

APPROFONDIMENTI

L'ATTUALE MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL E GLI IMPATTI DELLA CADUTA DEL PREZZO OIL

di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - RIE

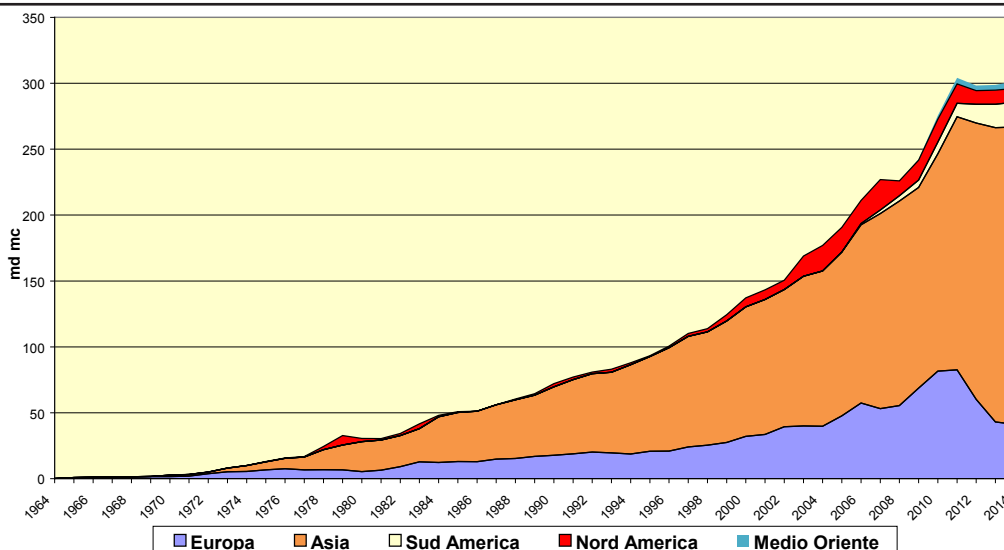
Il mercato mondiale del Gas Naturale Liquefatto sta attraversando una particolare congiuntura caratterizzata da indebolimento della domanda e discesa dei prezzi, indotta quest'ultima oltre che dall'inattesa frenata degli utilizzi anche dal dimezzamento delle quotazioni del greggio a cui, soprattutto in Asia, restano legati molti dei volumi commercializzati attraverso contratti a lungo termine.

Dopo 45 anni di crescita praticamente ininterrotta, a partire dal 2012 il commercio internazionale del GNL conosce un periodo di sostanziale stagnazione. Secondo i più recenti dati anche nel 2014 le quantità scambiate a livello mondiale sono rimaste sui 300 md di mc (gassosi), cifra già raggiunta nel 2011. Questi volumi rappresentano il 30% del gas mondiale commercializzato

e coprono circa il 9% della domanda globale.

Nel 2014, in particolare, la riduzione della crescita della domanda asiatica (appena +1% rispetto a +6,5% nel 2013 e +9,2% nel 2012) e il nuovo calo di quella europea (-8,5% nei Paesi UE) hanno contribuito a mutare la situazione di mercato "corto" che aveva segnato gli anni precedenti, facendo presagire, osserva l'associazione internazionale degli importatori (GIIGNL), un ritorno ad una situazione di "mercato del compratore" nel corso del 2015. Ciò tenendo anche conto, lato offerta, della capacità di liquefazione addizionale, che seppur ancora limitata, è entrata in esercizio durante il 2014 per circa 23 md mc/a: Papua Nuova Guinea, nuovo "treno di liquefazione in Algeria (Skikda), terminale di Queensland Curtis in Australia (a fine anno).

Fig.1 Evoluzione delle importazioni mondiali di GNL



Fonte: Elaborazioni RIE su dati GIIGNL, banca dati RIE

► continua a pagina 26

IN QUESTO NUMERO

REPORT/ APRILE 2015

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

APPROFONDIMENTI

L'attuale mercato internazionale del Gnl e gli impatti della caduta del prezzo Oil
di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - RIE
pagina 26

NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

APPUNTAMENTI

pagina 32

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ad aprile gli scambi di energia nel Mercato del Giorno Prima fanno registrare, per il terzo mese consecutivo, un contenuto aumento su base annua (+1,3%). Potrebbe trattarsi di un, seppur debole, segnale, se non di ripresa, almeno di arresto della costante caduta della domanda elettrica che si protrae ormai dal 2009. La liquidità del mercato, dopo quasi un anno, torna sopra il 70%. Il prezzo di acquisto dell'energia nella borsa

elettrica (PUN), ancora in calo congiunturale, scende a 47,84 €/MWh, ormai prossimo al minimo storico registrato proprio nell'aprile dello scorso anno (45,76 €/MWh). In ribasso anche i prezzi dei prodotti negoziati nel Mercato a Termine dell'energia elettrica, dove il mensile *baseload* Maggio 2015 chiude il periodo di trading a 45,80 €/MWh.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in calo di 2,14 €/MWh su marzo (-4,3%), si porta a 47,84 €/MWh, ai minimi da settembre 2014. Il confronto con aprile dell'anno precedente, quando il PUN registrava un minimo storico, evidenzia, invece, un aumento di 2,08 €/MWh (+4,6%). L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo su base annua di 3,95 €/MWh (+9,1%) nelle

ore fuori picco, ed una flessione di 1,73 €/MWh (-3,4%) nelle ore di picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 47,26 e 48,93 €/MWh. Il rapporto picco/baseload scende pertanto su valori molto bassi a quota 1,02 (1,11 ad aprile 2014) (Grafico 1 e Tabella 1).

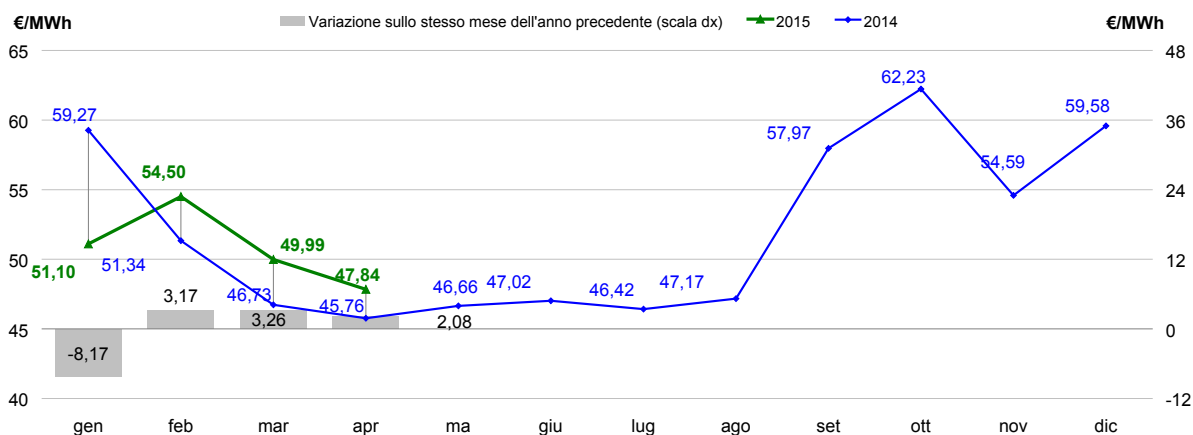
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	47,84	45,76	+2,08	+4,6%	21.746	+1,0%	30.671	+1,3%	70,9%	71,1%
<i>Picco</i>	48,93	50,66	-1,73	-3,4%	26.918	+1,8%	36.980	+0,8%	72,8%	72,1%
<i>Fuori picco</i>	47,26	43,31	+3,95	+9,1%	18.961	-0,6%	27.274	+0,7%	69,5%	70,4%
<i>Minimo orario</i>	5,87	6,18			11.684		18.706		56,8%	59,1%
<i>Massimo orario</i>	94,99	101,28			29.535		40.883		82,8%	81,0%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



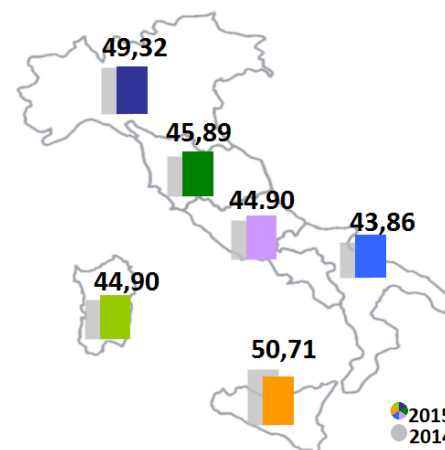
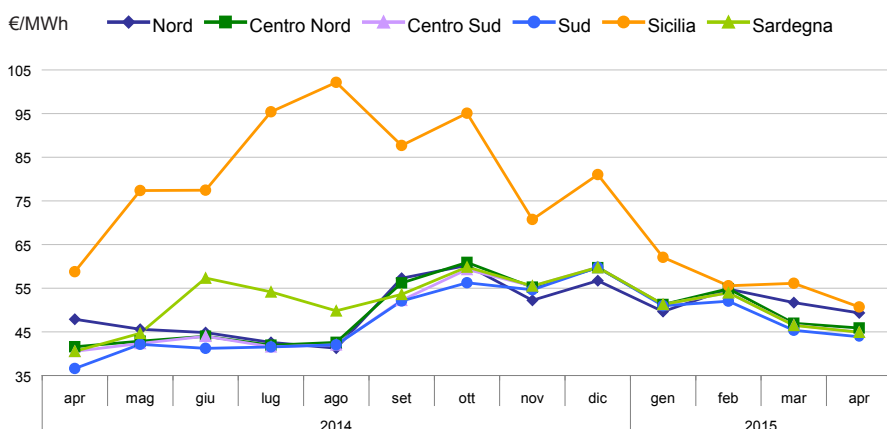
(continua)

I prezzi di vendita zonali, tutti in calo rispetto a marzo ed in aumento su base annua con la sola eccezione della *Sicilia*, sono oscillati tra 43,86 €/MWh del *Sud* e 50,71 €/MWh della *Sicilia*. Il prezzo dell'isola, con un calo tendenziale del 13,7%, scende ai minimi da oltre 10 anni. La crescente disponibilità di energia rinnovabile nelle ore diurne (in particolare fotovoltaica)

ha determinato in tutte le zone eccetto il *Nord*, prezzi di vendita nelle ore di picco più bassi rispetto a quelli delle *ore fuori di picco* (e quindi anche del *baseload*). Il *Nord* è anche la sola zona che ad aprile non registra prezzi di vendita orari a 0 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel *Sistema Italia* segnano, per il terzo mese consecutivo, un aumento tendenziale (+1,3%) attestandosi a 22,1 milioni di MWh. In crescita sia gli scambi nella borsa elettrica, pari a 15,7 milioni di MWh (+1,0%), che gli scambi *over the counter*, registrati

sulla PCE e nominati su MGP, che salgono a 6,4 milioni di MWh (+2,0%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, sempre in crescita nel 2015, si porta a 70,9%, appena sotto il picco dell'aprile dello scorso anno (-0,2 punti percentuali) (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

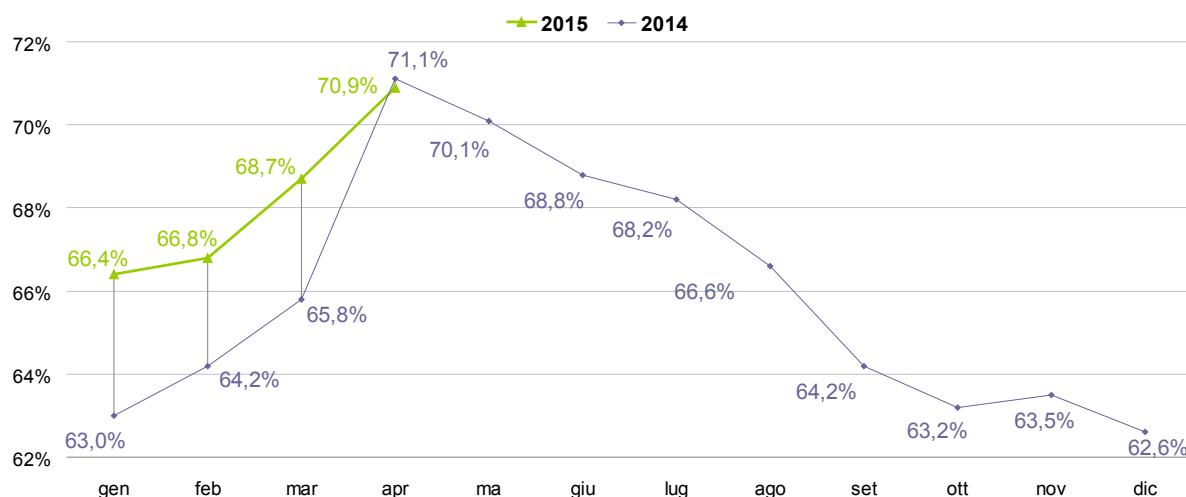
	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.656.992	+1,0%	70,9%
Operatori	8.276.769	-3,8%	37,5%
GSE	4.091.531	-11,8%	18,5%
Zone estere	3.288.692	+45,2%	14,9%
Saldo programmi PCE	-	-	-
PCE (incluso MTE)	6.426.021	+2,0%	29,1%
Zone estere	519.611	-23,6%	2,4%
Zone nazionali	5.906.410	+5,1%	26,7%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	22.083.012	+1,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.077.758	-10,2%	
OFFERTA TOTALE	40.160.771	-4,2%	

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.656.992	+1,0%	70,9%
Acquirente Unico	2.232.232	+35,7%	10,1%
Altri operatori	8.372.113	+13,5%	37,9%
Pompaggi	16.889	-	0,1%
Zone estere	319.783	+152,7%	1,4%
Saldo programmi PCE	4.715.974	-25,8%	21,4%
PCE (incluso MTE)	6.426.021	+2,0%	29,1%
Zone estere	9.000	-	0,0%
Zone nazionali AU	2.391.120	-23,5%	10,8%
Zone nazionali altri operatori	8.741.875	-8,3%	39,6%
Saldo programmi PCE	-4.715.974	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	22.083.012	+1,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	961.857	-68,0%	
DOMANDA TOTALE	23.044.869	-7,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali, pari a 21,8 milioni di MWh, segnano un nuovo, seppur contenuto, aumento tendenziale (+0,3%) concentrato al *Centro Nord* (+12,0%), al *Centro Sud* (+13,6%) ed al *Sud* (+5,7%); in calo invece gli acquisti nel *Nord* (-1,9%) e nelle zone insulari (-14,4% la *Sicilia* e -25,6% la *Sardegna*). In crescita gli acquisti sulle zone estere, pari a 329 mila MWh (+159,8%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale segnano, invece, una flessione del 3,1% attestandosi a 18,3 milioni di MWh penalizzate, principalmente, dal calo degli impianti del *Nord* (-11,2%) e della *Sicilia* (-8,2%). Le importazioni, pari a 3,8 milioni di MWh, sono, invece, aumentate del 29,3% su base annua (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	17.995.239	24.993	-2,6%	7.931.967	11.017	-11,2%	12.187.006	16.926	-1,9%
Centro Nord	2.641.737	3.669	-12,6%	1.567.162	2.177	+8,2%	2.200.168	3.056	+12,0%
Centro Sud	4.969.698	6.902	-19,1%	2.453.000	3.407	-1,1%	3.379.749	4.694	+13,6%
Sud	6.365.419	8.841	-6,8%	4.319.331	5.999	+11,4%	2.110.287	2.931	+5,7%
Sicilia	2.740.388	3.806	-8,1%	1.175.200	1.632	-8,2%	1.172.472	1.628	-14,4%
Sardegna	1.561.897	2.169	+16,0%	828.050	1.150	-1,3%	704.547	979	-25,6%
Totale nazionale	36.274.378	50.381	-6,5%	18.274.709	25.382	-3,1%	21.754.229	30.214	+0,3%
Estero	3.886.393	5.398	+24,1%	3.808.303	5.289	+29,3%	328.783	457	+159,8%
Sistema Italia	40.160.771	55.779	-4,2%	22.083.012	30.671	+1,3%	22.083.012	30.671	+1,3%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile segnano anche ad aprile una flessione su base annua, la quarta consecutiva, e si attestano a 8,4 milioni di MWh (-10,5%). In forte calo le vendite degli impianti da fonte idraulica (-20,5%); tengono gli impianti eolici (-1,7%) e solari (-1,5%); in aumento invece le vendite degli impianti geotermici (+7,4%). Per quanto riguarda le fonti tradizionali, crescono le vendite da

impianti a gas (+13,9%), mentre si confermano gli impianti a carbone (-1,5%) (Tabella 5). Pertanto la quota delle fonti rinnovabili scende al 45,7% (49,5% un anno fa) a vantaggio di quella degli impianti termoelettrici tradizionali con la quota del gas che sale al 30,9% (circa +4,6 punti percentuali) (Grafico 4).

