dall'ulteriore deprezzamento del combustibile di riferimento del parco di produzione nazionale, i prezzi di Francia e Germania descrivono entrambi aumenti mensili, di intensità differente (FR 37,5 €/MWh, +16%; AT/DE 32 €/MWh, +1%). Nello specifico, lo spread tra Italia e Francia scende sul livello minimo degli ultimi quattro mesi, in corrispondenza di

un deciso aumento della convergenza oraria fra i due prezzi, diffusa su tutti i periodi rilevanti della giornata (spread: +12 €/MWh, -7 €/MWh; allineamento orario: 15,4%, +13 p.p.). In controtendenza rispetto agli altri mercati europei, il prezzo scandinavo sembra rientrato definitivamente dal livello minimo raggiunto nel mese di luglio e realizza un deciso incremento congiunturale, dinamica solitamente osservata nel primo mese autunnale. Sui mercati a termine le quotazioni dei prodotti risultano in generale aggiustate al ribasso e presentano valori più elevati di quelli spot (21/50 €/MWh).

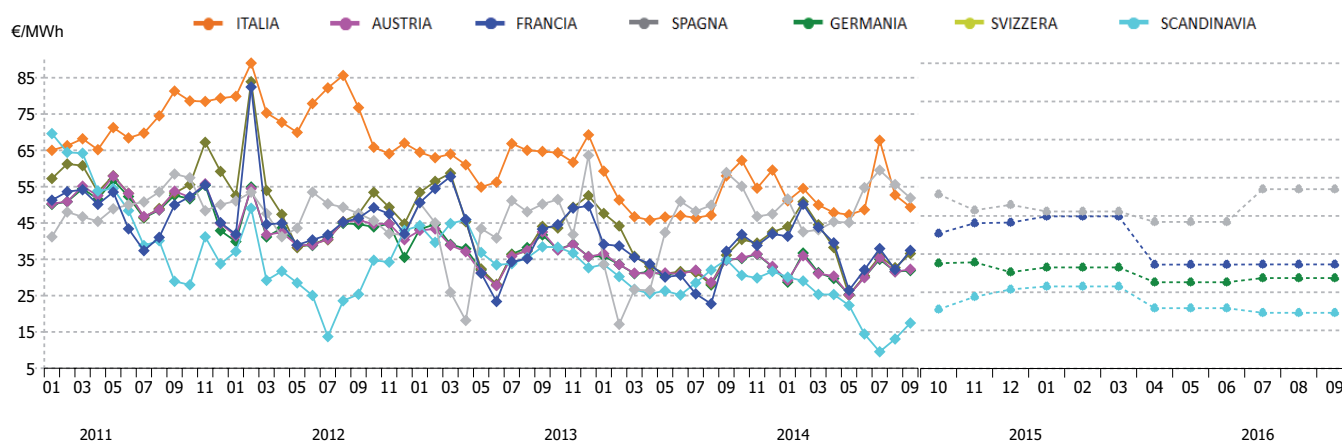
<sup>1</sup> Italian Borders Market Coupling

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni a pronti (€/MWh)				Quotazioni a termine (€/MWh)								
Area	Set 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Ott 15	Var M-1 (%)	Nov 15	Var M-1 (%)	Dic 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	49,39	- 6 %	- 15 %	52,55	50,44	- 4 %	50,64	- 4 %	52,65	-	47,61	- 1 %
FRANCIA	37,45	+ 16 %	+ 1 %	36,60	40,40	- 2 %	43,10	- 5 %	43,26	-	38,02	-
GERMANIA	31,88	+ 1 %	- 8 %	32,80	32,60	- 1 %	32,84	- 5 %	30,26	-	29,79	-
SPAGNA	51,88	- 7 %	- 12 %	54,73	50,68	- 5 %	46,47	+ 1 %	47,91	-	47,13	-
AREA SCANDINAVA	17,45	+ 34 %	- 50 %	18,65	20,51	+ 2 %	23,80	- 4 %	25,74	-	23,05	-
AUSTRIA	32,26	+ 2 %	- 7 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	36,58	+ 12 %	+ 1 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



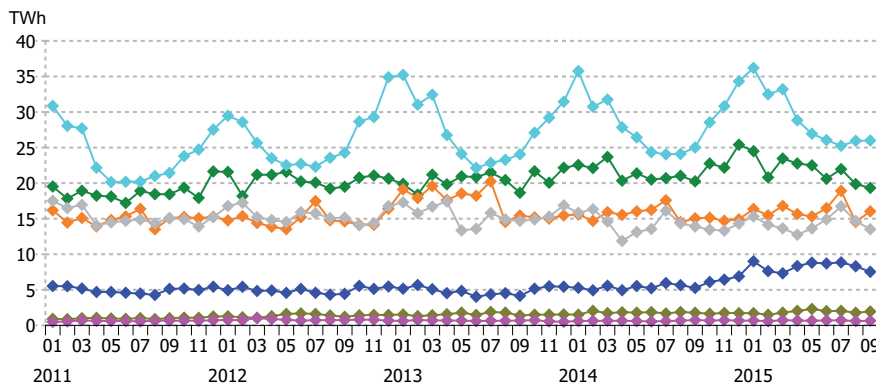
Quanto ai volumi di borsa, si segnala la crescita tendenziale degli scambi gestiti da Epex France, in ragione della quale tutto l'exchange finisce per coordinare il 5% in più delle transazioni concluse lo scorso settembre, dinamica alimentata peraltro dal concorde andamento tendenziale del segmento svizzero (volumi Epex 29 TWh, volumi FR 7,5 TWh, +43%, volumi CH 2

TWh, +10%). Seconda per capienza, Nord Pool chiude il mese di settembre con 26 TWh transitati in borsa, con un aumento del 4% rispetto allo scorso anno. Andamenti discordanti, infine, si rilevano sulle due borse mediterranee, con Ipx a 16 TWh, che aumenta la taglia dei suoi scambi di 1 TWh, e Omie che scende a 13,5 TWh, perdendo circa il 3%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Set 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,0	+ 10 %	+ 7 %
FRANCIA	7,5	- 9 %	+ 43 %
GERMANIA	19,3	- 3 %	- 5 %
SPAGNA	13,5	- 8 %	- 3 %
AREA SCANDINAVA	26,0	+ 0 %	+ 4 %
AUSTRIA	0,6	+ 7 %	- 12 %
SVIZZERA	1,9	+ 9 %	+ 10 %



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Con la Deliberazione 437/2015/R/EFR del 11 settembre 2015, l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ha approvato le proposte di modifica alle Regole di funzionamento del Mercato TEE, presentate dal GME agli operatori, con il documento di consultazione DCO 02/2015 del 26 giugno 2015, recante "Proposte di modifica delle regole del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica".

A partire dal mese di ottobre 2015 pertanto, con l'entrata in vigore della nuova versione delle Regole del MTEE, il GME diviene controparte centrale degli scambi conclusi sul mercato.

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

Le nuove funzionalità introdotte al fine di consentire l'assunzione del ruolo di controparte centrale sono state oggetto di apposite sessioni di prova svolte con gli operatori nelle date del 9 e del 10 settembre u.s.

In seguito a ciò, al termine di ciascuna sessione di mercato:

- i venditori dovranno emettere una sola fattura nei confronti dell'acquirente GME;
- gli acquirenti riceveranno un'unica fattura dal GME.

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

Contestualmente all'entrata in vigore della nuova versione

delle Regole sono state adeguate le Disposizioni Tecniche di Funzionamento nn. 1, 2 e 4:

- DTF n. 1 rev. 04
- DTF n. 2 rev. 04
- DTF n. 4 rev. 05

In relazione all'analisi dei dati mensili relativi ai risultati del mercato dei TEE, nel mese di settembre 2015, si registra, che sulla piattaforma sono stati scambiati 389.313 TEE, in aumento rispetto ai 128.683 TEE scambiati ad agosto.

Dei 389.313 TEE sono stati scambiati 95.239 TEE di Tipo I, 184.231 TEE di Tipo II, 36.741 TEE di Tipo II CAR, 73.102 TEE di Tipo III.

Analizzando l'andamento specifico dei prezzi medi di questo mese, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati scambiati ad una media di 105,56 €/tep (102,70 €/tep a agosto), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 105,31 €/tep (102,71 €/tep ad agosto), i Tipo II-CAR a 106,55 €/tep (102,73 €/tep ad agosto) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 106,22 €/tep (rispetto a 102,71 €/tep ad agosto).

Nel dettaglio, l'aumento dei prezzi medi è stata pari a 2,78 % per i TEE di Tipo I, 2,52 % per i TEE di Tipo II, dello 3,72 % per i TEE di Tipo II-CAR, e di 3,42 % per i TEE di Tipo III.

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.959.280 TEE (1.120.419 di Tipo I, 1.932.820 di Tipo II, 501.282 di Tipo II CAR, 404.703 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 36.232.753 TEE.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di settembre 2015.

TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2015

Fonte: GME

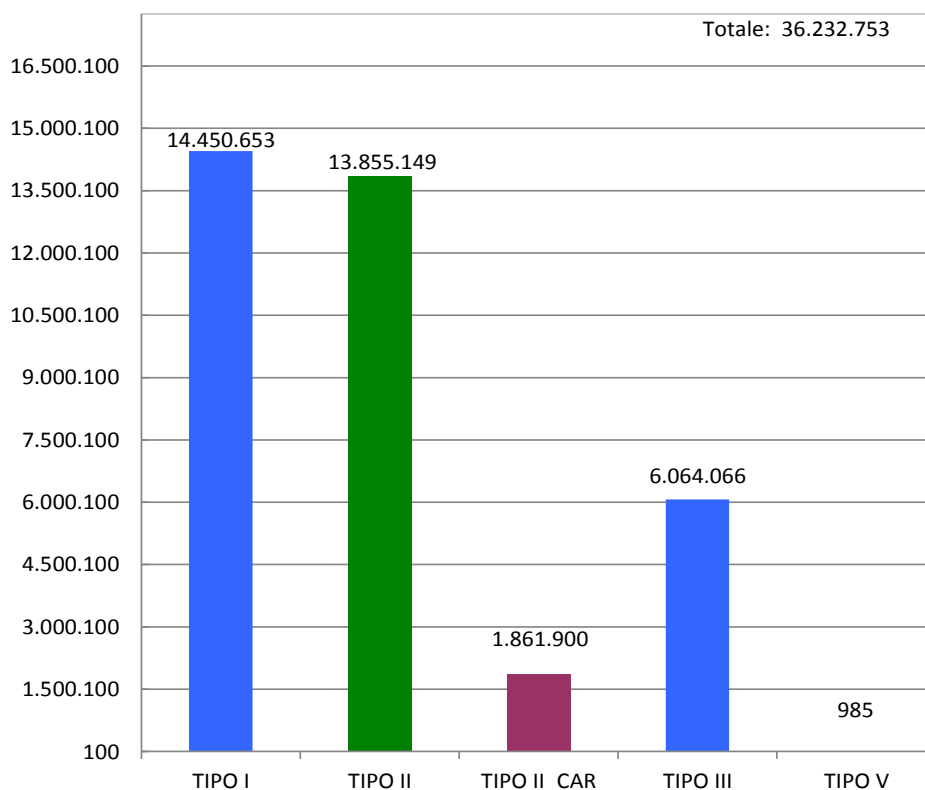
	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	95.239	184.231	36.741	73.102
Valore Totale (€)	10.053.181,16	19.400.556,07	3.914.774,80	7.765.244,79
Prezzo minimo (€/TEE)	102,00	102,00	103,00	102,84
Prezzo massimo (€/TEE)	107,50	107,50	107,40	107,99
Prezzo medio (€/TEE)	105,56	105,31	106,55	106,22



