

APPROFONDIMENTI

OIL MARKET, UN ANNO DOPO IL CROLLO: UN NUOVO PUNTO DI EQUILIBRIO?

di Lisa Orlandi e Filippo Clò - Rie

Ad un anno dall'inatteso crollo delle quotazioni, il mercato petrolifero *sembra* aver guadagnato una relativa stabilità che parrebbe configurare un nuovo "punto di equilibrio". Difficile, comunque, a ritenersi tale, alla luce delle numerose opposte pressioni cui è soggetto. Dopo una fase ascendente dei prezzi che perdurava dal 1999 – a parte il momentaneo crollo successivo alla grande crisi del 2008 – un loro relativo ridimensionamento era preconizzabile, dato il robusto ciclo degli investimenti del decennio scorso (4.000 miliardi di dollari nel solo *upstream*). Di certo, non poteva prevedersi che avvenisse con l'intensità osservata, anche in considerazione del sommarsi di tensioni geopolitiche internazionali come mai accaduto in passato e dell'ammancio di produzione che ne derivava. A motivare il crollo dei prezzi hanno concorso due fattori: la robustezza della *shale revolution* americana ed il cambio di strategia dell'Arabia Saudita, e forzatamente dell'intera Opec, non più disponibile a sobbarcarsi l'onere di un sostegno dei prezzi di cui si avvantaggiavano i concorrenti. Di fronte alla decisione di lasciare al libero mercato la fissazione dei prezzi, i fondamentali reali – prima oscurati dalla restrizione dell'offerta – hanno segnato il corso degli eventi. Anche la finanza vi ha contribuito – come è inevitabile accada in un mercato ampiamente cartaceo – ma non al servizio di complotti internazionali come qualcuno è arrivato a sostenere. Per meglio comprendere il corso degli avvenimenti e le future possibili dinamiche è opportuno ripercorrere quanto accaduto nell'ultimo anno lungo tre distinte fasi. La prima, la più estesa, abbraccia il periodo luglio - dicembre 2014. Dopo

un triennio in cui a dominare lo scacchiere internazionale sono state le molteplici tensioni geopolitiche in diverse aree chiave di produzione e l'inevitabile speculazione sulle loro possibili implicazioni, i fondamentali reali tornano ad essere protagonisti, evidenziando appieno le loro intrinseche debolezze. A fronte di una dinamica della domanda mondiale continuamente inferiore alle previsioni¹ – quel che solleva delicati interrogativi non tanto sulle modalità con cui sono elaborate quanto sugli effetti distorsivi del mercato che finiscono per provocare – il mercato palesa una sempre più evidente condizione di *oversupply*. Originata, da un lato, dall'esponentiale ed inattesa crescita della produzione *unconventional* degli Stati Uniti e, dall'altro, dal sostenuto contributo dell'OPEC (sempre superiore al tetto concordato a fine 2011 di 30 mil. bbl./g.). "The problem of oil is that there is always too much or too little", affermava Frankel nel suo insuperato testo del 1946. Esattamente quanto osservato dall'inizio del Millennio: con la scarsità d'offerta che ha causato un balzo di sette volte dei prezzi tra 2000 e 2008 e, per converso, con l'attuale eccesso d'offerta che li ha più che dimezzati nell'arco di un anno. Tra metà giugno e fine dicembre 2014, il prezzo del Brent innesca una continua e sostenuta discesa, da 115,0 a 55,0 doll./bbl, che accelera dopo lo storico meeting OPEC del 27 novembre 2014 in cui viene ufficializzata la decisione dell'Arabia Saudita di abbandonare il tradizionale ruolo di *swing producer* e di passare dalla difesa dei prezzi alla difesa della quota di mercato. In altri termini: vendere qualsiasi quantità a qualsiasi prezzo il mercato le avesse richiesto.

► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/ GIUGNO 2015

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

■ APPROFONDIMENTI

 Oil market, un anno dopo il crollo: un nuovo punto di equilibrio?
 di Lisa Orlandi e Filippo Clò (Rie)
 pagina 30

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A giugno gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima, ancora piuttosto depressi, si confermano sui livelli dello stesso mese del 2014. La crescita delle importazioni (+12,8%) ha contenuto le vendite di tutte le unità di produzione nazionali (-1,7%), rinnovabili incluse (-8,6%), ma non quelle degli impianti a gas che segnano invece un significativo incremento su base annua (+11,7%). La liquidità del mercato, con un rimbalzo, sale

a 69,8%. Il prezzo medio di acquisto (PUN), in lieve aumento sia su maggio che su base annua, si porta a 48,64 €/MWh prolungando una fase di stagnazione su livelli appena superiori ai minimi storici dello stesso periodo del 2014. Nel Mercato a Termine dell'energia elettrica il mensile baseload Luglio 2015 chiude il periodo di trading a 52,45 €/MWh in rialzo del 2,8%.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un moderato aumento sia su maggio (1,37 €/MWh, +2,9%) che su giugno 2014 (+1,62 €/MWh, +3,4%), si porta a 48,64 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo su base annua di 0,75 €/MWh (-1,4%) nelle ore di picco ed un aumento di 2,66 €/MWh (+6,0%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 52,35

€/MWh ed a 46,64 €/MWh. Si riduce, pertanto, il rapporto *picco/baseload*, che si attesta a 1,08 (1,13 a giugno 2014). Piuttosto contenuto anche il prezzo orario massimo di giugno (76,41 €/MWh), superiore solo al minimo storico registrato a luglio 2014 (Grafico 1 e Tabella 1).

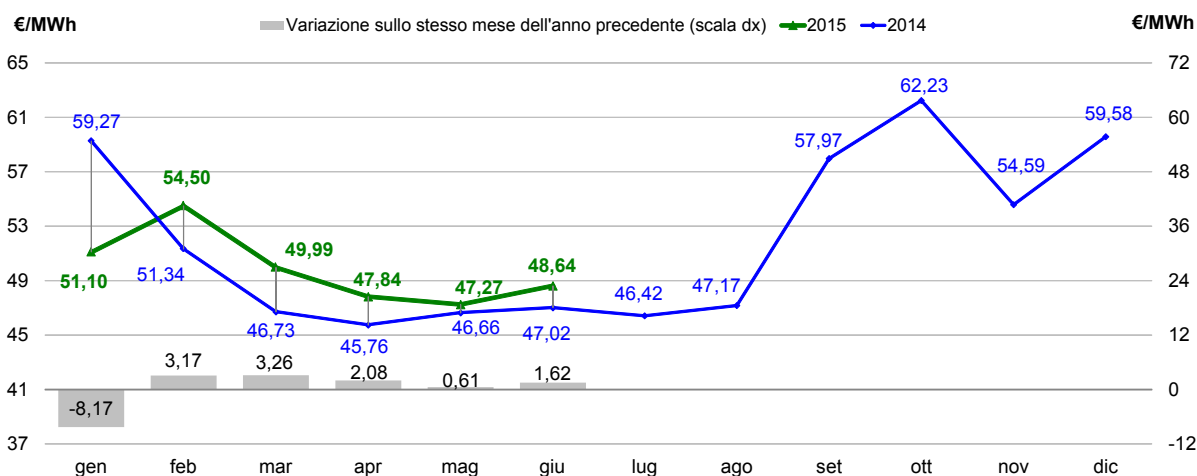
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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.		
Baseload	48,64	47,02	+1,62	+3,4%	22.883	+1,6%	32.776	+0,2%	69,8%	68,8%
<i>Picco</i>	52,35	53,11	-0,75	-1,4%	28.007	+1,0%	39.446	-0,9%	71,0%	69,6%
<i>Fuori picco</i>	46,64	43,98	+2,66	+6,0%	20.124	+1,0%	29.184	+0,1%	69,0%	68,3%
<i>Minimo orario</i>	15,00	10,70			13.060		20.176		59,1%	62,3%
<i>Massimo orario</i>	76,41	111,36			31.181		42.828		76,8%	82,1%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



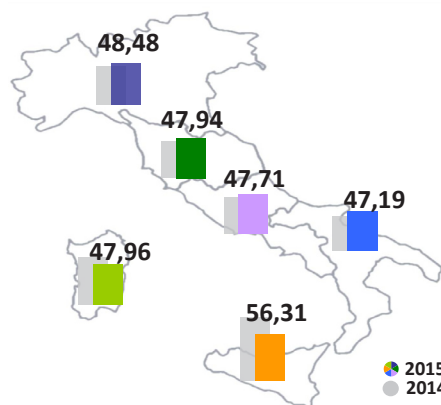
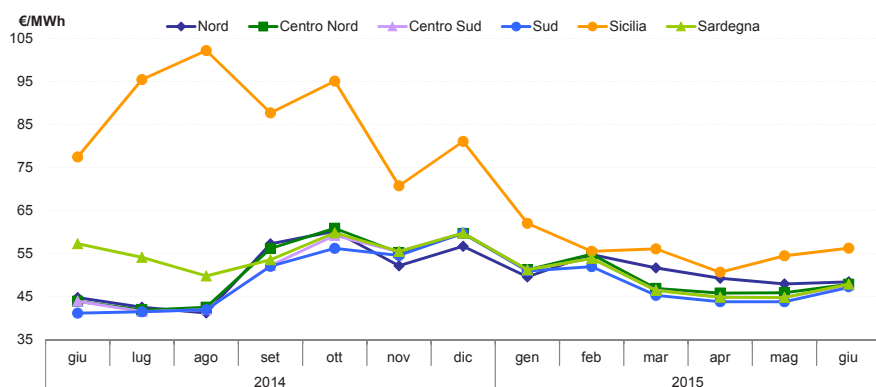
(continua)

I prezzi di vendita zonal, in aumento tendenziale nel continente ma in decisa flessione nelle due isole, denotano una sostanziale convergenza attorno ai 48 €/MWh con la sola eccezione della

Sicilia che si attesta a 56,31 €/MWh ma riduce significativamente lo spread con le altre zone rispetto allo scorso anno. Il Sud, con 47,19 €/MWh, segna ancora il prezzo zonale più basso (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pressoché invariati rispetto a giugno 2014, si attestano a 23,6 milioni di MWh (+0,2%). Gli scambi nella borsa elettrica, pari a 16,5 milioni di MWh, tornano a crescere (+1,6%), mentre gli scambi over the counter, registrati sulla PCE e nominati

su MGP, scendono a 7,1 milioni di MWh (-2,9%) (Tabelle 2 e 3). Pertanto la liquidità del mercato, in crescita sia rispetto a maggio (+2,1 p.p.) che ad un anno fa (+1,0 p.p.), sale a 69,8% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.475.725	+1,6%	69,8%
Operatori	9.629.028	+5,3%	40,8%
GSE	3.848.762	-16,9%	16,3%
Zone estere	2.997.936	+22,8%	12,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	7.122.770	-2,9%	30,2%
Zone estere	545.222	-22,2%	2,3%
Zone nazionali	6.577.548	-0,9%	27,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	23.598.495	+0,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.517.750	-5,3%	
OFFERTA TOTALE	42.116.245	-2,3%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

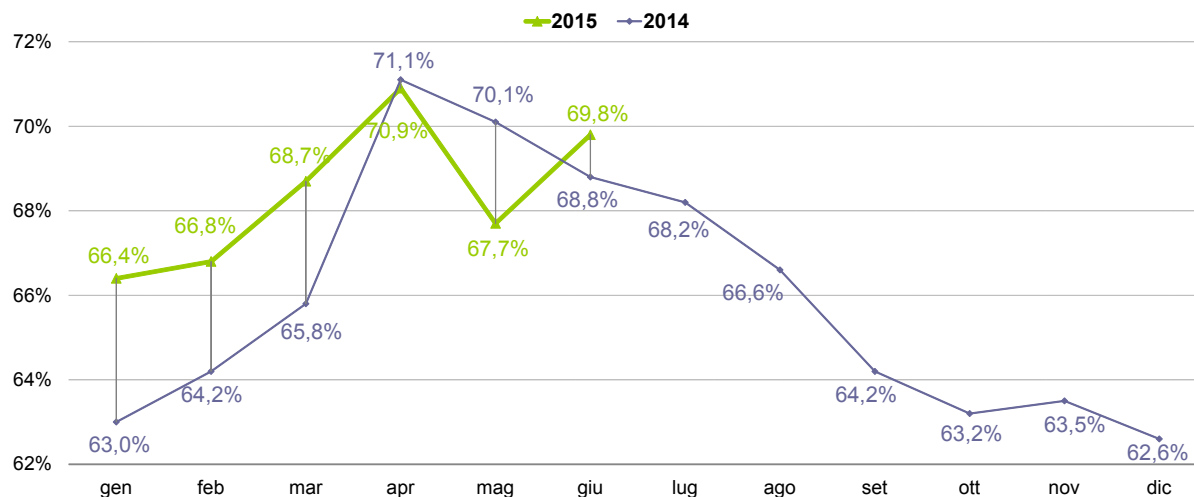
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.475.725	+1,6%	69,8%
Acquirente Unico	2.262.643	+22,8%	9,6%
Altri operatori	8.883.545	+14,4%	37,6%
Pompaggi	5.068	-	0,0%
Zone estere	242.454	+97,3%	1,0%
Saldo programmi PCE	5.082.015	-21,6%	21,5%
PCE (incluso MTE)	7.122.770	-2,9%	30,2%
Zone estere	3.600	+100,0%	0,0%
Zone nazionali AU	2.391.120	-23,1%	10,1%
Zone nazionali altri operatori	9.810.065	-8,4%	41,6%
Saldo programmi PCE	-5.082.015	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	23.598.495	+0,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.536.804	-48,6%	
DOMANDA TOTALE	25.135.299	-5,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 23,4 milioni di MWh, restano pressoché stabili sui livelli di un anno fa (-0,3%) per l'effetto contrapposto delle flessioni registrate al Nord (-3,4%) e sulle isole (-22,0% la Sicilia; -25,6% la Sardegna) e degli incrementi nelle altre zone continentali. Quasi raddoppiati, ma sempre piuttosto esigui, gli acquisti sulle zone estere pari a 246 mila MWh (+97,3%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 20,1 milioni di MWh, sebbene ai massimi da agosto 2014, si riducono dell'1,7% su base annua. A livello zonale, vendite in calo ad eccezione del Sud (+23,0%) e della Sardegna (+4,0%). In ripresa le importazioni che, con un incremento del 12,8%, salgono a 3,5 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.563.521	28.560	+1,3%	9.936.393	13.801	-4,5%	12.954.916	17.993	-3,4%
Centro Nord	2.495.580	3.466	-26,4%	1.482.330	2.059	-10,7%	2.307.423	3.205	+14,3%
Centro Sud	4.460.037	6.194	-27,1%	2.111.030	2.932	-16,2%	3.675.948	5.105	+13,9%
Sud	6.793.946	9.436	+6,7%	4.577.060	6.357	+23,0%	2.525.556	3.508	+9,6%
Sicilia	2.746.707	3.815	+11,0%	1.188.057	1.650	-13,4%	1.159.142	1.610	-22,0%
Sardegna	1.498.073	2.081	+21,5%	760.468	1.056	+4,0%	729.456	1.013	-25,6%
Totale nazionale	38.557.864	53.553	-3,3%	20.055.337	27.855	-1,7%	23.352.441	32.434	-0,3%
Estero	3.558.381	4.942	+10,4%	3.543.158	4.921	+12,8%	246.054	342	+97,3%
Sistema Italia	42.116.245	58.495	-2,3%	23.598.495	32.776	+0,2%	23.598.495	32.776	+0,2%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano anche a giugno una flessione tendenziale attestandosi a 9,2 milioni di MWh (-8,6%). Cali in doppia cifra si registrano sia per gli impianti eolici (ai minimi da oltre un anno e mezzo) che per i solari; più contenuto il calo delle vendite degli impianti da fonte idraulica (-6,6%) che però si raffronta con il massimo storico registrato un anno fa. Le vendite da impianti a

fonti tradizionali, trainate in particolare dagli impianti a gas (+11,7%), segnano invece il quinto rialzo consecutivo (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 45,9% (49,4% un anno fa) a vantaggio di quella degli impianti termoelettrici tradizionali, con la quota del gas che sale al 31,3% (+3,8 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

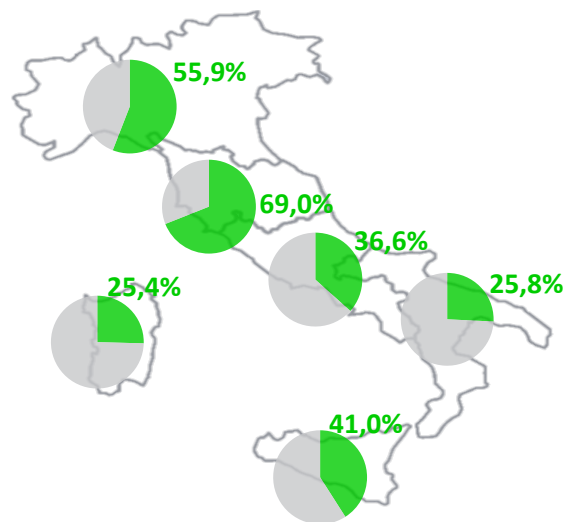
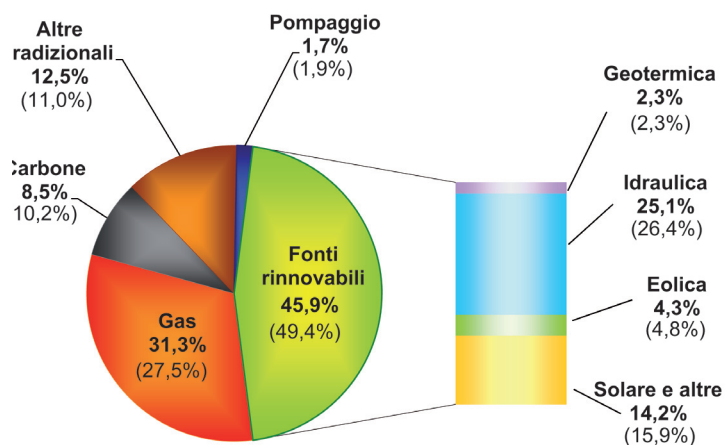
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.667	+7,2%	639	-22,7%	1.791	-17,7%	4.719	+37,9%	974	-28,3%	787	+4,6%	14.577	+5,5%
Gas	3.543	+0,9%	530	-27,1%	444	+18,0%	2.696	+78,1%	946	-24,8%	558	+34,5%	8.716	+11,7%
Carbone	1.064	+11,5%	-	-100,0%	1.140	-28,5%	-	-	-	-	174	-46,6%	2.379	-17,7%
Altre	1.059	+29,4%	109	+31,8%	206	+0,2%	2.023	+6,0%	29	-71,8%	55	+404,6%	3.482	+11,3%
Fonti rinnovabili	7.717	-11,1%	1.420	-4,1%	1.074	-16,1%	1.638	-6,2%	676	+23,7%	269	+4,6%	12.794	-8,6%
Idraulica	5.616	-10,3%	336	-5,6%	424	-19,3%	388	+52,3%	174	+171,1%	57	+115,0%	6.994	-6,6%
Geotermica	-	-	643	+0,1%	-	-	-	-	-	-	-	-	643	+0,1%
Eolica	11	+418,2%	7	-30,0%	205	-14,7%	585	-19,7%	299	+17,6%	90	-23,5%	1.197	-11,5%
Solare e altre	2.090	-13,6%	435	-8,0%	446	-13,4%	665	-12,8%	203	-11,0%	122	+8,0%	3.960	-12,2%
Pompaggio	417	-14,2%	-	-	67	+59,8%	-	-	-	-	1	-87,9%	484	-9,2%
Totale	13.801	-4,5%	2.059	-10,7%	2.932	-16,2%	6.357	+23,0%	1.650	-13,4%	1.056	+4,0%	27.855	-1,7%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