(continua)

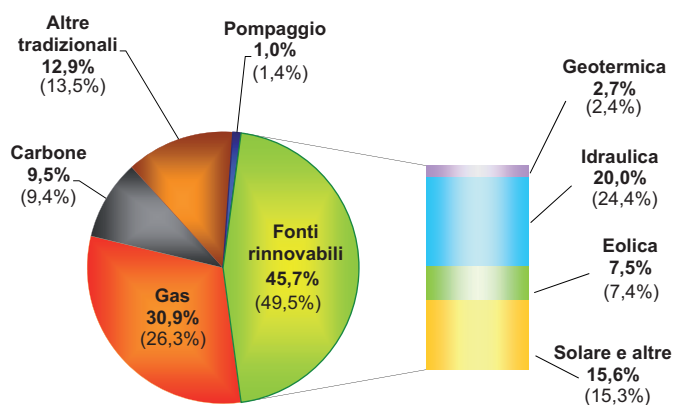
Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

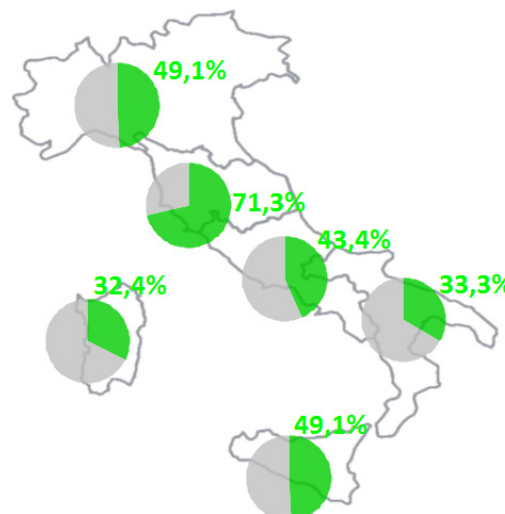
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	5.460	+7,6%	623	+13,5%	1.831	-11,5%	4.001	+23,0%	830	-23,5%	777	-6,5%	13.522	+5,1%
Gas	3.334	+1,5%	539	+16,2%	445	+75,1%	2.210	+70,6%	729	-28,8%	580	+3,6%	7.838	+13,9%
Carbone	1.065	+74,9%	0	-	1.178	-25,3%	-	-	-	-	173	-35,1%	2.416	-1,5%
Altre	1.062	-10,3%	83	-1,8%	207	-12,3%	1.791	-8,5%	101	+63,9%	24	+371,8%	3.268	-7,4%
Fonti rinnovabili	5.406	-22,7%	1.552	+6,1%	1.479	+9,1%	1.998	-6,2%	802	+15,9%	372	+11,8%	11.610	-10,5%
Idraulica	3.355	-30,8%	422	+10,2%	675	+14,9%	379	-9,0%	190	+152,0%	66	-20,8%	5.086	-20,5%
Geotermica	-	-	674	+7,4%	-	-	-	-	-	-	-	-	674	+7,4%
Eolica	13	+91,6%	13	+8,1%	327	-1,7%	950	-10,6%	420	+9,4%	179	+31,1%	1.901	-1,7%
Solare e altre	2.038	-4,5%	443	+0,7%	478	+9,4%	669	+2,6%	192	-17,4%	128	+12,4%	3.948	-1,5%
Pompaggio	150	-56,1%	1	+49,6%	97	+379,6%	-	-	-	-	1	-32,9%	249	-31,5%
Totale	11.017	-11,2%	2.177	+8,2%	3.407	-1,1%	5.999	+11,4%	1.632	-8,2%	1.150	-1,3%	25.382	-3,1%

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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente



MARKET COUPLING

Ad aprile il market coupling ha allocato, mediamente ogni ora, sulla frontiera settentrionale una capacità di 2.313 MWh, di cui 1.623 MWh sul confine francese (70,2% del totale), 479 MWh su quello sloveno e 211 MWh su quello austriaco. Il flusso di energia è stato in import per circa il 90% delle ore del mese con il limite di transito saturo nel 99,7% delle ore sulla frontiera Italia-Austria, nel 76,2% sulla frontiera Italia-Slovenia e nel 66,0% sulla frontiera Italia-Francia (Tabella 6).

La capacità disponibile in import (NTC) è aumentata su

tutte le frontiere rispetto ad un anno fa (+33,5% Francia; +23,6% Slovenia; +32,8% Austria). Sulla frontiera francese ed austriaca attraverso il market coupling è stato allocato rispettivamente il 69% ed l'87% della capacità disponibile, lasciando all'asta esplicita rispettivamente il 13,2% ed l'8,4% (Grafico 6 e 7). Sulla frontiera slovena, invece, la NTC è stata allocata per il 92,3% tramite market coupling (67,1% nel 2014) e solo per l'1,1% 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	2.159 (-)	1.785 (-)	89,7% (-)	66,0% (-)	1.376 (-)	485 (-)	4,6% (-)	0,4% (-)
Italia - Austria	226 (-)	226 (-)	92,8% (-)	99,7% (-)	141 (-)	134 (-)	0,6% (-)	0,4% (-)
Italia - Slovenia	554 (445)	517 (324)	92,6% (87,1%)	76,2% (51,5%)	675 (644)	49 (190)	0,7% (8,5%)	- (-)

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

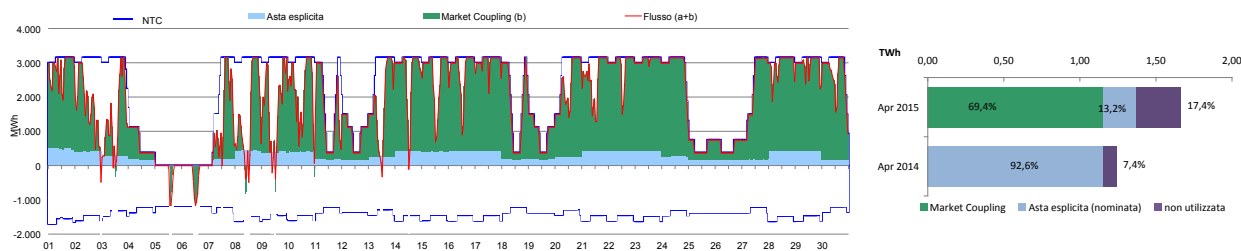


Grafico 7: Capacità allocata in import tra Italia e Austria

Fonte: GME

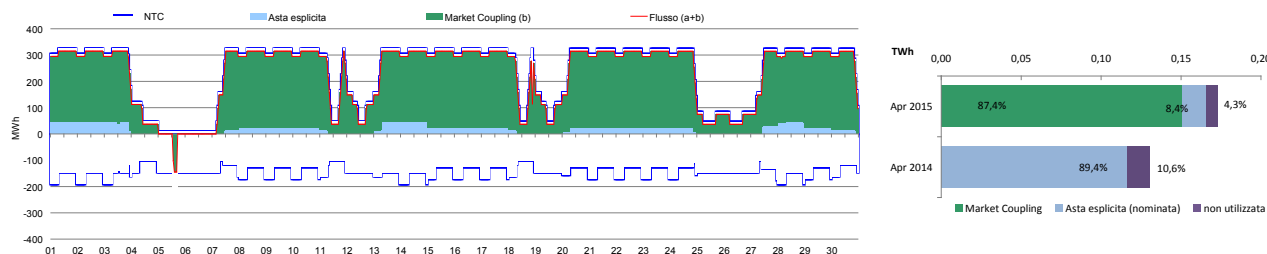
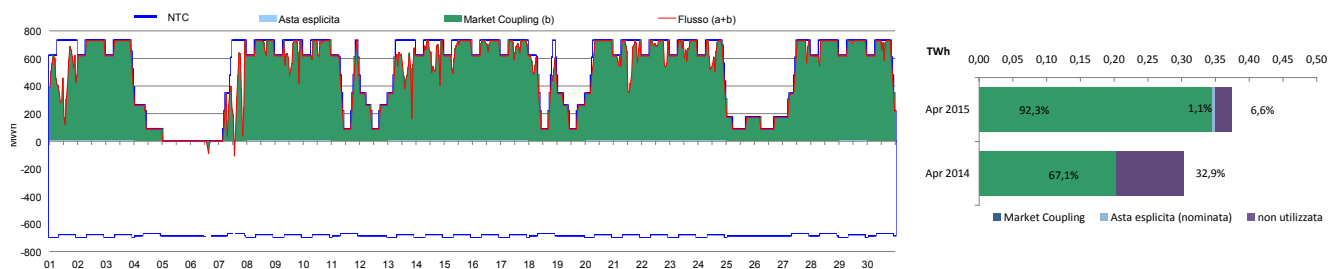


Grafico 8: Capacità allocata in import tra Italia e Slovenia

Fonte: GME



(continua)

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

I prezzi di acquisto nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero (MI) si sono attestati tutti ai minimi degli ultimi otto mesi oscillando tra 45,84 €/MWh di MI4, minimo storico, e 53,72 €/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). Rispetto all'anno precedente, MI1 e MI2, le uniche sessioni che consentono un confronto su base annua dopo le

modifiche introdotte nel mercato infragiornaliero nel febbraio 2015, hanno mostrato prezzi in rialzo (rispettivamente +2,1 e +4,4%). Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP (PUN) nelle stesse ore evidenzia prezzi allineati o più bassi in tutte le sessioni (Tabella 7 e Grafico 9).

I volumi di energia scambiati nelle cinque sessioni del Mercato Infragiornaliero, pari a 2,0 milioni di MWh, sono aumentati dell'11,0% rispetto ad aprile 2014, trainati dal più liquido MI1, con 1,0 milioni di MWh (+15,9%) (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)	47,84	+4,6%	22.083.012	30.671	+1,3%
MI1 (1-24 h)	46,55 (-2,7%)	+2,1%	1.035.075	1.438	+15,9%
MI2 (1-24 h)	46,85 (-2,1%)	+4,4%	458.233	636	-23,1%
MI3 (9-24 h)	49,19 (-1,1%)	-	186.949	389	-
MI4 (13-24 h)	45,84 (-6,2%)	-	85.350	237	-
MI5 (17-24 h)	53,72 (+0,3%)	-	202.193	842	-

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

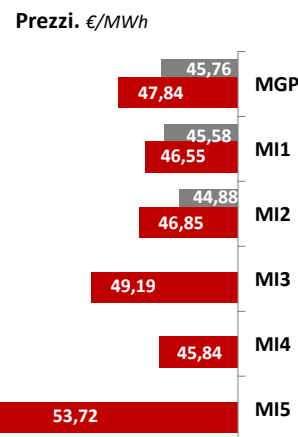
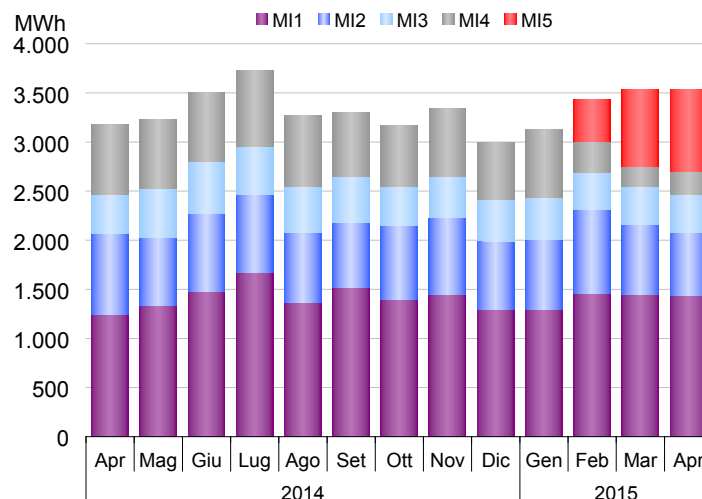
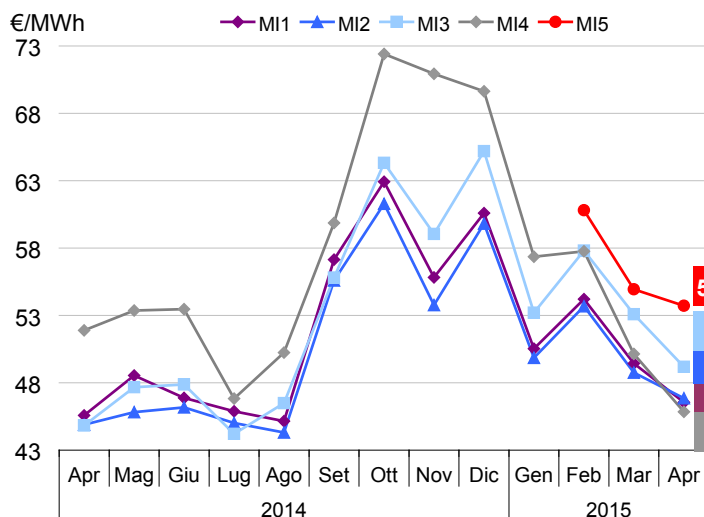


Grafico 9: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



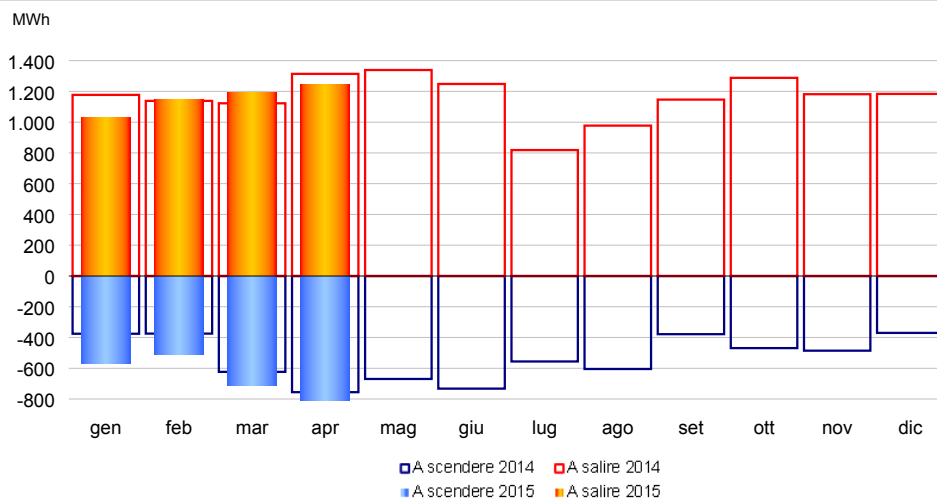
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Gli acquisti di Terna sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante, si attestano a 897 mila MWh, in calo del 5,2% su base annua. In crescita, invece, le vendite di Terna sul mercato a

scendere, pari a 584 mila MWh (+7,4%), ai massimi da luglio 2013 (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 6 negoziazioni in cui sono stati scambiati 15 contratti *baseload* e 15 *peakload* per complessivi 15 mila MWh. Le posizioni aperte a fine mese ammontano a 17,3 milioni di MWh, in calo del 12,8% rispetto al mese precedente. Tutti in calo i

prezzi dei prodotti negoziati nel mese (Tabella 8 e Grafico 11). Il prodotto *Maggio 2015* chiude il suo periodo di trading con un prezzo di controllo pari a 45,80 €/MWh sul *baseload* e 46,10 €/MWh sul *peakload* ed una posizione aperta pari rispettivamente a 3.381 e 15 MW, per complessivi 2,5 milioni di MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili ad aprile

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Maggio 2015	45,80	-0,3%	2	10	-	10	3.381	2.515.464
Giugno 2015	46,90	-2,1%	1	5	-	5	3.371	2.427.120
Luglio 2015	50,40	+0,0%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2015	50,40	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	50,40	+0,0%	-	-	-	-	3.361	7.421.088
IV Trimestre 2015	50,80	+0,0%	-	-	-	-	3.361	7.424.449
I Trimestre 2016	52,37	+0,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	42,58	-5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	46,70	+0,0%	-	-	-	-	5	43.920
Totale			3	15	-	15		17.316.577

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni N.	Volumi mercato MW	Volumi OTC MW	Volumi TOTALI MW	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione					MW	MW
Maggio 2015	46,10	-5,3%	2	10	-	10	15	3.780
Giugno 2015	53,34	-2,7%	1	5	-	5	10	2.640
Luglio 2015	54,84	-0,6%	-	-	-	-	-	-
Agosto 2015	51,61	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2015	54,76	-0,6%	-	-	-	-	5	3.960
IV Trimestre 2015	61,72	-0,6%	-	-	-	-	5	3.960
I Trimestre 2016	61,19	-2,9%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2016	45,55	-8,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2016	51,93	-1,1%	-	-	-	-	-	-
Totale			3	15	-	15		10.560

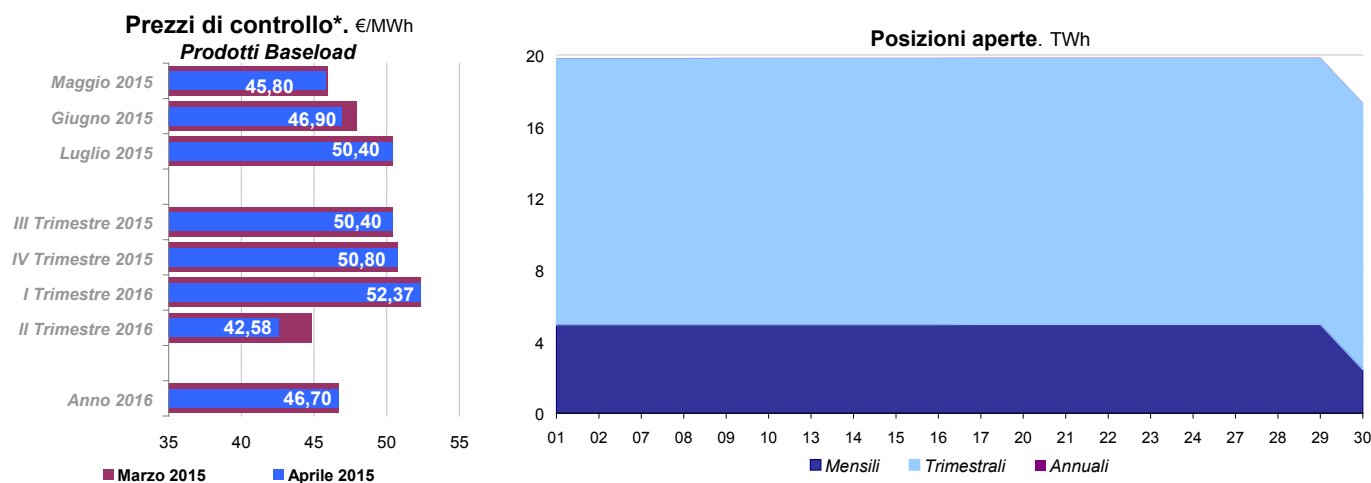
TOTALE			6	30	-	30		17.327.137
---------------	--	--	----------	-----------	----------	-----------	--	-------------------

* 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 ad aprile 2015, pari a 27,8 milioni di MWh, segnano ancora un calo tendenziale (-7,5%). Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 25,3 milioni di MWh, diminuiscono del 5,2% rispetto allo scorso anno, mentre quelle derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,4 milioni di MWh, si confermano in consistente flessione (-26,3%) e su livelli molto bassi (Tabella 9).