# Mercato dei titoli di efficienza energetica

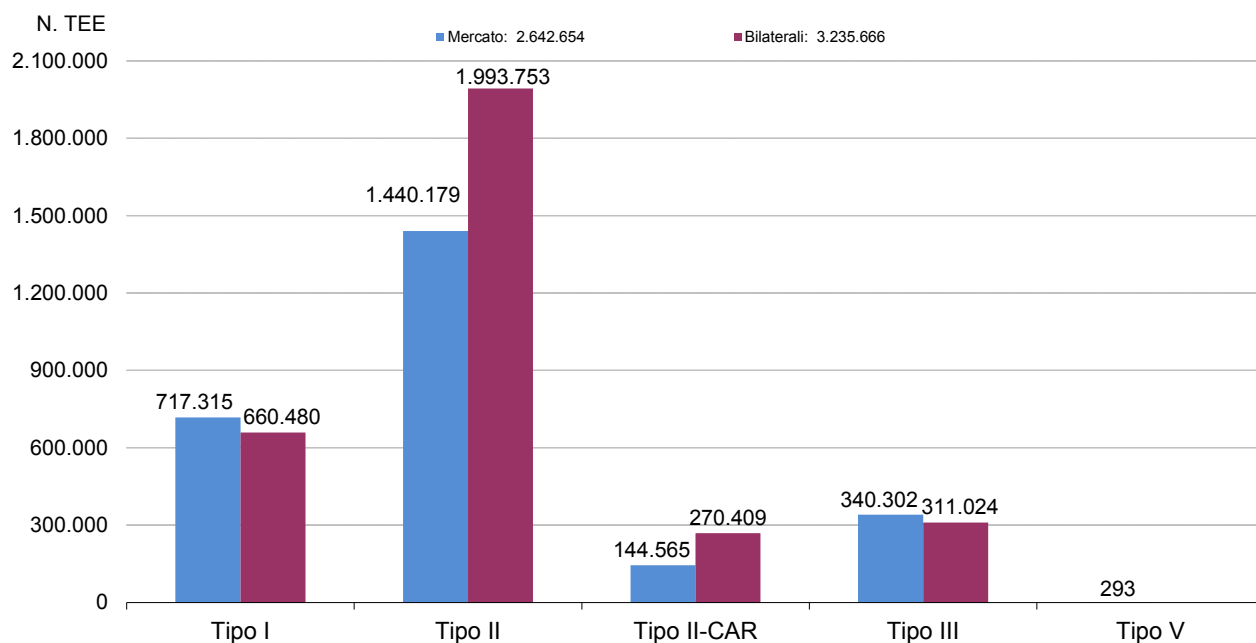
TEE emessi dall'avvio del meccanismo fino a settembre 2015 (dato cumulato)

Fonte: GME



TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

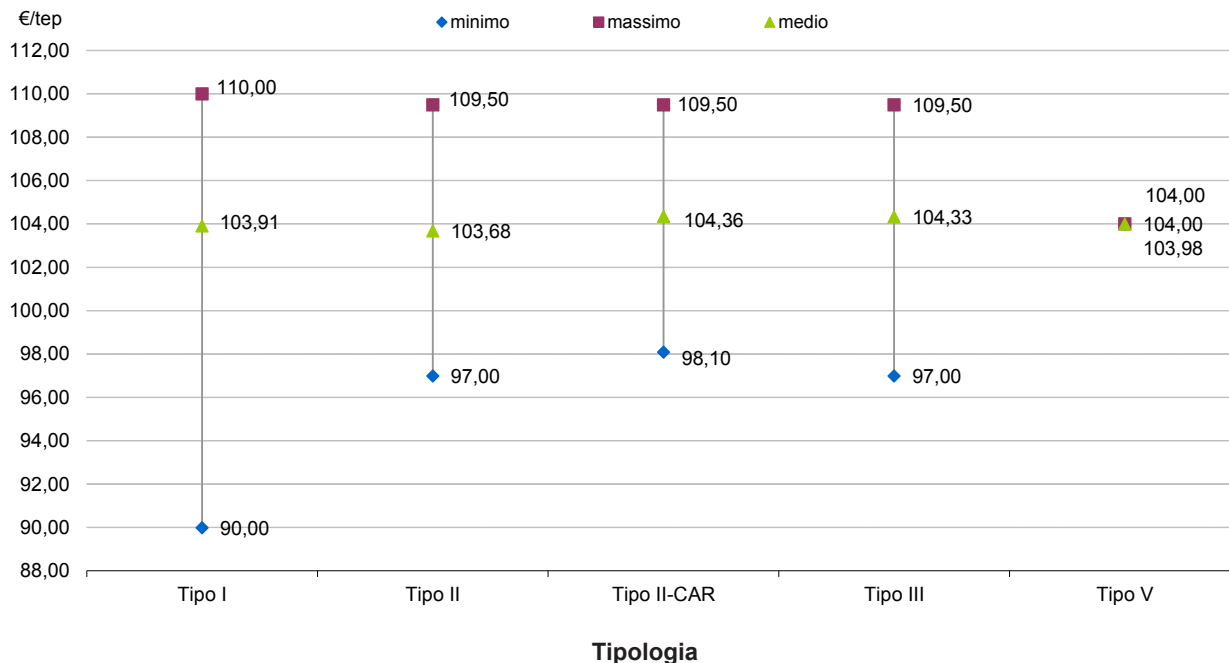
Fonte: GME



(continua)

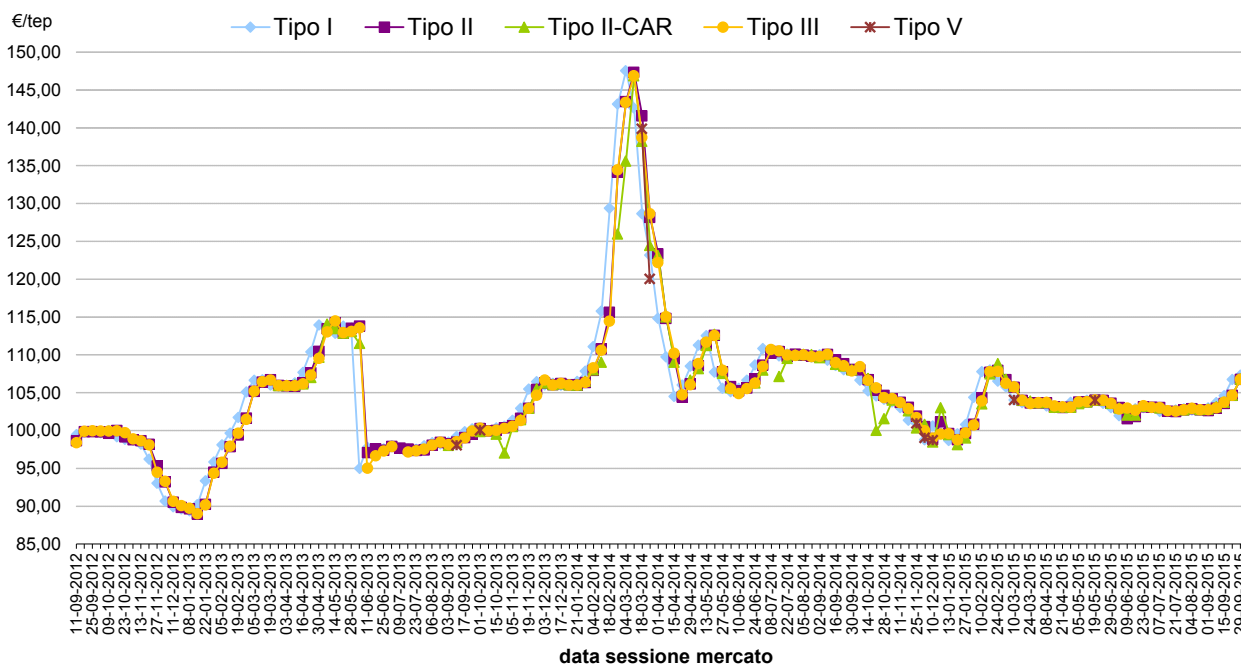
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni dal 2012)

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di settembre 2015 sono stati scambiati 202.430 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (29.228 TEE nel mese di agosto 2015).

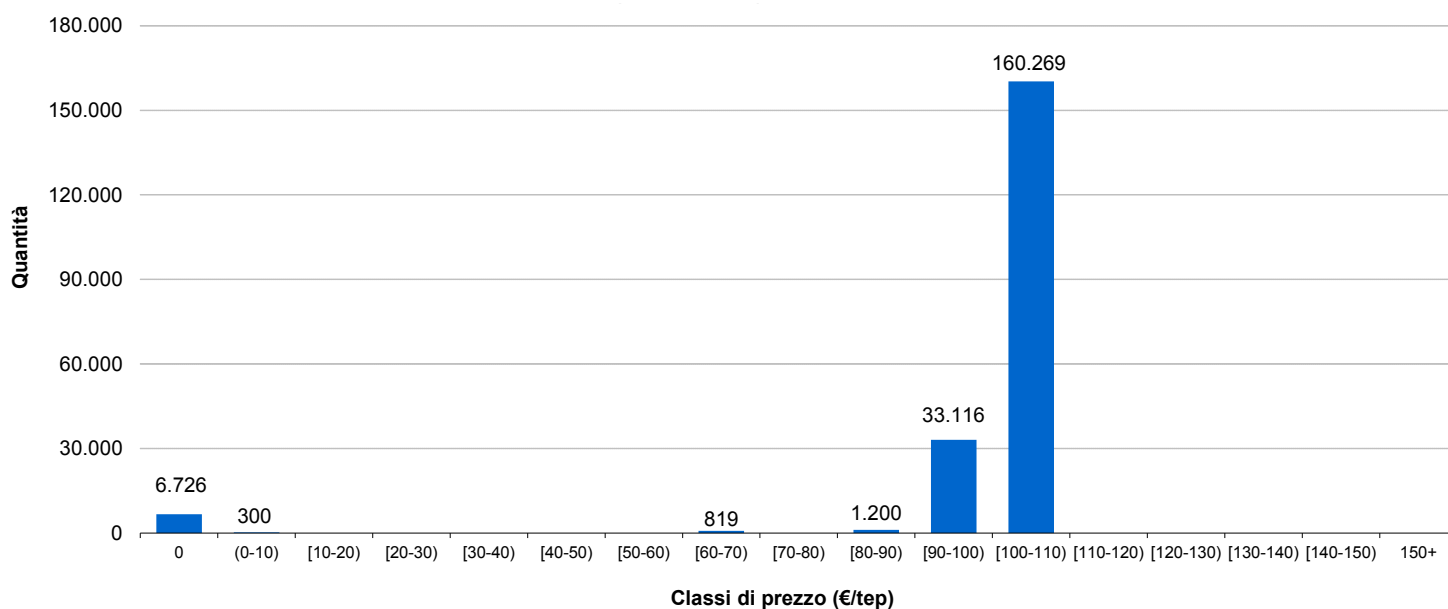
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 99,22 € /tep (96,16 €/tep ad agosto), minore di

6,44 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (105,66 €/tep).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - settembre 2015

Fonte: GME



# Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di settembre 2015, sono stati scambiati 576.856 CV, in aumento, rispetto ai 255.548 CV scambiati nel mese di agosto.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 II Trim, con 300.600 certificati (155.724 i CV 2015 II Trim scambiati ad agosto), dei CV 2015 I Trim con 143.021 titoli (89.045 CV 2015 I Trim, ad agosto), e dei CV 2013 IV Trim, con 54.794 CV (6.002 CV 2013 IV Trim, ad agosto).

Seguono nell'ordine, i CV 2015 III Trim, con un volume pari a 51.714 CV (2.000 CV 2015 III Trim, relativi ad agosto), e i CV 2013 II Trim con 12.688 CV (3 CV 2013 II Trim, ad agosto).

I volumi scambiati sul mercato per i CV 2013 III Trim, sono stati in numero pari a 9.473 CV (1 CV 2013 III Trim, presente il mese di agosto sulla piattaforma), mentre i CV 2014 TRL IV Trim, assenti ad agosto nei termini delle contrattazioni, hanno registrato un volume pari a con 3.619 CV.

Esigui infine, sia gli scambi relativi ai CV 2013 I Trim con 578 CV (assenti ad agosto sulla piattaforma), sia i CV 2014 IV Trim, che hanno registrato un volume pari a 369 titoli sul mercato (2.475 i CV 2014 IV Trim presenti sul mercato ad agosto). Per quanto riguarda il confronto mensile fra i prezzi

medi, per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV a settembre, è stato osservato per i CV 2013 I Trim, assenti lo scorso mese sul mercato, un prezzo medio pari a 88,80 €/MWh, per i CV 2013 II Trim e per i CV 2013 I II Trim un prezzo medio pari rispettivamente a 89,26 €/MWh e 89,25 €/MWh in aumento di 0,06 €/MWh e di 0,15 €/MWh, mentre per i CV 2013 IV Trim, il prezzo medio è risultato in diminuzione di 0,07 €/MWh, ed è stato pari a 89,29 €/MWh.

Per i CV 2014 IV Trim il prezzo medio registrato è stato pari a 96,84 €/MWh con un calo, pari a 0,41 €/MWh rispetto al mese di agosto, mentre per i CV 2014 TRL IV Trim, assenti sul mercato il mese scorso, è stato rilevato un prezzo medio pari, 85,12 €/MWh.

Infine, per i CV 2015 I Trim e per i CV 2015 II Trim è stato rilevato un prezzo medio pari, rispettivamente, a 99,06 €/MWh e di 98,75 €/MWh in aumento di 0,14 €/MWh e di 0,36 €/MWh, rispetto al mese precedente, mentre, il prezzo medio rilevato nel mese di settembre per i CV 2015 III Trim, è stato pari a 98,40 €/MWh in diminuzione rispetto di 0,62 €/MWh.

Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di settembre 2015.