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

MARKET COUPLING

A giugno il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.129 MWh, di cui 1.615 MWh sul confine francese (75,8% del totale), 387 MWh su quello sloveno e 137 MWh su quello austriaco, con un flusso di energia in import per la quasi totalità delle ore su tutte le frontiere (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC), pressoché invariata sulla frontiera slovena (-0,8%), è aumentata

del 4,1% su quella austriaca, e del 7,0% su quella francese. Su queste ultime frontiere attraverso il market coupling è stato allocato rispettivamente il 72,0% ed il 78,3% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita il 20,4% ed il 22,4% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 92,7% tramite market coupling (74,0% nel 2014) e solo per l'1,6% tramite asta esplicita (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
Italia - Francia	1.638 (-)	1.632 (-)	98,8% (-)	95,3% (-)	1.372 (-)	208 (-)	1,3% (-)	- (-)
Italia - Austria	137 (-)	137 (-)	99,4% (-)	99,2% (-)	122 (-)	90 (-)	0,6% (-)	0,6% (-)
Italia - Slovenia	395 (404)	380 (343)	97,8% (87,4%)	83,9% (50,4%)	637 (610)	258 (183)	2,2% (12,6%)	- (-)

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

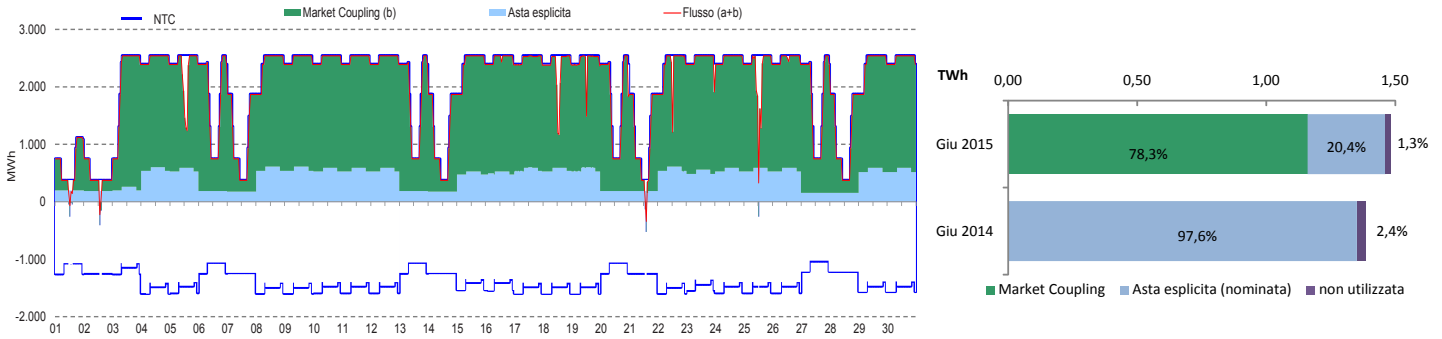


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

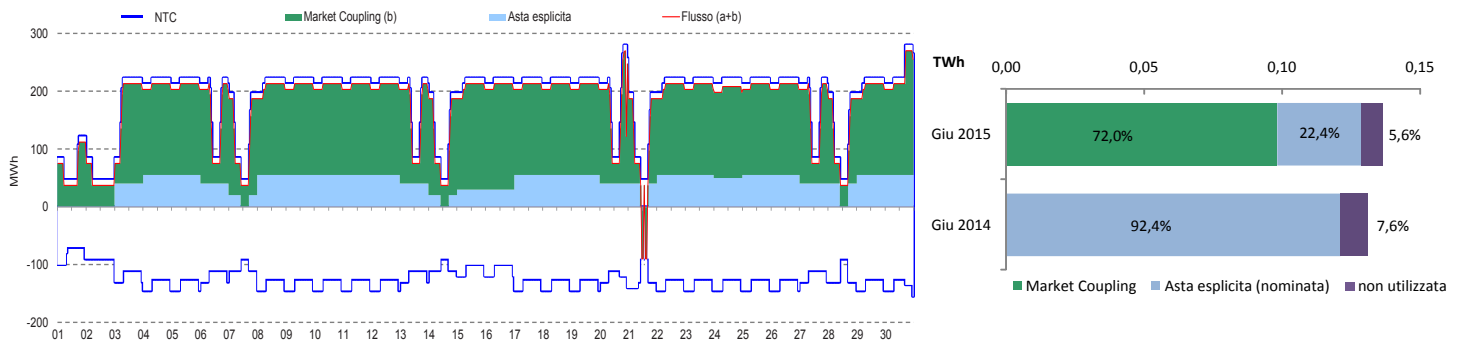
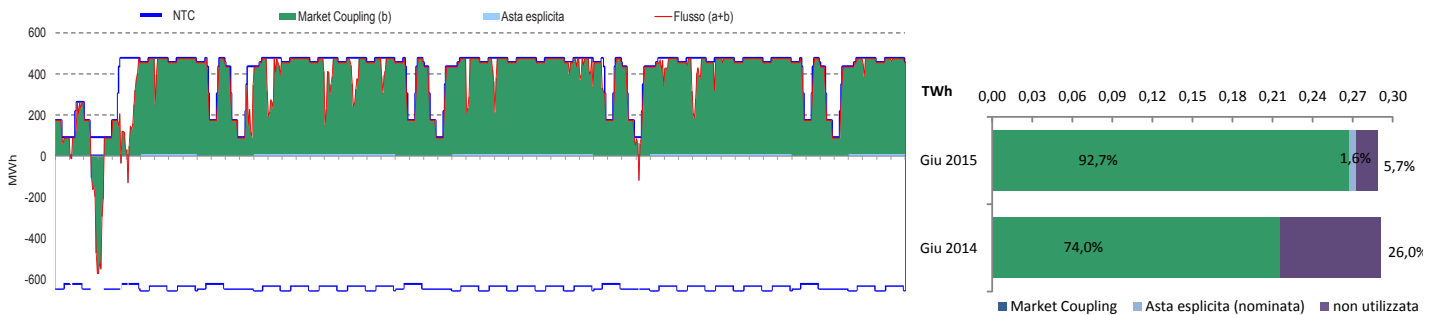


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

A giugno i prezzi di acquisto sul Mercato Infragiornaliero (MI) sono oscillati tra 47,31 €/MWh di MI4 e 52,64 €/MWh di MI5. Va tuttavia considerato che solo i prezzi di MI1 ed MI2, al pari di MGP, si riferiscono a tutte le 24 ore della giornata, mentre i prezzi di MI3, MI4 ed MI5 solo ad un numero limitato (rispettivamente le ultime 16, 12 e 8 ore). 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 sono aumentati del 2,4 e del 3,0%.

Il confronto con MGP rivela prezzi progressivamente più bassi nelle prime quattro sessioni di MI; più esiguo ma sempre negativo il differenziale tra il Pun ed il prezzo di MI5 (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, ai massimi da agosto 2014, si sono attestati a 2,1 milioni di MWh, in aumento del 7,4% rispetto a giugno 2014, trainati dal più liquido MI1, con 1,2 milioni di MWh (+13,4%) (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
MGP (1-24 h)	48,64	+3,4%	23.598.495	32.776	+0,2%
MI1 (1-24 h)	48,01 (-1,3%)	+2,4%	1.208.794	1.679	+13,4%
MI2 (1-24 h)	47,55 (-2,2%)	+3,0%	444.874	618	-21,4%
MI3 (9-24 h)	48,86 (-3,6%)	-	203.426	424	-
MI4 (13-24 h)	47,31 (-6,5%)	-	92.736	258	-
MI5 (17-24 h)	52,64 (-0,6%)	-	192.992	804	-

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

Prezzi. €/MWh

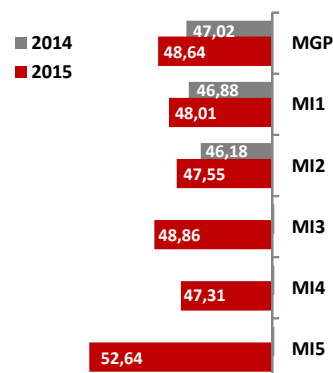
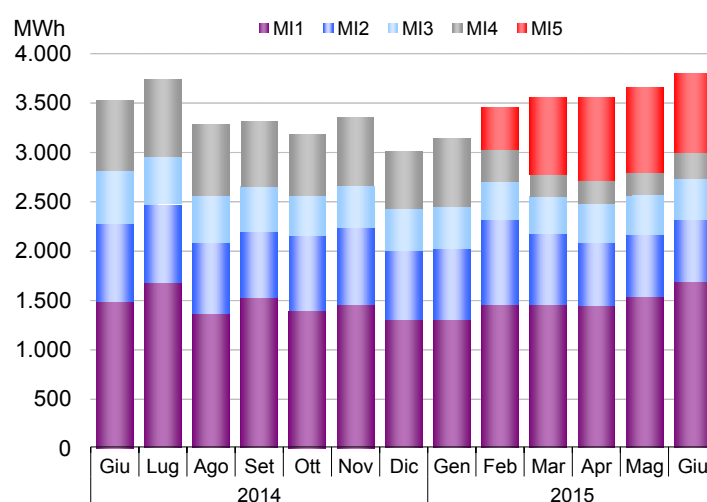
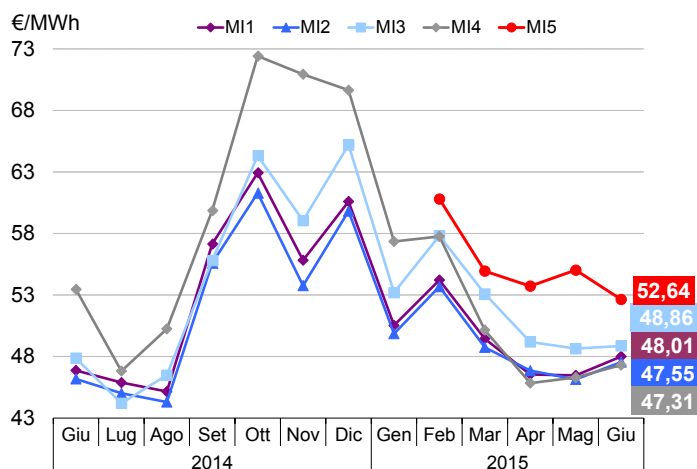


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



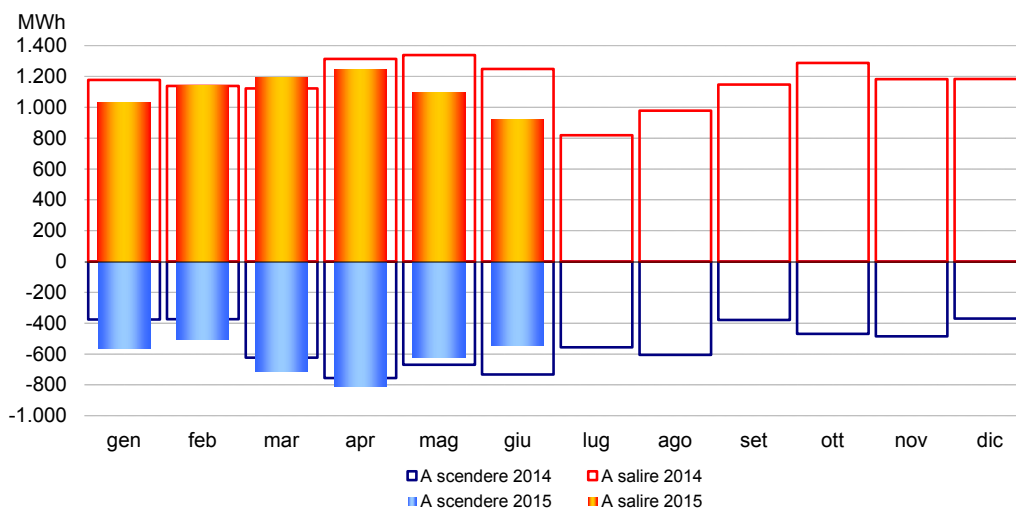
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Ancora in flessione tendenziale gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante che, ai minimi da agosto 2014, si attestano a 664 mila MWh, in calo del

26,1% su giugno 2014. Si confermano in diminuzione anche le vendite di Terna sul mercato a scendere, pari a 395 mila MWh (-25,1%) (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 26 negoziazioni, tutte *baseload*, per complessivi 762 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 13,2 milioni di MWh, in flessione dell'11,0% rispetto al mese precedente. In rialzo i prezzi dei prodotti più scambiati: +2,7% Anno 2016 *baseload*, +2,8% *Luglio 2015 baseload* (Tabella 8 e Grafico 11).

Il prodotto *Luglio 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 52,45 €/MWh sul *baseload* e 55,66 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.391 e 10 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

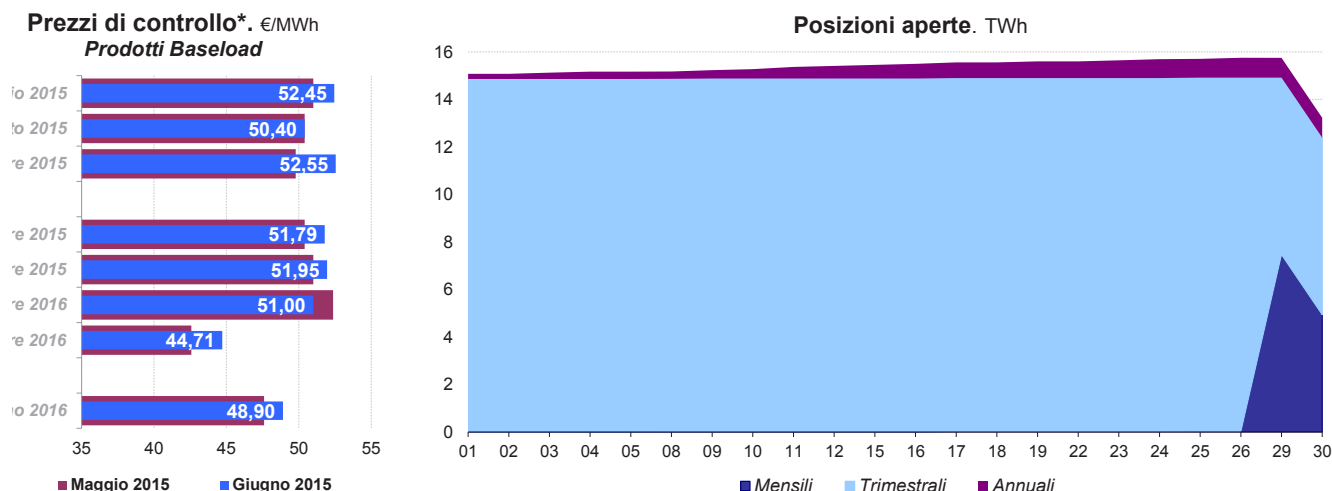
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2015	52,45	+2,8%	5	25	-	25	3.391	2.522.904
Agosto 2015	50,40	+0,0%	1	5	-	5	3.371	2.508.024
Settembre 2015	52,55	+5,6%	1	5	-	5	3.371	2.427.120
Ottobre 2015	51,95	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	51,79	+2,8%	1	5	-	5	3.366	7.432.128
IV Trimestre 2015	51,95	+1,9%	1	5	-	5	3.366	7.435.494
I Trimestre 2016	51,00	-2,6%	1	5	-	5	5	10.915
II Trimestre 2016	44,71	+5,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	49,93	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	48,90	+2,7%	16	80	-	80	95	834.480
Totale			26	130	-	130		13.216.033
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2015	55,66	+0,6%	-	-	-	-	10	2.760
Agosto 2015	50,34	+0,0%	-	-	-	-	10	2.520
Settembre 2015	57,91	+5,6%	-	-	-	-	10	2.640
Ottobre 2015	59,97	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	54,72	+2,1%	-	-	-	-	10	7.920
IV Trimestre 2015	61,56	+1,9%	-	-	-	-	5	3.960
I Trimestre 2016	58,12	-2,6%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	47,55	+5,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2016	52,92	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	54,63	+2,7%	-	-	-	-	-	-
Totale			-	-	-	-		9.120
TOTALE			26	130	-	130		13.225.153

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

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

Grafico 11: MTE, prezzi di controllo e posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a giugno 2015, alla quinta flessione tendenziale consecutiva, scendono a 30,4 milioni di MWh (-4,1%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 28,0 milioni di MWh, si riducono dell'1,6% rispetto allo scorso anno, e permangono in calo, ormai da un anno e mezzo, anche quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,4 milioni di MWh (-25,8%) (Tabella 9). Ininterrotta da inizio anno, anche la contrazione tendenziale della posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla

PCE, scesa a 14,7 milioni di MWh (-14,8%). Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, segna il massimo storico a quota 2,07 (Grafico 12). I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 7,1 milioni di MWh, si riducono del 2,9% su base annua, così come i relativi sbilanciamenti a programma pari a 7,6 milioni di MWh (-23,6%). Stessa dinamica per i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 12,2 milioni di MWh (-11,7%) e per i relativi sbilanciamenti a programma, pari a 2,5 milioni di MWh (-27,2%).