In decisa flessione anche la posizione netta in esito alle transazioni registrate sulla PCE, scesa a 13,9 milioni di MWh (-13,2%), ai minimi da gennaio 2011.

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, sale a 2,00 confermandosi sugli alti livelli registrati da inizio anno (Grafico 12).

I programmi registrati nei conti in immissione, pari a 6,4 milioni di MWh, segnano un incremento del 2,0% su base annua; in flessione, invece, i relativi sbilanciamenti a programma pari a 7,5 milioni di MWh (-23,0%). In calo anche i programmi registrati nei conti in prelievo, pari a 11,1 milioni di MWh (-12,0%), ed il relativo sbilanciamento a programma pari a 2,8 milioni di MWh (-17,6%).

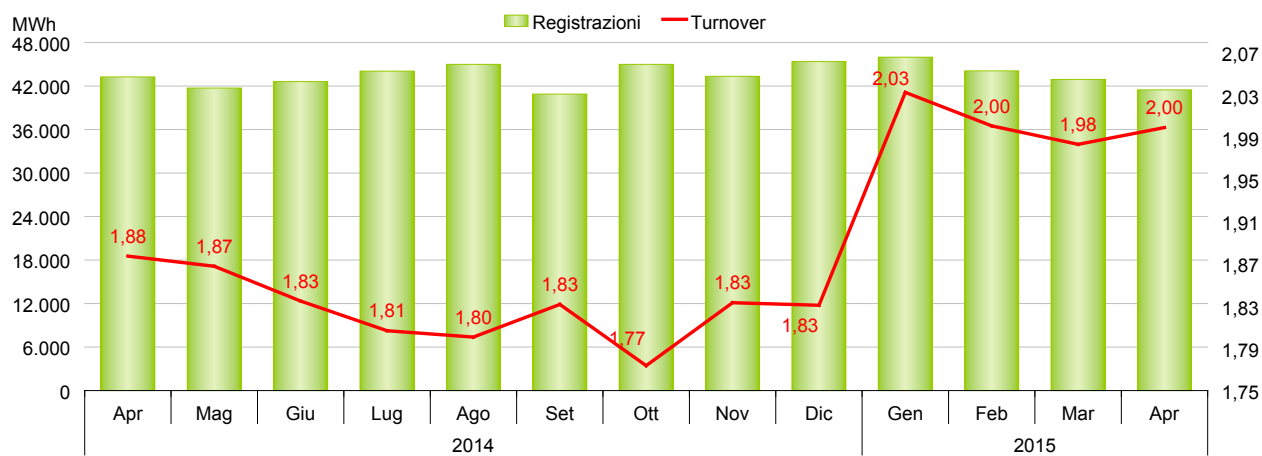
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro ad aprile e programmi

Fonte: GME

	TRANSAZIONI REGistrate			PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.846.586	+9,2%	28,2%	Richiesti	7.561.956	-15,4%	100,0%	11.141.995	-12,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	622.836	-8,7%	2,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.128.829	-43,9%	28,2%	2	100%	0,0%
<i>Peak</i>	545.269	-42,5%	2,0%	Rifiutati	1.135.935	-56,9%	15,0%	-	-100,0%	-
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.117.564	-57,3%	14,8%	-	-	-
Totale Standard	9.014.691	+2,2%	32,4%							
Totale Non standard	16.335.035	-8,9%	58,8%	Registrati	6.426.021	+2,0%	85,0%	11.141.995	-12,0%	100,0%
PCE bilaterali	25.349.726	-5,2%	91,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	1.011.266	-14,0%	13,4%	2,00	100%	0,0%
MTE	2.435.640	-26,3%	8,8%	Sbilanciamenti a programma	7.470.783	-23,0%		2.754.809	-17,6%	
TOTALE PCE	27.785.366	-7,5%	100,0%	Saldo programmi	-	-		4.715.974	-25,8%	
POSIZIONE NETTA	13.896.804	-13,2%								

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

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Ad aprile prosegue la fase di crescita dei consumi di gas naturale in Italia che registrano il quarto aumento su base annua del 2015 sospinti ancora dal settore civile (+13,6%) e dal settore termoelettrico (+4,7%). Sul lato offerta, crescono le importazioni di gas naturale (+8,5%), mentre cala ancora la produzione nazionale ai minimi storici. Aumentano le iniezioni nei sistemi di stoccaggio (+6,7%), ma le giacenze a fine mese

si sono sensibilmente ridotte rispetto ad un anno fa (-44,4%). Nei mercati regolati del gas gestiti dal GME si sono scambiati 3,4 milioni di MWh, tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS), con prezzi allineati (comparto G+1) o inferiori (comparto G-1) alle quotazioni al PSV.

IL CONTESTO

Ad aprile i consumi di gas naturale in Italia, con un aumento dell'8,3% sullo stesso mese del 2014, salgono a 4.409 milioni di mc trainati ancora dai consumi del settore civile che, al quarto incremento tendenziale consecutivo, si attestano 1.994 milioni di mc (+13,6%). Ancora in crescita anche i consumi del settore termoelettrico, pari a 1.254 milioni di mc (+4,7%) che si giovano del calo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. Tornano a crescere anche i consumi del settore industriale, pari a 1.023 milioni di mc, sebbene solo con un timido +0,2%, che tuttavia interrompe un semestre di flessioni. Permangono in aumento le esportazioni, pari a 139 milioni di mc (+41,2%). Dal lato offerta, la produzione nazionale registra l'ennesima contrazione portandosi a 543 milioni di mc (-4,7%), mentre

continuano a crescere le importazioni di gas naturale, salite a 5.101 milioni di mc (+8,5%). Tra i punti di entrata, si conferma in sensibile flessione il gas algerino a *Mazara* (675 mln mc, -15,6%), in lieve calo, invece, quello russo a *Tarvisio* (2.576 mln mc, -2,6%); viceversa, in netto incremento i flussi dal Nord Europa a *Passo Gries* (596 mln mc, +30,4%) e quelli dalla Libia a *Gela* (691 mln mc, +74%). In crescita anche le importazioni nei tre terminal Gnl, tra cui si segnala *Panigaglia* che torna attivo dopo diversi mesi e segna il massimo da oltre due anni (18 mln mc).

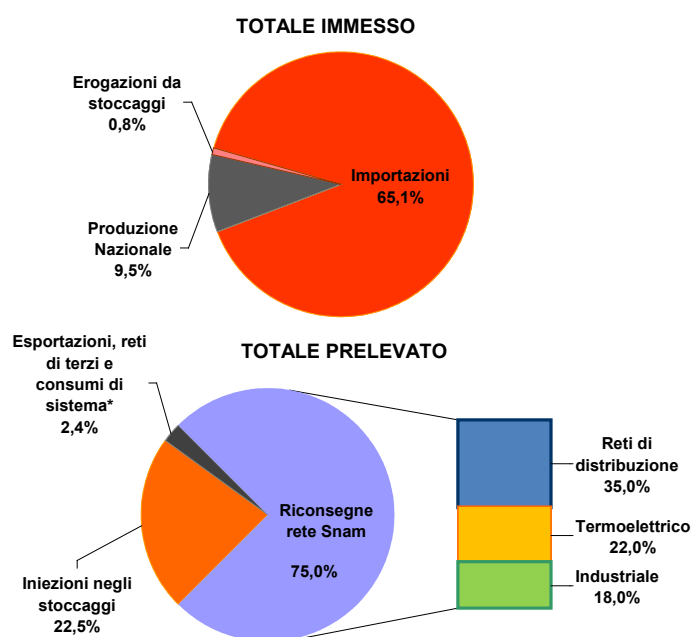
Nei sistemi di stoccaggio sono stati iniettati 1.282 milioni di mc (+6,7%); esigue, invece, le erogazioni, pari a 47 milioni di mc, nulle un anno fa.

Figura 1: Bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

	MI di mc	TWh	var. tend.
Importazioni	5.101	54,0	+8,5%
<i>Import per punti di entrata</i>			
Mazara	675	7,1	-15,6%
Tarvisio	2.576	27,3	-2,6%
Passo Gries	596	6,3	+30,4%
Gela	691	7,3	+74,0%
Gorizia	-	-	-
Panigaglia (GNL)	18	0,2	+1509,3%
Cavarzere (GNL)	518	5,5	+28,7%
Livorno (GNL)	27	0,3	-
Produzione Nazionale	543	5,7	-4,7%
Erogazioni da stoccaggi	47	0,5	-
TOTALE IMMESSO	5.691	60,2	+7,9%
Riconsegne rete Snam Rete Gas	4.271	45,2	+7,5%
Industriale	1.023	10,8	+0,2%
Termoelettrico	1.254	13,3	+4,7%
Reti di distribuzione	1.994	21,1	+13,6%
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	139	1,5	+41,2%
TOTALE CONSUMATO	4.409	46,7	+8,3%
Iniezioni negli stoccaggi	1.282	14	+6,7%
TOTALE PRELEVATO	5.691	60,2	+7,9%

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



(continua)

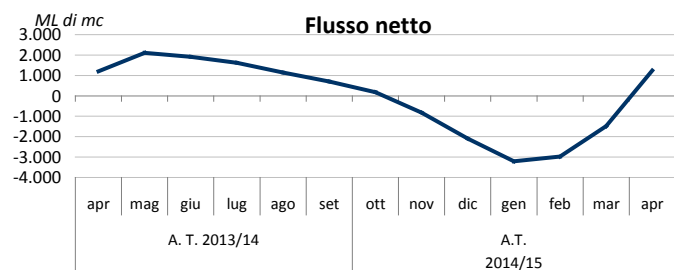
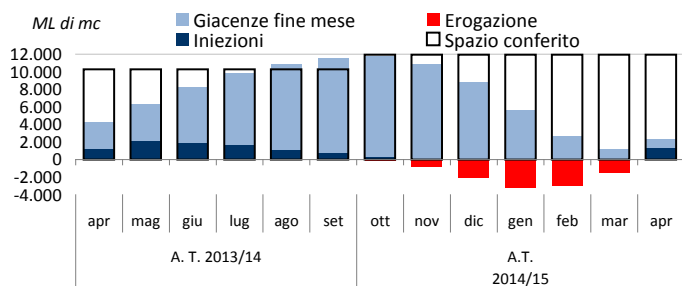
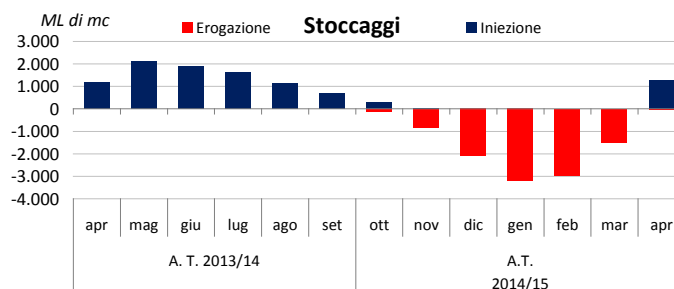
Nell'ultimo giorno del mese di aprile la giacenza di gas naturale negli stoccaggi ammontava a 2.386 milioni di mc, inferiore del 44,4% rispetto allo stesso giorno del 2014. Il rapporto *giacenza/spazio conferito* si attesta al 20,0%, più che dimezzato rispetto all'anno precedente (41,8%).

La quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV), con una flessione di 0,90 €/MWh (-3,7%) su marzo ed un rialzo di 0,64 €/MWh (+2,8%) su aprile 2014, si porta a 23,14 €/MWh.

Figura 2: Stoccaggio

Fonte: dati SRG, Stogit-Edison

Stoccaggio	ML di mc	variazione tendenziale
Giacenza (al 30/04/2015)	2.386	-44,4%
Erogazione (flusso out)	47	-
Iniezione (flusso in)	1.282	+6,7%
Flusso netto	1.235	+2,8%
Spazio conferito	11.942	+16,2%
Giacenza/Spazio conferito	20,0%	-21,8 p.p.



(continua)

I MERCATI GESTITI DAL GME

Ad aprile nei mercati del gas naturale gestiti dal GME sono stati scambiati 3,4 milioni di MWh, pari al 7,2% della domanda

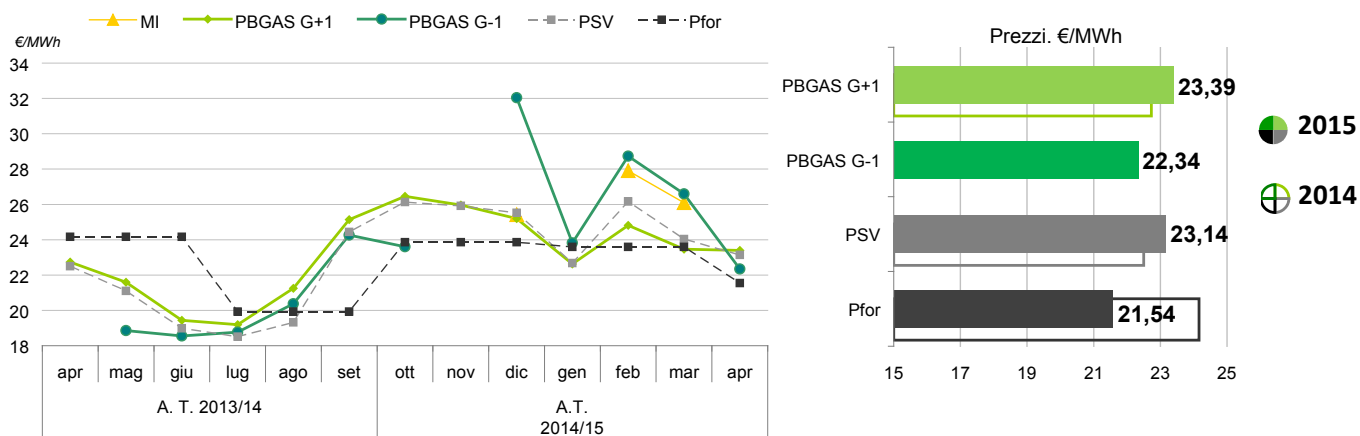
complessiva di gas naturale (8,8% ad aprile 2014), tutti nei due comparti della Piattaforma di Bilanciamento Gas (PB-GAS).

Figura 3: Mercati del gas naturale*

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

	Prezzi. €/MWh			Volumi. MWh Totale
	Media	Min	Max	
MGAS				
MP-GAS				
MGP	-	-	-	-
MI	-	-	-	-
MT-GAS	-	-	-	-
PB-GAS				
Comparto G-1	22,34	-	20,92	23,76
Comparto G+1	23,39	(22,73)	22,68	24,08
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*	Negoziazioni	Volumi	Registrazioni	Volumi	Volumi		MWh/g	MWh	
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MWh/g	N.	MWh/g	MWh/g	variazioni %	MWh/g	MWh
BoM-2015-04	-	-	26,022	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BoM-2015-05	-	-	24,968	-	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-05	-	-	25,002	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-06	-	-	31,470	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-07	-	-	24,018	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
M-2015-08	-	-	22,970	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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	-	-	25,753	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
WS-2015/2016	-	-	26,553	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
CY-2016	-	-	25,000	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
TY-2015/2016	-	-	26,153	0,0%	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale												

*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 ancora in flessione del 13,6% rispetto ad un anno fa. In modesto incremento tendenziale, invece, il prezzo medio pari a 23,39 €/MWh (+2,9%), che supera di soli 0,25 €/MWh le quotazioni registrate ad aprile al PSV.