CV, risultato del mercato GME - settembre 2015

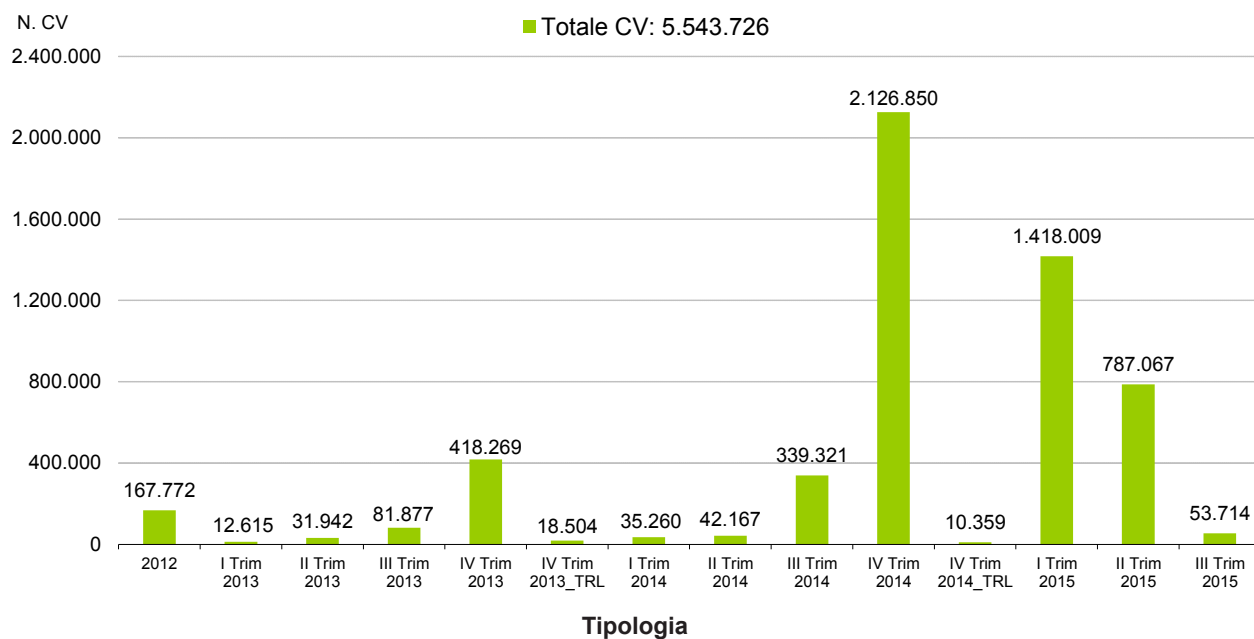
Fonte: GME

	Periodo di riferimento								
	I Trim 2013	II Trim 2013	III Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2014	IV Trim 2014_TRL	I Trim 2015	II Trim 2015	III Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	578	12.688	9.473	54.794	369	3.619	143.021	300.600	51.714
Valore Totale (€)	51.324,40	1.132.481,40	845.505,48	4.892.631,04	35.735,08	308.054,55	14.167.723,03	29.683.300,08	5.088.716,31
Prezzo minimo (€/CV)	87,00	87,00	87,00	89,00	96,50	80,50	98,00	98,26	98,00
Prezzo massimo (€/CV)	89,28	89,28	89,28	89,40	97,06	85,50	99,25	98,90	98,50
Prezzo medio (€/CV)	88,80	89,26	89,25	89,29	96,84	85,12	99,06	98,75	98,40

(continua)

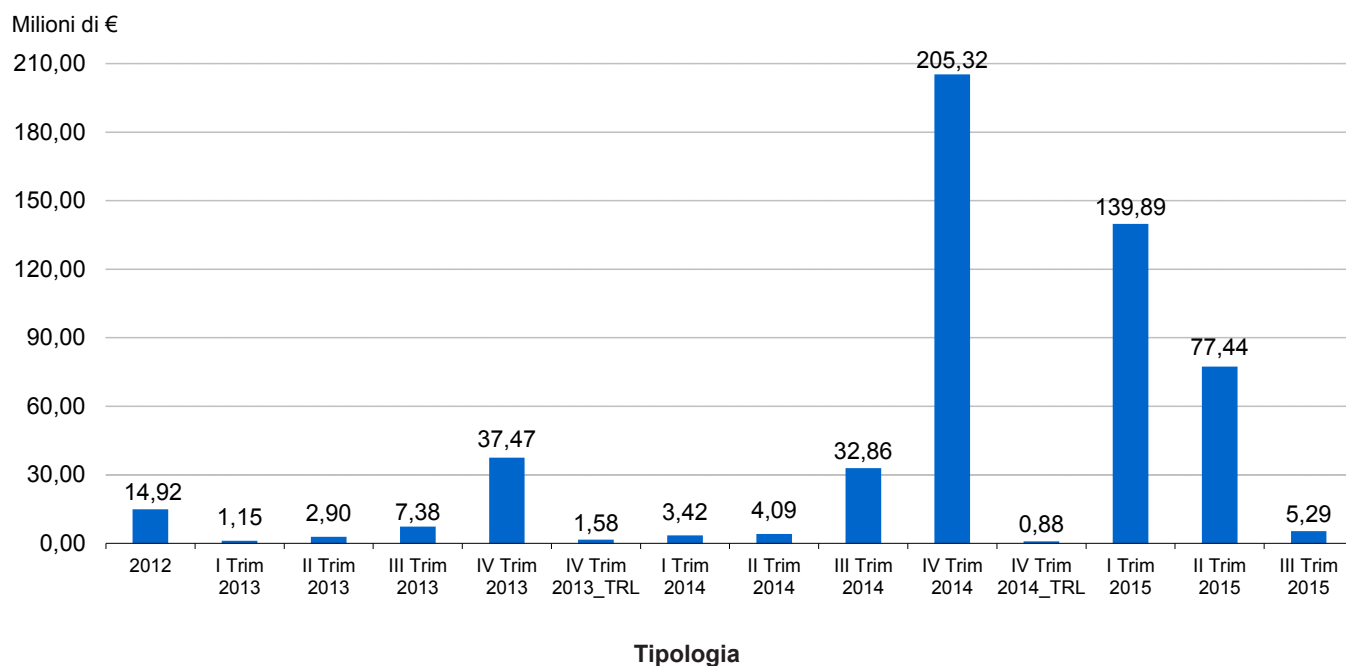
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

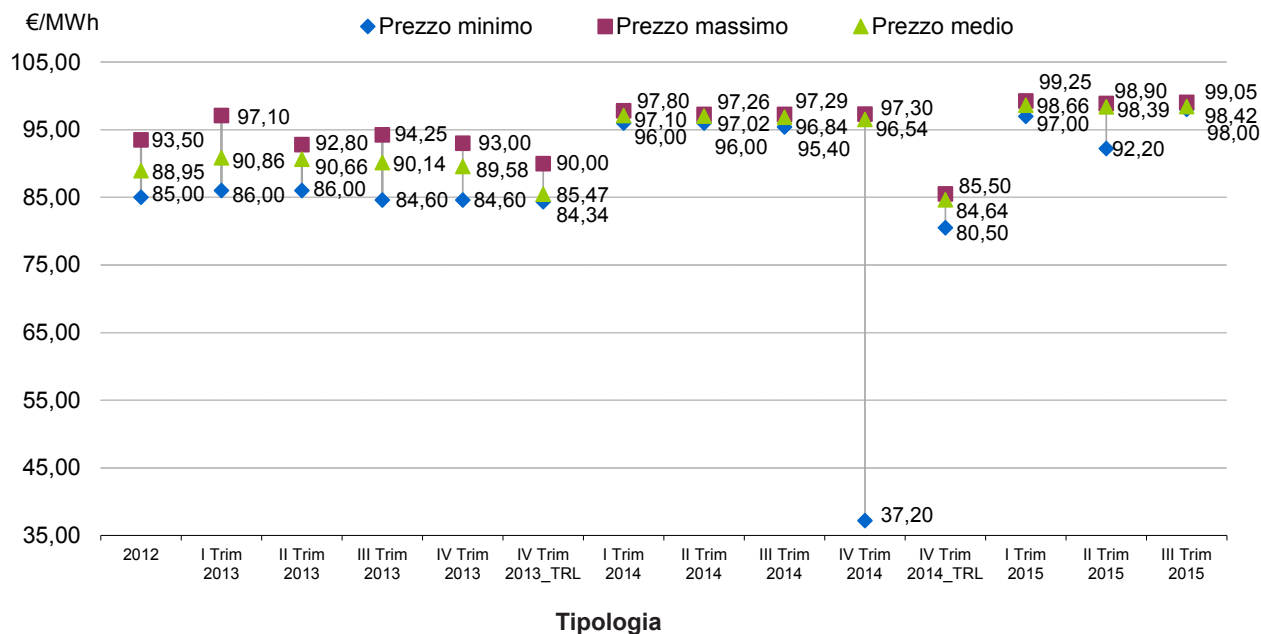
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



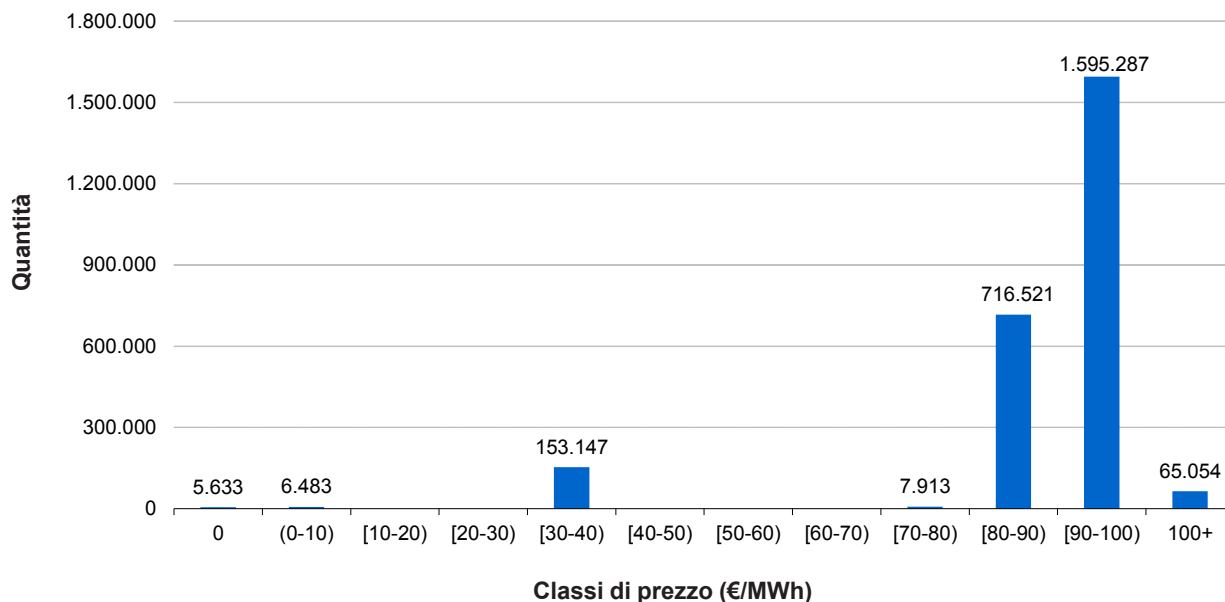
Nel corso del mese di settembre 2015 sono stati scambiati 2.550.038 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (1.359.406 CV nel mese di agosto). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di settembre, è stata pari a 90,16 €/MWh,

minore di 7,27 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (97,43 €/MWh).

Di seguito il grafico a blocchi relativo ai CV scambiati bilateralmente sulla piattaforma per fasce di prezzo.

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2015

Fonte: GME





# Mercato delle GO GME

A cura del GME

## Mercato organizzato GME

■ Nel mese di settembre sono state scambiate 1.200 GO, in aumento rispetto alle 1.000 GO quotate a giugno (nel mese di luglio ed agosto non sono state registrate transazioni sul

mercato), ad un prezzo medio pari a 0,15 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni mensili.

GO, transazioni mensili

Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	-	-	-	-	-
Geotermoelettrico	Gennaio 2015	100	12,00	0,12	0,12	0,12
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	100	13,00	0,13	0,13	0,13
Idroelettrico	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	-	-	-	-	-
Solare	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	-	-	-	-	-
Altro	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	1.000	150,00	0,15	0,15	0,15

Nel 2015, sono state effettuate nove sessioni di mercato GO e quattro sessioni d'asta da parte del GSE. Il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 105.203 GO mentre il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,05€/MWh. Le GO 2014\_Eolico\_AltriMesi risultano essere le garanzie maggiormente scambiate con una quota presente sul mercato pari a 55.725 GO.