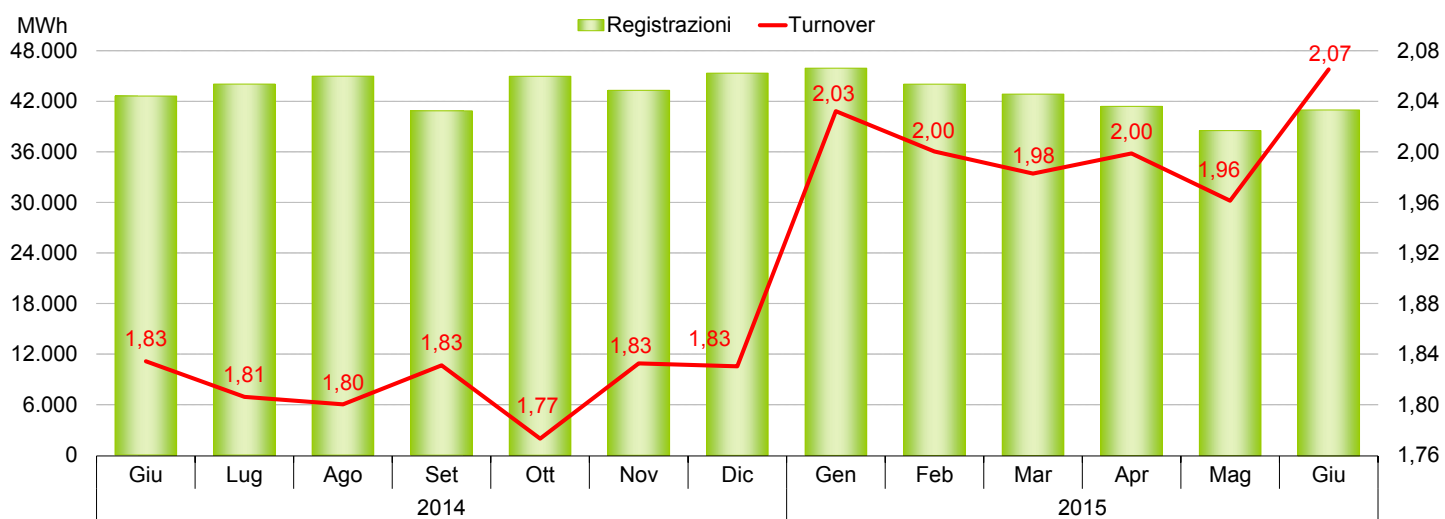
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.713.419	- 0,2%	25,3%	Richiesti	8.129.649	-15,0%	100,0%	12.204.785	-11,7%	100,0%
<i>Off Peak</i>	581.100	- 32,0%	1,9%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.478.645	-39,2%	30,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	530.076	- 48,5%	1,7%	Rifiutati	1.006.879	-54,8%	12,4%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.006.225	-54,7%	12,4%	-	-	-
Totale Standard	8.824.595	- 8,2%	29,0%							
Totale Non standard	19.163.684	+1,8%	63,0%	Registrati	7.122.770	-2,9%	87,6%	12.204.785	-11,7%	100,0%
PCE bilaterali	27.988.279	- 1,6%	92,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.472.420	-20,7%	18,1%	-	-	-
MTE	2.441.880	- 25,8%	8,0%	Sbilanciamenti a programma	7.607.174	-23,6%		2.525.159	-27,2%	
TOTALE PCE	30.430.159	- 4,1%	100,0%	Saldo programmi	-	-		5.082.015	-21,6%	
POSIZIONE NETTA	14.729.944	- 14,8%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ A giugno, grazie alla crescita del settore civile (+1,6%), torna il segno positivo sui consumi di gas naturale in Italia (+1,1%) dopo la flessione tendenziale di maggio. Sul lato offerta, calano sia le importazioni di gas naturale (-1,4%) che la produzione nazionale (-0,7%). Si riducono anche le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (-5,7%), e le

giacenze a fine mese (-23,9%).

Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 2,7 milioni di MWh, tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

A giugno i consumi di gas naturale in Italia, pari a 3.570 milioni di mc, segnano una crescita dell'1,1% rispetto allo stesso mese del 2014. In aumento i consumi del *settore civile*, saliti a 1.006 milioni di mc (+1,6%), mentre continua la flessione dei consumi del *settore industriale*, pari a 1.019 milioni di mc (-3,6%). I consumi di gas del *settore termoelettrico*, dopo la ripresa evidenziata nei mesi precedenti, si stabilizzano a 1.394 milioni di mc (-0,1%). In decisa crescita, dopo il calo di maggio, le esportazioni, che raggiungono 152 milioni di mc (+71,2%). Dal lato offerta, ancora in calo la produzione nazionale, pari a 551 milioni di mc, sebbene registri la flessione più modesta da quasi tre anni (-0,7%); mentre le importazioni di gas naturale, in calo dell'1,4% si portano ai minimi dallo scorso

febbraio a quota 4.828 milioni di mc. Tra i punti di entrata, continuano a crescere le importazioni di gas russo da *Tarvisio* (2.475 mln mc, +8,2%), ancora il più importante, e si arresta il trend negativo del gas algerino a *Mazara* che segna il primo incremento dopo otto mesi (651 mln mc, +23,7%), in aumento anche i flussi dalla Libia a *Gela* (675 mln mc; + 21,8%). Si riducono ancora, invece, le importazioni dal Nord Europa a *Passo Gries* (555 mln mc, -48,3%). Tra i terminali GNL, in lieve crescita *Cavarzere* (469 mln mc, +4,1%), ancora a regime ridotto *Panigaglia* e *Livorno*.

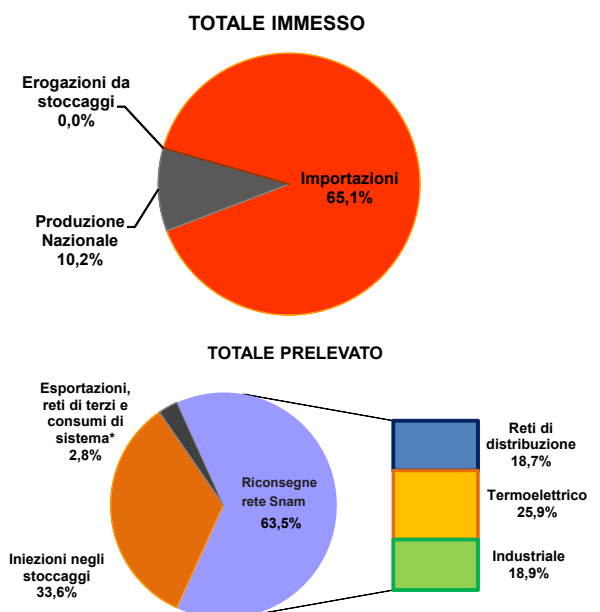
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.809 milioni di mc, con calo del 5,7% su base annua. Nulle, come un anno fa, le erogazioni.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	4.828	51,1	-1,4%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	651	6,9	+23,7%
Tarvisio	2.475	26,2	+8,2%
Passo Gries	555	5,9	-48,3%
Gela	675	7,1	+21,8%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	1	0,0	-2,5%
Cavarzere (GNL)	469	5,0	+4,1%
Livorno (GNL)	1	0,0	-
Produzione Nazionale	551	5,8	-0,7%
Erogazioni da stoccaggi	-	-	-
TOTALE IMMESSO	5.379	56,9	-1,3%
<i>Riconsegne rete Snam Rete Gas</i>			
Industriale	1.019	10,8	-3,6%
Termoelettrico	1.394	14,7	-0,1%
Reti di distribuzione	1.006	10,6	+1,6%
<i>Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*</i>	<i>152</i>	<i>1,6</i>	<i>+71,2%</i>
TOTALE CONSUMATO	3.570	37,8	+1,1%
<i>Iniezioni negli stoccaggi</i>	<i>1.809</i>	<i>19</i>	<i>-5,7%</i>
TOTALE PRELEVATO	5.379	56,9	-1,3%

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



(continua)

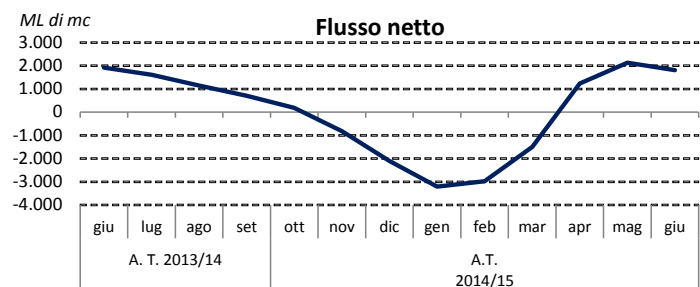
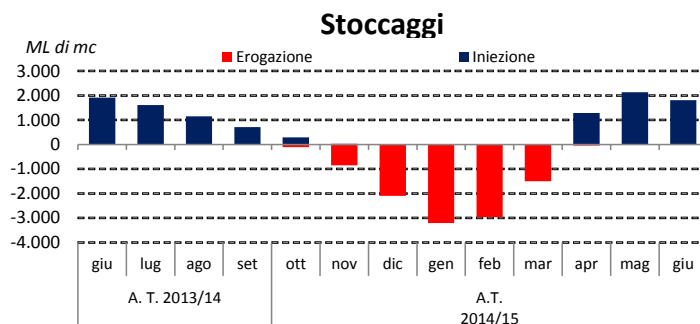
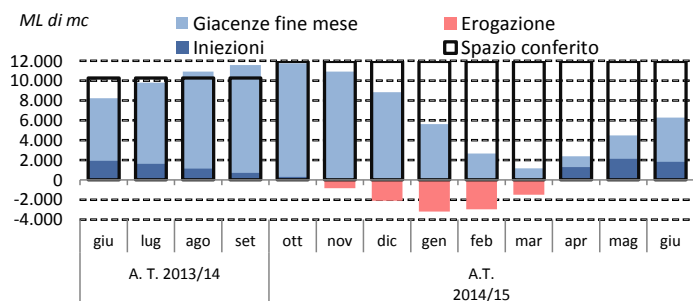
Nell'ultimo giorno del mese di giugno la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 6.273 milioni di mc, inferiore del 23,9% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta al 52,5%, contro l'80,3% di un anno fa.

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), ancora flessione congiunturale (-0,26 €/MWh, -1,1%) ma in decisa crescita tendenziale (+3,13 €/MWh, +16,5%), si attesta a 22,12 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/06/2015)	6.273	-23,9%
Erogazione (flusso out)	-	-
Iniezione (flusso in)	1.809	-5,7%
Flusso netto	1.809	-5,7%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	52,5%	-27,7 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

A giugno nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 2,7 milioni di MWh, pari al 7,1% della domanda complessiva di gas naturale (7,7% a giugno 2014), tutti nei due

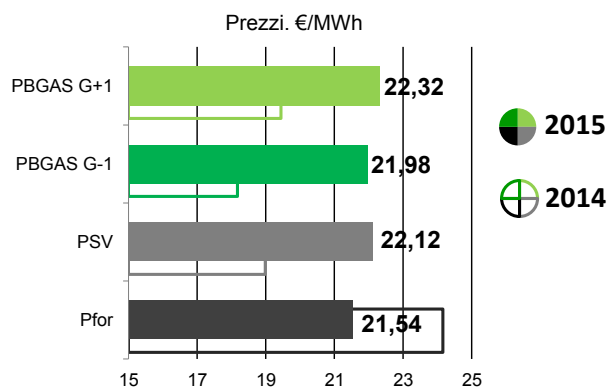
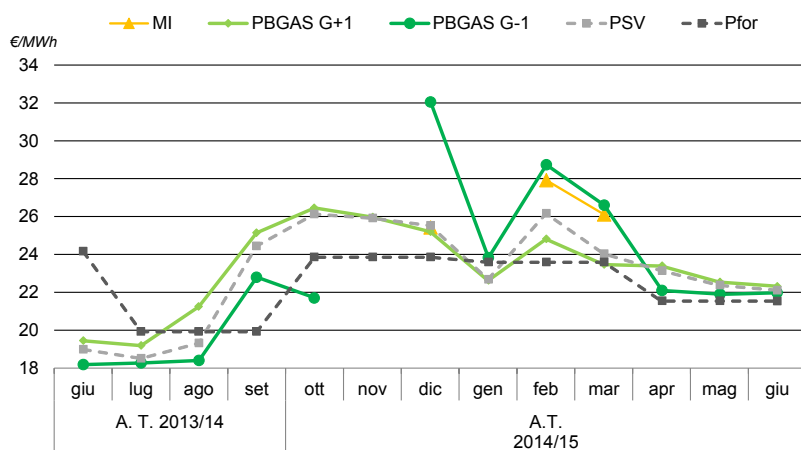
comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS) come un anno fa.

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh	
	Media	Min	Max	Totale	
MGAS					
MP-GAS	-	-	-	-	-
MGP	-	-	-	-	-
MI	-	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-	-
PB-GAS					
Comparto G-1	21,98	(18,17)	21,78	155.584	(283.007)
Comparto G+1	22,32	(19,44)	22,03	2.543.270	(2.597.580)
P-GAS					
Royalties	-	-	-	-	-
Import	-	-	-	-	-
Ex d.lgs 130/10	-	-	-	-	-

Tra parentesi i valori nello stesso mese dell'anno precedente



* MGP e MI sono mercati a contrattazione continua, le Royalties e la PB-GAS mercati ad asta, il PSV è una quotazione ed il P_{for} 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*	Negoziations	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2015-06	-	-	25,383	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-07	-	-	23,950	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-07	-	-	24,018	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-08	-	-	22,970	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-09	-	-	31,946	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-10	-	-	22,581	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-03	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2015-04	-	-	26,852	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-01	-	-	26,250	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Q-2016-02	-	-	23,525	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
SS-2016	-	-	24,267	-5,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	25,410	-2,8%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

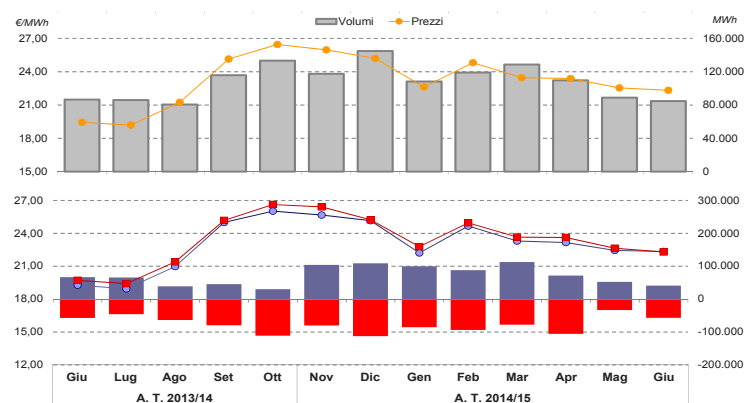
Nel Comparto G+1 della Piattaforma di Bilanciamento (PB-Gas) sono stati scambiati 2,5 milioni di MWh, minimo degli ultimi dieci mesi, in calo del 2,1% rispetto ad un anno fa. In crescita tendenziale, invece, il prezzo medio pari a 22,32 €/MWh (+14,8%), solo 20 centesimi di €/MWh più alto rispetto alle quotazioni registrate al PSV. Nei 14 giorni, sui 30 di giugno, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,2 milioni di MWh, di cui il 47,3%, pari a 571 mila MWh venduti dal Responsabile

del Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 22,35 €/MWh (+15,9% su base annua). Nei restanti 16 giorni con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,3 milioni di MWh, di cui il 68,3%, pari a 912 mila MWh acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 22,30 €/MWh (+13,1%). Complessivamente il 58,3% dei volumi scambiati (1,5 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 41,7% da scambi tra operatori, pari 1,1 milioni di MWh.

Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 14/30	negativo n.giorni 16/30
Prezzo. €/MWh	22,32	(+14,8%)	22,35	22,30
Acquisti. MWh	2.543.270	(-2,1%)	1.206.994	1.336.277
RdB	912.492	(+44,9%)		912.492
Operatori	1.630.778	(-17,1%)	1.206.994	423.784
Vendite. MWh	2.543.270	(-2,1%)	1.206.994	1.336.277
RdB	571.099	(-54,9%)	571.099	
Operatori	1.972.172	(+48,3%)	635.895	1.336.277
<i>Tra parentesi le variazioni rispetto allo stesso mese dell'anno precedente</i>				
Partecipazione al mercato				
	Totale		lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	49		44	35



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, a giugno sono stati scambiati solo 156 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 21,98 €/MWh. Nelle uniche due sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in

vendita negoziata con acquisti di operatori delle zone Stogit, LNG (87,6% del totale) e, in misura più esigua Import ed Edison Stoccaggio. I prezzi zonal sono oscillati attorno ai 22 €/MWh in linea con le quotazioni al PSV.

Tabella 2: Piattaforma di Bilanciamento - *Comparto G-1*

Fonte: dati GME

	Zone						
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	SRG
Prezzo. €/MWh	22,18	21,78	21,98	22,28	-	-	21,98
Volumi. MWh	1.722	2.778	136.267	14.817	-	-	155.584
Operatori. N.	1	1	1	5	-	-	1

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di giugno il valore dei principali combustibili fossili si riduce, in linea con la puntuale realizzazione della stagionalità dei fondamentali di mercato. Seguono l'evoluzione dei consumi anche le borse elettriche europee, che al contrario segnano diffusi incrementi mensili legati all'approssimarsi

dell'estate e quindi delle temperature più elevate. Al netto degli elementi di ciclicità della domanda, tali tendenze si inseriscono comunque in un contesto generalmente ribassista, segnale della più ampia fase recessiva che l'economia europea sta attraversando già da qualche tempo.

Nel mese di giugno, il prezzo spot del Brent segna la prima flessione congiunturale consistente dall'inizio dell'anno, mantenendosi comunque a ridosso dei 60 \$/bbl e descrivendo un più ampio decremento tendenziale (61 \$/bbl, -5/-46%). Seguono esattamente lo stesso andamento le due commodity derivate, il cui valore a pronti (olio combustibile 322 \$/MT, -4/-49%; gasolio 573 \$/MT -3/-37%) – al pari del bene di riferimento – delude al ribasso le aspettative riposte dagli operatori lo scorso mese. Anche i prezzi future ripiegano su valori più contenuti, in previsione di un più lieve aumento del livello del greggio (64/65 \$/bbl). Nessuna variazione significativa nel prezzo europeo del carbone che, anche questo mese al

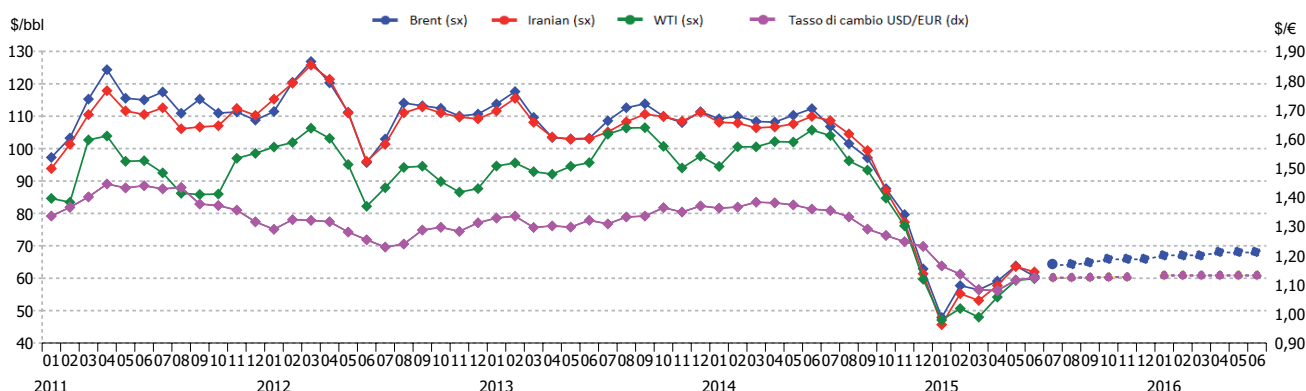
di sotto degli altri due riferimenti internazionali – si mantiene prossimo ai 60 \$/MT come del resto dall'inizio dell'anno (58 \$/MT), percorrendo una graduale discesa che si esplica con una variazione tendenziale pari al -20%. La stabilità del prezzo spot sembra essere accolta positivamente dai mercati a termine i quali, in virtù di lievi incrementi rispetto allo scorso mese, prevedono una sostanziale invarianza delle quotazioni (58/59 \$/MT, +2/+3%). La moneta americana continua a guadagnare terreno sull'euro, dinamica che si manifesta attraverso un cambio euro/dollaro giunto in salita a 1,12 \$/€ (+1%); per i prodotti di prossima consegna non si prospettano tuttavia particolari variazioni.