Nei 15 giorni, sui 30 di aprile, in cui il sistema è risultato lungo [Sbilanciamento Complessivo del Sistema (SCS)>0], sono stati scambiati 1,4 milioni di MWh, di cui il 78,0%, pari a 1,1 milioni di MWh venduti dal Responsabile del

Bilanciamento (RdB), ad un prezzo medio di 23,16 €/MWh (+2,6% su base annua). Nella restante metà del mese con il sistema corto (SCS<0), sono stati scambiati 1,9 milioni di MWh, di cui l'82,2% acquistati da RdB, ad un prezzo medio di 23,62 €/MWh (+2,5%).

Complessivamente l'80,8% dei volumi scambiati (2,7 milioni di MWh) è stato determinato dall'azione di RdB ed il restante 19,2% da scambi tra operatori, pari a 630 mila MWh.

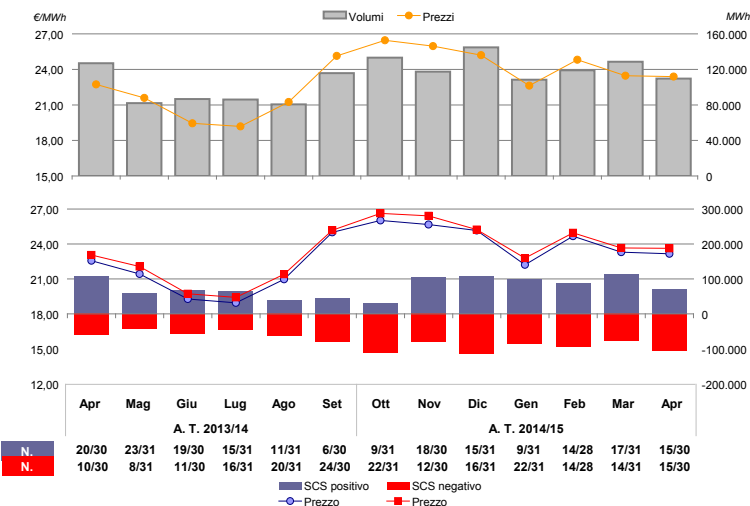
Figura 4: Piattaforma di Bilanciamento - Comparto G + 1, prezzi e volumi

Fonte: dati GME

	Totale		Sbilanciamento complessivo del sistema (SCS)	
			positivo n.giorni 15/30	negativo n.giorni 15/30
Prezzo. €/MWh	23,39	(+2,9%)	23,16	23,62
Acquisti. MWh	3.288.663	(-13,6%)	1.372.758	1.915.906
RdB	1.587.242	(+161,6%)		1.587.242
Operatori	1.701.422	(-46,8%)	1.372.758	328.664
Vendite. MWh	3.288.663	(-13,6%)	1.372.757	1.915.906
RdB	1.071.134	(-50,2%)	1.071.134	
Operatori	2.217.529	(+33,7%)	301.623	1.915.906

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

	Partecipazione al mercato		
	Totale	lato acquisto	lato vendita
Operatori attivi. N°	49	41	35



(continua)

Nel Comparto G-1 della PB-Gas, ad aprile sono stati scambiati solo 62 mila MWh di gas naturale ad un prezzo medio di 22,34 €/MWh. Nelle due sessioni con scambi di gas naturale, il Responsabile del Bilanciamento ha presentato un'offerta in vendita soddisfatta da acquisti di operatori delle zone *Import*,

Edison Stoccaggio (95,2% del totale) e, in misura più esigua, *Stogit*. Quest'ultima zona è stata anche l'unica a registrare un prezzo medio superiore a quello del PSV (23,76 €/MWh, +0,62 €/MWh), che invece è stato decisamente inferiore nelle altre due zone (20,92 €/MWh, -2,22 €/MWh).

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

Fonte: dati GME

	Zone						Totale
	Import	Edison Stoccaggio	LNG	Stogit	G+1	G+N	
Prezzo. €/MWh	20,92	20,92	-	23,76	-	-	22,34*
Volumi. MWh	29.236	30.000	-	2.958	-	-	62.194
Operatori. N.	4	1	-	2	-	-	7

* Media aritmetica dei prezzi massimi zonali giornalieri

Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di aprile, i principali mercati petroliferi spot raggiungono i livelli massimi dall'inizio dell'anno, a seguito di consistenti rialzi congiunturali che riscattano i ribassi del mese di marzo e confermano la recente inversione del trend

ribassista in atto dall'estate del 2014. Anche dagli hub del gas e dalle borse elettriche si scorgono segnali di ripresa, apprezzabili soprattutto nel confronto tendenziale.

Ad aprile, il prezzo spot del Brent sale a quota 59 \$/bbl, valore massimo del 2015, segnando un distinto aumento mensile e sorprendendo al rialzo le aspettative espresse il mese scorso dagli operatori (53 \$/bbl). Resta consistente la variazione tendenziale (-45%), fenomeno questo che ricorre ormai da oltre sette mesi. Gli altri due riferimenti per il greggio replicano esattamente le stesse dinamiche, con la quotazione iraniana che praticamente si allinea al Brent e il WTI in ascesa più ripida (Iranian 58 \$/bbl, +9%; WTI 54 \$/bbl, +13%). I prodotti derivati mostrano sviluppi mensili analoghi alla commodity di riferimento, ma con l'olio combustibile che aggiorna il massimo del 2015 (314 \$/MT, +8%). In rialzo anche i mercati forward, con riferimento specificamente alle quotazioni di prossima e più lontana consegna, che prospettano in generale aumenti più o meno consistenti rispetto ai valori correnti.

Al contrario, il prezzo spot del carbone europeo segna un ulteriore ribasso mensile, in ragione del quale si attesta a 59 \$/MT e si mantiene allineato al riferimento sudafricano, in calo analogo (Richards Bay 59 \$/MT, -2%). Stesso andamento sui mercati orientali che, sempre più forti in termini di livello dei prezzi, sono comunque soggetti dalla medesima discesa pluriennale (73 \$/MT, -10%). Coerenti con l'andamento dello spot, i prezzi dei prodotti a termine si abbassano rispetto allo scorso mese e si mantengono al di sotto delle quotazioni correnti (57/58 \$/MT). Stabile su base mensile, il cambio euro/dollaro perde ben 0,30 \$/€ rispetto allo scorso anno (1,08 \$/€, -22%) e mostra flebili segnali di ripresa solo nel lungo periodo (quotazione 2016 1,09 \$/€).

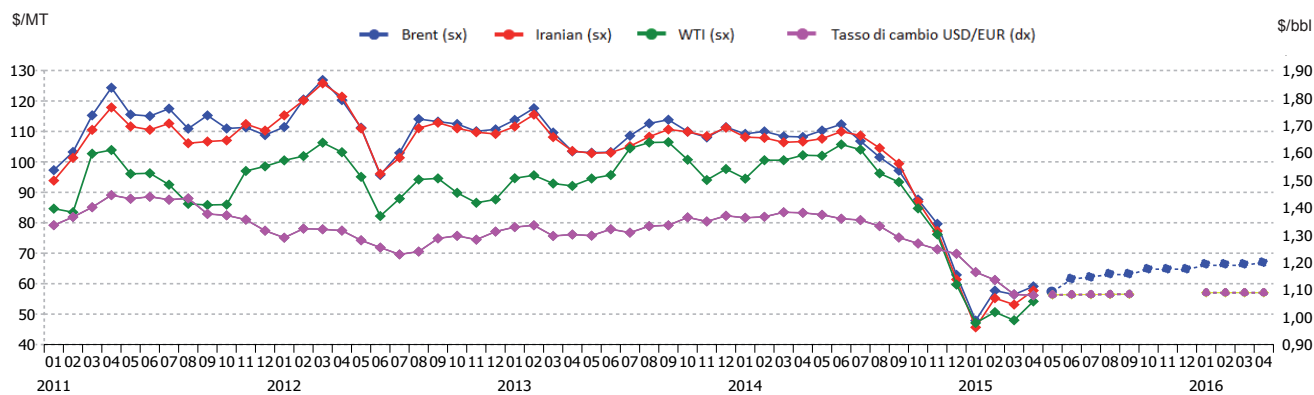
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica

Quotazioni a pronti						Quotazioni a termine							
FUEL	UdM	Apr 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
PETROLIO	\$/bbl	59,10	+ 5 %	- 45 %	53,44	57,37	+ 0 %	61,47	+ 6 %	62,25	-	66,74	+ 2 %
Brent FOB	€/bbl	54,73	+ 5 %	- 30 %	-	53,03	-	56,80	-	57,49	-	61,27	-
OLIO COMB.	\$/MT	313,55	+ 8 %	- 50 %	298,45	321,32	+ 8 %	322,89	+ 8 %	324,94	-	352,66	+ 6 %
0.1 FOB Barge	€/MT	290,40	+ 8 %	- 36 %	-	297,02	-	298,34	-	300,11	-	323,73	-
GASOLIO	\$/MT	546,28	+ 4 %	- 40 %	524,75	557,91	+ 7 %	559,14	+ 7 %	561,70	-	-	+ 1 %
0.1 FOB ARA	€/MT	505,94	+ 5 %	- 23 %	-	515,71	-	516,64	-	518,79	-	-	-
CARBONE	\$/MT	59,41	- 2 %	- 22 %	58,80	58,66	- 1 %	57,95	- 0 %	57,80	-	56,87	- 3 %
ARA Stm 6000K	€/MT	55,03	- 2 %	- 1 %	-	54,22	-	53,54	-	53,38	-	52,21	-
CAMBIO \$/€	USD/EUR	1,08	- 0 %	- 22 %	-	1,08	- 0 %	1,08	- 0 %	1,08	-	1,09	- 0 %

Fonte: Thomson-Reuters

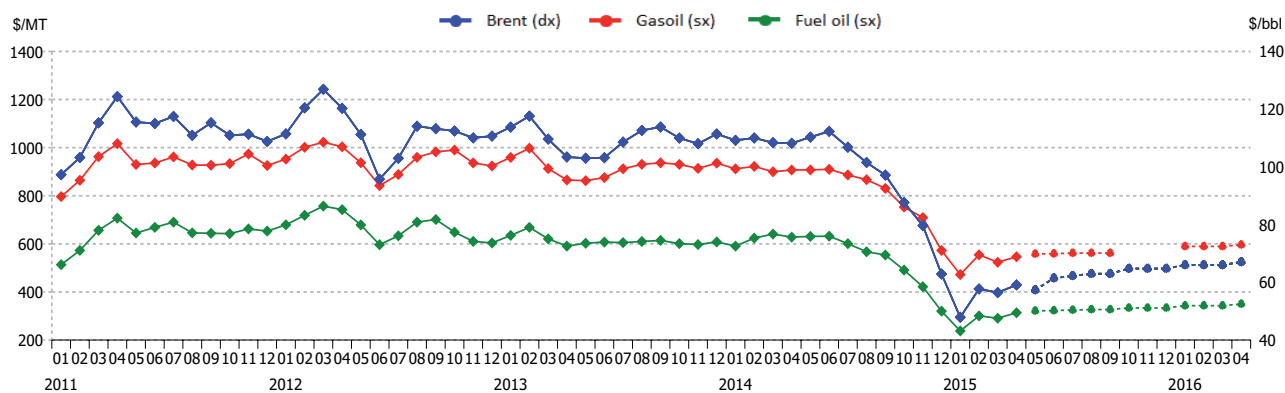
(continua)

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



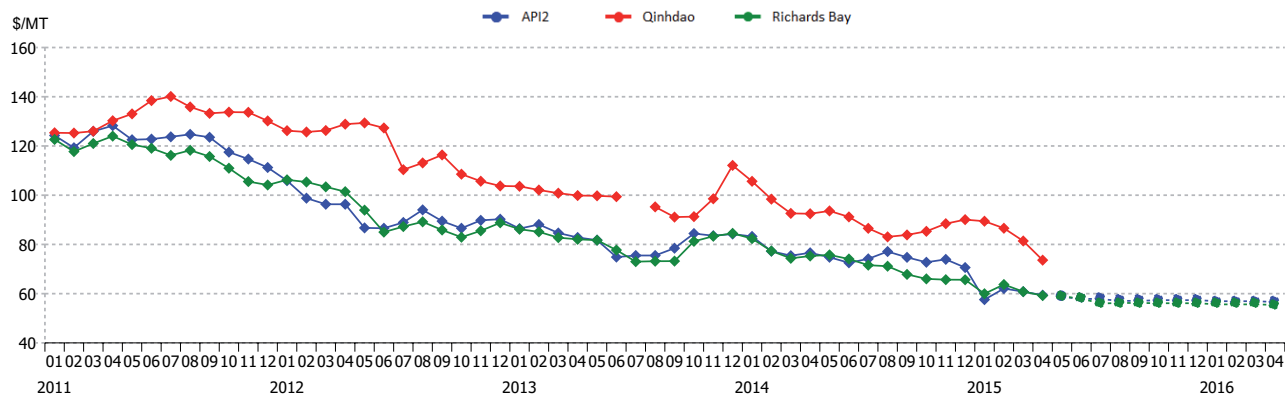
Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

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



Fonte: Thomson-Reuters

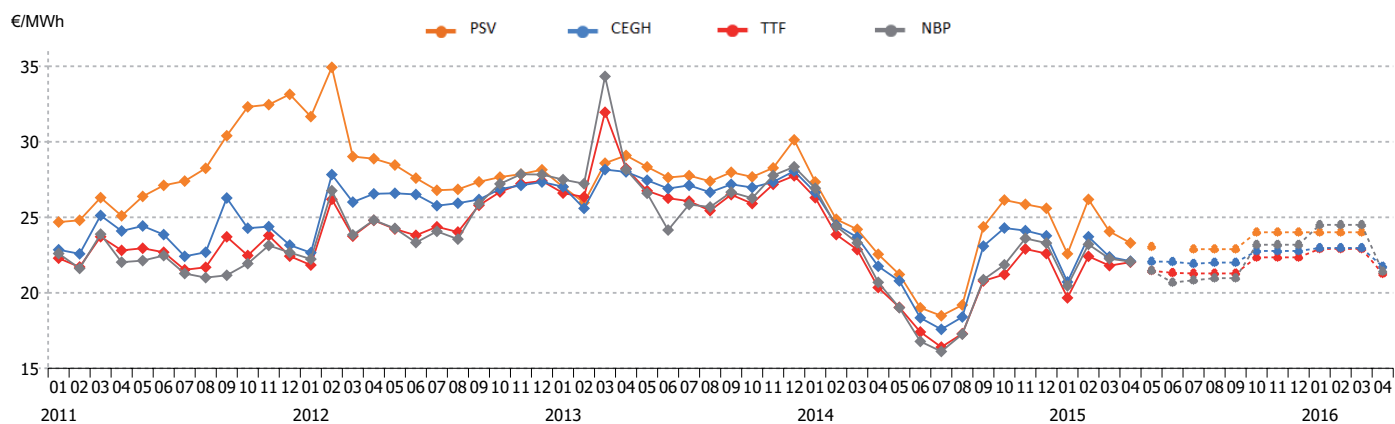
(continua)

I rialzi registrati sul greggio non trovano riscontro sulle quotazioni del gas, a comprova del progressivo decoupling dei due mercati. I principali hub europei, posti sui 22 €/MWh, mostrano infatti prezzi in calo mensile e in aumento tendenziale, ad eccezione del TTF che segna un lieve incremento su marzo (-1%, +8%), e confermano quasi fedelmente le attese

pronunciate lo scorso mese. Si abbassa maggiormente la quotazione italiana, riducendo sensibilmente lo spread dagli altri riferimenti (PSV 23 €/MWh, -3%). Sostanzialmente stabili, i valori dei prezzi future non sembrano predire grandi cambiamenti delle condizioni vigenti (21/23 €/MWh).