Da gennaio a settembre 2015 il prezzo minimo rilevato è stato pari a circa 0,04 €/MWh, mentre il prezzo massimo sulla piattaforma è stato pari a 0,16 €/MWh. Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato nel 2015 (il periodo di produzione 'AltriMesi' indicato sulla piattaforma si riferisce al periodo 'Marzo-Dicembre' sulla tabella):

(continua)

GO, risultati del mercato GME anno 2015

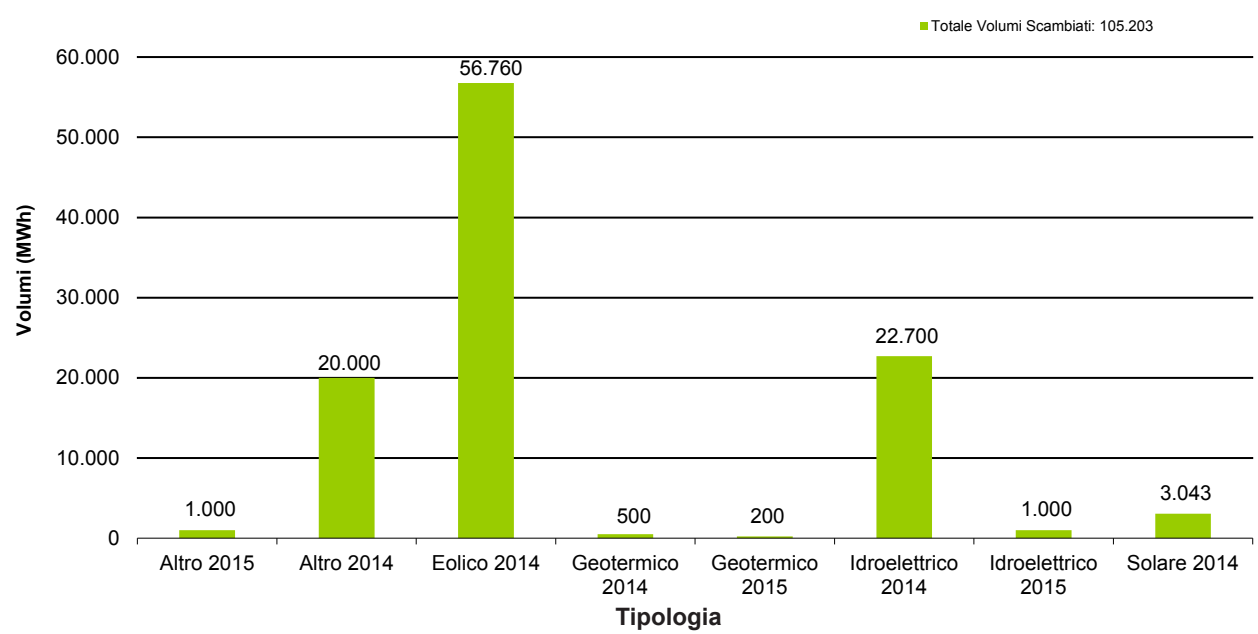
Fonte: GME

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

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

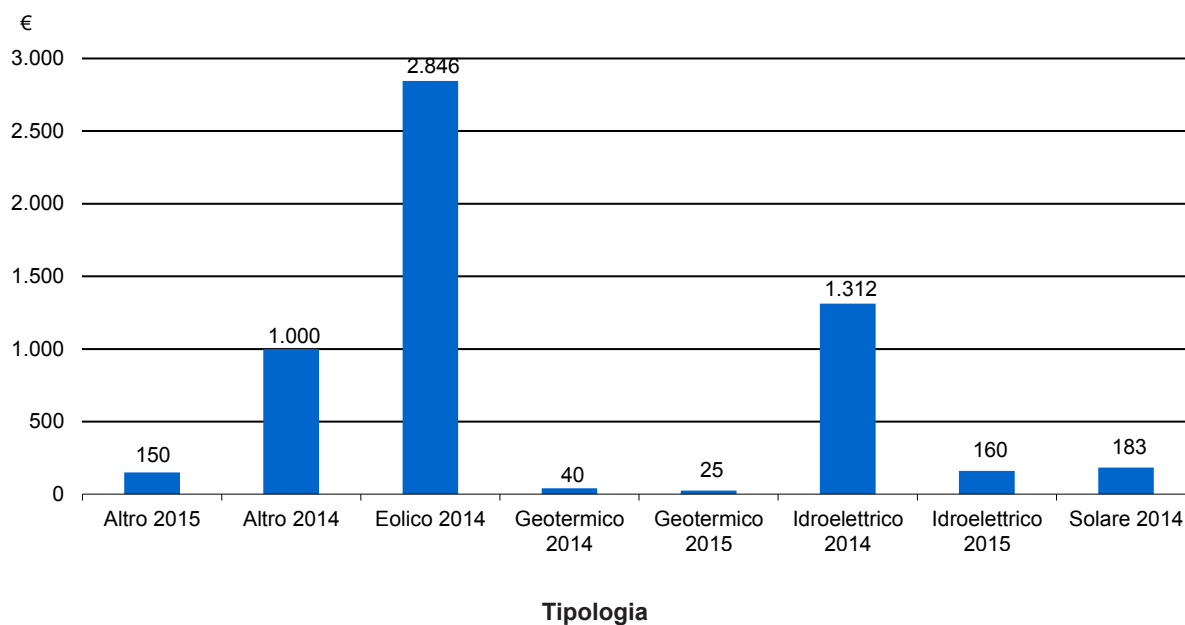
GO, volumi per tipologia (sessioni 2015)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (sessioni 2015)

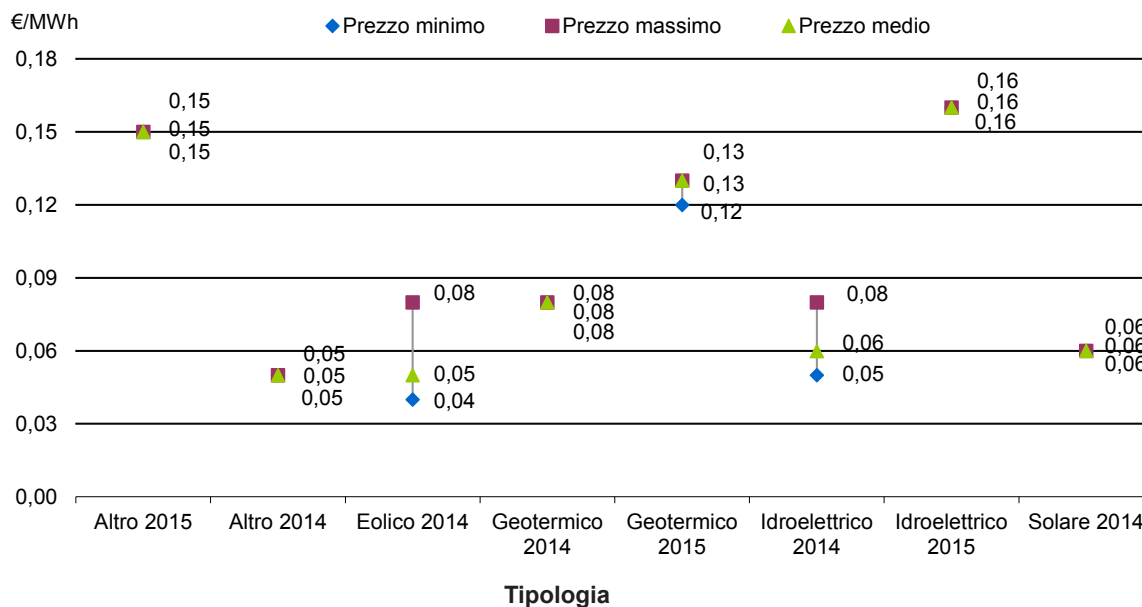
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nel grafico sottostante.

GO, prezzi dei certificati per anno di riferimento (2014-2015)

Fonte: GME



## Transazioni bilaterali

In totale, nel 2015 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali 41.962.955 GO.

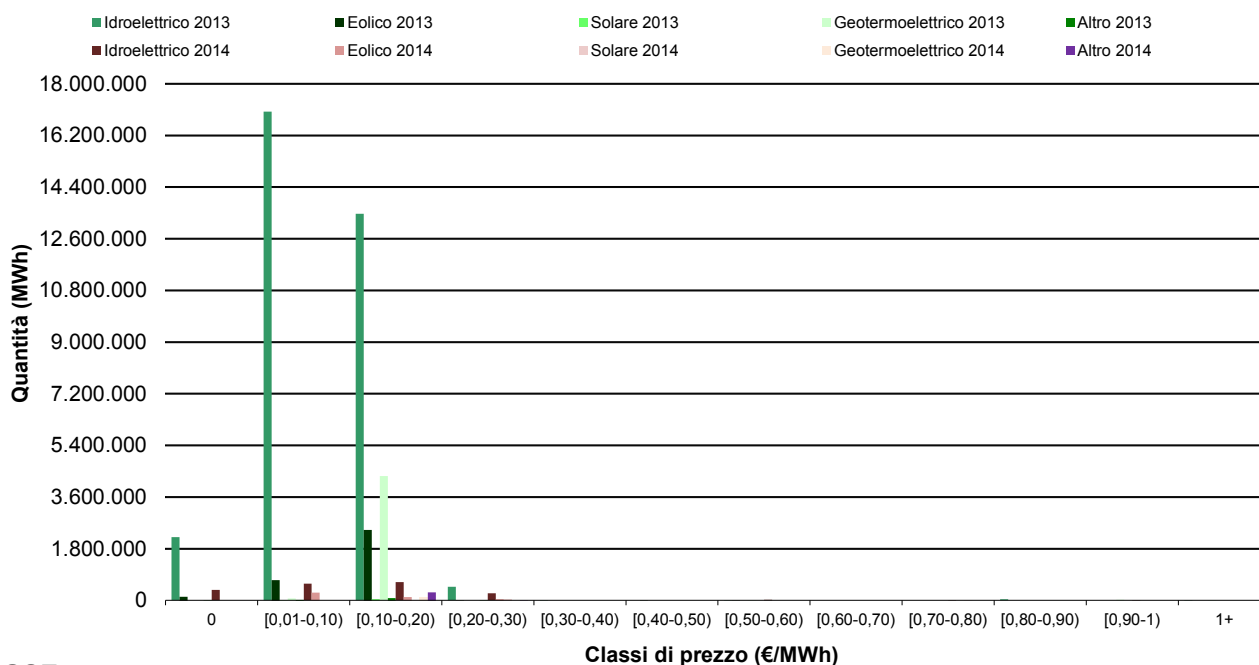
Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,10 €/MWh, maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato. Nel mese di settembre 2015, sono state scambiate bilateralmente 378.666 GO ad un prezzo medio pari a 0,10 €/MWh

inferiore di 0,05 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato (0,15 €/MWh).

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

## GO, volumi per fasce di prezzo (gennaio-settembre 2015)

Fonte: GME



## Aste GSE

Le quattro sessioni d'asta svolte dal GSE e pubblicate sul sito del GME, nel 2015, hanno consentito l'assegnazione di 2.125.000 GO ad un prezzo medio pari a 0,09 €/MWh (532.000

le GO assegnate nell'asta di settembre ad un prezzo medio pari a 0,14 €/MWh), su un totale di 55.281.771 GO offerte.