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

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Giu 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	60,61	- 5 %	- 46 %	66,59	64,03	- 3 %	64,12	- 4 %	64,75	-	-	-
Brent FOB	€/bbl	53,93	- 6 %	- 35 %	-	56,98	-	57,03	-	57,57	-	-	-
OLIO COMB.	\$/MT	322,10	- 4 %	- 49 %	337,60	328,30	- 5 %	331,49	- 4 %	334,19	-	355,75	- 3 %
0.1 FOB Barge	€/MT	286,59	- 5 %	- 38 %	-	292,12	-	294,84	-	297,11	-	314,31	-
GASOLIO	\$/MT	573,47	- 3 %	- 37 %	593,00	579,91	- 4 %	582,33	- 3 %	585,72	-	-	- 1 %
0.1 FOB ARA	€/MT	510,27	- 4 %	- 24 %	-	516,01	-	517,95	-	520,73	-	-	-
CARBONE	\$/MT	58,35	+ 0 %	- 20 %	57,85	58,38	+ 2 %	58,33	+ 3 %	58,70	-	58,60	+ 2 %
ARA Stm 6000K	€/MT	51,91	- 1 %	- 3 %	-	51,95	-	51,88	-	52,19	-	51,78	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,12	+ 1 %	- 17 %	-	1,12	+ 1 %	1,12	+ 1 %	1,12	-	1,13	+ 1 %

Fonte: Thomson-Reuters

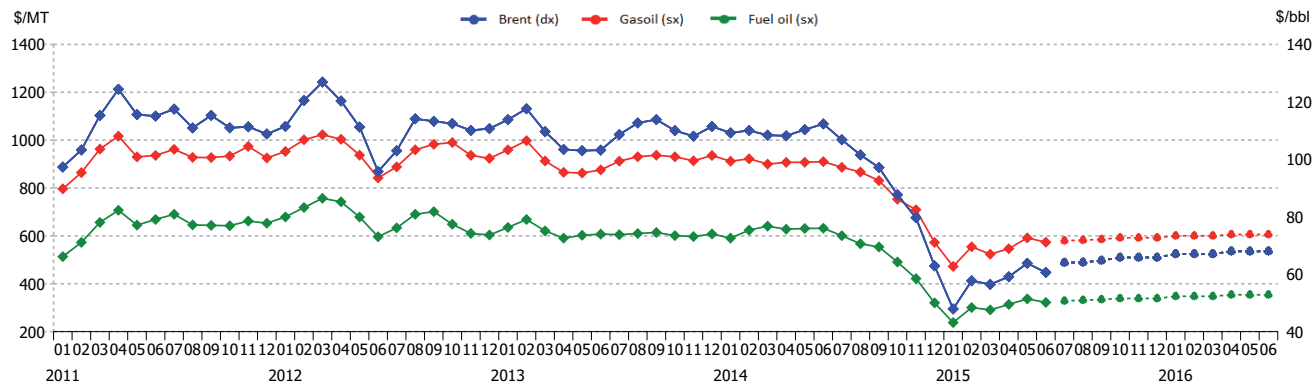
Grafico 1: Greggio e tasso di cambio, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

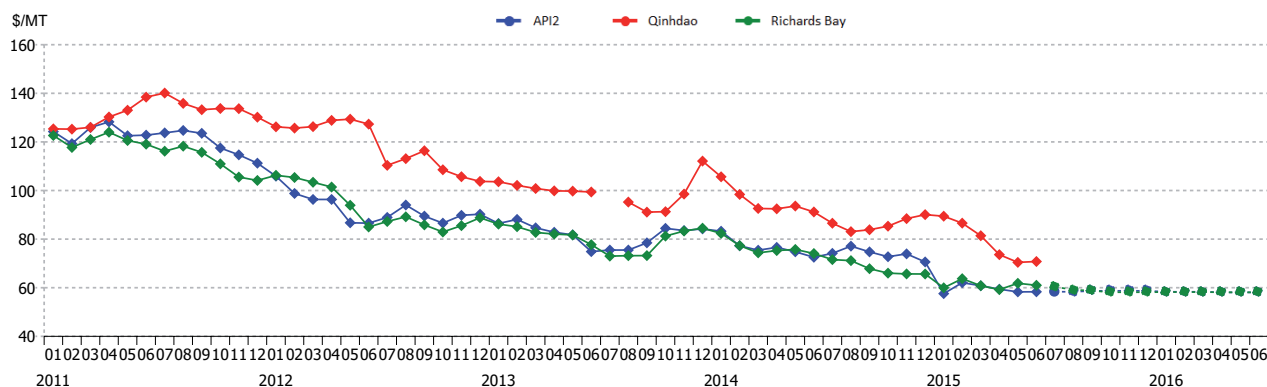
(continua)

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

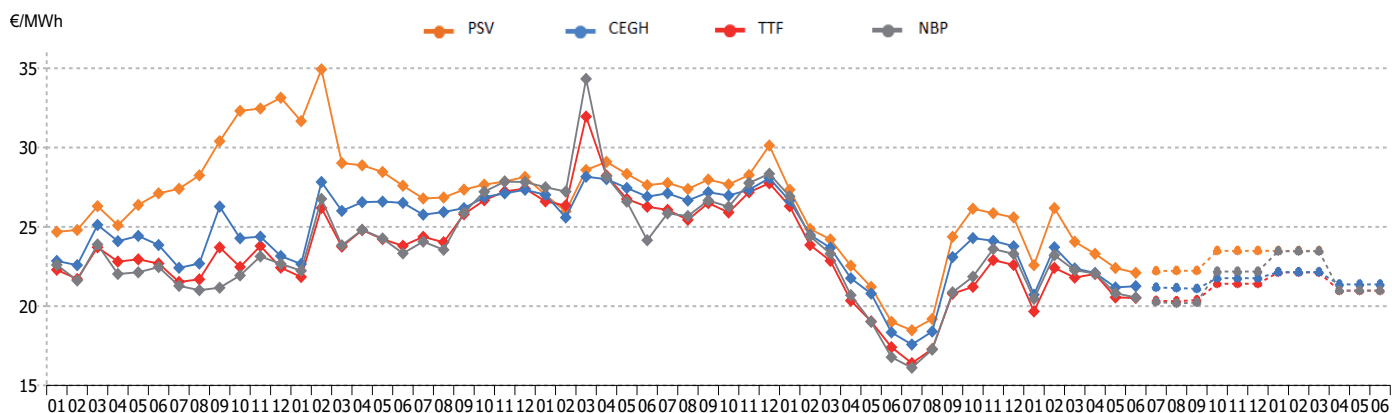
Non si rilevano variazioni significative neanche sugli hub europei del gas, la cui lieve e diffusa variazione congiunturale sembra più connessa al trend stagionale della domanda che alla contestuale flessione del prezzo del greggio (21/22 €/

MWh, -1%). La stabilità dei prezzi pronosticata lo scorso mese trova quasi completamente riscontro nei valori spot, dinamica che sembra influenzare anche i prezzi dei prodotti future, allineati a quelli attuali.

(continua)

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Giu 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	22,10	- 1 %	+ 16 %	22,20	22,21	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	20,51	- 0 %	+ 18 %	20,45	20,33	- 0 %	20,31	-	-	-	21,30	- 1 %
CEGH	AT	21,26	+ 0 %	+ 16 %	21,35	21,17	+ 0 %	21,14	+ 0 %	21,09	-	-	-
NBP	UK	20,55	- 1 %	+ 22 %	20,11	20,27	+ 2 %	20,17	+ 0 %	20,22	-	21,82	- 1 %



Fonte: Thomson-Reuters

Le principali borse elettriche europee mostrano invece una generale tendenza rialzista su base mensile, più intensa per quel che riguarda i riferimenti di Epex (DE/CH/FR 30/32 €/MWh, +19/+21%), cui sfugge esclusivamente il prezzo spot di Nord Pool che aggiorna il minimo degli ultimi tre anni in virtù di elevate flessioni congiunturale e tendenziale (14 €/MWh, -35/-43%). In Italia, mentre il PUN descrive un lieve incremento mensile, il prezzo della zona Nord – riferimento per il market coupling – si mantiene sostanzialmente stabile a 48 €/MWh, riducendo in un siffatto contesto lo spread dalle altre

quotazioni dell'IBMC¹ (+16 €/MWh medio). Si registra, peraltro, un aumento del livello di allineamento tra l'Italia e le borse estere integrate in coupling, che in particolare sulla direttrice IT-FR assume il valore del 5% (+3 p.p.). Quanto ai mercati future, le quotazioni corrispondenti vengono generalmente rivalutate al rialzo, con valori di prossima consegna che solo in certi casi superano quelli attuali; fa eccezione anche in questo caso il pool scandinavo, che per il prossimo mese prevede un ulteriore deprezzamento (12 €/MWh circa).

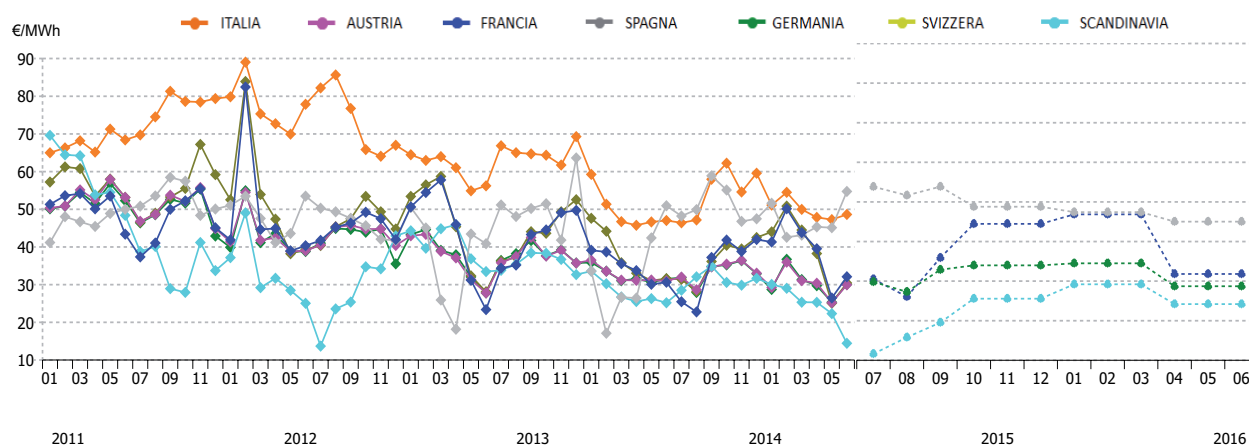
¹ Italian Borders Market Coupling

(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	Giu 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Lug 15	Var M-1 (%)	Ago 15	Var M-1 (%)	Set 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	48,64	+ 3 %	+ 3 %	48,10	51,77	+ 2 %	50,50	+ 0 %	51,78	-	48,19	+ 3 %
FRANCIA	32,10	+ 21 %	+ 5 %	28,88	30,50	+ 10 %	26,06	+ 3 %	35,88	-	38,58	-
GERMANIA	30,06	+ 19 %	- 5 %	28,66	29,80	+ 2 %	27,30	- 1 %	32,87	-	31,66	-
SPAGNA	54,73	+ 21 %	+ 7 %	49,83	53,84	+ 2 %	51,67	+ 0 %	53,86	-	48,02	-
AREA SCANDINAVA	14,43	- 35 %	- 43 %	15,75	11,62	- 28 %	15,79	- 22 %	19,55	-	26,32	-
AUSTRIA	29,96	+ 19 %	- 3 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	30,44	+ 21 %	- 4 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



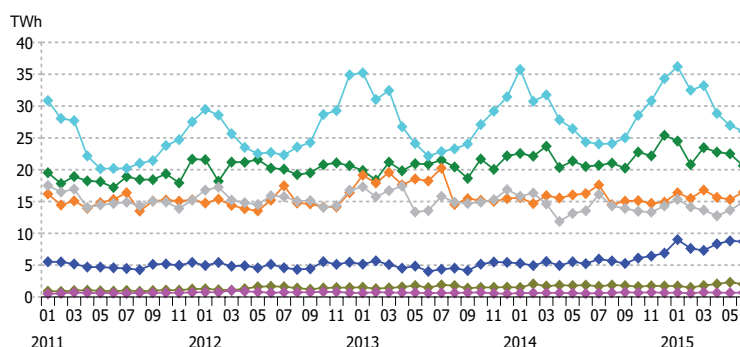
Degli 89,5 TWh scambiati sulle borse oggetto di analisi, il 36% circa risulta appannaggio di Epex Spot, volumi in aumento tendenziale del 10%, cui contribuisce maggiormente il segmento francese (9 TWh, +67%). L'altra quota più consistente risulta detenuta dalla borsa scandinava, la cui

tendenza mensile sembra contribuire al deciso calo osservato nel corrispondente prezzo spot (26 TWh, -3%, +7%). In aumento su base annua anche le due borse mediterranee che mantengono sostanzialmente inalterata la loro reciproca distanza (Spagna/Italia 15/16,5 TWh, +10/+1%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Giu 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	16,5	+ 8 %	+ 1 %
FRANCIA	8,7	- 1 %	+ 67 %
GERMANIA	20,6	- 8 %	+ 1 %
SPAGNA	14,9	+ 9 %	+ 10 %
AREA SCANDINAVA	26,1	- 3 %	+ 7 %
AUSTRIA	0,7	+ 4 %	+ 26 %
SVIZZERA	2,0	- 13 %	+ 8 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2015 sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 99.543 TEE, in diminuzione rispetto ai 470.844 TEE scambiati a maggio. Dei 99.543 TEE sono stati scambiati 24.474 TEE di Tipo I, 52.645 TEE di Tipo II, 8.002 TEE di Tipo II CAR, 14.422 TEE di Tipo III. I volumi, nel primo semestre 2015, hanno registrato sul mercato un livello pari a 1.801.666 TEE e 2.834.506 TEE sulla piattaforma dei bilaterali (1.966.477 e 4.134.199 i TEE scambiati rispettivamente sul mercato e sulla piattaforma dei bilaterali nel 2014), per un totale di 4.636.172 TEE scambiati nei primi sei mesi del 2015, in diminuzione rispetto allo scorso anno (6.100.676 i TEE scambiati nel I semestre 2014). Dal mese di gennaio al mese di giugno 2015, il prezzo minimo registrato è stato pari a 90,00 € (95,00 € nello stesso periodo del 2014) mentre il prezzo massimo ha raggiunto quota 110,00 € (149,00 €/TEE nelle sessioni di scambio del mese di marzo 2014). Analizzando l'andamento specifico di questo mese in particolare, si rileva che i TEE di Tipo I sono stati

scambiati ad una media di 102,63 € (103,72 € a maggio), i TEE di Tipo II sono stati scambiati ad una media di 102,56 € (103,72 € a maggio) e i Tipo II-CAR a 102,71 € (103,53 € lo scorso mese) e i TEE di Tipo III sono stati quotati ad una media di 103,09 € (rispetto a 103,74 € di maggio). Nel mese di giugno, successivamente al termine della scadenza dell'obbligo, per i distributori, della consegna al GSE dei Titoli di Efficienza Energetica, si registra, sul mercato, una diminuzione dei prezzi medi rispetto al mese precedente. In percentuale, infatti, la diminuzione dei prezzi medi è stata pari a 1,05 % per i TEE di Tipo I, 1,13 % per i TEE di Tipo II, dello 0,79 % per i TEE di Tipo II-CAR, e dello 0,63 % per i TEE di Tipo III. I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 2.605.291 TEE (808.507 di Tipo I, 1.401.203 di Tipo II, 67.763 di Tipo II CAR, 327.762 di Tipo III e 56 di Tipo V). Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 34.878.764 TEE. Di seguito la Tabella riassuntiva delle transazioni relativa al mese di giugno 2015.