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

Quotazioni a pronti (€/MWh)						Quotazioni a termine (€/MWh)							
GAS	Area	Apr 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	GY 2015/16	Var M-1 (%)
PSV	IT	23,30	- 3 %	+ 3 %	23,30	23,05	-	-	-	-	-	-	-
TTF	NL	22,03	+ 1 %	+ 8 %	21,90	21,46	+ 1 %	21,32	-	-	-	21,87	- 0 %
CEGH	AT	22,10	- 1 %	+ 2 %	22,65	22,08	- 0 %	22,05	- 0 %	21,92	-	-	-
NBP	UK	22,07	- 1 %	+ 7 %	22,69	21,47	+ 1 %	20,68	- 0 %	20,83	-	22,55	- 0 %



Fonte: Thomson-Reuters

In linea coi trend stagionali della domanda, che nel mese di aprile raggiunge uno dei valori più bassi, i prezzi delle principali borse elettriche europee segnano ribassi congiunturali più o meno consistenti (25/48 €/MWh, -2/-14%). Si apre lo spread tra il PUN e il prezzo francese (rispettivamente 48 €/MWh, 40 €/MWh) e lo stesso sviluppo si osserva anche nel confronto tra Epex France e la quotazione italiana di riferimento per il

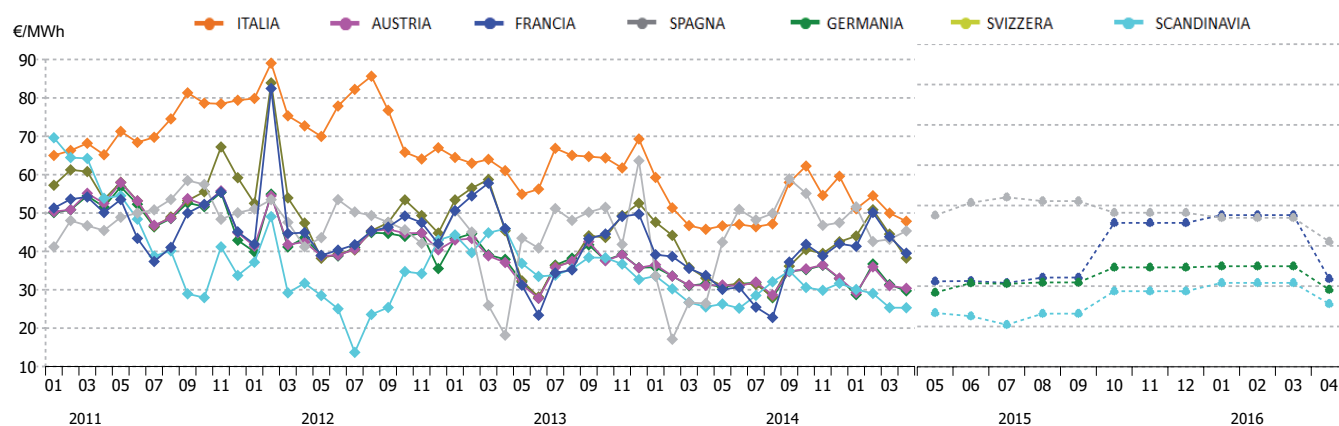
coupling (49 €/MWh, -5%), sebbene tali prezzi risultino ad aprile più frequentemente allineati che a marzo (33%, +3 p.p.). Il prezzo tedesco, quotazione target per il market coupling tra Italia e Austria, segna un ribasso mensile e tendenziale di pari entità e si pone a soli 4 €/MWh al di sopra del prezzo scandinavo, al quale si allinea nel 25% delle ore del mese (nell'ambito del MC North Western Europe).

(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	Apr 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)	ultima quot. future M-1	Mag 15	Var M-1 (%)	Giu 15	Var M-1 (%)	Lug 15	Var M-1 (%)	2016	Var M-1 (%)
ITALIA	47,84	- 4 %	+ 5 %	45,95	45,89	- 1 %	47,77	- 2 %	50,40	-	46,70	- 1 %
FRANCIA	39,54	- 10 %	+ 17 %	43,25	31,19	+ 2 %	31,28	- 2 %	30,78	-	39,08	-
GERMANIA	29,72	- 5 %	- 6 %	31,27	28,42	- 3 %	30,77	- 2 %	30,60	-	31,99	-
SPAGNA	45,34	+ 5 %	+ 71 %	38,53	47,55	+ 8 %	50,70	+ 5 %	52,05	-	45,62	-
AREA SCANDINAVA	25,31	- 0 %	- 1 %	25,70	23,36	- 5 %	22,56	- 7 %	20,43	-	27,62	-
AUSTRIA	30,38	- 2 %	- 2 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-
SVIZZERA	38,26	- 14 %	+ 16 %	-	-	-	-	-	-	-	-	-



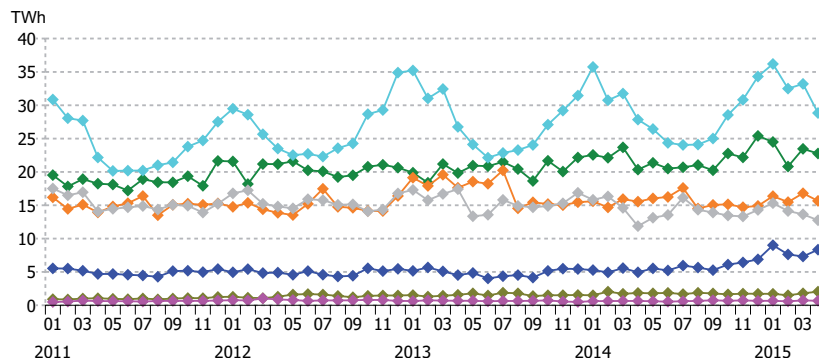
Quanto ai volumi di borsa, su tutti gli exchange si scorgono dinamiche tendenziali crescenti, particolarmente propizie su Epex France, i cui scambi salgono a quota 8 TWh (+69%), secondo valore più elevato dalla sua istituzione. L'incremento francese ha un notevole impatto sulla variazione della taglia degli scambi dell'intero gruppo Epex che, giunto a 38,3

TWh, segna un rialzo del 22% rispetto allo scorso anno e si conferma la borsa più capiente. Come di consueto a seguire c'è Nord Pool (29 TWh, +4%) e le due borse mediterranee, che mantengono inalterata la loro reciproca distanza (Italia 16 TWh, Spagna 13 TWh).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi a pronti (TWh)			
Area	Apr 15	Var M-1 (%)	Var M-12 (%)
ITALIA	15,7	- 7 %	+ 1 %
FRANCIA	8,3	+ 14 %	+ 69 %
GERMANIA	22,8	- 3 %	+ 12 %
SPAGNA	12,8	- 7 %	+ 7 %
AREA SCANDINAVA	28,8	- 13 %	+ 4 %
AUSTRIA	0,7	- 7 %	+ 5 %
SVIZZERA	2,0	+ 14 %	+ 11 %



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di aprile 2015 sul Mercato dei Titoli d Efficienza Energetica sono stati scambiati 331.336 TEE, in diminuzione rispetto ai 348.229 TEE scambiati a marzo.

Dei 331.336 TEE sono stati scambiati 89.173 TEE di Tipo I, 184.530 TEE di Tipo II, 16.399 TEE di Tipo II CAR, 41.234 TEE di Tipo III.

Rispetto al mese di marzo, si registra una diminuzione dei prezzi medi pari a 0,96 % per i TEE di Tipo I e per i TEE di Tipo II, dello 0,68 % per i TEE di Tipo II-CAR, e dello 0,88 % per i TEE di Tipo III.

In particolare, analizzando l'andamento specifico dei prezzi di questo mese, si rileva che i titoli di Tipo I sono stati scambiati ad

una media di 103,32 € (rispetto a 104,32 € di marzo), i titoli di Tipo II, ad una media di 103,19 € (rispetto a 104,19 € di marzo), i titoli di Tipo II-CAR, ad una media di 103,14 € (103,85 € a marzo), i titoli di Tipo III sono stati quotati ad una media di 103,27 € (rispetto a 104,18 € di marzo).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 1.886.780 TEE (627.980 di Tipo I, 1.042.225 di Tipo II, 25.061 di Tipo II CAR, 191.458 di Tipo III e 56 di Tipo V).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 34.160.253 TEE.

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

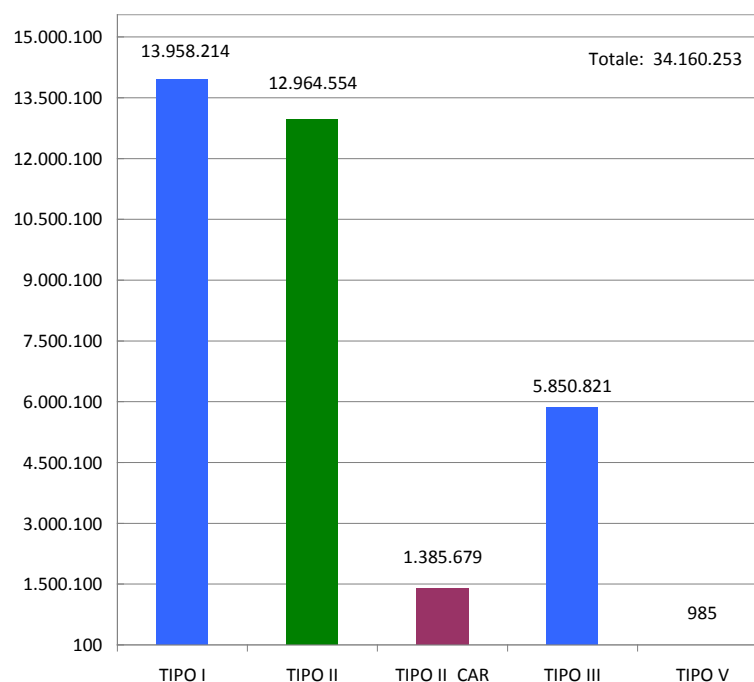
TEE, risultati del mercato del GME - aprile 2015

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo II-CAR	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	89.173	184.530	16.399	41.234
Valore Totale (€)	9.212.962,43	19.042.406,88	1.691.316,51	4.258.249,84
Prezzo minimo (€/TEE)	102,88	102,50	102,95	102,85
Prezzo massimo (€/TEE)	103,94	104,00	103,70	103,80
Prezzo medio (€/TEE)	103,32	103,19	103,14	103,27

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

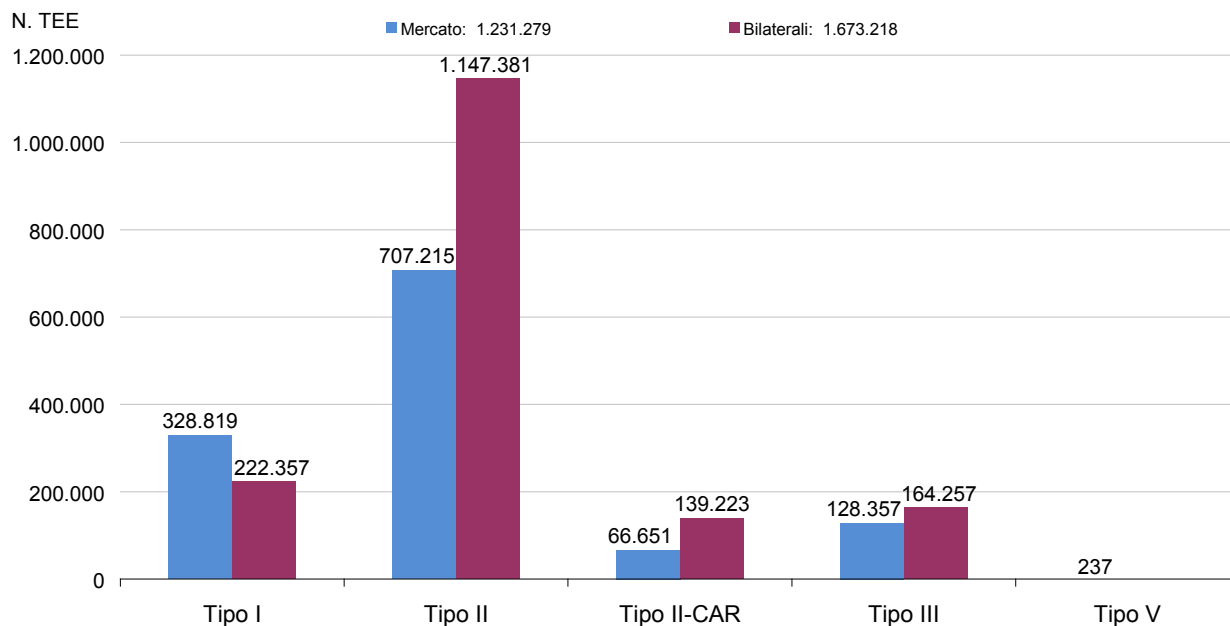
Fonte: GME



(continua)

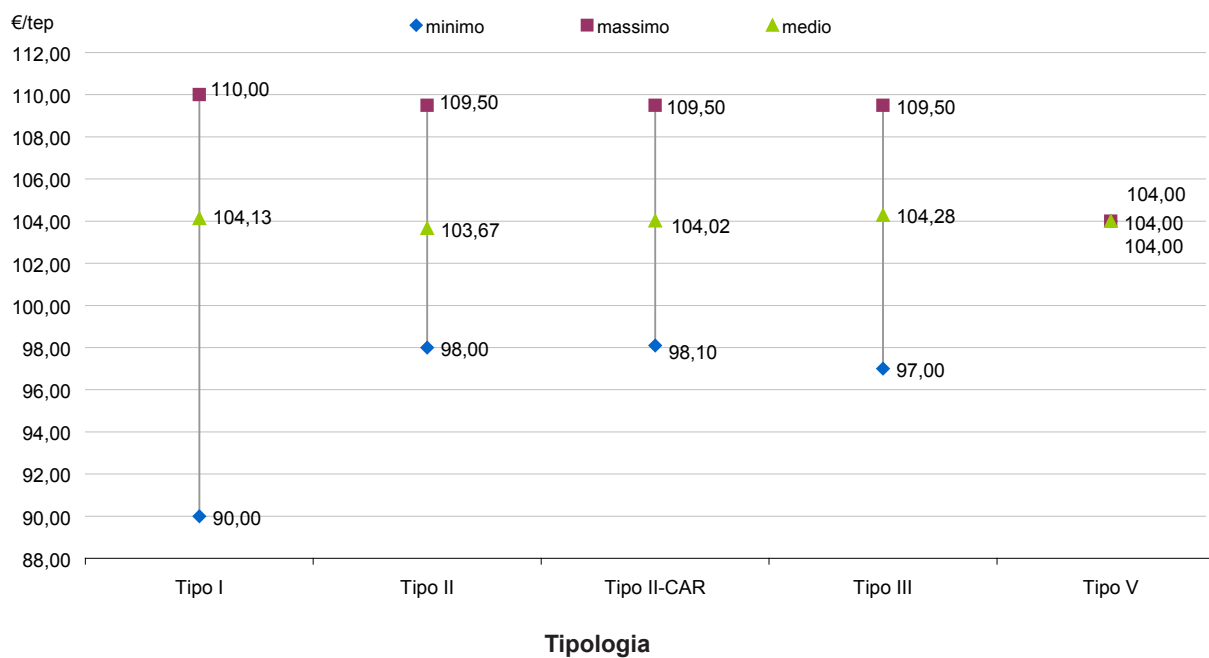
TEE scambiati dal 1 gennaio 2015

Fonte: GME



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

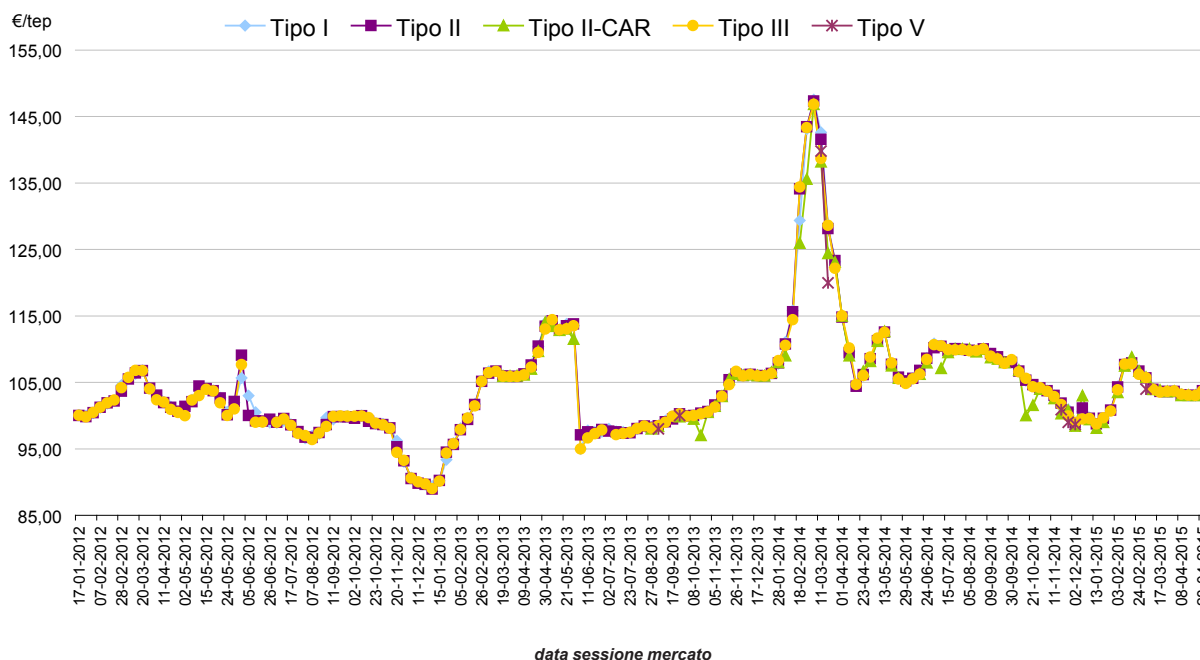
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



Nel corso del mese di aprile 2015 sono stati scambiati 606.523 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie (337.224 TEE nel mese di marzo 2015).