## GO, esiti aste (gennaio-settembre 2015)

Fonte: GME

data	tipologia	periodo di produzione	prezzo medio ponderato (€/MWh)	prezzo minimo	prezzo massimo	quantità assegnata (MWh)	offerta dal GSE
20/01/2015	Altro_Gennaio	2014	0,08	0,08	0,08	30.000	1.804.232
20/01/2015	Eolico_Gennaio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	604.885
20/01/2015	Idroelettrico_Altri mesi	2014	0,09	0,09	0,09	100.000	4.116.395
20/01/2015	Idroelettrico_Febbraio	2014	0,09	0,09	0,09	30.000	373.396
20/01/2015	Idroelettrico_Gennaio	2014	0,07	0,07	0,07	40.000	429.995
20/03/2015	Altro_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	200.000	15.392.805
20/03/2015	Eolico_Altri mesi	2014	0,05	0,05	0,05	504.000	4.022.024
20/03/2015	Solare_Altri mesi	2014	0,06	0,06	0,07	484.000	13.036.636
22/06/2015	2015_Solare_Gennaio	2015	0,14	0,14	0,14	175.000	572.546
21/09/2015	Altro_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,14	51.000	1.211.664
21/09/2015	Altro_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	31.000	1.324.664
21/09/2015	Eolico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	50.000	1.454.273
21/09/2015	Eolico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	30.000	563.477
21/09/2015	Idroelettrico_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	50.000	1.855.377
21/09/2015	Idroelettrico_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	30.000	299.629
21/09/2015	Solare_AltriMesi	2015	0,15	0,15	0,15	10.000	7.180.931
21/09/2015	Solare_Febbraio	2015	0,14	0,14	0,14	50.000	636.979
21/09/2015	Solare_Gennaio	2015	0,13	0,13	0,13	230.000	401.863
<b>totale</b>						<b>2.125.000</b>	<b>55.281.771</b>

# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

Di Chiara Proietti Silvestri e Agata Gugliotta - RIE

(continua)

## La “shale revolution” indietreggia

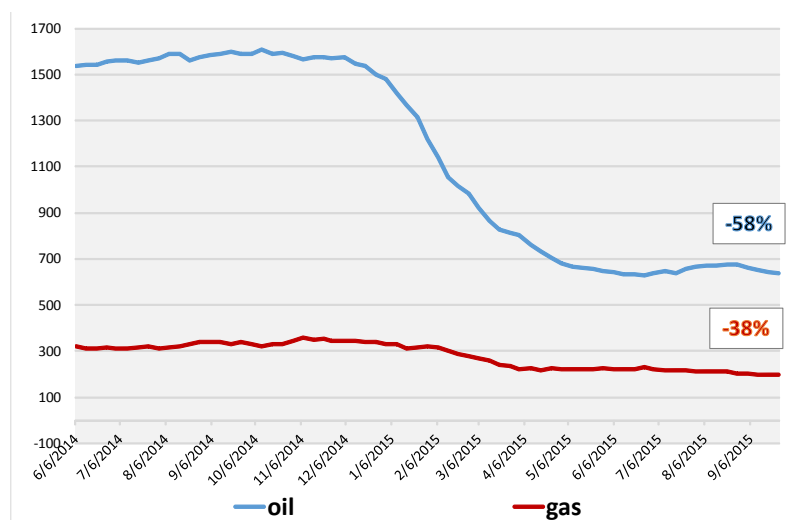
Il settore dello shale gas negli USA è un importante business di cui l'economia domestica ha beneficiato in termini di occupazione, maggior introiti governativi provenienti da tasse e royalties, vantaggio competitivo delle imprese nazionali su quelle estere grazie a prezzi interni più bassi, rilancio di settori affini come l'industria della plastica<sup>6</sup>. Tuttavia, il mutato contesto internazionale comincia ad esercitare un impatto non trascurabile sul comparto, mettendo a rischio la produzione futura.

Come già accennato, i prezzi oil possono avere un impatto diretto e indiretto sull'industria dello shale gas. Diretto, in quanto il suo sviluppo è legato anche all'estrazione del gas associato ai giacimenti di petrolio, come riscontrabile nei bacini

di Eagle Ford e Bakken; indiretto, per via delle ripercussioni finanziarie sulle società energetiche che operano negli shale plays e che, pressate da minori profitti, sono costrette a tagliare le proprie spese di investimento. In assenza di adeguati investimenti, la produzione non può che frenare, specie nei campi unconventional che presentano un elevato tasso di declino dei pozzi (depletion) – nel primo anno arriva anche al 60-70% – fattore che richiede un maggior numero di perforazioni per mantenere un dato livello produttivo.

La riduzione delle attività di drilling, come mostra il calo dei rig nei bacini di shale oil e shale gas negli USA nell'ultimo anno, è pertanto un campanello d'allarme che può incidere sulla futura produttività dei giacimenti (vedi fig. 1).

Fig. 1 Rig count negli USA (giugno 2014-settembre 2015)



Nei primi mesi successivi al crollo delle quotazioni oil, l'industria dello shale si è dimostrata particolarmente resiliente con la tenuta della produzione O&G che, nel caso del gas, ha continuato a crescere fino all'inizio dell'estate. Tuttavia, negli ultimi tre mesi, la produzione ha avviato un lento declino che potrebbe consolidarsi in vista di un mancato recupero delle quotazioni. Attualmente, l'output di shale gas negli USA si attesta sui 44,9 mld pc/g, in calo dello 0,4% rispetto al mese di agosto. Le stime dell'EIA DOE per ottobre prevedono un ennesimo calo dello 0,5% rispetto a settembre, il quarto consecutivo. Sebbene per conoscere uno scenario di più lungo respiro bisognerà attendere il WEO 2015, in pubblicazione a novembre, già nel suo rapporto di medio termine l'AIE ha dato alcune indicazioni prospettiche. L'Agenzia resta convinta che la produzione di gas continuerà ad aumentare, prevedendo una moderata crescita per il gas associato al 2020 con una

iniziale caduta cui poi seguirà una ripresa verso fine periodo. Un trend sostenuto dalla riduzione del tasso di depletion in alcuni bacini, come Haynerville, e dalla maggiore produttività dei pozzi come nei bacini di Marcellus/Utica.

L'industria dello shale gas non è scomparsa sotto l'effetto del crollo dei prezzi oil ma chiaramente soffre un contesto di minore profittabilità che la mette sotto pressione: se da una parte la produttività dei pozzi è notevolmente aumentata, grazie ai grandi miglioramenti di efficienza nelle performance di fracturing e drilling, dall'altra le compagnie devono fare i conti con prezzi di breakeven sostenuti e costi di produzione più elevati rispetto ai tradizionali campi convenzionali<sup>7</sup>.

Se questa è la situazione negli Usa, principale protagonista della shale revolution, è interessante valutare cosa sta accadendo negli altri paesi che, si stanno affacciando ora sulla scena di questo nuovo settore.

# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

(continua)

## Cosa accade negli altri paesi produttori...

Ad oggi, al di fuori dei confini statunitensi, lo shale gas è prodotto solo in altri tre paesi: Canada, Cina e Argentina. Si tratta di una produzione ancora esigua se paragonata a quella americana - l'output in Canada è poco più del 10% di quello statunitense, quello della Cina non raggiunge l'1%, mentre in Argentina è stata avviata da poco una produzione commerciale.

### Canada

In Canada, secondo le stime EIA<sup>8</sup>, le risorse di shale gas tecnicamente recuperabili si aggirano sui 573.000 mld pc, le quarte a livello mondiale, principalmente ubicate nelle provincie della British Columbia (BC), Alberta, Yukon, Northwest Territories, Quebec, New Brunswick e Nova Scotia. I primi volumi di shale gas sono stati prodotti nel 2005 nel bacino di Montney, in BC, ma è a partire dal 2007 che cresce l'interesse delle compagnie energetiche e vengono avviate nuove produzioni nella provincia dell'Alberta e della BC. Nonostante abbia in parte contribuito a compensare il declino dei campi di gas convenzionale nel paese, la produzione risulta essere ancora poco significativa: a maggio 2014 (ultimo dato disponibile<sup>9</sup>), i volumi estratti si sono attestati sui 3,9 mld pc/g, in aumento di quasi 2 mld pc/g rispetto al 2011.

A differenza della produzione di petrolio da sabbie bituminose, il settore dello shale gas ha attirato minori investimenti e il concatenarsi di una serie di fattori ne ha condizionato lo sviluppo.

1. La vicinanza del colosso statunitense: grazie all'avvento dello shale gas, gli Stati Uniti sono passati dall'essere primo importatore di gas canadese a principale paese produttore rivale sui mercati internazionali. L'abbondanza di gas ha generato, infatti, ambiziose aspettative di crescita di un'industria della liquefazione diretta all'esportazione, ma le prospettive risultano essere ben diverse tra due paesi. Mentre negli Stati Uniti significativi progressi sono stati compiuti e ci si attende la partenza dei primi impianti di liquefazione nel brevissimo termine, in Canada nessun impianto di liquefazione è in costruzione con un conseguente procrastinamento in avanti dell'attività di vendita all'estero<sup>10</sup>.

2. Il basso prezzo del gas nel mercato domestico. L'AECO, il prezzo di riferimento del mercato del gas canadese, ha subito negli anni un drastico ridimensionamento in ragione della stretta correlazione di quest'ultimo con le quotazioni di riferimento del gas statunitense, l'Henry Hub, il cui valore si è fortemente contratto con l'aumento della produzione nazionale. Il collasso dell'AECO ha danneggiato non solo il comparto dello shale gas ma tutto il settore gasiero, già penalizzato dalla drastica

riduzione delle importazioni di gas del vicino statunitense.

3. La sempre più crescente opposizione pubblica per le preoccupazioni di ordine ambientale sull'impatto della fratturazione idraulica, con particolare attenzione alla gestione delle risorse idriche e all'inquinamento atmosferico. Iniziata nel 2009, la protesta ha costretto nel 2011 il governo provinciale del Quebec ad introdurre una moratoria temporanea al fracking e nel 2013 a vietarlo in alcune aree per un periodo di 5 anni.

### Cina

La Cina, prima nazione al mondo per risorse tecnicamente recuperabili (1.115 migliaia di mld pc), sta conoscendo uno sviluppo del settore molto più lento delle attese. Nonostante gli sforzi profusi e i capitali investiti, molti progetti sono ancora fermi e altri sono stati abbandonati a causa del taglio degli investimenti dovuto al calo dei prezzi del greggio<sup>11</sup>. I volumi di gas prodotti sono esigui: nel 2014, l'output, seppur sestuplicato rispetto al valore del 2013, ha rappresentato appena l'1% della produzione nazionale di gas, attestandosi su 0,13 mld pc/g<sup>12</sup>. Gran parte del gas estratto proviene dai campi localizzati nel Bacino di Sichuan nella parte centro-meridionale del paese dove, nonostante la presenza di major occidentali ad operare prevalentemente sono le compagnie di stato cinesi: la China National Petroleum Corp. (CNPC) e Sinopec. Secondo fonti governative, le due compagnie dovrebbero essere in grado di produrre 0,6 mld pc/g entro il 2015: unico target che rispetterebbe le previsioni, qualora fosse effettivamente raggiunto.

L'insorgere di una serie di criticità di diversa natura (geologica, economica e politica), infatti, ha ridimensionato le ambiziose aspettative di crescita precedentemente prefissate: a fine 2014, è stato dimezzato il target per il 2020 da 5,8 mld di pc/g a 2,9 mld di pc/g e negli ultimi mesi è aumentato lo scetticismo sul fatto che anche questo nuovo obiettivo venga effettivamente rispettato<sup>13</sup>.

Puntare sullo shale gas per la Cina è un'opportunità in termini economici (riduzione delle importazioni dall'estero e creazione di nuovi posti di lavoro), ma è anche un'esigenza in termini ambientali: l'obiettivo di Pechino è di contenere l'allarmante livello di emissioni, aumentando la domanda di gas a discapito dei più inquinanti consumi di carbone e petrolio<sup>14</sup>. Eppure il colosso asiatico fatica a superare gli ostacoli che si frappongono allo sviluppo dello shale gas.

1. Da un punto di vista geologico, il paese sconta un territorio ostile: per trovare il gas bisogna andare in profondità, mentre la presenza considerevole di argille rende la fratturazione idraulica più complessa e richiede un maggior apporto di risorse idriche. Più che mai diventa indispensabile acquisire un'expertise qualificata a supporto delle tecniche di estrazione: un know

# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

(continua)

how di cui manca l'industria cinese e a cui sta cercando di sopperire mediante acquisizioni di compagnie estere<sup>15</sup>.

2. A differenza di altri paesi, i campi sorgono in prossimità di aree densamente abitate, pertanto i costi di gestione sono molto più elevati e l'opposizione locale molto più pressante.

3. Da un punto di vista infrastrutturale, il paese è carente sia della rete di trasporto (gasdotti e reti di distribuzione) che di siti di stoccaggio, indispensabili per lo sviluppo del comparto.

4. Per quanto nel corso degli anni il governo si sia impegnato a garantire un sistema prezzi e una politica fiscale incentivante, il framework regolatorio è ancora poco attrattivo per i capitali stranieri. Nonostante un timido tentativo di liberalizzazione, i prezzi rimangono sussidiati e regolati dal governo centrale e, pertanto, sono spesso più bassi di quelli del gas importato, rendendo poco profittevole investire in nuova produzione. Inoltre, il calo dei prezzi del greggio, riducendo il costo delle importazioni di gas oil-linked, ha costretto il governo ad abbassare il prezzo al citygate<sup>16</sup> per il settore industriale al di sotto del costo di produzione dello shale gas, creando uno svantaggio competitivo per quest'ultimo.

5. Da un punto di vista fiscale ad essere incentivata è la produzione di shale gas e non l'esplorazione, attività imprescindibile per la buona riuscita del settore.

## Argentina

Con buone prospettive di crescita si presenta il comparto dello shale gas in Argentina, secondo paese a mondo per risorse tecnicamente recuperabili (802.000 mld pc). Negli ultimi due anni, nel paese sono stati perforati oltre 270 pozzi ed è stata avviata la prima produzione commerciale di shale gas. Secondo l'ultimo dato disponibile dell'Aprile 2015, dalla formazione di Vaca Muerta, nella provincia di Neuquen, sono stati prodotti dalla compagnia nazionale YPF circa 67 mil. pc/g<sup>17</sup>. Si tratta di volumi ancora modesti, ma che confermano la presenza di un ampio potenziale che sta attraendo sempre più gli investitori stranieri: YPF ha già costituito joint ventures con Chevron, Dow Chemical e Petronas mentre ha firmato memorandum d'intesa con China Petroleum & Chemical Corp. (Sinopec) e Gazprom per una futura collaborazione.