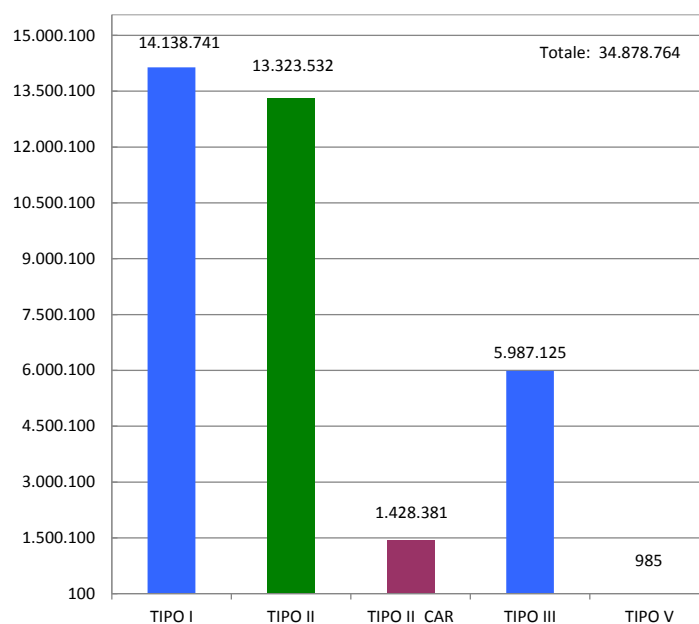
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	24.474	52.645	8.002	14.422
Valore Totale (€)	2.511.816,01	5.399.040,88	821.912,76	1.486.756,80
Prezzo minimo (€/TEE)	100,10	97,00	102,00	101,50
Prezzo massimo (€/TEE)	103,10	103,40	103,40	104,00
Prezzo medio (€/TEE)	102,63	102,56	102,71	103,09

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

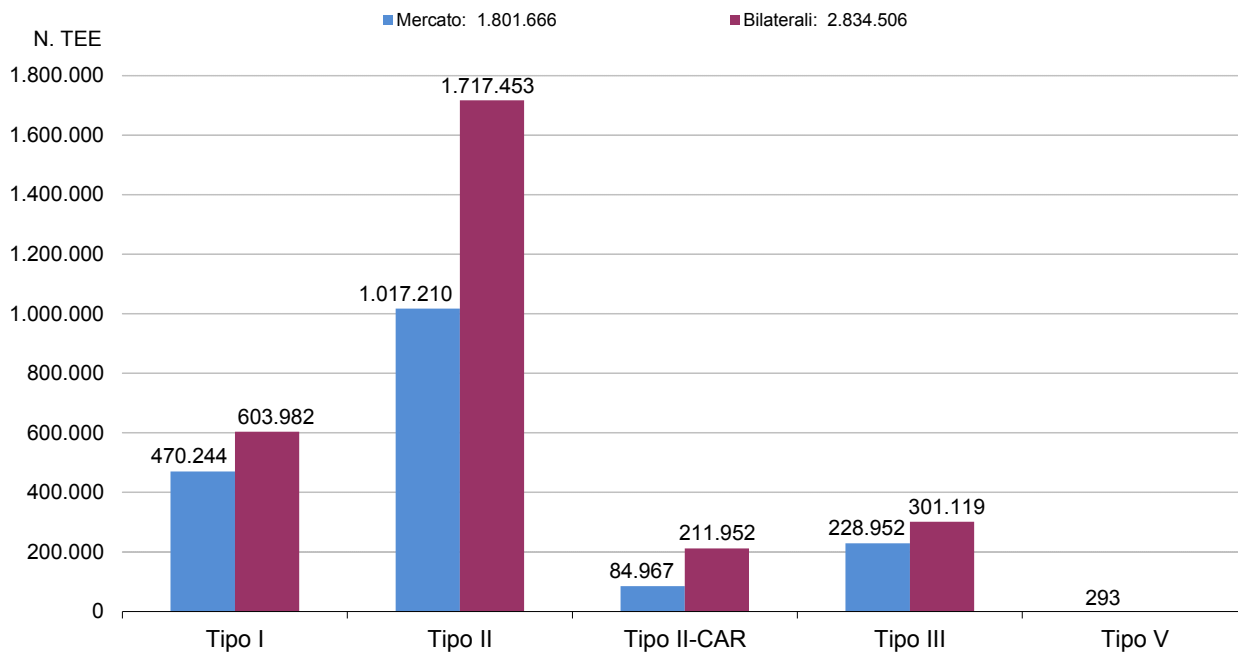
Fonte: GME



(continua)

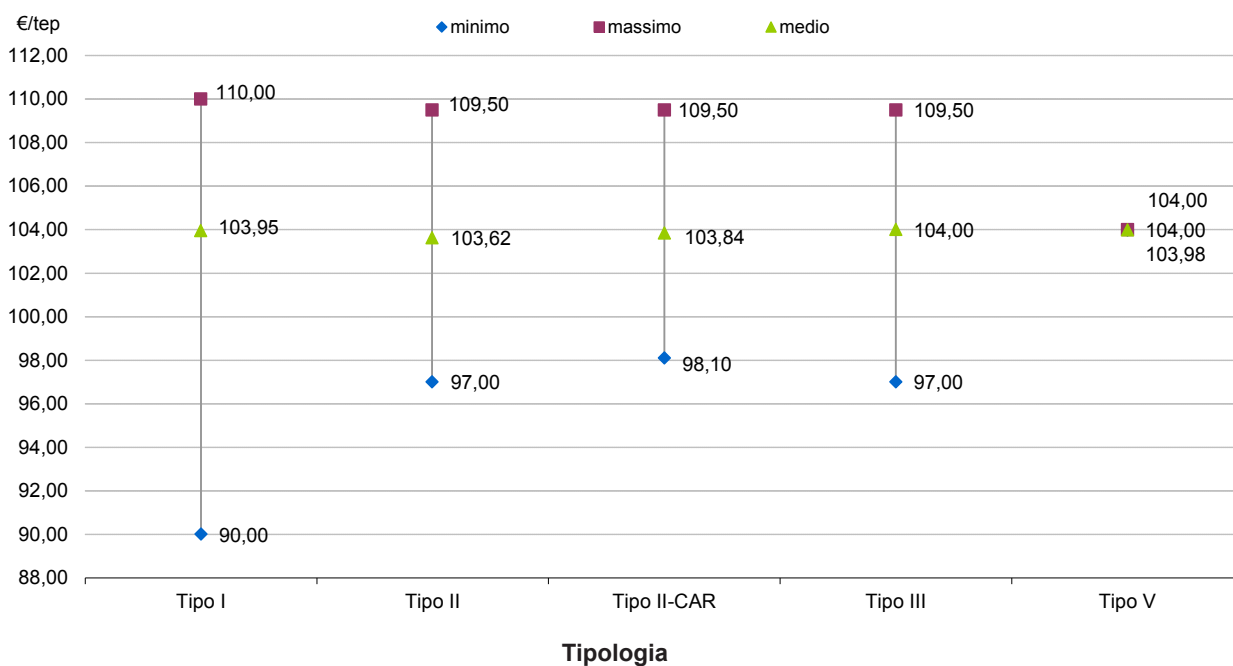
TEE scambiati (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

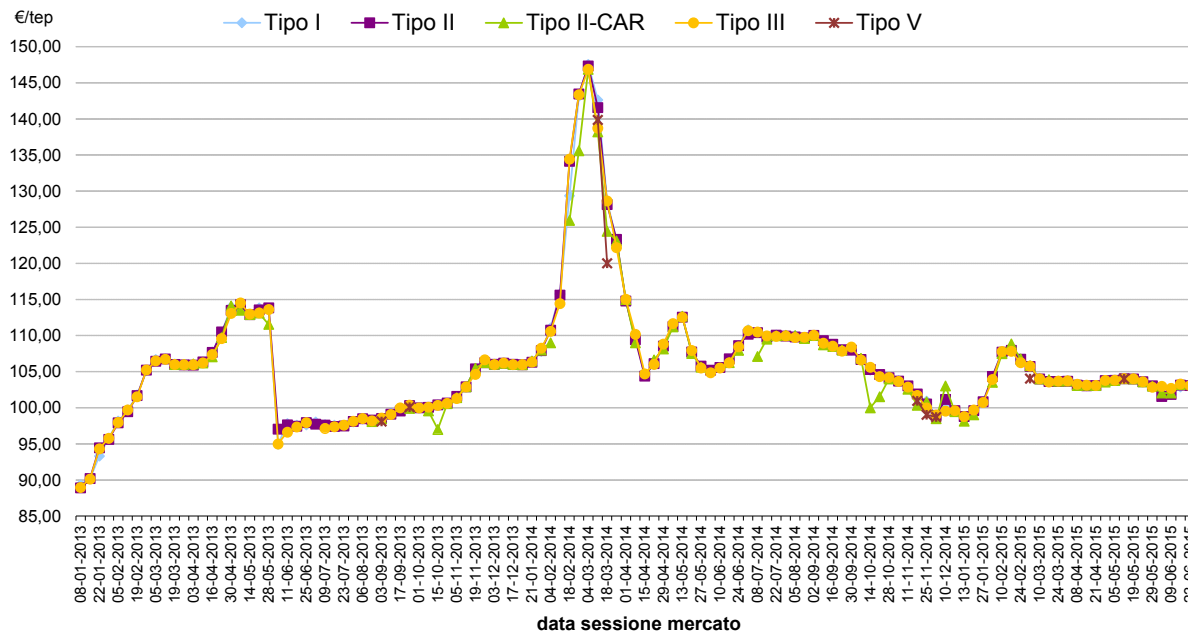
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME

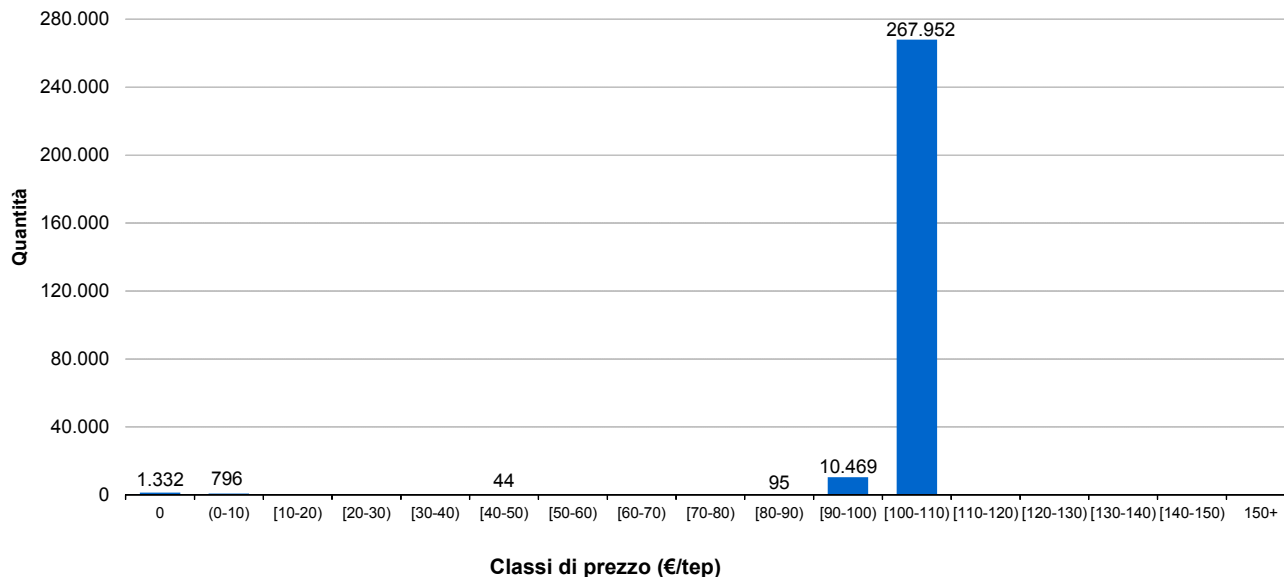


Nel corso del mese di giugno 2015 sono stati scambiati 280.688 TEE attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (880.600 TEE nel mese di maggio 2015). La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 101,73 € /tep (104,33 €/tep lo scorso mese), minore di 0,93

€/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (103,72 €/tep a maggio). Nel grafico sottostante sono evidenziati i volumi mensili scambiati bilateralmente per ciascuna classe di prezzo.

TEE scambiati per classi di prezzo - giugno 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi, nel mese di giugno 2015, sono stati scambiati 447.803 CV, in diminuzione, rispetto ai 639.033 CV scambiati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2015 I Trim con 272.936 certificati (351.439 i CV 2015 I Trim scambiati lo scorso mese), dei CV 2014 IV Trim, con 155.579 titoli (155.313 i CV 2014 IV Trim scambiati a maggio), e dei CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 15.096 CV (62.898 i CV 2013 IV Trim relativi allo scorso mese).

Seguono nell'ordine, i CV 2014 III Trim con 2.141 certificati (33.894 i CV 2014 III Trim scambiati a maggio), i CV 2014 TRL IV Trim con 1.363 CV, assenti lo scorso mese sulla piattaforma, i CV 2013 I Trim con 378 titoli (1.014 i CV 2013 I Trim, quotati il mese scorso), e i CV 2014 II Trim che hanno raggiunto un volume totale pari a 216 titoli (3.901 i CV 2014 II Trim, presenti sul mercato a maggio).

Chiudono l'elenco dei volumi scambiati nel mese di giugno, i CV 2014 I Trim con 64 CV (2.215 i CV 2014 I Trim presenti il mese scorso sulla piattaforma), i CV 2013 II Trim con 28 certificati (2.978 i CV 2013 II Trim a maggio) e i CV 2013 TRL IV Trim con 2 titoli (9.660 i CV 2013 TRL IV Trim a maggio).

Nel primo semestre 2015, il volume dei Certificati Verdi sulla piattaforma di mercato è stato pari a 4.135.931 CV in aumento rispetto allo scorso anno (3.956.633 i CV scambiati nel primo semestre 2014), mentre bilateralmente i CV quotati sono stati pari a 16.708.659 (17.868.966 i CV nello stesso periodo dello scorso anno).

Dall'inizio dell'anno al mese di giugno, i prezzi dei CV scambiati sul mercato hanno registrato un valore minimo pari a 84,34 €/

MWh rilevato per i CV 2013 TRL IV Trim e un valore massimo pari a 99,23 €/MWh, per i CV I Trim 2015. Si segnala, inoltre, che a causa dell'errore materiale di un operatore, il prezzo minimo di aprile per la tipologia CV 2014 IV Trim è risultato pari a 37,20 €/MWh.

Per quanto riguarda i prezzi medi per anno di riferimento, registrati sul mercato dei CV nel mese di giugno, è stato osservato per i CV 2013 I Trim, per i CV 2013 II Trim e per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari a 89,30 €/MWh, in aumento per le prime due tipologie, rispettivamente di 0,73 €/MWh, e di 0,08 €/MWh, mentre per i CV 2013 IV Trim il prezzo medio ha registrato una diminuzione di 0,13 €/MWh, rispetto al mese precedente.

I CV 2013 TRL IV Trim, sono stati scambiati ad un prezzo medio pari a 87,00 €/MWh in aumento di 2,48 €/MWh rispetto a maggio.

Per le tipologie CV 2014 I Trim, CV 2014 II Trim e CV 2014 III Trim è stato rilevato un prezzo medio pari a 97,10 €/MWh, 97,19 €/MWh e 97,05 €/MWh. Nel dettaglio, i tre trimestri 2014 sono risultati in diminuzione, rispettivamente, di 0,12 €/MWh e di 0,03 €/MWh e di 0,20 €/MWh.

Infine, il prezzo medio dei CV 2014 IV Trim, come il mese scorso, è risultato pari a 97,19 €/MWh, il prezzo medio dei CV 2014 TRL IV Trim, assenti sulla piattaforma a maggio, è stato pari a 84,40 €/MWh, mentre i CV 2015 I Trim sono stati scambiati ad un prezzo medio di 98,96 €/MWh, in aumento di 0,16 €/MWh rispetto al mese precedente.

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

CV, risultato del mercato GME - giugno 2015

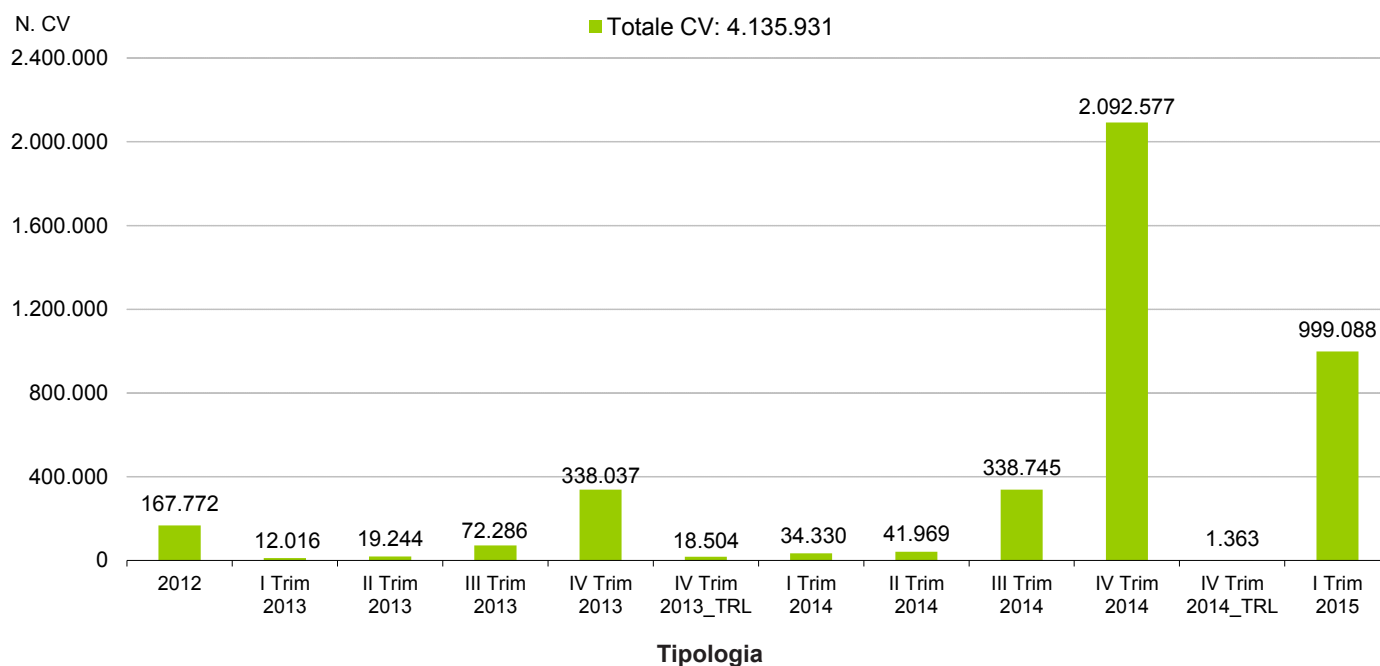
Fonte: GME

	Periodo di riferimento									
	I Trim 2013	II Trim 2013	IV Trim 2013	IV Trim 2013_TRL	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	IV Trim 2014_TRL	I Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	378	28	15.096	2	64	216	2.141	155.579	1.363	272.936
Valore Totale (€)	33.755,40	2.500,40	1.348.087,20	174,00	6.214,40	20.993,10	207.781,80	15.121.105,63	115.038,60	27.010.357,71
Prezzo minimo (€/CV)	89,30	89,30	89,30	84,50	97,10	97,10	97,00	95,00	84,40	98,50
Prezzo massimo (€/CV)	89,30	89,30	89,50	89,50	97,10	97,25	97,25	97,25	84,60	99,10
Prezzo medio (€/CV)	89,30	89,30	89,30	87,00	97,10	97,19	97,05	97,19	84,40	98,96

(continua)