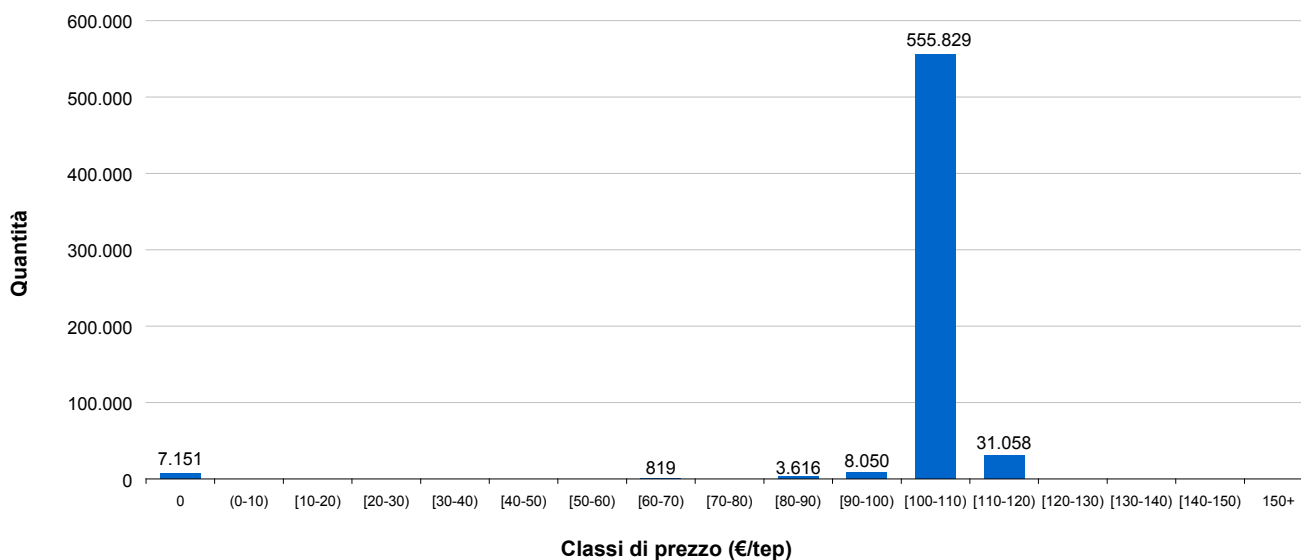
La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 101,88 €/tep (103,41 €/tep lo scorso marzo),

minore di 1,35 €/tep rispetto alla media registrata sul mercato organizzato di 103,23 €/tep (104,19 €/tep a marzo).

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

TEE scambiati per classi di prezzo - aprile 2015

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi¹, nel mese di aprile 2015, sono stati scambiati 831.199 CV, in aumento, rispetto ai 707.489 CV scambiati nel mese di marzo.

La concentrazione degli scambi sul mercato, ha visto il prevalere dei CV 2014 IV Trim, con 389.922 certificati (408.156 i CV 2014 IV Trim scambiati a marzo), dei CV 2015 I Trim presenti per la prima volta sulla piattaforma di scambio, con 374.713 titoli, e dei CV 2013 IV Trim, con un volume pari a 32.912 CV (127.483 i CV 2013 IV Trim relativi allo scorso mese).

Seguono nell'ordine i CV 2014 III Trim con 13.717 certificati (62.225 i CV 2014 III Trim scambiati a marzo), i CV 2014 I Trim con 9.003 CV (11.908 i CV 2014 I Trim presenti il mese scorso sulla piattaforma), e i CV 2014 II Trim che hanno raggiunto un volume totale pari a 8.773 titoli (4.325 i CV 2014 II Trim, presenti sulla piattaforma nel mese a confronto).

Chiudono l'elenco dei volumi scambiati nel mese di aprile, i CV 2013 I Trim con 2.000 titoli (1.609 i CV 2013 I Trim, il mese scorso), e i CV 2013 II Trim con 159 certificati (1.000 i CV 2013 II Trim a marzo).

Per quanto riguarda i prezzi medi registrati sul mercato dei CV nel mese di aprile, è stato osservato per i CV 2013 I Trim, un prezzo medio pari a 90,06 €/MWh, con una diminuzione, rispetto al mese precedente, di 1,08 €/MW, per i CV 2013 II Trim, un

prezzo medio pari a 89,33 €/MWh, in calo di 1,27 €/MW e per i CV 2013 IV Trim, un prezzo medio pari a 89,39 €/MWh, con un decremento pari a 0,33 €/MWh, rispetto al mese di marzo.

In aumento, invece, i CV 2014 I Trim e i CV 2014 III Trim, quotati rispettivamente ad un prezzo medio di 97,15 €/MWh e di 97,13 €/MWh, in crescita di 0,02 €/MWh rispetto al mese scorso, mentre i CV 2014 II Trim, scambiati ad un prezzo medio di 97,14 €/MW, hanno registrato un incremento di 0,12 €/MWh, rispetto al mese precedente.

Il prezzo medio dei CV 2014 IV Trim, pari a 96,38 €/MWh, ha registrato una contrazione di 0,50 €/MWh, rispetto al mese precedente (si segnala 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).

Infine, i CV 2015 I Trim, sono stati scambiati ad un prezzo medio di 98,21 €/MWh.

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

1) Da febbraio 2008, in applicazione della Legge Finanziaria 2008, è stata modificata la taglia dei Certificati Verdi (CV), che è passata da 50 MWh ad 1 MWh.

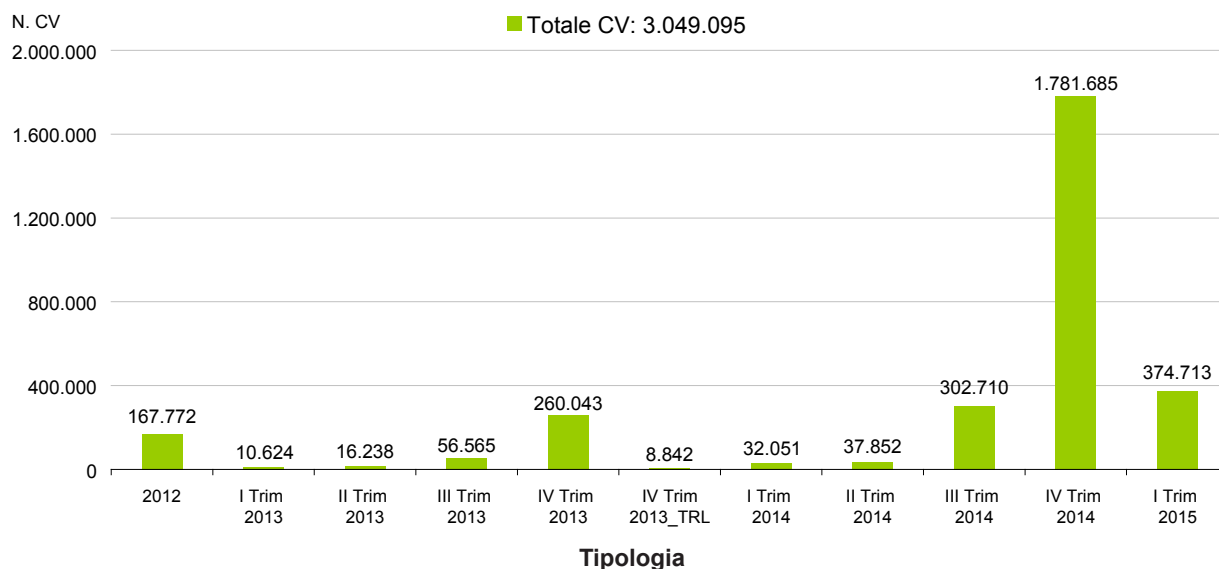
CV, risultato del mercato GME - aprile 2015

Fonte: GME

	Periodo di riferimento							
	I Trim 2013	II Trim 2013	IV Trim 2013	I Trim 2014	II Trim 2014	III Trim 2014	IV Trim 2014	I Trim 2015
Volumi scambiati (n.CV)	2.000	159	32.912	9.003	8.773	13.717	389.922	374.713
Valore Totale (€)	180.129,30	14.204,23	2.941.848,95	874.668,21	852.171,65	1.332.391,97	37.579.304,02	36.801.395,52
Prezzo minimo (€/CV)	89,30	87,00	84,60	97,00	97,00	96,80	37,20	97,00
Prezzo massimo (€/CV)	97,10	89,35	89,90	97,20	97,20	97,20	97,20	98,55
Prezzo medio (€/CV)	90,06	89,33	89,39	97,15	97,14	97,13	96,38	98,21

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

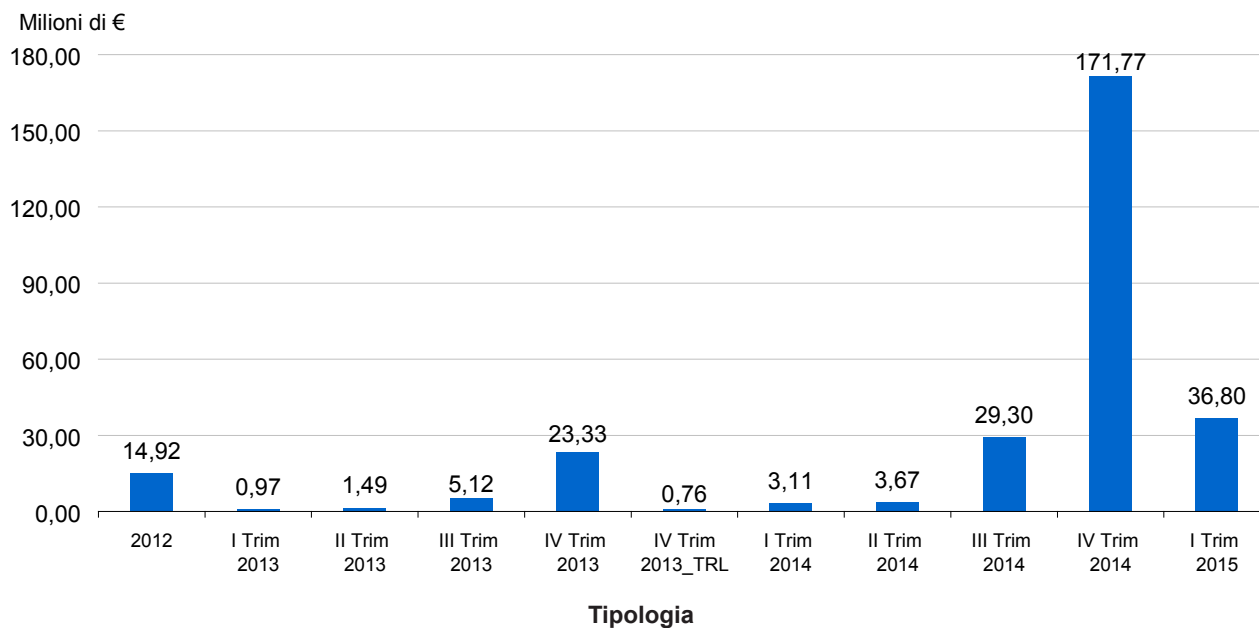
Fonte: GME



(continua)

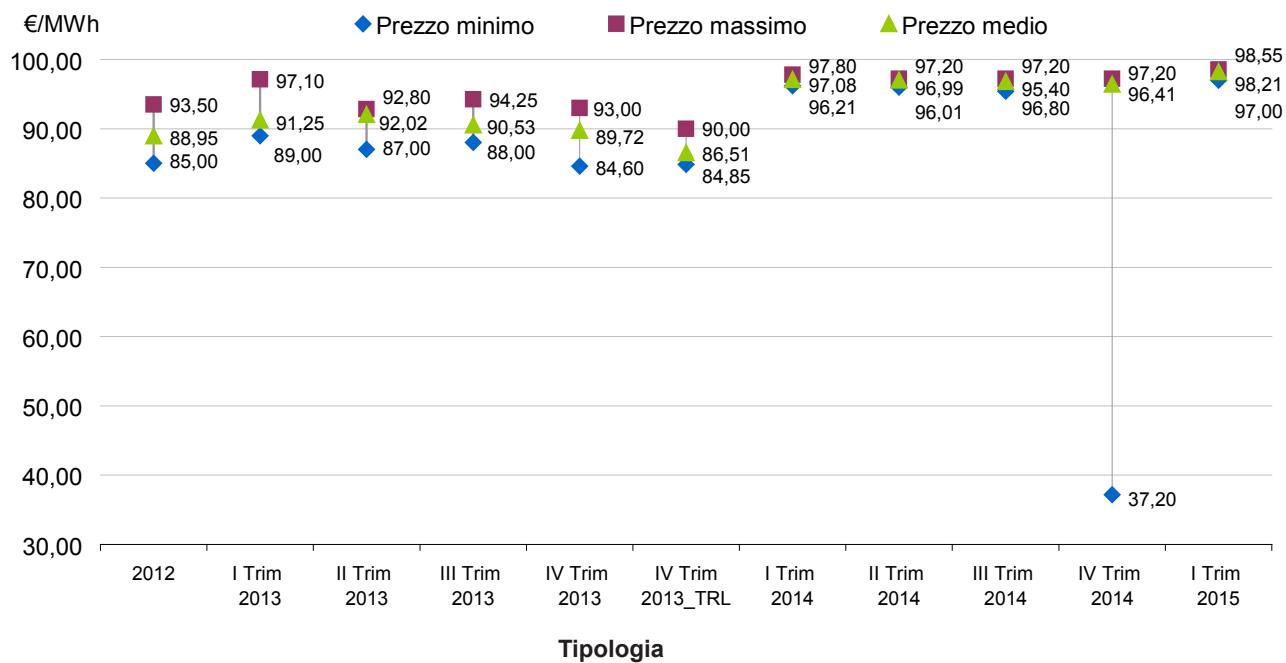
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2015)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



(continua)

Nel corso del mese di aprile 2015 sono stati scambiati 2.281.592 CV attraverso contratti bilaterali, delle varie tipologie (7.015.394 CV nel mese di marzo).

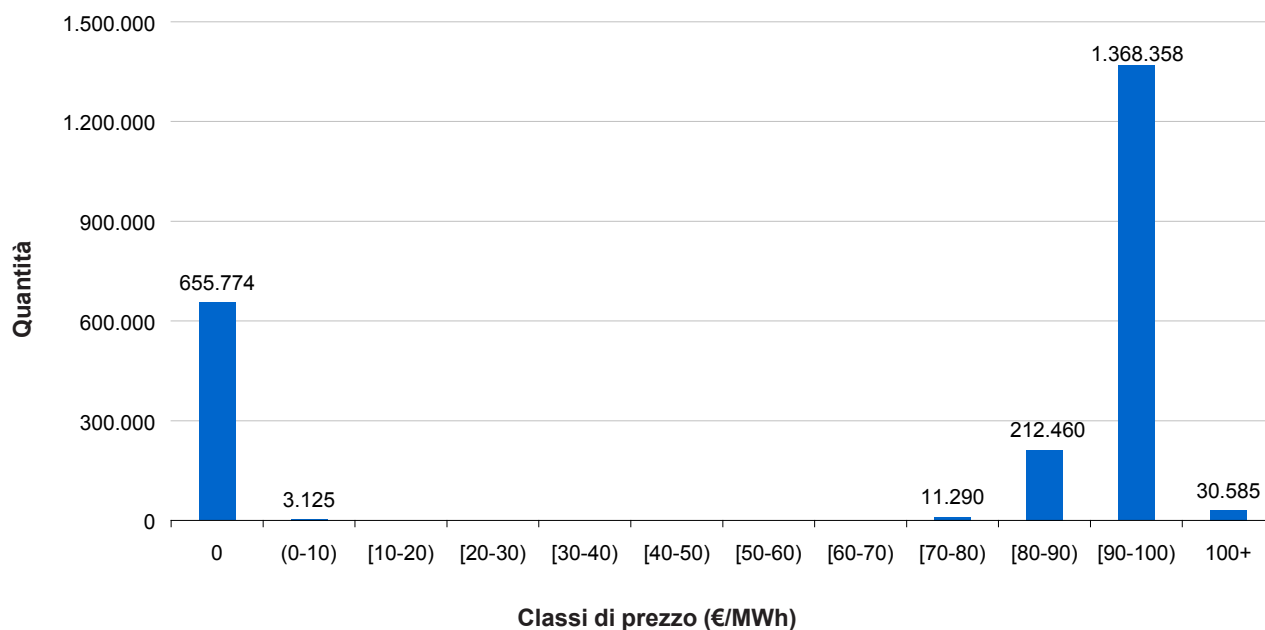
La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di aprile, è stata pari a 65,84 €/MWh, mi-

nore di 31,10 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (96,94 €/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 - aprile 2015

Fonte: GME



L'ATTUALE MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL E GLI IMPATTI DELLA CADUTA DEL PREZZO OIL

di Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta - RIE

(continua dalla prima)

Nonostante la riduzione della domanda della Corea del Sud (-7%) e la crescita di quella cinese molto inferiore alle attese, l'Asia arriva a costituire il 75% delle importazioni mondiali, dove Giappone e Corea pesano da soli per il 52%. L'11,5% viene dalle due Americhe (in espansione i consumi dell'America del Sud) e il 13,7% dall'Europa che rappresentava invece il 30% nel 2010.

L'Unione Europea ha conosciuto nell'ultimo triennio un fortissimo calo dei consumi del GNL con importazioni ridottesi del 55%, dal massimo di 77 md mc raggiunto nel 2011 ai 34,3 md mc del 2014. La diminuzione è conseguenza di diversi fattori: il calo della domanda complessiva di gas (da 530 md mc nel 2010 a 410 md mc nel 2014); i prezzi del Nord-Est asiatico che, spinti dall'aumento della domanda, sono rimasti almeno fino al terzo trimestre 2014 molto più elevati di quelli europei determinando l'afflusso verso quell'area di carichi di GNL a breve termine; la concorrenza del gas importato tramite *pipeline*. A fronte di una capacità nominale di rigassificazione giunta in UE a 190 md mc/anno¹ il tasso di utilizzo dei terminali si è ridotto al 20% circa rispetto al 48% del 2010, che può essere considerata una percentuale vicina a quella fisiologica di utilizzo medio di un rigassificatore.