Diverse sono le ragioni che spiegano il crescente interesse per lo shale gas argentino.

1. L'imponente ammontare di risorse su cui il paese può contare: nella sola formazione di Vaca Muerta, estesa quanto il Belgio, sono presenti 308.000 mld pc di shale gas capaci di soddisfare l'attuale domanda di energia del paese per almeno 150 anni.

2. Un incremento della produzione non solo compenserebbe il declino dei pozzi di gas convenzionale ma potrebbe far fronte ad un aumento del consumo interno, oggi soddisfatto da un maggior ricorso alle importazioni con un relativo aggravio sul bilancio dello Stato.

3. La capacità produttiva dei pozzi è superiore alla media il che si traduce in una considerevole riduzione dei costi.

4. A differenza di altri paesi, l'area di estrazione di Vaca Muerta ospita già un indotto petrolifero avviato con infrastrutture e servizi esistenti, sebbene in alcuni casi siano datati e obsoleti.

5. L'impatto sulle risorse idriche (necessarie in grande quantità per la fratturazione idraulica) è minore che in altri paesi.

6. La minore densità abitativa delle aree interessate dalle attività di esplorazione riduce notevolmente le opposizioni locali, nonché i rischi e i costi associati alla logistica, l'accesso ai siti e la costruzione delle infrastrutture.

A questi fattori di vantaggio, tuttavia, si contrappongono ancora numerose barriere da superare: serve potenziare il quadro infrastrutturale specialmente la rete dei gasdotti e reti di distribuzione; manca ancora il know how tecnologico e operativo; occorre garantire ai capitali stranieri un framework regolatorio chiaro e incentivante, minato da anni di politiche nazionaliste<sup>18</sup>, al fine di garantire un supporto politico certo e duraturo.

In questa direzione si è mosso il Presidente Cristina Fernandez de Kirchner, approvando nell'ottobre 2014 una prima riforma della legge sugli idrocarburi, con l'appoggio dei governatori delle province dell'Organizzazione federale degli Stati produttori di petrolio (Ofephi). Secondo le nuove statuizioni normative, è stato costituito un titolo concessorio esclusivo per le risorse non convenzionali che estende il periodo di concessione a 35 anni rispetto ai 25 riconosciuti alle risorse convenzionali; viene meno il potere di veto delle province e il processo autorizzativo è stato uniformato e accentrato al governo nazionale; è stato posto un limite alla soglia di royalties che le compagnie devono versare e sono stati riconosciuti degli sgravi fiscali.

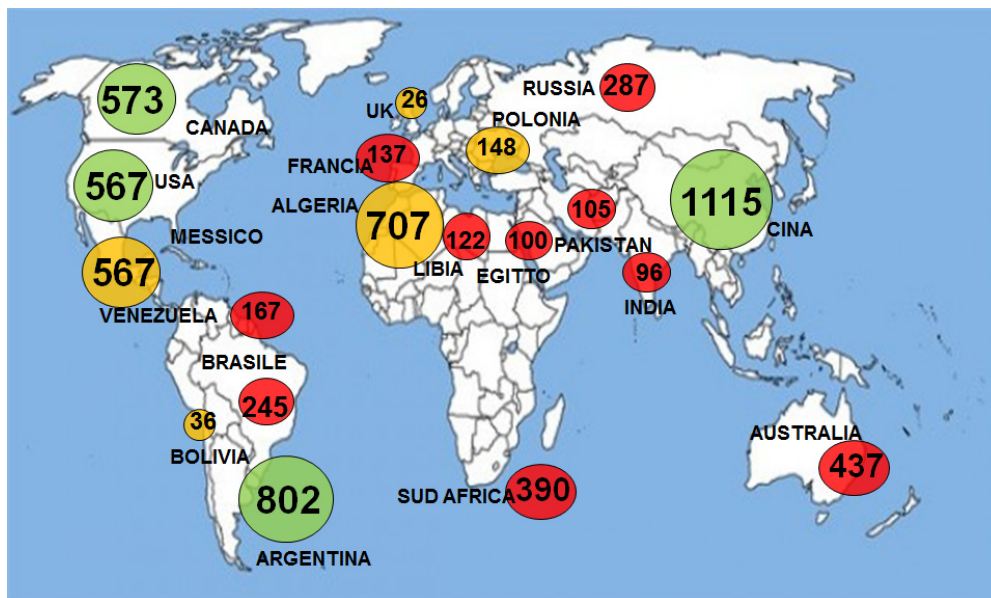
Si tratta di un primo, seppur importante, passo nella lunga strada dello sviluppo dello shale gas in Argentina. Le prospettive, a differenza di altri paesi sono positive ma soggette a numerose variabili di natura congiunturale tra cui: il calo delle quotazioni petrolifere, che potrebbe compromettere i piani di investimento delle compagnie, e le prossime elezioni presidenziali (ottobre 2015), appuntamento importante che inciderà sulle future politiche energetiche del paese.



# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

(continua)

Fig.1 Distribuzione delle risorse tecnicamente recuperabili di shale gas (in migliaia di mld pc) e stato di avanzamento del settore



Nota: In verde sono riportati i paesi in cui è stata avviata la produzione commerciale di shale gas; in giallo, i paesi in cui si registrano iniziali attività esplorative e vi è un impegno dei governi a sfruttare le risorse. In rosso, i paesi in cui il settore non è ancora stato avviato lo sviluppo oppure si registra una battuta d'arresto.  
Fonte: Elaborazioni RIE su dati EIA 2013

## ... e nel resto del mondo

Al di fuori dei paesi già produttori, le attività di ricerca e sfruttamento dello shale gas procedono a differenti velocità. Lo sviluppo dello shale gas rientra tra le priorità strategiche degli Stati, per diverse ragioni: rilancio dell'economia, diversificazione delle fonti, minore dipendenza dalle importazioni e conseguente maggiore sicurezza energetica, necessità ambientali. Eppure nessuna produzione commerciale è stata ancora avviata; se è vero che alcuni governi si stanno impegnando nello sfruttamento delle proprie risorse non convenzionali, è altrettanto evidente come in taluni casi l'opposizione interna e altre criticità abbiano creato una situazione di stallo.

### America Centrale e meridionale

L'intero continente americano è ricco di shale gas. Le stime parlano chiaro: nel Nord America, oltre a Canada e Stati Uniti, anche il Messico ha un vasto potenziale (545.000 mld pc), seguito dai paesi dell'America Latina quali Brasile (245.000 mld pc), Venezuela (167.000 mld pc), Paraguay (75.000 mld pc), Colombia (55.000 mld pc), Cile (48.000 mld pc), Bolivia (36.000 mld pc).

In Messico, i risultati positivi delle trivellazioni, l'impegno della compagnia di Stato Pemex, l'approvazione della riforma energetica che apre il mercato messicano per la prima volta dal 1938, sono aspetti che potrebbero attirare i capitali esteri. Tuttavia, anche in questo caso molti ostacoli devono essere

superati, tra cui la concorrenza del gas americano a buon mercato che disincentiva la produzione interna a favore delle importazioni.

Nel resto dell'America latina, nonostante una buona propensione degli Stati a investire, il settore è ancora al punto di partenza. Alcune prospezioni sono state avviate in Brasile, ma ancora molto deve essere fatto per valutare la reale portata dello shale gas del paese. Anche la Bolivia si sta attivando, spinta dalla necessità di compensare il declino della produzione domestica e far fronte sia agli impegni di fornitura presi con i paesi vicini che alla maggiore richiesta interna.

### Africa e Medio Oriente

Nel continente africano, lo shale gas è principalmente concentrato in Algeria (707.000 mld pc), terzo paese al mondo per ammontare di risorse. I primi test nel bacino di Ahnet sono stati condotti da Sonatrach nel 2011, ma un maggior interesse è stato mostrato sul finire del 2014. Con una produzione di gas convenzionale in declino a fronte di una crescita della domanda interna e in concomitanza con la caduta dei prezzi del greggio che ha contratto le entrate petrolifere, da cui dipende il 60% del budget nazionale, è diventata più stringente la necessità di diversificare gli introiti e puntare a nuovi settori. Le condizioni per operare sarebbero migliori rispetto ad altri paesi in ragione di un'industria del gas storicamente strutturata, della presenza di infrastrutture di



# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

(continua)

trasporto, dell'ubicazione dei campi in zone poco popolate e di un crescente interesse delle compagnie straniere<sup>19</sup>. Tuttavia, il governo non ha ancora preso una decisione finale di investimento: a fungere da deterrente è l'insorgere di una violenta opposizione pubblica al fracking<sup>20</sup> insieme alla difficoltà di prevedere gli scenari della futura domanda di gas, specialmente quella europea che ha conosciuto un trend discendente negli ultimi anni.

A seguire, il Sud Africa con 390.000 mld pc: nonostante il crescente interesse delle major, è forte l'opposizione ambientalista contro la fratturazione idraulica. Proteste e azioni legali hanno costretto inizialmente il governo a varare una moratoria, abolita nel 2012, e ad assumere poi una posizione attendista. Risorse significative anche in Libia con 122.000 mld pc, Egitto 100.000 mld pc e Marocco con 12.000 mld pc; mentre i primi due che hanno compiuto pochi progressi, il Marocco ha intensificato negli ultimi anni l'attività di perforazione, soprattutto ad opera di piccole compagnie, che sta restituendo risultati promettenti. Diversificare le forniture e poter contare su una nuova offerta per far fronte ai consumi nazionali in crescita rientra tra le priorità del paese. Tuttavia, come per altre realtà, esistono una serie di ostacoli quali la carenza infrastrutturale, la scarsità di ingenti quantità di acqua necessarie al fracking, l'assenza di un sistema fiscale e tariffario favorevole all'entrata dei capitali stranieri.

Tra i paesi del Medio Oriente, eccezion fatta per qualche iniziativa di collaborazione tra l'Iran e le compagnie cinesi ed occidentali per l'acquisizione del know how, l'unico paese ad oggi interessato allo sfruttamento delle proprie risorse di shale gas è l'Arabia Saudita. Riyadh sta investendo miliardi di dollari in questo nuovo comparto per poter far fronte a una domanda di gas in continua crescita, soprattutto nel settore della generazione elettrica. Diversi accordi sono stati conclusi con le compagnie occidentali, vari progetti esplorativi avviati e c'è chi avanza addirittura l'ipotesi di un avvio della produzione già fra due anni<sup>21</sup>.

## Asia e Australia

Ad eccezione della Cina, nel continente asiatico non si evidenziano grandi sforzi diretti allo sviluppo dello shale gas; al contrario, prevale una situazione di inattività in Indonesia, Pakistan e India o persino un atteggiamento sfavorevole come nel caso della Russia nonostante possieda risorse per 287.000 mld pc. Lo shale gas non rientra infatti tra le priorità di Mosca: secondo il Cremlino, attualmente l'estrazione e le relative infrastrutture di supporto si rivelerebbero più costose dei possibili profitti, cui si aggiungono gli eventuali danni all'ambiente. Ragioni politiche ed economiche, si celano dietro il comportamento della Russia, impegnata in una campagna contro il fracking, anche fuori dai suoi confini nazionali.

Per l'Australia, l'EIA stima un potenziale di 437.000 mld pc di risorse tecnicamente recuperabili. Tuttavia, a differenza del coal-bed methane ampiamente sfruttato nel paese, il settore dello shale gas è ancora ad uno stadio embrionale: i deludenti risultati ottenuti dalle esplorazioni, insieme ad una montante opposizione ambientalista, hanno indotto alcune compagnie ad abbandonare le ricerche.

## Europa

Complessivamente, l'Europa<sup>22</sup> può contare su un ammontare di quasi 600.000 mld pc di risorse di shale gas, circa il 6,5% del totale mondiale. Tuttavia, ad oggi non sono adeguatamente sfruttate a causa dell'emergere di ostacoli operativi, ambientali e di consenso allo sviluppo delle estrazioni<sup>23</sup>. Negli ultimi mesi, si registrano segnali poco incoraggianti per le sue prospettive di crescita, con un aumento delle opposizioni locali e la rinuncia delle major.

Le compagnie internazionali stanno orientando, complici i bassi prezzi del greggio, le proprie strategie industriali verso asset meno rischiosi ed verso una riduzione del capex, misure che hanno reso anche più difficoltosa la mobilitazione del capitale necessario da parte delle indipendenti. Ciò ha un chiaro impatto sull'esplorazione unconventional che in Europa ha costi più elevati rispetto agli USA per via di una regolazione stringente e condizioni geologiche differenti. In Polonia, ad esempio, le grandi major come ExxonMobil, Chevron, Total, Eni sono uscite dal paese - l'ultima è stata ConocoPhillips a giugno - specie dopo gli scarsi risultati dei test iniziali; ciò ha portato di recente anche l'indipendente San Leon a decidere di ridurre la sua esposizione vendendo diversi asset esplorativi nel paese<sup>24</sup>. Stessa sorte è toccata a Romania e Lituania con l'uscita di Chevron.