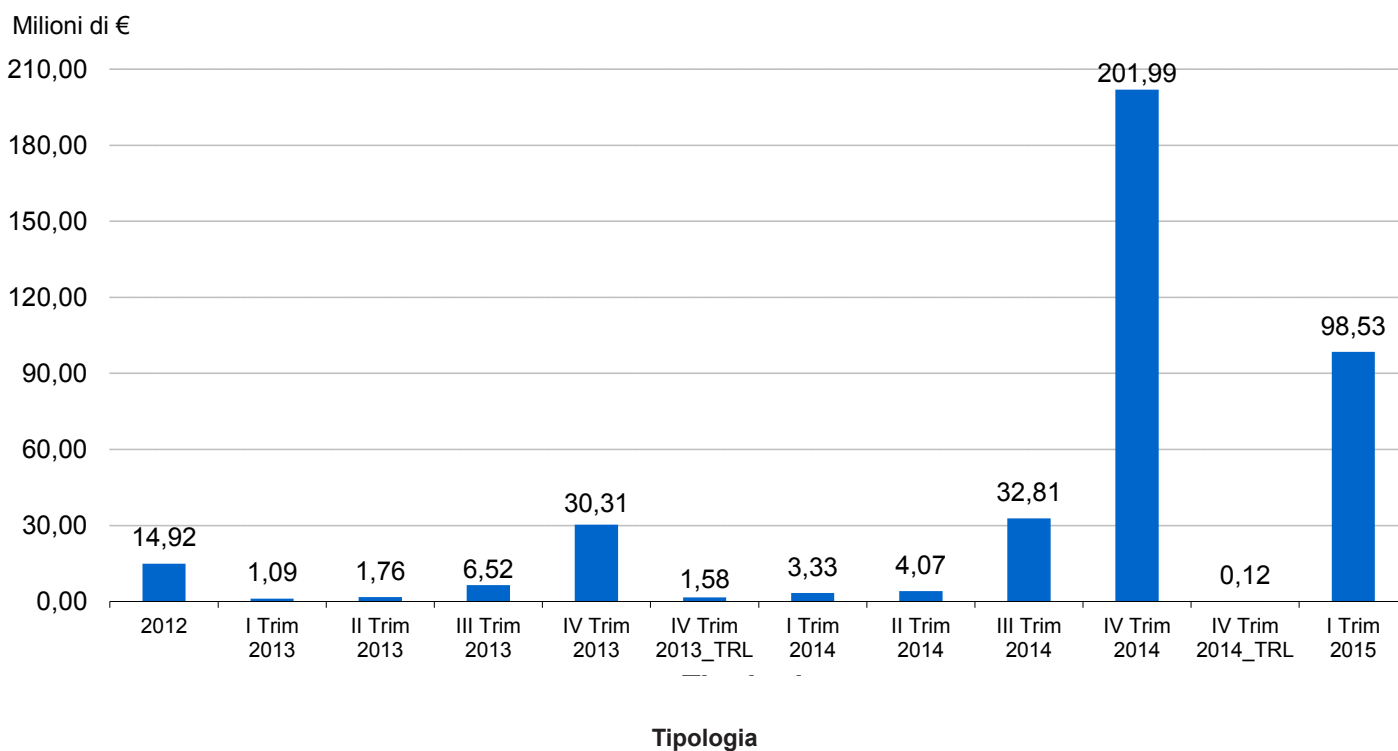
CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

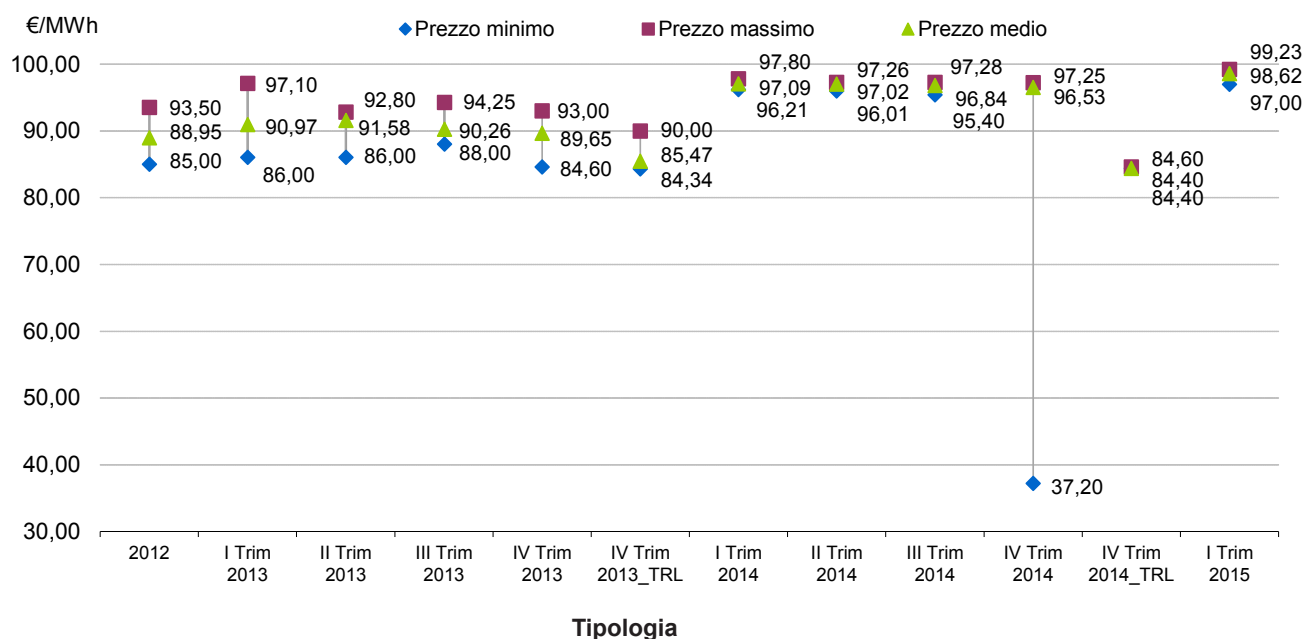
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



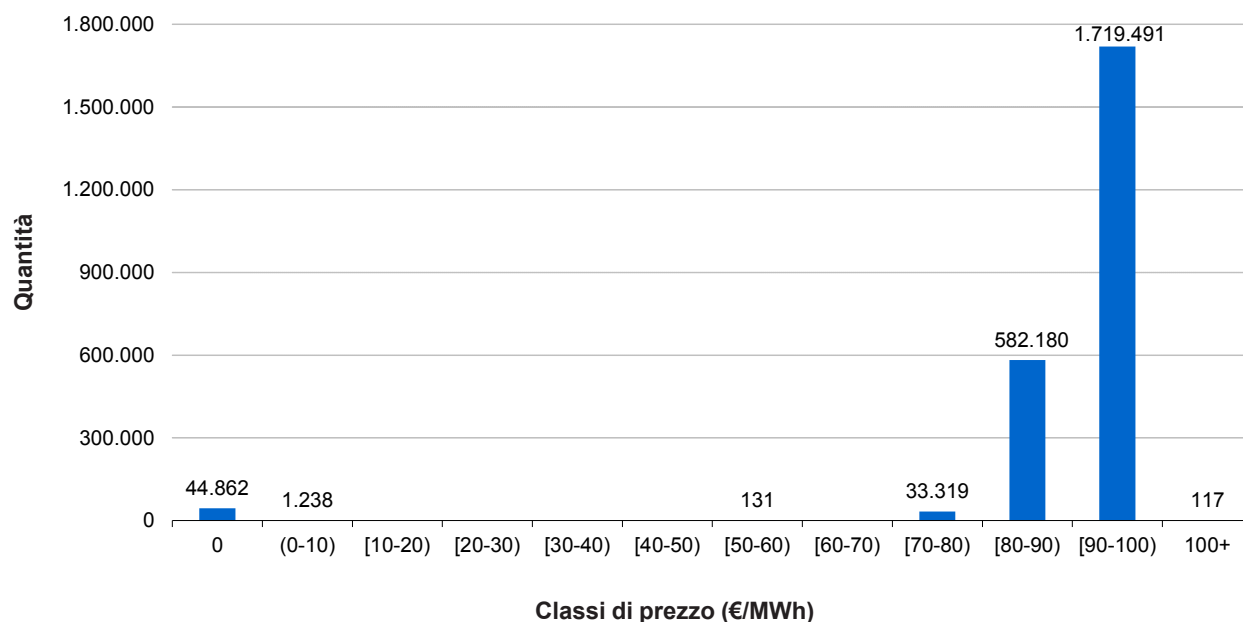
Nel corso del mese di giugno 2015 sono stati scambiati 2.381.338 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (1.691.307 CV nel mese di maggio). La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di giugno, è stata pari a 91,88 €/MWh,

minore di 6,08 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (97,96 €/MWh).

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

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - giugno 2015

Fonte: GME



Mercato delle Garanzie d'Origine

Nei primi sei mesi del 2015, sono state effettuate sei sessioni di mercato GO e tre sessioni d'asta da parte del GSE.

Mercato organizzato GME

L'andamento delle transazioni nel primo semestre 2015, sulla piattaforma di mercato delle Garanzie d'Origine ha registrato un picco nella sessione di marzo con 99.968 GO scambiate, mentre, l'entità delle compravendite nelle altre sessioni ha registrato volumi di minor rilievo.

Nei primi sei mesi del 2015, infatti, il volume totale delle GO scambiate sul mercato è stato pari a 104.003 (459.586 le GO scambiate lo scorso anno nello stesso periodo) mentre il prezzo medio delle GO a prescindere dalla tipologia è stato pari a 0,05 €/MWh (0,07 €/MWh nei primi sei mesi del 2014).

Le GO 2014_Eolico_AltriMesi risultano essere i titoli maggiormente scambiati nei primi sei mesi dell'anno con una quota

presente sul mercato pari a 55.725 (237.994 le GO 2013 Eolico Altri Mesi maggiormente scambiate nei primi sei mesi del 2014).

Da gennaio a giugno 2015 il prezzo minimo rilevato è stato pari a circa 0,04 €/MWh per le GO 2014 Eolico Altri Mesi, mentre il prezzo massimo sulla piattaforma è stato pari a 0,16 €/MWh per le GO 2014 Idroelettrico Altri Mesi.

Nel mese giugno, sono state scambiate 1.000 GO della tipologia 2015_Idroelettrico_Altri mesi ad un prezzo medio pari a 0,16 €/MWh.

Di seguito la tabella riassuntiva delle transazioni avvenute sul mercato da gennaio a giugno 2015 (il periodo di produzione 'AltriMesi' indicato sulla piattaforma si riferisce al periodo 'Marzo-Dicembre' sulla tabella):

GO, risultati del mercato GME primo semestre 2015

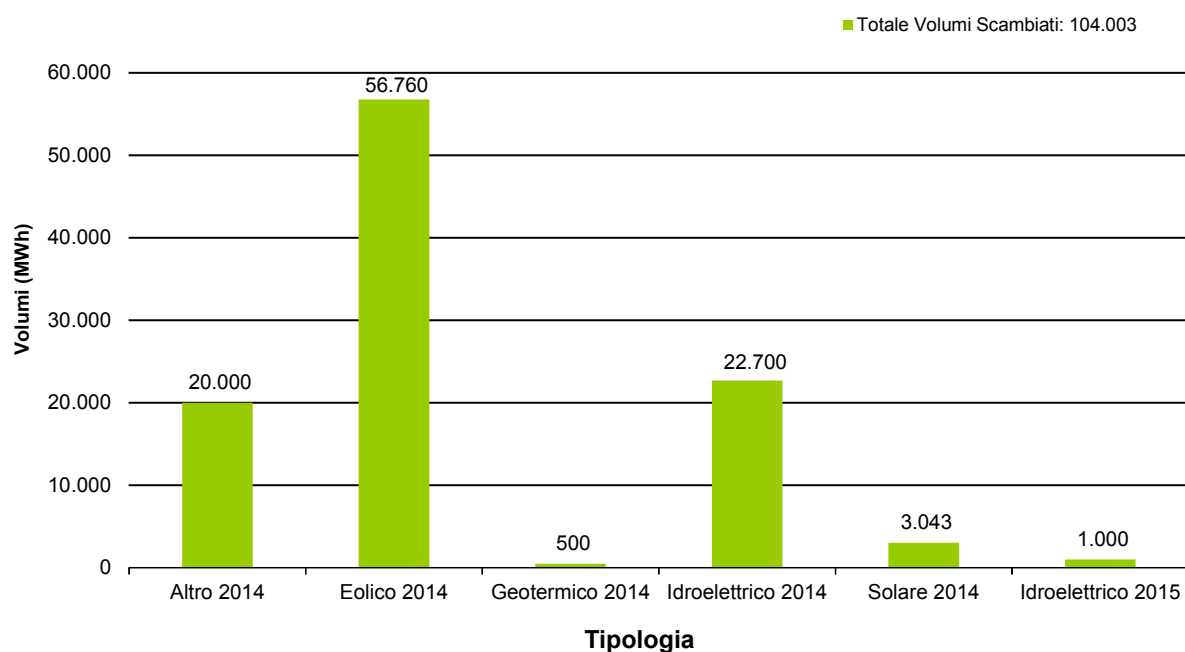
Fonte: GME

Tipologia	Periodo di produzione	Volumi scambiati MWh	Valore Totale €	Prezzo		
				minimo	massimo	medio
				€/MWh		
Eolico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	1.035	83	0,08	0,08	0,08
	Marzo-Dicembre 2014	55.725	2.763	0,04	0,05	0,05
Geotermoelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	500	40	0,08	0,08	0,08
Idroelettrico	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	22.700	1.312	0,05	0,08	0,06
	Gennaio 2015	-	-	-	-	-
	Febbraio 2015	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2015	1.000	160	0,16	0,16	0,16
Solare	Gennaio 2013	-	-	-	-	-
	Febbraio 2013	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2013	-	-	-	-	-
	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	3.043	183	0,06	0,06	0,06
Altro	Gennaio 2014	-	-	-	-	-
	Febbraio 2014	-	-	-	-	-
	Marzo-Dicembre 2014	20.000	1.000	0,05	0,05	0,05

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

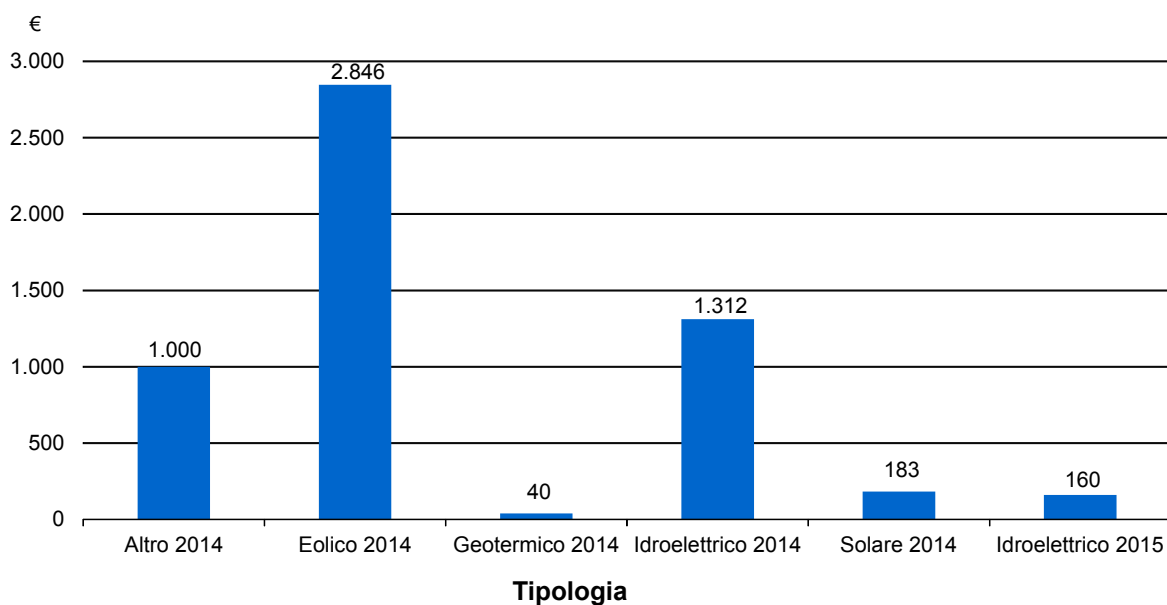
GO, volumi per tipologia (sessioni fino a giugno 2015)

Fonte: GME



GO, controvalore delle transazioni per tipologia (2014 - 2015)

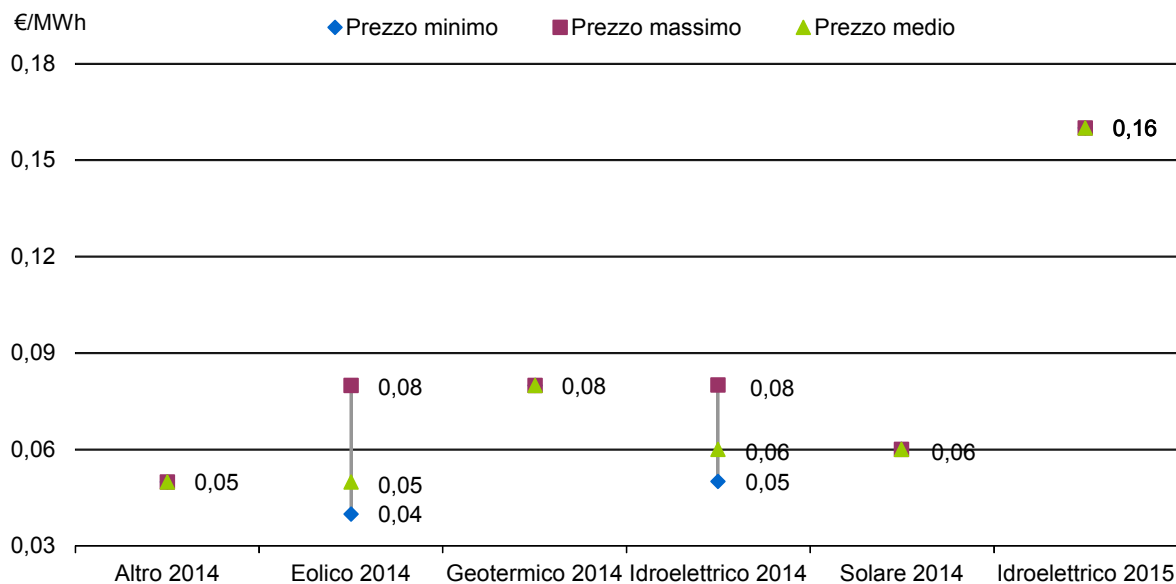
Fonte: GME



L'andamento dei prezzi è evidenziato nella grafico seguente.

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

Fonte: GME



Tipologia

Transazioni bilaterali

In totale, nel primo semestre 2015 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali 41.301.839 GO (41.650.698 le GO delle varie tipologie nel primo semestre del 2014).