Tuttavia nell'ultimo trimestre del 2014 e in questa prima parte del 2015 il crollo dei prezzi del GNL asiatico e la loro convergenza verso i valori espressi dai mercati europei hanno determinato il "reindirizzamento" di carichi verso i porti del Nord-Ovest europeo, facendo tornare ad aumentare le importazioni di GNL rispetto ai corrispondenti periodi degli anni precedenti: nel IV trimestre del 2014 le importazioni europee sono cresciute del 10% circa in confronto allo stesso trimestre 2013². Il fenomeno è stato particolarmente evidente nel Regno Unito³, dove carichi provenienti soprattutto dal Qatar hanno portato le importazioni nazionali del 2014 a 10,6 md mc, 2 md mc in più rispetto al 2013, facendo sopravanzare quelle spagnole⁴. L'andamento continua nel 2015: tra il 1 gennaio e il 23 aprile UK ha ricevuto 2,4 md mc di gas dal Qatar, mentre il Belgio 2,1 md mc, rispettivamente +89% e +128% rispetto al pari periodo del 2014⁵.

Le incertezze riguardo domanda e prezzi che caratterizzano questa congiuntura stanno portando gli operatori della filiera a cercare maggiori flessibilità nell'ambito dei rapporti commerciali sia in termini di *pricing* che di destinazione, mentre come noto il commercio del GNL è stato tradizionalmente legato alla stipulazione di contratti a lungo termine collegati ai prezzi del petrolio. Parallelamente l'aumento delle quantità "flessibili" e della lunghezza delle rotte sembra sostenere l'espansione del numero di navi metaniere (77 nuove ordinazioni nel 2014⁶). Evidenza della ricerca di maggior flessibilità negli scambi è il

progressivo graduale aumento dei volumi trattati su base spot o a breve termine (contratti sotto i 4 anni): la quota di questi scambi a livello mondiale ha raggiunto nel 2014 il 29% ed era del 25% nel 2012. In Europa, invece, al netto dei ricarichi, la percentuale è solo del 6% causa calo della domanda e interessa soprattutto il Regno Unito.

Un altro aspetto nuovo che ha caratterizzato il mercato europeo negli ultimi anni sono le riesportazioni: nel 2014 più della metà dei volumi giunti in Belgio sono stati riesportati, così come in Olanda. Anche i terminali spagnoli sono stati attivi nelle riesportazioni, nel solo 2014 quasi il 49% dei volumi di GNL ricevuti sono stati diretti all'estero, soprattutto Asia (Cina, India, Giappone e Sud Corea) che ha assorbito il 53% dei carichi e Sud-America (Argentina e Brasile) con il 28,3%⁷. Il fenomeno non ha toccato l'Italia dove l'unico terminale effettivamente attivo nel 2014 (Rovigo di Adriatic LNG) è principalmente legato a volumi contrattualizzati a lungo termine.

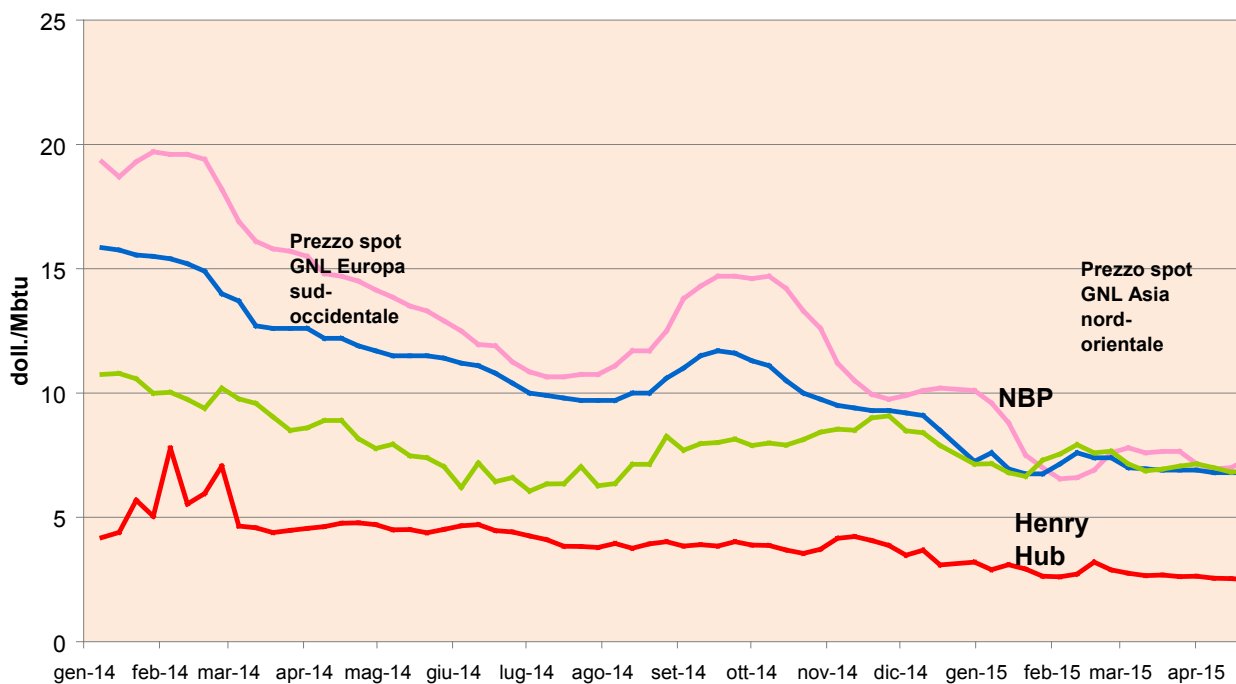
Dal lato dell'offerta, nel 2014 sono 19 i Paesi produttori di GNL. Il Medio Oriente fornisce il 40% del GNL a livello mondiale sfruttando la propria posizione geografica baricentrica per servire sia l'Europa che l'Asia. Il Qatar è di gran lunga il maggiore esportatore con una quota del 32%. La produzione del "Bacino Pacifico" (Australia, Malesia ed Indonesia i principali Paesi), che copre il 37%, è diretta quasi interamente ai consumi asiatici (Giappone, Corea del Sud, Cina). La restante quota viene dai Paesi compresi nel "Bacino Atlantico" (Paesi del Nord e dell'Ovest africano, Norvegia, Trinidad Tobago). In prospettiva i maggiori incrementi della capacità di liquefazione sono attesi provenire da Australia e Stati Uniti e più nel lungo termine anche dall'Africa Orientale. Ma, come già accennato, il fattore che sta maggiormente incidendo sul settore del gas liquefatto a livello mondiale è senza dubbio la caduta dei prezzi asiatici dovuta a due ordini di fattori: crollo del prezzo del petrolio cui la maggior parte dei volumi consumati in Asia risulta ancora collegata attraverso contratti a lungo termine; nuovi rapporti domanda/offerta causa indebolimento della richiesta (rallentamento delle economie asiatiche, temperature sopra le medie, ripresa di impianti nucleari in Sud-Corea, scorte abbondanti) e aumento, seppur moderato, dei flussi disponibili; elementi questi ultimi che hanno inciso sui prezzi a breve termine in combinazione con i mutati prezzi del greggio.

Come mostrato dal grafico 2, i prezzi spot del Nord-Est asiatico si sono quasi dimezzati rispetto al 2013 e alla prima metà del 2014, avvicinandosi ai prezzi europei e addirittura scendendo al di sotto di questi nel corso del mese di febbraio 2015.

L'ATTUALE MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL E GLI IMPATTI DELLA CADUTA DEL PREZZO OIL

(continua)

Fig. 2 Confronto prezzi spot



Fonte: Elaborazioni Rie su dati World Gas Intelligence (Platts)

Due gli effetti principali che ne conseguono: aumento dei carichi a breve disponibili per l'Europa e soprattutto rallentamento, differimento o annullamento dei più costosi progetti di sviluppo della capacità di liquefazione.

Il calo dei prezzi del gas, unitamente al crollo delle quotazioni del petrolio, sta infatti esercitando un impatto non trascurabile sui piani di sviluppo. Secondo le stime di alcune major (Shell e Chevron) diversi progetti in costruzione, per un valore di circa 250 md di doll., rischiano di vedere penalizzati i propri rendimenti se i prezzi del greggio continuano a mantenersi bassi. Mentre molti degli impianti progettati o pianificati, potrebbero essere posticipati o cancellati. Tra i progetti, a risentirne di più sarebbero le strutture flottanti, la cui tecnologia non ancora matura può fungere da deterrente per gli investitori.

Da dicembre 2013 solo poche FID⁸ sono state assunte: indice di una situazione particolarmente delicata per la maggior parte dei principali Paesi esportatori in essere o potenziali.

Tra i produttori, l'Australia sembra presentare lo scenario più difficile: nel Paese, il calo dei prezzi del greggio si va a sommare a costi di costruzione già sensibilmente lievitati, fattore ascrivibile ad un'escalation nella spesa dei materiali e della manodopera⁹, tale da rendere diversi progetti molto meno convenienti rispetto alle indicazioni iniziali. I 7 impianti in costruzione¹⁰, di cui uno utilizzerà una struttura flottante offshore, potrebbero subire dei ritardi, mentre tra quelli pianificati, uno è stato posticipato

(Browse della Woodside), mentre tre sono quelli cancellati¹¹. Secondo le stime degli operatori, il prezzo di breakeven dei progetti australiani di GNL dovrebbe essere intorno a 14 doll./Mbtu., ma con un petrolio a 80 doll./bbl, il prezzo del GNL scende indicativamente a 12 doll./Mbtu. È chiaro, quindi, che con le attuali quotazioni intorno ai 60 doll./bbl, per gli investitori diventa non conveniente impegnarsi in progetti *capital intensive* e nati sulla base di contratti di vendita per la maggior parte *oil-linked*.

In Russia, bassi prezzi del greggio e l'imposizione delle sanzioni europee e americane hanno comportato un significativo ripensamento dei piani di sviluppo dell'industria GNL, facendo sfumare, al momento, l'obiettivo del Paese di assorbire, al 2020 circa, un 10% del mercato globale del gas liquefatto. Ad oggi, malgrado la pianificazione di 4-5 progetti, solo uno o due potrebbero essere effettivamente costruiti¹². Il problema principale è legato alle sanzioni occidentali di natura finanziaria, a causa delle quali si sta rivelando difficile accedere ai finanziamenti internazionali. Inoltre, la Russia paga ancora un deficit tecnologico nel settore, mentre l'ubicazione in aree remote rende i progetti costosi e di non facile realizzazione.

Il calo dei prezzi del greggio, unitamente a nuove stime che ridimensionano la crescita della domanda di gas nei Paesi non-OCSE, potrebbe influenzare negativamente gli scenari di esportazione previsti per il Nord America.

L'ATTUALE MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL E GLI IMPATTI DELLA CADUTA DEL PREZZO OIL

(continua)

Secondo le valutazioni di Moody's¹³ circa 50 terminali proposti fra Canada e Stati Uniti e per cui non è stata avviata la costruzione né presa una decisione finale di investimento, potrebbero essere cancellati, 30 di questi solo negli Stati Uniti. La principale ragione risiede nel venir meno della convenienza per gli acquirenti stranieri, soprattutto asiatici, di acquistare GNL americano su base spot.

Tenendo conto dei costi di liquefazione, trasporto e rigassificazione, ai prezzi attuali dell'Henry Hub (3 doll/MBtu) e del Brent, il prezzo di fornitura all'Asia Orientale del GNL americano dovrebbe aggirarsi intorno a 10 doll/MBtu per i contratti indicizzati ai prezzi dell'hub e a circa 9 doll/MBtu per il GNL contrattato sulla base dei tradizionali contratti oil linked. Considerato che i prezzi spot in Asia Nord-Orientale sono ora al di sotto dei 10 doll/MBtu, mentre in Europa si aggirano sui 7 doll/MBtu, le forniture americane di gas vedono al momento annullarsi il proprio vantaggio competitivo¹⁴ previsto fino allo scorso anno.

Mentre alcune grandi major, che hanno investito in progetti di GNL, riuscirebbero presumibilmente a reggere per alcuni anni l'attesa di un mercato più favorevole, altre imprese che possono contare su più ridotte risorse finanziarie, avrebbero bisogno di capitalizzare velocemente i miliardi di dollari investiti e pertanto sono più inclini ad abbandonare progetti che non garantiscono un rapido ritorno economico.

Inoltre prezzi bassi del petrolio potrebbero rendere poco conveniente l'estrazione di shale oil e con esso di shale gas associato. Minori volumi di gas sul mercato potrebbero esercitare un effetto rialzista sui prezzi interni del gas, e conseguentemente su quello da esportazione.

Tuttavia i progetti statunitensi per cui è stata riconosciuta la FID – alcuni dei quali già in costruzione - e per cui sono già stati siglati contratti di fornitura ventennali, dovrebbero essere completati secondo i tempi preventivati¹⁵. L'EIA (U.S. Energy Information Administration) conferma nel suo ultimo "Annual Energy Outlook" che gli USA dovrebbero diventare esportatori netti già nel 2017. A differenza di altri Paesi, infatti, gli Stati Uniti godono di alcuni vantaggi. Innanzitutto gli impianti sono per la maggior parte "brownfield", ossia siti di rigassificazione esistenti con potenzialità di riconversione in infrastrutture di liquefazione. Gli ostacoli alla realizzazione di questa tipologia di impianti, nello specifico, sono minori: sorgono in aree già espropriate, molto più contenute sono le opposizioni delle popolazioni locali e soprattutto i costi di costruzione sono molto più bassi. Alcune stime¹⁶ indicano, sulla base delle valutazioni effettuate dalle compagnie impegnate nella costruzione di nuovi impianti di esportazione, che il costo medio per un progetto brownfields negli Stati Uniti è di circa 800 doll. per tonnellata di

capacità, rispetto ad es. a 3.400 doll. per tonn necessari per il più avanzato impianto australiano.

In Canada 22 progetti proposti sono a rischio 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 e in un contesto di prezzi del greggio così bassi, difficilmente qualcuno di essi la otterrà a breve. 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.

Di posticipi si parla anche per l'Africa Orientale: nonostante le ingenti risorse scoperte e la volontà politica e delle compagnie di portare avanti la costruzione di terminali di liquefazione, i tempi continuano a procrastinarsi. Per la Tanzania si stima l'avvio dell'impianto già presentato non prima del prossimo decennio, mentre per il Mozambico è attesa per metà 2015 la decisione finale di investimento.

Nel complesso le prospettive di crescita del settore rimangono comunque abbastanza forti, con una domanda che andrà presumibilmente evolvendosi attraverso la crescita di nuovi importatori legati alle vivaci economie del Sud-Est Asiatico e dell'India, anche se potrebbero ridimensionarsi le attese sull'aumento della domanda cinese, dove il GNL si troverà anche in concorrenza con importanti progetti di importazioni tramite pipelines.

Soprattutto in Europa il GNL viene considerato un importante fattore per accrescere la sicurezza delle forniture, come messo di recente in rilievo anche dalla Commissione Europea nella Comunicazione n. 80/2015¹⁷. Il piano decennale ENTSO-G¹⁸ del marzo scorso sottolinea come il fabbisogno incrementale di importazioni che caratterizzerà negli anni a venire l'Unione Europea, dato il graduale declino della produzione interna, potrebbe essere coperto prevalentemente da gas russo e da GNL, con influenza ancora modesta del gas caspico. Il problema sembra soprattutto quello di trovare e rendere possibili nuove fonti di fornitura di GNL rispetto a quelle ora di maggior riferimento, in modo da esercitare maggior potere di mercato e accrescere le possibilità di ottenere degli effetti positivi sui prezzi.

Inoltre l'Europa appare molto attiva in progetti per l'utilizzo del GNL nel trasporto marittimo e terrestre pesante, stimolati anche dalla più restrittiva normativa internazionale ed europea in materia di riduzione del tenore di zolfo nei combustibili navali. Ciò si inquadra nel contesto di ricerca di maggior flessibilità e nuove possibilità di utilizzo e business per il GNL stimolando lo sviluppo del c.d. "small scale LNG"¹⁹.

L'ATTUALE MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL E GLI IMPATTI DELLA CADUTA DEL PREZZO OIL

(continua)

Nel settore del GNL è possibile che, in determinate situazioni congiunturali, sia la disponibilità di offerta che contribuisce a stimolare la richiesta. Nel quadro di una domanda che presumibilmente tornerà a crescere, tuttavia, il congelamento o il blocco dei progetti di liquefazione come prima descritto, oltre ad impattare sull'industria dei singoli Paesi produttori, potrebbe nel lungo periodo produrre conseguenze di rilievo:

considerato il lasso temporale intercorrente tra la decisione finale di investimento e l'entrata in esercizio (FID assunte nei prossimi due/tre anni inizierebbero eventualmente a produrre oltre il 2020) rinvii e ancor di più cancellazioni potrebbero far sì che il mercato mondiale nel prossimo decennio torni a trovarsi "corto" con inevitabili riflessi sui prezzi.