Nel Regno Unito: nonostante il supporto governativo "all out for shale", si procede lentamente nelle attività di drilling a causa di un aumento dei sentimenti anti-fracking sia nella popolazione che a livello di istituzioni locali. È significativa, in tal senso, la recente decisione della Contea di Lancashire di rigettare la proposta di Cuadrilla Resources di avviare attività di fracking al sito di Roseacre Wood così come l'approvazione di una moratoria temporanea in Scozia e Galles che sospende la concessione di permessi esplorativi. In tale contesto, le prospettive di massici investimenti nello shale gas si sono attenuate, almeno nel breve periodo. Sintomatica è la posizione del Ministro dell'Economia olandese che ha di recente escluso la possibilità di uno sviluppo delle risorse shale nel paese almeno per i prossimi 5 anni.

In senso contrario sembra marciare, invece, la Germania che ha approvato quest'anno il disegno di legge che disciplina lo sfruttamento commerciale delle risorse di shale secondo regole ben stabilite. Questa draft law, che dovrà superare il

# SHALE GAS E PREZZI OIL: COSA CAMBIA?

(continua)

voto del Parlamento atteso entro l'anno, segna un'importante presa di posizione della Germania che di fatto supera la moratoria in vigore, non escludendo l'uso del fracking in determinate circostanze, seppur con notevoli restrizioni. Anche in Spagna è stata approvata una nuova legge sugli idrocarburi che non pone divieti all'estrazione di shale gas

ma, d'altra parte, introduce un aumento del carico fiscale sull'attività estrattiva. Nonostante alcuni paesi continuino a supportare lo sviluppo dello shale gas, in un'ottica soprattutto di sicurezza energetica, restano comunque notevoli incertezze sull'effettivo sviluppo dell'unconventional; dubbi che l'attuale contesto di mercato ha contribuito a consolidare.

<sup>1</sup> Secondo le previsioni di medio termine dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), la domanda di gas è prevista crescere in media del 2% nel periodo 2014-2020, in leggero calo rispetto al 2,3% dei 10 anni passati. Si tratta di un incremento modesto su cui pesa una crescente incertezza legata ad una serie di fattori quali: il rallentamento dell'economia della Cina e dei paesi emergenti; la maggior competitività delle rinnovabili nella generazione elettrica in Europa; il potenziale ritorno al nucleare del Giappone; l'impatto di minori prezzi del carbone sulla competitività del GNL, specie in Asia.

<sup>2</sup> In particolare, le svalutazioni sono prevalentemente collegate alla perdita di valore dei terreni per l'esplorazione O&G a seguito della caduta del prezzo del petrolio. Fonte: bilancio trimestrale delle compagnie.

<sup>3</sup> Sissi Bellomo, Nel settore dello shale si moltiplicano i casi di aziende in bancarotta, Il Sole 24 Ore, 18 settembre 2015; QualEnergia, Citigroup denuncia lo "sporco segreto" finanziario dello shale, 11 settembre 2015.

<sup>4</sup> Con oltre 4 miliardi di dollari di debiti, Samson Resources, controllata dall'operatore internazionale di private equity KKR, ha avviato a settembre 2015 una procedura di riorganizzazione come previsto dal Chapter 11 del Bankruptcy Code, la legge fallimentare statunitense; stessa sorte era toccata lo scorso anno ad Energy Future Holdings, anch'essa controllata in parte da KKR, che aveva accumulato debiti per 40 miliardi di dollari. Henny Sender and Ed Crooks, Energy Future Holdings files for bankruptcy, Financial Times, 29 aprile 2014.

<sup>5</sup> Christopher Adams, Plunging oil prices put question mark over \$1.5 tn of projects, Financial Times, 21 settembre 2015.

<sup>6</sup> American Chemistry Council, Shale Gas Creating Renaissance in U.S. Plastics Manufacturing, 13 maggio 2015; Chiara Proietti Silvestri, Stati Uniti: le implicazioni di un politica energetica "non convenzionale", The Risky shift, 21 febbraio 2013.

<sup>7</sup> Pur in presenza di stime diverse sul breakeven degli shale plays statunitensi, la media tende ad oscillare tra i 40 e gli 90 \$/bbl, variando a seconda delle formazioni di riferimento. In tale contesto, gli attuali prezzi del greggio faticano a coprire i prezzi di breakeven degli shale plays USA, rendendo quindi le attività di drilling meno sostenibili per le compagnie energetiche Reuters, Breakeven oil prices for US shale: analyst estimates, 23 ottobre 2014; Shale Gas International, US Shale gas under threat from oil price plunge, Focus Report 2014.

<sup>8</sup> EIA DOE, Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States, 2013

<sup>9</sup> EIA DOE, Shale gas and tight oil are commercially produced in just four countries, 2015.

<sup>10</sup> In Canada i 22 progetti proposti rischiano di essere ritardati o addirittura cancellati. Il Paese ha le potenzialità per diventare un importante esportatore, ma ad oggi nessun progetto ha ancora ottenuto la decisione finale d'investimento (FID); un contesto di prezzi del greggio così bassi riduce le possibilità per gran parte di tali progetti di poter ottenere la FID. Il Paese sconta degli svantaggi competitivi rispetto al vicino statunitense: i progetti greenfield della regione della British Columbia sono altamente capital intensive e su di essi gravano costi addizionali necessari per trasportare il gas da aree di estrazione lontane e ancora poco sviluppate. Si veda Repetto e Gugliotta, L'attuale mercato internazionale del GNL e gli impatti della caduta del prezzo oil, in Newsletter GME, n.82 Maggio 2015.

<sup>11</sup> Chevron e ConocoPhillips hanno cessato l'attività di esplorazione intrapresa con Sinopec così come altre compagnie, quali Total ed Exxon Mobil, che avevano intrapreso studi di fattibilità. World Gas Intelligence, Shale pullbacks cloud China gas forecasts, Volume 26, n. 14, 2015.

<sup>12</sup> Yuan J., Luo D., Xia L., Feng L., Policy recommendations to promote shale gas development in China based on a technical and economic evaluation, in Energy Policy, n.85, 2015.

<sup>13</sup> Secondo il think tank governativo "Development Research Center of the State Council" (DRC), per raggiungere questo target è necessario perforare 14.000 pozzi; tuttavia, dal 2005 ad oggi ne sono stati perforati solo 400. World Gas Intelligence, cit. 2015.

<sup>14</sup> Secondo i dati del National Bureau of Statistics cinese, il gas ancora ricopre solo il 5,4% dei consumi energetici della Cina. Yuan J., Luo D., Xia L., Feng L., cit. 2015.

<sup>15</sup> Chilcoat C., Where In The World Is The Shale Gas Revolution?, Oilprice.com, 29 Luglio 2015

<sup>16</sup> Si intende il prezzo fatto all'industria al netto dei costi finali di rete.

<sup>17</sup> EIA DOE, Argentina and China lead shale development outside North America in first-half 2015, 2015.

<sup>18</sup> Nel maggio del 2012, YPF è stata nazionalizzata dal governo in ragione dello scarso impegno nell'incremento della produzione e poi risarcita nel 2015 a seguito della conclusione di un contenzioso legale.

<sup>19</sup> Anadarko, BP, Eni e la canadese Talisman stanno puntando al potenziale del paese e, secondo quanto affermato dalla società di servizi Baker Hughes, i bacini algerini potrebbero rivelarsi altamente produttivi come quello di Marcellus negli Stati Uniti.

<sup>20</sup> Le paure dei manifestanti sono di natura ambientale: la fratturazione idraulica viene ritenuta fonte di emissioni, water intensive e quindi una minaccia per l'agricoltura sahariana che già soffre la scarsità di acqua, e nociva per via delle sostanze chimiche utilizzate.

<sup>21</sup> Natural Gas Asia, Saudi Arabia Will Be Second Shale Frontier, Says Aramco's Al-Falih, 2015.

<sup>22</sup> Nella voce Europa vengono considerati i seguenti paesi: Bulgaria, Lituania, Polonia, Romania, Danimarca, Francia, Germania, paesi Bassi, Norvegia, Spagna, Svezia, UK e Ucraina.

<sup>23</sup> Per un'analisi più approfondita delle prospettive dello shale gas in Europa, si rimanda all'articolo "Shale gas in Europa: prospettive" comparso sulla newsletter del GME 2014, n. 70, Aprile 2014.

<sup>24</sup> The News from Poland, Another shale gas firm exits, 21 luglio 2015.

# Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Delibera 10 settembre 2015 437/2015/R/efr** | **"Approvazione dell'aggiornamento delle regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica (certificati bianchi), al fine di attribuire al GME il ruolo di controparte centrale"** | pubblicata l'11 settembre 2015 | **Download**  
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/437-15.htm>

In data 26 giugno 2015 con la pubblicazione del documento di consultazione n. 02/2015 - recante "Proposta di modifica delle regole del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica" - il GME ha sottoposto alla valutazione degli operatori talune proposte di modifica delle Regole di funzionamento del mercato dei TEE (nel seguito: Regole MTEE), volte a consentire lo svolgimento da parte dello stesso del ruolo di controparte centrale delle negoziazioni sul predetto mercato, in analogia con quanto già attuato sugli altri mercati ambientali organizzati e gestiti (i.e. Certificati Verdi, Garanzie di Origine).

Nello specifico, l'assunzione da parte del Gestore di tale ruolo è finalizzata ad eliminare il rischio esistente in capo agli operatori di effettuare transazioni con controparti che, nelle attività successive alla conclusione delle negoziazioni, dovessero rendersi inadempienti nell'espletamento degli adempimenti operativi e amministrativi connessi all'attività di compravendita. A conclusione del processo di consultazione ed in considerazione dell'ampio consenso espresso dagli operatori, il GME ha trasmesso in data 29 luglio 2015 all'Autorità, la proposta di aggiornamento delle Regole MTEE per la relativa approvazione.

Ciò premesso, con la deliberazione in oggetto, il Regolatore ha approvato le modifiche delle Regole MTEE nella versione trasmessa dal GME, prevedendo che la nuova versione delle Regole MTEE entri in vigore, in sostituzione della versione precedente approvata con la deliberazione 134/2015/R/EFR, dal giorno della relativa pubblicazione sul sito internet del GME.

■ **Comunicato del GME** | **"Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica: il GME diviene controparte centrale degli scambi"** | pubblicato il 30 settembre 2015 | **Download**  
<http://www.mercatoelettrico.org/it/HomePage/popup.aspx?id=230>

Con la Deliberazione 437/2015/R/EFR (cfr. *news* precedente) l'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il sistema idrico ha approvato le proposte di modifica alle Regole di funzionamento del Mercato TEE presentata dal GME agli operatori con il documento di consultazione DCO 02/2015 del 26 giugno 2015.

A seguito di tale approvazione con il comunicato in oggetto il GME ha pubblicato la nuova versione delle Regole del MTEE, nonché le nuove versioni delle relative DTF, adeguate al fine di disciplinare il ruolo di controparte centrale degli scambi conclusi sul MTEE.

Si segnala che la qualifica di controparte centrale assunta dal GME ha consentito di eliminare il rischio di controparte ed ha introdotto una sostanziale semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato, tra i quali si evidenzia, in particolare, il venir meno:

a) degli obblighi per gli operatori di presentazione al GME della documentazione fiscale inerente il VAT Information Exchange System (VIES), non potendo più verificarsi la circostanza di "operazioni intracomunitarie" poste in essere sul mercato da operatori con partita IVA italiana, atteso che unica controparte sarebbe il GME, soggetto anch'esso titolare di partita IVA italiana;

b) delle modifiche introdotte dal GME in data 24 dicembre 2014, all'esito della relativa approvazione formulata dall'AEEGSI con la Deliberazione 616/2014/R/efr del 11 dicembre 2014, per disciplinare le funzionalità operative associate alla gestione della c.d. "lista delle controparti non accettabili" in quanto, divenendo il GME controparte centrale delle transazioni, risulta superata la previsione della facoltà per gli operatori di indicare al GME le controparti con le quali non si intende risultare parte negoziale nel corso delle sessioni di mercato;

c) delle modifiche introdotte nelle Regole del MTEE per le finalità di adeguamento alle disposizioni dettate dal Legislatore in materia di fatturazione elettronica - approvate con deliberazione AEESGI n.134/2015/r/efr del 26 marzo 2015 - in quanto, divenendo il GME l'unica controparte negoziale degli operatori, vengono meno le precedenti previsioni disciplinanti gli aspetti della definitività "provvisoria" e della relativa conferma delle transazioni di mercato che vedono coinvolte, quale controparte, una Pubblica Amministrazione.