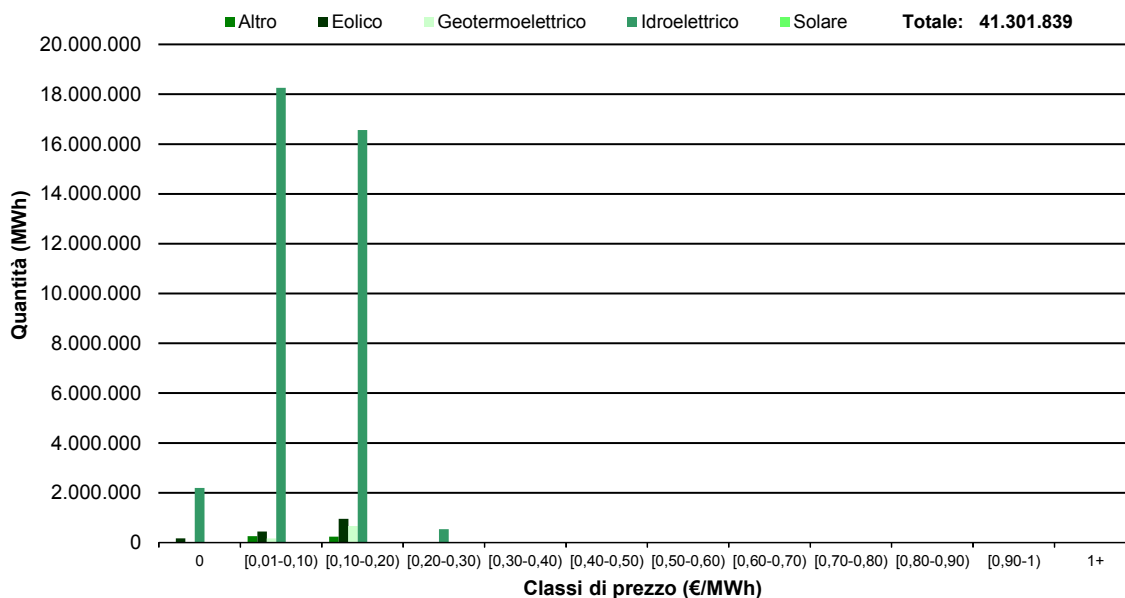
Il prezzo medio registrato è stato pari a 0,10 €/MWh (0,09 €/MWh nel primo semestre 2014), maggiore di 0,05 €/MWh, rispetto a quello registrato sul mercato (0,07 €/MWh il prezzo medio sul mercato, nei primi sei mesi del 2014).

Nel mese di giugno 2015 sono state scambiate bilateralmente 723.189 GO (328.526 GO nel mese di maggio 2015) ad un prezzo medio pari a 0,14 €/MWh (0,08 €/MWh nel mese precedente) minore di 0,02 €/MWh rispetto al prezzo medio di mercato.

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

GO, volumi per fasce di prezzo (sessioni gennaio-giugno 2015)

Fonte: GME



Aste GSE

Le tre sessioni d'asta svolte dal GSE pubblicate sul sito del GME, nel primo semestre 2015, hanno consentito l'assegnazione di 1.593.000 su un totale di 40.352.914 offerte

dal GSE (308.000 le GO assegnate su un totale di 80.533.463 GO, offerte nel 2014).

Di seguito la tabella riassuntiva degli esiti delle aste GO:

GO, esiti delle aste

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	175000	572.546
TOTALE						1.593.000	40.352.914

OIL MARKET, UN ANNO DOPO IL CROLLO: UN NUOVO PUNTO DI EQUILIBRIO?

di Lisa Orlandi e Filippo Clò - Rie

(continua dalla prima)

Nel solo mese di dicembre le quotazioni perdono oltre 15 doll./bbl: prefigurando un ulteriore inarrestabile crollo. In questa prima fase, due sono gli interrogativi che emergono dalla gran massa di analisi, previsioni, stime avanzate da banche d'affari, centri di ricerca, imprese. Da un lato, quale potesse essere il possibile "punto di caduta" dei prezzi: se ancorato ai costi marginali della *shale production* americana, con stime sino a 25 doll./bbl, o ai più elevati *fiscal breakeven* dei paesi produttori. Dall'altro lato, la capacità di tenuta dell'industria *shale*: figlia di prezzi a tre cifre, fortemente indebitata, caratterizzata da elevati tassi di declino, obbligata ad un continuo flusso di investimenti per non veder interrotta la produzione. In un proliferare di scenari e previsioni, due le convinzioni che parevano più condivise. In primo luogo, il fatto che si fosse avviato un ciclo ribassista dei prezzi che, nel parere o nei desiderata dei più, si sarebbe comunque esaurito nell'arco di 12-24 mesi, con prezzi che sarebbero risaliti a livelli comunque non superiori ai precedenti 100 doll./bbl. In secondo luogo, il convincimento che la produzione non convenzionale americana avrebbe conosciuto un inevitabile drastico rallentamento se non un definitivo affossamento. Mentre la prima previsione può ritenersi tuttora valida, la seconda si è dimostrata – almeno ad oggi – del tutto errata. A dimostrazione di come la realtà produttiva, organizzativa, tecnologica e soprattutto il modello di business dei *shale producers* continui ad essere ignoto, così da non poterne preconizzare la capacità e le strategie di risposta alla caduta dei prezzi.

Le dinamiche dei primi quattro mesi del 2015 – ed è la seconda fase – evidenziano appieno la discontinuità sul passato sia in termini di andamento dei prezzi che delle determinanti che ne stanno alla base. Dopo aver toccato a metà gennaio quello che – almeno sinora – è il punto di massima caduta, con minimo giornaliero di 46 doll./bbl, si avvia una fase di tendenziale rialzo con prezzi che prendono ad oscillare da metà febbraio a metà aprile nella banda 55-60 doll./bb. Un rialzo non sostenuto, tuttavia, da una significativa alterazione dei fondamentali reali: con una domanda in crescita, ma meno di quanto atteso, ed un'offerta che cresce ancor di più: così consolidandosi l'*oversupply* da cui la crisi originò. Ciononostante, si rafforza il convincimento di un inevitabile 'imminente' rallentamento della produzione statunitense:

per il progressivo calo dei rig² attivi e per i robusti tagli degli investimenti (20%-25%) annunciati dalle oil companies. Da qui, l'aspettativa di un maggior bilanciamento del mercato nella seconda parte dell'anno ed il consistente riposizionamento dei portafogli degli operatori finanziari: dopo l'ondata di vendite che aveva segnato il secondo semestre 2014, si registra infatti una netta inversione, indicativa di un ritrovato *mood* ottimista, non supportato comunque dalla realtà di un mercato fisico che resta sostanzialmente debole. In sintesi, questa fase è segnata da un evidente scollamento tra effettivo stato dei fondamentali reali del mercato ed aspettative sulla loro evoluzione, tale da determinare una significativa attività sui mercati dei *futures*.

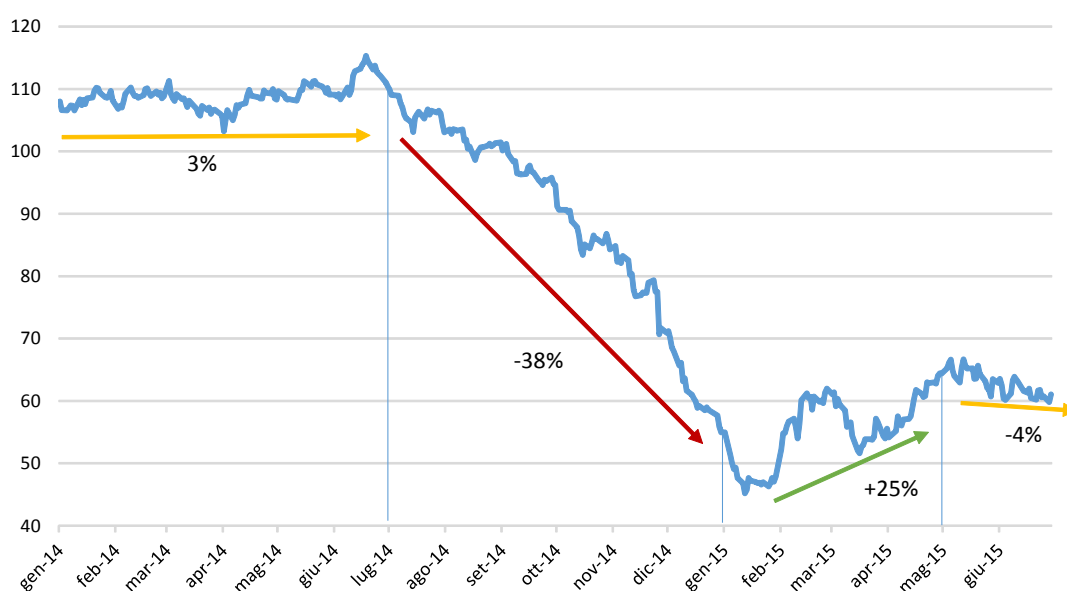
La terza fase, ancora in corso, segna il passaggio da un mood ottimista a sentimenti di maggior cautela e attesa. Dopo aver raggiunto a metà maggio il massimo dell'anno a circa 67 doll./bbl, si assiste ad un ripiegamento delle quotazioni che, per tutto il mese di giugno, mostrano oscillazioni contenute attorno alla soglia dei 60 doll./bbl, mentre perdono oltre 6 dollari ad inizio luglio, scendendo a quota 55 il 7 del mese. Dati alla mano, le aspettative di ridimensionamento dell'*oversupply* nel secondo semestre 2015 – che avevano guidato la fase di rialzi nella prima parte dell'anno – prendono a vacillare, con conseguente ridimensionamento delle posizioni finanziarie. La domanda non tiene il passo di un'offerta che, contrariamente a quanto atteso, non mostra segni di cedimento. Di particolare interesse la tenuta di quella americana, con i *rig* attivi che a fine giugno risultano in aumento dopo 29 settimane consecutive di calo: a indicare che i prezzi attuali non rappresentano un solido deterrente alla continuità dell'attività esplorativa ed estrattiva. Non si ravvisano segnali di frenata nemmeno da parte degli altri grandi produttori. L'OPEC, nel meeting di giugno, ha confermato le decisioni di fine novembre, continuando a produrre ben al di sopra del tetto ufficiale, mentre la Russia ha retto sinora bene al calo dei prezzi ed al peso delle sanzioni, con una produzione che ha toccato nuovi massimi prossimi a 11,0 mil. bbl./g. Nella sostanza, la lettura dello stato dei fondamentali reali denota condizioni di debolezza tali da non supportare rialzi sostenuti e prolungati dei prezzi. Da qui, un generale atteggiamento di cautela e di *wait and see* rispetto ai nuovi scenari macroeconomici e geopolitici che vanno delineandosi.

OIL MARKET, UN ANNO DOPO IL CROLLO: UN NUOVO PUNTO DI EQUILIBRIO?

(continua)

Andamento del Brent Dated (doll./bbl)

Fonte: elaborazioni RIE su dati Platt's



Fonte: elaborazioni RIE

Fase	Periodo	Dinamiche di prezzo	Mood prevalente	Convinzioni
I	luglio - dicembre 2014		Ribassista, guidato da fondamentali reali deboli	Crollo produzione shale, specie a seguito del cambio di policy dell'OPEC
II	gennaio - aprile 2015		Rialzista, sostenuto da aspettative di ridimensionamento oversupply	Crollo produzione shale, suffragato dal forte calo dei rig attivi
III	maggio - ?		Cautela e attendismo	Crollo produzione shale? Dimostrata resilienza ma futuro incerto

OIL MARKET, UN ANNO DOPO IL CROLLO: UN NUOVO PUNTO DI EQUILIBRIO?

(continua)

Shale oil: tra resilienza e futuro incerto

Una delle poche certezze di questo primo anno di bassi prezzi del petrolio è che la tanto paventata implosione dell'industria *shale* americana non è avvenuta. Al contrario, buona parte dei circa 13.000 produttori indipendenti che vi operano ha mostrato una sorprendente capacità di resilienza ascrivibile al combinarsi di diversi fattori. In particolare, l'industria ha saputo mettere in atto sensibili miglioramenti di efficienza, abbattendo i costi operativi e aumentando la produttività dei pozzi ed i tassi di recupero. Un risultato conseguito grazie alla loro struttura snella che consente una rapidità decisionale del tutto estranea alla grande industria. Le compagnie hanno saputo rispondere al crollo dei prezzi focalizzandosi sui campi più prolifici e continuando ad affinare le operazioni attraverso processi di "learning by doing". Il tempo necessario alla perforazione di un pozzo è mediamente sceso da 35 a 17 giorni, mentre l'ammontare di greggio prodotto per dollaro investito è previsto crescere del 65% nel corso dell'anno³. Secondo alcuni dei principali produttori, i miglioramenti di efficienza conseguiti sono stati tali da consentire loro a 65 dollari gli stessi ritorni

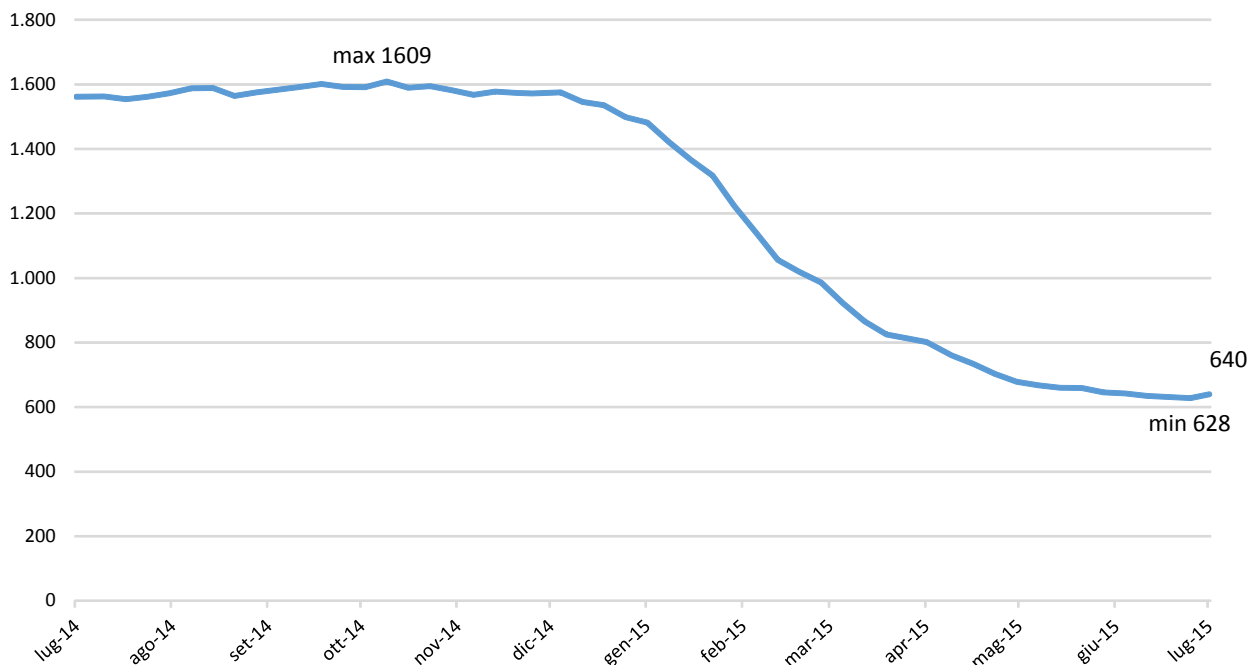
che si avevano a 90. La grande rapidità decisionale degli *shale producers* americani in risposta alle variazioni dei prezzi – con riduzioni della produzione a fronte di un loro calo ed aumenti in caso opposto – porta a prefigurare un loro ruolo di *swing producer* del mercato al posto di quello sinora svolto dall'Arabia Saudita. Se così fosse – e la relativa stabilità dei prezzi sembrerebbe confermarlo – Riad avrebbe conseguito uno degli obiettivi che auspicava raggiungere con la modifica della sua strategia.

A dar man forte alla tenuta degli indipendenti americani è anche l'accesso al credito ed al mercato dei capitali di cui hanno continuato a godere perfino le imprese maggiormente indebitate. Se da un lato il rischio di affossamento dell'industria può quindi dirsi scongiurato, dall'altro risulta difficile immaginare che una frenata della produzione non abbia in futuro a verificarsi. Il taglio degli investimenti e la consistente riduzione dei rig a partire dallo scorso ottobre – a prescindere dall'ultimo dato positivo – si tradurrà in un calo della produzione, che l'EIA stima già a partire da giugno, seppur graduale e non traumatico.

Andamento dei rig attivi nell'industria petrolifera USA

Fonte: elaborazioni RIE su dati Baker Hughes

Andamento dei rig attivi nell'industria petrolifera USA



OIL MARKET, UN ANNO DOPO IL CROLLO: UN NUOVO PUNTO DI EQUILIBRIO?

(continua)

Al contempo, l'accesso ai capitali si va facendo comunque più difficoltoso. I programmi di hedging per il 2016 sono inferiori a quelli dell'anno in corso⁴ e diverse compagnie trovano sempre più arduo reperire capitali attraverso la vendita di azioni⁵. Anche l'accesso al credito potrebbe chiudersi a breve: il 1° ottobre è attesa infatti una nuova valutazione da parte delle banche del valore delle riserve oil&gas di molte compagnie, valutazione che sancirà i limiti dei prestiti che queste ultime potranno ottenere.

Quali attese per il breve termine?

L'analisi delle dinamiche che hanno interessato l'*oil market* nello scorso anno evidenzia la grande difficoltà di ogni esercizio previsivo in un contesto caratterizzato da fisiologica incertezza. Tuttavia, si può tentare di formulare una qualche riflessione sullo scenario atteso da qui a fine anno, ponendo attenzione alle situazioni che più potrebbero impattare sui fondamentali reali di mercato.

In primo luogo, il rallentamento dell'economia cinese. Nello scorso decennio, la Cina è stato il principale driver di crescita dei consumi petroliferi mondiali. Una qualsiasi notizia relativa all'andamento della sua economia tende ad impattare sulle aspettative del mercato del petrolio. Il recente crollo della borsa asiatica, con una perdita di valore del 30% in appena tre settimane, ha spinto il governo ad approntare misure di emergenza ma permane scetticismo sulla capacità di quest'ultimo di arginare la bolla in atto. In secondo luogo,

le prospettive nelle prossime settimane del negoziato tra Occidente e Iran relativamente all'annosa questione nucleare. Nel caso di una soluzione positiva si riverserebbe sul mercato internazionale un'offerta addizionale prossima a circa 1,0 mil. bbl./g, pari al calo conseguente alle sanzioni all'Iran decretate da Stati Uniti ed Europa.

Quanto all'insieme dei paesi Opec è prevedibile che ciascuno di essi prosegua nella strategia di difesa della sua quota di mercato, a partire da Iraq e Arabia Saudita che stanno producendo a livelli record (rispettivamente di 10,0 e 4,0 milioni di bbl./g).

Da ultimo, l'industria petrolifera statunitense ha sinora dimostrato di saper reggere bene a prezzi dimezzati rispetto a quelli che ne hanno consentito il boom. E' quindi piuttosto probabile che continui a rappresentare un importante *driver* della futura offerta incrementale di greggio, allontanando nel tempo le possibilità di un ridimensionamento significativo del surplus di offerta.