¹ Nel 2014 si è aggiunto all'elenco dei 29 Paesi importatori a livello mondiale anche la Lituania con un terminale di 4 md mc/anno; essa ha ricevuto il primo carico in dicembre dalla Norvegia.

² Fonte: Commissione Europea: "Quarterly Report on European Gas Markets" (2015).

³ In particolare per il grande terminale di South Hook.

⁴ Regno Unito e Spagna sono i maggiori importatori europei con una quota nel 2014 rispettivamente del 31,0% e del 29,6% delle importazioni complessive di GNL in UE.

⁵ Dati Platts.

⁶ Fonte GIIGNL.

⁷ Fonte: GIIGNL.

⁸ Final Investment Decision (FID).

⁹ Fonte: The Future of Australian LNG Exports: Will domestic challenges limit the development of future LNG export capacity?

Disponibile online <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2014/09/NG-90.pdf>

¹⁰ I 7 progetti in costruzione, per un costo stimato di 200 md di dollari, dovrebbero portare la capacità di liquefazione del Paese a 85 milioni di tonnellate per anno.

¹¹ Si tratta di Bonaparte LNG di GDF Suez, Cash Maple LNG di PTTEP, la compagnia di Stato thailandese e l'impianto di Arrow della Royal Dutch Shell per una capacità complessiva di 12-13 mln di tonn./a. Fonte: World Gas Intelligence.

¹² Si tratta dell'estensione di Sakhalin 2, unico impianto di liquefazione esistente nel Paese operato da Gazprom e di Yamal LNG di proprietà della Novatek.

¹³ Fonte: Moody's report Lower Oil Prices Cause Suppliers of Liquefied Natural Gas to Nix Projects, Aprile 2015.

¹⁴ Per esserci convenienza è necessario che lo spread sia molto più ampio. Ad es. quando i prezzi del Brent si aggiravano sui 100 doll./bbl, lo spread era circa tra 6,40 e 7,60 doll./MBtu, con prezzi del petrolio intorno ai 50-60 doll./bbl lo spread è di 0,60 doll. e 1,95doll. Dato che il costo di trasporto dagli Stati Uniti all'Asia Orientale è circa da 2,50 a 3.50 doll./MBtu, risulta chiara la scarsa convenienza. Fonte: Low Oil Prices Are Challenging Natural-Gas Markets, di Iván Martén e Daniel Jiménez.

¹⁵ Tra questi il progetto di Cheniere Energy's Sabine Pass (al confine tra Texas e Louisiana), il terminale di Freeport in Texas e quello di Cameron in Louisiana.

¹⁶ Fonte: Moody's report Lower Oil Prices Cause Suppliers of Liquefied Natural Gas to Nix Projects, Aprile 2015.

¹⁷ La comunicazione facente parte del "pacchetto" c.d. "Unione Energetica" contiene misure e proposte da realizzare nei prossimi 5 anni in materia energetica. La comunicazione riserva particolare attenzione alla sicurezza degli approvvigionamenti gas: le indicazioni a riguardo sono finalizzate a diversificare le forniture da Paesi differenti dalla Russia e a richiamare l'attenzione sulla trasparenza del mercato. Il documento sottolinea l'importanza dello sviluppo del «Corridoio Sud», delle infrastrutture di interconnessione all'interno dell'UE e del GNL come fattore di diversificazione e aumento di sicurezza delle forniture.

¹⁸ Associazione degli operatori dei sistemi di trasporto del gas dell'Unione Europea.

¹⁹ Termine ampio in cui è compreso, per esempio, lo sviluppo di progetti e processi nei quali il GNL lascia gli impianti di ricezione (esistenti o nuovi in più piccola scala) in forma liquida (per es. con carico su bettoline) verso i porti per l'utilizzo nel trasporto marittimo e per quello terrestre pesante e può comprendere anche la costruzione di piccoli terminali per l'utilizzo per l'industria «off grid». Per l'Italia è previsto che nel mese di maggio il MISE pubblichi il Piano Strategico Nazionale per il GNL nei trasporti, contenente tra l'altro la valutazione degli aspetti tecnologici e di analisi costi e benefici di «siti di stoccaggio di GNL a taglia ridotta da distribuire strategicamente sul territorio nazionale alimentati dai serbatoi dei terminali esistenti o da piccoli impianti di liquefazione del metano alimentati dalla rete di trasporto gas nazionale».

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento per la consultazione 163/2015/R/eel** | “Mercato dell’energia elettrica. Revisione della disciplina degli sbilanciamenti effettivi” | pubblicato il 9 aprile 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/163-15.jsp>

Con il DCO in oggetto l’Autorità consulta la compagine degli operatori elettrici su nuove proposte di regolazione riguardanti la revisione del meccanismo di calcolo dei prezzi di sbilanciamento, attualmente disciplinata dagli Art. 39 e 40 della Deliberazione n.111/06.

Tale DCO è pubblicato dal Regolatore in esito alla sentenza del Consiglio di Stato del 20 marzo 2015, n. 1532, con la quale sono state annullate le precedenti disposizioni regolatorie contenute nelle deliberazioni 342/2012/R/eel e 285/2013/R/eel che avevano introdotto interventi urgenti in materia di contenimento degli oneri di dispacciamento.

Le proposte di revisione illustrate nel DCO de quo sono finalizzate a correggere quegli elementi distorsivi che, secondo l’AEEGSI, caratterizzano l’attuale meccanismo per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento, nelle more della realizzazione di una più ampia ed organica riforma della disciplina degli sbilanciamenti che verrà introdotta dall’Autorità nei prossimi mesi, anche al fine di assicurare la piena compatibilità del quadro regolatorio nazionale con le disposizioni del futuro Codice di rete Europeo per il bilanciamento - *Balancing Network Code*, la cui entrata in vigore è allo stato prevista per il 2016.

In linea generale, i meccanismi per il calcolo dei prezzi di sbilanciamento perseguono la finalità di incentivare e responsabilizzare gli utenti del dispacciamento (mediante la formazione di adeguati segnali di prezzo) ad effettuare una corretta programmazione delle immissioni e dei prelievi delle proprie unità di produzione e/o di consumo, minimizzando in tal senso le azioni che il Gestore della Rete è chiamato ad attuare per garantire la gestione in sicurezza della rete.

Nell’ambito dell’attuale schema di calcolo, l’Autorità ritiene che sussistano elementi distorsivi connessi al fatto che nel calcolare i segni e i prezzi di sbilanciamento si tiene conto anche di offerte accettate da Terna nel MSD per finalità diverse dalla mera correzione dello sbilanciamento. Al fine di rimuovere detti elementi distorsivi, il Regolatore propone che nella determinazione dei segni e dei prezzi di sbilanciamento siano considerate esclusivamente le offerte accettate da Terna su MSD per finalità di bilanciamento, ovvero accettate al solo fine di correggere lo sbilanciamento complessivo della macrozona. In particolare, la proposta individuata dall’Autorità prevede l’adozione di misure volte ad escludere dal calcolo dello sbilanciamento tutte le offerte accettate nel MSD afferenti servizi non direttamente riconducibili alla correzione dello sbilanciamento.

Segnatamente, le misure individuate dall’Autorità prevedono pertanto:

- i. l’esclusione dal calcolo delle offerte accettate nel Mercato del Bilanciamento (MB) per il servizio di riserva secondaria;
- ii. l’esclusione dal calcolo del segno e del prezzo di tutte le movimentazioni per “*Altri Servizi*” che non dipendono dallo sbilanciamento aggregato orario della macrozona;
- iii. l’eliminazione del riferimento al prezzo di MGP nella definizione dei prezzi di sbilanciamento applicato alle unità non abilitate.

Tutti i soggetti interessati sono invitati a far pervenire alla Direzione Mercati dell’Autorità (*Unità mercati elettrici all’ingrosso*) le proprie osservazioni mediante il servizio interattivo messo a disposizione sul sito internet dell’AEEGSI, ovvero, sempre in formato elettronico, tramite l’indirizzo di posta elettronica (mercati@autorita.energia.it), entro e non oltre, il 10 maggio 2015, termine di chiusura della consultazione.

GAS

■ **Documentazione di consultazione 187/2015/R/gas** | “Attuazione del Regolamento UE 312/2014 della Commissione in materia di bilanciamento del gas naturale” | pubblicata il 23 aprile 2015 | **Download** <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/15/187-15.jsp>

Con il documento di consultazione in oggetto l’AEEGSI, nel ripercorrere i principali aspetti della disciplina del bilanciamento contenuta nel Regolamento 312/2014, formula alcune proposte in merito all’attuazione nel contesto italiano di talune disposizioni del Regolamento UE sia di specifica competenza del Responsabile del Bilanciamento (RdB) sia del Regolatore. In particolare, con riferimento alle previsioni del Regolamento, la cui attuazione è demandata al Regolatore, nonché ad ulteriori iniziative che, pur non essendo previste dal predetto Regolamento, potrebbero avere un impatto positivo sul mercato e sul sistema di bilanciamento nel suo complesso, le proposte dell’AEEGSI riguardano essenzialmente i seguenti ambiti:

- l’avvio di un processo di razionalizzazione della normativa relativa al mercato all’ingrosso del gas naturale, mediante l’istituzione di un testo integrato dei servizi di trasporto e bilanciamento che in un’ottica prospettica costituirebbe il primo nucleo normativo al quale ricondurre le disposizioni in materia di bilanciamento;

Novità normative di settore

A cura del GME

- conformemente a quanto previsto dal Regolamento, la definizione di appositi corrispettivi per garantire la neutralità del RdB, nonché dei relativi criteri per la loro ripartizione tra gli utenti e per il riconoscimento degli stessi nei confronti del RdB. A tal riguardo l'AEEGSI ritiene che la regolazione vigente in materia già soddisfi ampiamente le previsioni del Regolamento;

- l'adozione di un sistema di incentivazione che induca il RdB ad intraprendere azioni di bilanciamento efficienti che minimizzino anche i costi a carico degli utenti. Tale tematica sarà oggetto di un successivo documento di consultazione;

- l'introduzione di un obbligo di trasparenza in capo al RdB circa le modalità ed i parametri che incidono sulle proprie azioni di bilanciamento. La messa a disposizione delle predette informazioni consentirebbe agli utenti di effettuare una corretta programmazione delle proprie azioni di bilanciamento;

- l'introduzione di un meccanismo di mercato per la corretta gestione delle congestioni della capacità di erogazione ed iniezione dello stoccaggio in base al quale potrebbe essere prevista l'introduzione nel corso del giorno gas di una o più aste esplicite organizzate dalle imprese di stoccaggio al fine di offrire la capacità di stoccaggio disponibile che non risulta essere stata programmata dagli utenti o, alternativamente, l'adozione di un meccanismo di allocazione implicita della capacità di stoccaggio direttamente nell'ambito del mercato infragiornaliero del gas gestito dal GME. Il meccanismo dell'asta implicita, individuato dall'AEEGSI quale soluzione preferibile in termini di efficienza, potrebbe essere estesa in futuro anche all'allocazione di breve periodo di capacità di trasporto transfrontaliera.

In linea generale, per quanto concerne le previsioni del Regolamento di pertinenza del RdB, l'AEEGSI ha richiesto altresì agli stakeholder di far pervenire, entro la scadenza del 25 maggio 2015, le proprie osservazioni in merito ai seguenti aspetti implementativi:

- l'accesso prioritario da parte del RdB, almeno per un periodo transitorio, alle risorse di stoccaggio destinate al bilanciamento operativo della rete di trasporto, nonché alle prestazioni di punta di erogazione per la modulazione oraria del sistema nell'ambito del medesimo giorno gas;

- il recepimento delle disposizioni del Regolamento in materia di nomine dei programmi da parte degli utenti con riferimento ai punti di interconnessione della rete nazionale con i gasdotti esteri, nonché a quelli di interconnessione con gli stoccaggi e con i terminali di rigassificazione;

- l'adozione, nei casi di emergenza del sistema per carenza e per eccesso di gas, di prezzi di sbilanciamento amministrati i quali verrebbero applicati ai soli utenti che presentano un segno (positivo o negativo) dello sbilanciamento pari a quello del sistema.

Per quanto concerne l'entrata in vigore del nuovo sistema di bilanciamento, attesa la scadenza del 1 ottobre 2015 prevista dal Regolamento ed individuata da Snam Rete Gas nella

propria relazione tecnica sull'attuazione del regolamento stesso, l'AEEGSI ha inoltre richiesto agli operatori di indicare quale debba essere la durata congrua del periodo di tempo che intercorre tra la fase "preparatoria" del nuovo sistema di bilanciamento, nell'ambito della quale verranno resi disponibili agli utenti le informazioni e gli strumenti necessari, e l'avvio operativo del bilanciamento stesso.

■ **Documentazione di consultazione del GME n.1/2015 | "Proposta di modifica delle tempistiche di fatturazione e pagamento sul mercato del gas" | pubblicata il 28 aprile 2015 | Download <https://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=205>**

Nell'ambito degli interventi migliorativi volti ad accrescere l'efficienza e l'economicità del mercato del gas nel suo complesso, il GME, con il documento in oggetto, ha sottoposto alla consultazione della compagine dei soggetti interessati talune proposte concernenti una possibile modifica delle attuali regole di fatturazione e regolamento delle partite economiche del MGAS contenute nell'ambito della Disciplina del gas naturale e delle relative DTF. In particolare, l'orientamento del GME sarebbe quello di adottare, in sostituzione dell'attuale tempistica mensile di settlement, una tempistica di fatturazione e pagamento su base settimanale la quale, ferme restando le attuali modalità di fatturazione e pagamento attive e passive, comporterebbe altresì un significativo beneficio per gli operatori in termini di minori oneri complessivi connessi alla partecipazione al mercato, attraverso la riduzione dell'esposizione di ciascuno di essi nei confronti del GME in termini di garanzie.

L'opportunità di procedere ad una modifica delle predette regole di settlement muove sostanzialmente dall'intento di introdurre nell'ambito del mercato del gas naturale - caratterizzato fin dal suo avvio da una scarsa liquidità - degli interventi migliorativi in grado d'incentivare la partecipazione ai mercati e di tenere conto delle evoluzioni del contesto economico e dei mercati del gas naturale. Più in dettaglio tale proposta avrebbe il vantaggio di rendere meno onerosa per gli operatori la partecipazione ai mercati nonché di consentire il conseguimento di un ulteriore passo avanti nel processo di armonizzazione normativa tra i diversi Regolamenti/Discipline almeno con riferimento a quegli ambiti le cui disposizioni possono applicarsi in maniera trasversale ai diversi mercati del GME, considerato che l'adozione di una tempistica di settlement su base settimanale è attesa anche con riferimento al mercato elettrico (DCO del 07/2014).

I soggetti interessati potranno far pervenire le proprie osservazioni al GME entro e non oltre il 25 maggio 2015, termine di chiusura della consultazione.

Gli appuntamenti

15 maggio

Efficienza energetica, decreto 102/2014: aggiornamenti normativi, obblighi ed opportunità per l'industria

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://nomismaenergia.it/Events>

19 Maggio

Renewable Energy Report 2015

Milano, Italia

Organizzatore: Politecnico di Milano

www.polimi.it

20 maggio

Un nuovo approccio per competere e crescere sui mercati esteri

Milano, Italia

Organizzatore: Sole 24 Ore

www.sole24ore.com

19-21 maggio

Energy Storage World Forum Rome 2015

Roma, Italia

Organizzatore: Dufresne

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

20-22 maggio

Fare i conti con l'ambiente

Organizzatore: Labelab

Ravenna, Italia

www.labelab.it/ravenna2015

25-28 Maggio

World Forum on Energy Regulation-WFER VI

Istanbul, Turchia

Organizzatore: The World Forum on Energy Regulation

www.wfer2015.org

26 Maggio

La gestione biologica razionale dell'impianto di biogas

Latina, Italia

Organizzatore: Agroenergia

<http://www.agroenergia.eu/>

27-30 maggio

5th International Youth Conference on Energy 2015 (IYCE'15)

Pisa, Italia

Organizzatore: IYCE

www.iyce-conf.org/

28-30 maggio

Festival dell'energia

Milano, Italia

Organizzatore: Festival dell'Energia

www.festivaldellenergia.it

2-3 giugno

Oil trading risk middle east & africa 2015 Summit

Dubai, Emirati Arabi Uniti

Organizzatore: IRN- International Research Networks

www.oiltradingrisks.com/

4-6 giugno

4th International Renewable Energy and Environment Conference IREEC-2015

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: WARP

<http://www.sciconference.net/viewjc.php?id=c2>

10-12 giugno

Intersolar Europe 2015

Monaco, Germania

Organizzatore: München Messe

<https://www.intersolar.de/en/home.html>

11 giugno

Giornata mondiale del vento

Roma, Italia

Organizzatore: Anev

http://www.anev.org/?page_id=1962

15-16 giugno

4th International Conference on Environment, Energy and Biotechnology

Madrid, Spagna

Organizzatore: CBEES

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

15-19 giugno

New York Energy Week

New York, Usa

Organizzatore: EnerKnol

<http://nyenergyweek.com>

18-19 giugno

International Conference on Energy and Environment

Guimaraes, Portogallo

Organizzatore: ICEE

<http://www.icee2015.com/>

30 Giugno

Energy Management Conference

Milano, Italia

Organizzatore: Soiel International

www.soiel.it

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