Nello specifico, in virtù delle nuove funzionalità introdotte, al termine di ciascuna sessione di mercato MTEE:

- i venditori dovranno emettere una sola fattura nei confronti dell'acquirente GME;
- gli acquirenti riceveranno un'unica fattura dal GME.

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

Contestualmente all'entrata in vigore della nuova versione delle Regole MTEE sono state inoltre adeguate e pubblicate le nuove

# Novità normative di settore

(continua)

versioni delle Disposizioni Tecniche di Funzionamento nn. 1, 2 e 4 (DTF n. 1 rev. 04, DTF n. 2 rev. 04, DTF n. 4 rev. 05).

■ **Delibera 28 settembre 2015 452/2015/R/eel** | **Proroga dei termini relativi alle disposizioni della deliberazione dell'Autorità 112/2015/R/eel, in materia di agevolazioni alle imprese a forte consumo di energia elettrica** | **pubblicata il 29 settembre 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/452-15.htm>

Con riferimento alle agevolazioni applicate agli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia elettrica (cfr. Decreto del Ministro dell'Economia e delle Finanze, di concerto con il Ministro dello Sviluppo Economico, 5 aprile 2013, adottato ai sensi dell'art. 39, comma 1, del decreto legge 83/12) con Delibera n.112/2015/R/EEL, l'Autorità aveva disposto:

(a) l'erogazione, entro il 30 settembre 2015, dell'intero ammontare delle agevolazioni di competenza dell'anno 2014 per le imprese che risultavano iscritte al 30 giugno 2015 nel relativo elenco nazionale, posto il superamento dei necessari controlli di verifica;

(b) l'erogazione delle agevolazioni in tempi successivi per le altre imprese aventi diritto, e comunque entro la data del 31 dicembre 2015.

Ciò premesso, con il provvedimento in oggetto il Regolatore comunica che, allo stato, risulta ancora in corso il procedimento di verifica avviato dalla Commissione europea rispetto alle misure istitutive delle agevolazioni a favore delle imprese a forte consumo di energia elettrica, avviato dalla stessa nei confronti dell'Italia, in ossequio alla normativa europea in materia di aiuti di Stato nel settore dell'energia.

Nello specifico, l'attuale stato di avanzamento del procedimento aperto presso la Commissione è tale da poter escludere che detto procedimento possa concludersi secondo tempi compatibili con la richiamata scadenza del 30 settembre 2015, dettata dalla succitata Deliberazione n.112/2015/R/EEL.

Pertanto, con la deliberazione de qua, il Regolatore proroga al 31 dicembre 2015 i termini per l'erogazione delle agevolazioni di competenza 2014, riservandosi inoltre di modificare ulteriormente detto termine del 31 dicembre in relazione alle evoluzioni del procedimento di verifica avviato, da parte della Commissione europea, sulla compatibilità delle misure di conferimento delle agevolazioni rispetto alle norme europee in materia di aiuti di Stato.

## GAS

■ **Deliberazione 436/2015/R/GAS del 10 settembre 2015** | **Approvazione della proposta di aggiornamento delle condizioni per la cessione e lo scambio di gas naturale al punto di scambio virtuale e delle modifiche alla convenzione tra il Gestore dei mercati energetici e Snam**

**rete gas** | **pubblicata l'11 settembre 2015** | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/436-15.htm>

Facendo seguito a quanto disposto dall'AEEGSI con la deliberazione 282/2015/R/GAS recante "integrazione delle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas naturale", con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha approvato le modifiche alle Condizioni PSV presentate da SRG nonché alla Convenzione sottoscritta da SRG stessa e dal GME, ai sensi della deliberazione 525/2012/R/GAS, ai fini di disciplinare i flussi informativi inerenti la registrazione delle posizioni di ciascuna borsa terza da parte del GME nell'ambito del sistema PSV. Al riguardo si ricorda che la sopra citata deliberazione 282/2015/R/GAS - nell'adottare apposite disposizioni per consentire alle società di gestione di mercati organizzati (ivi incluse le clearing house), che rientrano nella definizione di borsa terza di cui alla delibera stessa, di avvalersi dell'intermediazione del GME per effettuare la registrazione al PSV delle posizioni corrispondenti ai contratti conclusi sui rispettivi mercati - ha previsto nel dettaglio che:

- le predette borse terze possano richiedere a SRG l'apertura di un apposito conto PSV presso il quale esclusivamente il GME possa effettuare la registrazione delle posizioni rinvenienti dal mercato della medesima borsa terza;
- le posizioni sui conti PSV corrispondenti alle transazioni concluse dalle borse terze siano registrate dal GME senza necessità di conferma da parte delle controparti delle medesime borse terze;
- alle predette posizioni si applichi il principio dell'accettazione parziale qualora le stesse siano effettuate per quantità eccedenti rispetto al limite di vendita definito nelle condizioni PSV.

■ **Comunicato del GME** | **"Cambio di unità di misura dei mercati del gas gestiti dal GME"** | **pubblicato il 25 settembre 2015** | **Download** <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=229>

Facendo seguito a quanto comunicato da SRG relativamente al cambio di Unità di Misura da GJ a MWh a decorrere dal 1 ottobre 2015, in ottemperanza di quanto di sposto all'articolo 13 del Regolamento (UE) 2015/703, con il comunicato in oggetto, il GME ha reso noti gli interventi di carattere operativo e regolatorio da effettuare sui mercati e sulle piattaforme del gas, dallo stesso gestiti, che prevedono la consegna al PSV delle posizioni nette degli operatori dei predetti mercati e piattaforme.

In particolare, con riferimento al MGAS sul quale già è in adozione l'unità di misura del MWh, le modifiche hanno riguardato la specificazione del numero di decimali da indicare con riferimento alle quantità offerte mentre per la piattaforma



# Novità normative di settore

per il bilanciamento del gas naturale - PB-GAS è stato effettuato il cambio dell'unità di misura da GJ a MWh.

Al fine di dare attuazione alle suddette previsioni, il GME ha provveduto alla modifica della Disciplina del mercato del gas naturale, ai sensi dell'articolo 3.6 della predetta Disciplina, nonché alla predisposizione della nuova DTF 15 – Unità di misura per MGAS e alla modifica della DTF 11 – Unità di misura per la Piattaforma di bilanciamento del gas.

La nuova versione della predetta Disciplina e le nuove DTF sono entrate in vigore dalla data di pubblicazione ovvero dal 30 settembre 2015.

## REMIT

■ **Comunicato del GME | “REMIT pubblicazione informazioni privilegiate: da oggi possibile trasmettere al GME il contratto di adesione al servizio offerto sulla PIP” | pubblicato il 22 settembre 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=228>**

Con il presente comunicato il GME ha reso noto che a decorrere dal 22 settembre 2015 i soggetti interessati ad avvalersi del servizio di pubblicazione delle informazioni privilegiate sulla Piattaforma all'uopo predisposta dal GME (PIP) possono trasmettere al GME stesso la documentazione richiesta ai fini dell'attivazione del servizio, seguendo le indicazioni contenute nel Manuale PIP, ovvero:

- compilare il contratto standard mediante la web-form resa disponibile dal GME;
- stampare e sottoscrivere il relativo contratto (Contratto);
- trasmettere al GME tale Contratto corredato della relativa documentazione attestante i poteri di rappresentanza del firmatario.

Il modello di contratto standard nonché il Manuale utente PIP ove sono disciplinate le modalità operative di accesso e di utilizzo della piattaforma medesima sono stati preventivamente resi disponibili per meri fini conoscitivi dal GME sul proprio internet a decorrere dal 14 settembre 2014 (si veda apposito comunicato del GME). Successivamente, con apposito comunicato il GME renderà note le date in cui verranno svolte le apposite sessioni di test della PIP, aperte agli operatori interessati.

## EVENTI GME

**LA RETE CARBURANTI DI DOMANI, UNA DIMOSTRAZIONE E UN SEMINARIO PRESSO LA FIERA OIL&NONOIL IL 30 OTTOBRE 2015, PER MEGLIO CONOSCERE LE NUOVE PIATTAFORME DI MERCATO GESTITE DAL GME**

■ Il settore della distribuzione dei carburanti ha sofferto di una forte crisi dei consumi e vive da tempo profondi cambiamenti strutturali. Nel corso degli ultimi anni grandi imprese internazionali hanno lasciato il mercato italiano, altre hanno fatto la scelta di favorire le economie di scale ottimizzando le risorse. Nella crisi, è emersa la vitalità di alcune imprese nazionali, che hanno portato alla crescita degli impianti indipendenti di distribuzione carburanti, o di strutture commerciali legate ad altri settori (GDO).

La piattaforma di scambio dei carburanti (P-oil) e la piattaforma della logistica petrolifera di oli minerali (P-LOGISTICA), i nuovi strumenti che saranno a breve messi a disposizione degli operatori del settore, potranno certamente aiutare a migliorare le strategie di acquisto e l'efficienza dei processi, offrendo nuove opportunità di business.

Nel contesto della Fiera Oil&nonOil saranno organizzati due momenti di approfondimento e confronto sulle due piattaforme di mercato: nella sala Rondoni del Palazzo dei Congressi all'EUR dalle h.9,30 in poi sarà possibile assistere alla presentazione della piattaforma della P-LOGISTICA e successivamente partecipare a una Tavola Rotonda con i principale attori del sistema della distribuzione dei carburanti con un intervento del GME.

## Gli appuntamenti

14-16 ottobre

### Smart Energy Expo

Verona, Italia

Organizzatore: Veronafiery

<http://www.smartenergyexpo.net/it/presentazione-terza-edizione>

14-16 ottobre

### Greenbuild Euromed

Verona, Italia

Organizzatore: Veronafiery e GBC Italia

[www.greebuildeuromed.com](http://www.greebuildeuromed.com)

15 ottobre

### Data Center Evolution. Come ottenere la massima efficienza energetica con l'approccio integrato

Roma, Italia

Organizzatore: CEI e Emerson Network Power

[www.ceiweb.it](http://www.ceiweb.it)

17 ottobre

### La diagnosi energetica alla luce dei chiarimenti del D.Lgs 102/2014

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

[www.enea.it](http://www.enea.it)

15-17 ottobre

### 17th EBES Conference

Venezia, Italia

Organizzatore: EBES

<https://www.ebesweb.org/Conferences/17th-EBESConference-Venice.aspx>

20 ottobre

### The Energy Customer

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Marketforce

<http://bit.do/6VqL>

20-21 Ottobre

### Solar Asset Management Europe

Milano, Italia

Organizzatore: Assorinnovabili

[www.assorinnovabili.it](http://www.assorinnovabili.it)

21-22 ottobre

### Argus Biofuels and Feedstocks 2015

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Argus Media

<http://atnd.it/30151-0>

26-27 ottobre

### Shale Gas Environmental Summit

Londra, Regno Unito

Organizzatore: SMi Group Ltd

<http://atnd.it/25740-1>

27 ottobre

## **I 20 anni della legge n.481/1995**

Milano (EXPO), Italia

Organizzatore: AEEGSI

[www.autorita.energia.it/](http://www.autorita.energia.it/)

27-28 ottobre

## **Battery Seminar**

Detroit, Mi, Usa

Organizzatore: PlugVolt, LLC

<http://plugvolt.com/blog/category/seminars/>

28 ottobre

## **Development of Future UK Fossil Power Plants**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Institution of Mechanical Engineers

<http://atnd.it/34745-0>

29-31 ottobre

## **International Conference on Renewable Energy and Conversation**

Bucarest, Romania

Organizzatore: IACT

<http://www.icrec.org>

3-4 novembre

## **Stati Generali della Green Economy**

Rimini, Italia

Organizzatore: Fiera di Rimini

<http://www.statigenerali.org/>

4-5 novembre

## **The Energy Summit 2015**

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Economist

<http://www.economist.com/events-conferences/emea/energy-summit-2015>

7-8 novembre

## **Innovations in Energy, Power and Electrical Machines**

Istanbul, Turchia

Organizzatore: SCOOP

<http://iepem-scoop.org/>

10-12 novembre

## **Distributed Generation**

Glasgow, Regno Unito

Organizzatore: IET

<http://conferences.theiet.org/disgen/index.cfm?origin=conference-alerts>

17-19 novembre

## **Battery Safety**

Baltimore, Ma, Usa

Organizzatore: Knowledge Foundation, a division of CHI

<http://www.knowledgefoundation.com/battery-safety/>

17-20 novembre

## **EWEA Annual Event**

Parigi, Francia

Organizzatore: Ewea

<http://www.ewea.org/annual2015/>

25-26 novembre

## **EMART Energy 2015**

Organizzatore: SynergY

Barcellona, Spagna

<http://www.emart-energy.com/>  
[www.smartenergyexpo.net](http://www.smartenergyexpo.net)

30 novembre

## **EnergyTech 2015**

Cleveland, Usa

Organizzatore: Telepath Systems

<http://www.energytech2015.com>

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.  
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.