Nel complesso, l'insieme degli elementi sopra descritti porta a delineare un quadro ancora caratterizzato da fondamentali reali deboli che con buona probabilità guideranno il mood del mercato anche nei prossimi mesi. Le attese sono quindi di un prezzo che possa continuare – a meno di imprevedibili eventi – ad oscillare intorno ai 60 doll/bbl da qui a fine anno. Soglia che non può escludersi possa in futuro delinearci come nuovo "punto di equilibrio" del mercato petrolifero internazionale.

¹ L'Agenzia Internazionale per l'Energia ha dimezzato il dato inizialmente previsto per la crescita dei consumi petroliferi del 2014 passando da una stima di incremento di 1,2 mil. bbl./g sull'anno prima (previsione luglio 2013) a 0,6 mil. bbl./g (stima dicembre 2014).

² Impianti di perforazione.

³ The Economist, After OPEC. American shale firms are now the oil market's swing producers, 16 maggio 2015

⁴ Secondo Bank of America Merrill Lynch, i programmi di hedging delle compagnie più indebitate dell'industria dello shale hanno coperto solo il 24% della produzione attesa per il 2016 a fronte del 60% per l'anno in corso.

⁵ Secondo i dati Dealogic, nel I trimestre 2015, l'industria ha raccolto dalla vendita di azioni l'ammontare record di 10,8 miliardi di dollari, a fronte dei soli 3,7 del II trimestre.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ Documento di consultazione del GME S.p.A. | “DCO 02/2015 - Proposta di modifica delle regole del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica” | pubblicato il 26 giugno 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=211>

Con il DCO in oggetto il GME sottopone alla consultazione degli operatori talune proposte di modifica alle attuali regole di funzionamento del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (MTEE).

In particolare in considerazione del livello di sviluppo raggiunto dalle funzionalità del MTEE, il GME - anche accogliendo l'auspicio manifestato dagli operatori e dalle associazioni di settore - propone con il presente documento la modifica alle Regole del mercato volta a consentire lo svolgimento, da parte del GME medesimo, del ruolo di controparte centrale delle negoziazioni, in analogia con quanto già avviene sugli altri mercati ambientali dal medesimo gestiti (i.e. Certificati Verdi, Garanzie di Origine).

L'introduzione nell'ambito del MTEE della figura del GME in qualità di controparte centrale delle negoziazioni consentirebbe di eliminare il rischio di controparte cui attualmente sono esposti gli operatori nelle attività di trading, nonché di eliminare altresì il rischio di effettuare transazioni con controparti che, nelle attività successive alla conclusione delle negoziazioni, si dovessero rendere inadempienti rispetto ai conseguenti processi amministrativi.

Tale ulteriore presidio di tutela si affiancherebbe a quello già presente in tema di garanzia di adempimento delle obbligazioni finanziarie, assicurato, quest'ultimo, dal vigente sistema di garanzie che prevede la totale copertura finanziaria degli impegni assunti dagli operatori nella formulazione delle relative proposte di acquisto.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire le proprie osservazioni al GME, entro e non oltre il 13 luglio 2015, termine di chiusura della consultazione in oggetto, mediante una delle seguenti modalità:

- e-mail: “info@mercatoelettrico.org”
- fax: 06.8012-4524
- posta: Gestore dei mercati energetici S.p.A.
Viale Maresciallo Pilsudski, 122- 124, 00197 – Roma

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

■ Delibera 04 giugno 2015 271/2015/R/com | “Avvio di procedimento per la definizione del percorso di riforma dei meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese nei settori dell'energia elettrica e del gas naturale - Tutela 2.0” | pubblicata il 4 giugno 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/271-15.htm>

Come già anticipato nell'ambito del Quadro strategico 2015-2018, approvato dal Regolatore con precedente deliberazione 3/2015/A del 15 Gennaio 2015, l'Autorità ha ritenuto prioritario, tra i vari obiettivi elencati per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, rivedere gli attuali meccanismi di mercato per la tutela di prezzo dei clienti domestici e delle piccole imprese. A tal fine con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha avviato un procedimento di regolazione finalizzato a definire un percorso di riforma delle tutele di prezzo volta a rivedere gli attuali meccanismi per la tutela (c.d. tutela 2.0) dei clienti domestici e delle piccole imprese, anche in vista di un loro graduale assorbimento. Con riferimento a detti meccanismi, la legge 3 agosto 2007, n.125, ha introdotto nell'ordinamento nazionale i servizi di tutela di prezzo ed, in particolare, ha assegnato all'Autorità la definizione delle relative condizioni di erogazione, prevedendo:

- per quanto attiene al mercato dell'energia elettrica, l'istituzione del servizio di maggior tutela, nei confronti dei clienti finali domestici e delle piccole imprese che non hanno un venditore nel mercato libero, alle condizioni definite dall'Autorità;
- per quanto attiene al mercato del gas naturale, che l'Autorità definisca transitoriamente prezzi di riferimento per le forniture ai clienti domestici, che le imprese di vendita, nell'ambito dei relativi obblighi di servizio pubblico, comprendono tra le proprie offerte commerciali. Ciò premesso, con la delibera de qua, il Regolatore ritiene opportuno avviare sin da ora un procedimento finalizzato a stabilire un percorso di riforma delle tutele di prezzo, indicando in particolare che debbano essere inclusi:
- il dettaglio degli interventi, differenziati per tipologia di clienti, per la modifica delle modalità e delle condizioni di erogazione dei servizi di tutela ed, in particolare, prevedendo di dare eventuale priorità al segmento di mercato delle piccole imprese nel settore elettrico, anche al fine di considerare la validità delle soluzioni adottate per le piccole imprese e la rispondenza delle stesse alle esigenze specifiche dei clienti domestici, compresi i condomini per uso domestico;
- gli altri interventi di sistema funzionali alla riforma;
- il percorso di implementazione dei suddetti interventi.

Nel definire tale percorso di riforma, tra l'altro, l'AEEGSI intende valutare:

- le specifiche esigenze della domanda, anche al fine di confermare la necessità di una diversificazione tra tipologie di clienti finali, nonché di valutare, nell'ambito delle piccole imprese, ulteriori esigenze di differenziazione della domanda, ad esempio per classi di consumo;

Novità normative di settore

- le possibili alternative volte a favorire maggiormente l'uscita volontaria e consapevole dei clienti finali dagli attuali servizi di tutela;

- la fattibilità degli interventi prospettati, gli impatti sui costi e i relativi tempi di implementazione.

Inoltre nello sviluppo dell'ampia riforma delineata, l'Autorità ritiene prioritario che la stessa venga supportata dal confronto con i soggetti coinvolti, in particolare con i clienti finali e le associazioni che li rappresentano, e che, conseguentemente, nell'ambito del procedimento avviato con la delibera in oggetto:

- siano coinvolti direttamente, attraverso modalità da definire, i clienti finali e le loro associazioni, al fine di accrescere la loro partecipazione al procedimento e di acquisire nel corso del suddetto procedimento le specifiche esigenze ed istanze dei clienti stessi;
- possano essere acquisiti dagli operatori e dalle loro associazioni, dati ed elementi a supporto dell'analisi ulteriori rispetto a quelli attualmente disponibili, anche al fine di valutare e identificare i costi connessi con i diversi interventi prospettati.

Secondo quanto deliberato, il Regolatore ha previsto che detto procedimento di riforma delle tutele di prezzo venga concluso entro il prossimo mese di dicembre 2015, salvo eventuali tempi più lunghi che si dovessero rendere necessari per le relative analisi e valutazioni tecniche.

■ **Comunicato del GME | “ Modifiche alle DTF ME n.03 e DTF PCE n.11: estensione termine di validità fideiussioni” | pubblicata il 22 giugno 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=210>**

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota la pubblicazione delle modifiche urgenti alle Disposizioni Tecniche di Funzionamento del mercato elettrico (DTF ME n. 03) e della Piattaforma dei conti energia a termine (DTF PCE n. 11) con le quali, a decorrere dal 22 giugno 2015, il GME, al fine di riconoscere agli operatori maggiore flessibilità nella tempistica prevista per la sostituzione delle garanzie fideiussorie prestate in proprio favore, ha disposto l'estensione del termine temporale di cui, rispettivamente, all'articolo 79, comma 79.4, della Disciplina del mercato elettrico e all'articolo 56, comma 56.3, del Regolamento PCE. Segnatamente, il nuovo termine è stato fissato alla fine del periodo di fatturazione in cui ricade il sessantesimo giorno calendariale successivo a quello in cui si è verificata la perdita del requisito di rating previsto dalla Disciplina del mercato elettrico e/o dal Regolamento PCE da parte degli istituti bancari fideiubenti.

GAS

■ **Deliberazione 12 giugno 2015 282/2015/R/GAS | “Integrazione delle disposizioni in materia di condizioni regolatorie per lo svolgimento dell'attività di gestione dei mercati fisici del gas naturale” | pubblicata il 16 giugno 2015 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/15/282-15.htm>**

Con il provvedimento in oggetto, l'AEEGSI ha adottato apposite disposizioni per consentire alle borse terze, così come definite nella delibera stessa, di avvalersi dell'intermediazione del GME per effettuare la registrazione al PSV delle posizioni corrispondenti ai contratti conclusi presso le medesime borse terze.

In particolare l'AEEGSI prevede che possano avvalersi di tale modalità di registrazione, purché sottoposti all'autorità di vigilanza nazionale o sovranazionale del Paese in cui tale soggetto opera o ha sede, i seguenti soggetti:

- i gestori di un mercato regolamentato in cui sono scambiati strumenti finanziari derivati che prevedono la consegna fisica e le cui attività di compensazione e garanzia delle transazioni concluse su detto mercato siano regolate attraverso una clearing house; ovvero
 - la clearing house stessa che, direttamente o attraverso società dalla medesima controllate o partecipate, è responsabile degli adempimenti per la consegna fisica dei prodotti.
- Alle predette borse terze è consentito di richiedere a SRG l'apertura di un apposito conto PSV, cosiddetto conto autorizzato, presso il quale esclusivamente il GME può effettuare la registrazione delle posizioni rinvenienti dalle transazioni concluse presso la medesima borsa terza. L'attività di registrazione al PSV svolta dal GME, in qualità di nomination agent, prevede che:
- 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.

Ai fini dell'attuazione delle predette disposizioni l'AEEGSI ha altresì disposto che:

- SRG proceda alla modifica delle Condizioni PSV al fine di introdurre la figura del “titolare del conto autorizzato” attribuibile alle borse terze;
- il GME sottoscriva un apposito contratto con ciascuna borsa terza che voglia avvalersi del GME in qualità di nomination agent, le cui condizioni generali assicurino parità di trattamento tra tutti i soggetti richiedenti il servizio;
- il GME e SRG procedano all'aggiornamento della Convenzione sottoscritta ai sensi della deliberazione 525/2012/R/GAS, al fine di disciplinare i flussi informativi connessi al servizio di registrazione svolto dal GME in qualità di nomination agent.

■ **Comunicato del GME | “ On line la nuova versione della Disciplina del mercato del gas naturale” | pubblicata il 3 luglio 2015 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=213>**

Novità normative di settore

Facendo seguito alla pubblicazione in G.U. Serie Generale n. 151 del 2-7-2015 del Decreto 9 giugno 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico - avente ad oggetto l'approvazione da parte del Ministro dello Sviluppo economico delle modifiche alla Disciplina del gas naturale (MGAS) in tema di misure disciplinari e requisiti di ammissione, formulate dal GME ai sensi dell'articolo 3, comma 3.5 della Disciplina medesima – con il presente comunicato, il GME ha reso noto alla compagine dei soggetti interessati la pubblicazione della nuova versione della Disciplina MGAS, contenente modifiche alle disposizioni in materia di:

- misure disciplinari adottate dal GME a seguito di violazioni da parte degli operatori delle previsioni contenute nella disciplina;
- criteri di ammissione, esclusione e sospensione degli operatori dal mercato;
- previsioni in materia di verifica delle contestazioni delle operazioni di mercato.

In considerazione della natura trasversale delle predette disposizioni nell'ambito dei Regolamenti e Discipline dei mercati/piattaforme gestite dal GME, fatte salve naturalmente le necessarie differenze connesse alla specificità di ciascun mercato, si rammenta che le suddette disposizioni regolatorie sono state oggetto di un unico procedimento consultivo indetto dal GME con la pubblicazione del DCO 8/2014.

■ Comunicato del GME | “ Corrispettivi piattaforma di data reporting (PDR) e piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate (PIP)” | pubblicata il 1 luglio 2015 | Download

<http://www.mercatoelettrico.org/It/homepage/popup.aspx?id=212>

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso nota la pubblicazione nella pagina del proprio sito internet dedicata alle attività dallo stesso gestite ai sensi della normativa REMIT, i corrispettivi previsti per i servizi offerti tramite la Piattaforma di data reporting PDR e per la Piattaforma per la pubblicazione delle informazioni privilegiate PIP.

In particolare con riferimento alla Piattaforma di Data Reporting sarà riconosciuta agli operatori la possibilità di attivare uno o più tra i seguenti servizi, alle condizioni di seguito indicate:

- Servizio di download - Solo scaricamento dalla PDR di un file contenente i dati relativi alle operazioni concluse sui mercati del GME, nel formato indicato da ACER, senza che il GME effettui alcun trasferimento dei dati stessi verso ACER. Tale servizio è rivolto agli operatori che non intendono avvalersi

del GME per effettuare il reporting verso ACER dei dati inerenti le proprie operazioni sui prodotti energetici all'ingrosso e, pertanto, richiederebbero al GME di poter disporre a tal fine unicamente dei dati inerenti le proprie operazioni concluse sui mercati del GME già predisposti in formato ACER. Questo servizio verrà offerto a fronte dell'applicazione di un corrispettivo fisso onnicomprensivo pari a 500 €/anno;

- Servizio di Data Reporting - Trasmissione ad ACER, nel formato dalla stessa indicato, dei dati relativi alle operazioni (ordini- transazioni) presentate/concluse dall'operatore. Tale servizio è rivolto agli operatori che intendono avvalersi del GME in qualità di Registered Reporting Mechanism (RRM) - ovvero quale soggetto certificato da ACER per lo svolgimento del servizio di data reporting- per la trasmissione ad ACER delle sole operazioni concluse sui mercati del GME (solo ordini, solo transazioni o entrambi) e, qualora richiesto dall'operatore, anche delle operazioni concluse dallo stesso al di fuori dei mercati del GME. Questo servizio verrà offerto a fronte dell'applicazione di un corrispettivo fisso di 1.000 €/anno (ivi incluso l'eventuale caricamento dei dati esterni).

I predetti servizi si intendono riferiti, a scelta dell'operatore in sede di contratto, sia a ordini che a transazioni. Il costo include anche l'eventuale servizio di backloading che potrà essere richiesto opzionalmente dall'operatore.

Per quanto concerne invece la Piattaforma PIP, il servizio di pubblicazione delle informazioni privilegiate sarà invece offerto gratuitamente a tutti i soggetti, italiani o esteri, in possesso di un codice ACER, previa sottoscrizione dell'apposito contratto.

■ Comunicato del GME | “ GME inserito da ACER nella lista dei "pre-registered RRM"” | pubblicata il 22 giugno 2015 | Download

<http://www.mercatoelettrico.org/it/homepage/popup.aspx?id=209>

Con il comunicato in oggetto il GME ha reso noto che lo scorso 17 giugno 2015 il GME è stato inserito dall'Agenzia per la cooperazione dei Regolatori energetici (ACER) nella lista dei “Pre-registered RRM”, ovvero dei soggetti che hanno completato la fase iniziale del processo di accreditamento presso ACER in qualità di Registered Reporting Mechanism. Tale accreditamento risulta infatti necessario per poter effettuare il servizio di data reporting volto a consentire l'assolvimento, da parte degli operatori di mercato, degli obblighi di cui all'art.8 del REMIT secondo quanto previsto negli Implementing Acts (Regolamento di esecuzione (UE) n. 1348/2014 del 17 dicembre 2014).

Gli appuntamenti

15 Luglio

Made in ItalyGreen

Milano, Italia

Organizzatore: Fondazione ISTUD, in collaborazione con la Commissione Europea
www.istud.it

15 Luglio

Cogenerazione e fv in regime SEU

Roma, Italia

Organizzatore: Business International
www.businessinternational.it

16 Luglio

Filiere industriali più competitive con le tecnologie per l'efficienza energetica

Firenze, Italia

Organizzatore: Key Energy, in collaborazione con Energia Media
www.keyenergy.it

16 Luglio

Il biometano è qui! - Seminario e visita formativa

Torino, Italia

Organizzatore: Agroenergia
www.agroenergia.eu

16 luglio

Nutrire il futuro, Innovazione per l'energia

Milano, Italia

Organizzatore: SAFE
http://www.safeonline.it

17 luglio

ICE Nuclear 2015

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Institution of Civil Engineers
http://www.ice-nuclear.com

21 luglio

Decreto Bonifiche rete

Roma, Italia

Organizzatore: MATTM e Unione Petrolifera
www.minambiente.it

5-6 agosto

International Conference on Geological and Environmental Sciences (ICGES 2015)

Parigi, Francia

Organizzatore: CBEES
http://www.icges.org/

23-25 agosto

International Conference on Renewable Energy and Development - ICRED 2015

Bangkok, Thailandia

Organizzatore: SAISE
http://www.icred.org/

30-31 agosto

2nd International Conference and Exhibition on Solar Energy

Tehran, Iran

Organizzatore: The University of Tehran
http://icese.ut.ac.ir

10-11 settembre

6th Annual Europe Electricity Ancillary Services and Balancing Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans
http://bit.ly/19RGDSA

14-15 settembre

Global Procurement and Supply Chain Management for the Oil and Gas Industry Londra, Regno Unito

Organizzatore: da Marcus Evans

http://www.marcusevans-conferences-paneuropian.com/

14-15 settembre

2nd Journal Conference on Clean Energy Technologies (JCET 2015 2nd)

Milano, Italia

Organizzatore: CBEES
http://www.jocet.org/jcet/2nd/

15-16 settembre

International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE 2015)

Singapore

Organizzatore: IACSIT
http://www.icpre.org/

16-19 settembre

IISES - 19th International Academic Conference in Florence

Firenze, Italia

Organizzatore: IISES
http://www.iiss.net

22-24 settembre

SGTech Europe 2015 - Smart Grid Technical Forum

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Phoenix Forums
http://www.sgtech-europe.com

25-27 settembre

Forlener: il salone dell'energia dal legno

Torino, Italia

Organizzatore: Lingotto Fiere

<http://www.forlener.it>

28-29 settembre

15° Italian Energy Summit - 2015

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

www.ilsole24ore.com

17-20 Novembre

EWEA 2015 Annual Event

Parigi, Francia

Organizzatore: Ewea

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



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.