

APPROFONDIMENTI

MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL: RECENTI DINAMICHE DEI PREZZI SPOT E DEI RAPPORTI DOMANDA/OFFERTA

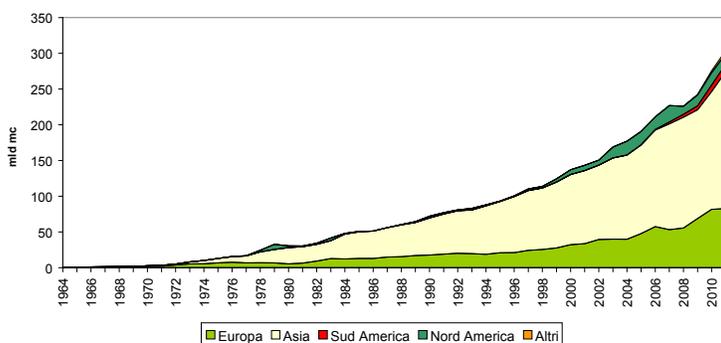
Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta (RIE)

Nel 2011, dopo 47 anni di commercio, nel mercato internazionale del GNL è stato scambiato un volume pari a 304 mld di mc (gassosi), equivalenti a circa il 30% del gas naturale complessivamente scambiato a livello mondiale e al 9,4% della domanda globale. Il settore presenta, soprattutto nell'ultimo decennio, un'evoluzione esponenziale: tra il 2000 e il 2011 la crescita media annua è stata del 7,5%; tra il 2009 e il 2011 gli scambi di GNL sono cresciuti del 25% a fronte del gas commerciato via pipelines che è aumentato del 9,5%¹. Negli ultimi anni il trade del GNL ha, dunque, evidenziato una maggiore dinamicità se confrontato a quello via gasdotto, sia in termini di crescita dei volumi che del numero di attori che si sono

via via affacciati sul mercato. Volumi e dimensione geografica si sono sviluppati in parallelo. Storicamente l'aumento della richiesta di GNL è venuto inizialmente da Giappone e Corea del Sud, quindi da Europa e Stati Uniti e, negli anni recenti, anche da India e Cina, dove è prevista la maggior crescita futura della domanda (mentre la domanda USA è crollata a causa dello sviluppo della produzione interna di gas non convenzionale). Secondo le proiezioni dell'Agencia Internazionale dell'Energia, entro il 2035 il commercio mondiale di gas raddoppierà, e pipelines e GNL contribuiranno in egual misura a determinare questo incremento.

Evoluzione delle importazioni di GNL nel mondo

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL, Banca dati RIE



► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/LUGLIO 2012

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 11
Mercati energetici europa
pag 18
Mercati per l'ambiente
pag 22

APPROFONDIMENTI

Mercato internazionale del GNL:
recenti dinamiche dei prezzi spot e dei
rapporti domanda/offerta
Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta
(RIE), pagina 30

NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

APPUNTAMENTI

pagina 36

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio, i volumi di energia elettrica scambiati nel Mercato del Giorno Prima, si sono attestati sotto i 38.000 MWh medi orari, livello più basso, per questo mese estivo, dall'avvio del mercato organizzato. Piuttosto depresse, ed in calo tendenziale (-17,5%), anche le importazioni di energia elettrica che hanno però favorito le vendite delle centrali elettriche nazionali (+1,9%) ed in particolare da impianti a fonti rinnovabili (+37,5%) trainate da eolico e solare. Segnali negativi giungono anche dalla Piattaforma Conti Energia a Termine (PCE), dove le registrazioni dell'energia scambiata

O.T.C., in costante crescita da oltre tre anni, hanno segnato un arretramento. In crescita, invece, gli scambi nella borsa elettrica (+6,6%) con la liquidità del mercato, ai massimi da gennaio 2011 salita al 62,0%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), con un aumento del 17,9% rispetto a luglio 2011, si è portato a 82,20 €/MWh allargando lo spread con le altre borse europee ad oltre 40 €/MWh. Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) il prezzo dell'Anno 2013, ed in generale di tutti prodotti in negoziazione, ha invertito la tendenza al ribasso dei mesi precedenti.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A luglio, il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 4,33 €/MWh (+5,6%) su giugno e di 12,47 €/MWh (+17,9%) sullo stesso mese del 2011, si è portato a 82,20 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela ancora un consistente aumento su base annua nelle ore fuori picco (+14,28 €/MWh; +22,2%) con il prezzo, 78,63 €/MWh, ai

massimi da novembre 2008. Più contenuto il rialzo nelle ore di picco (+8,44 €/MWh; +10,5%) con il prezzo attestatosi a 88,69 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload scende pertanto a 1,08, uguagliando il minimo storico di agosto 2011.

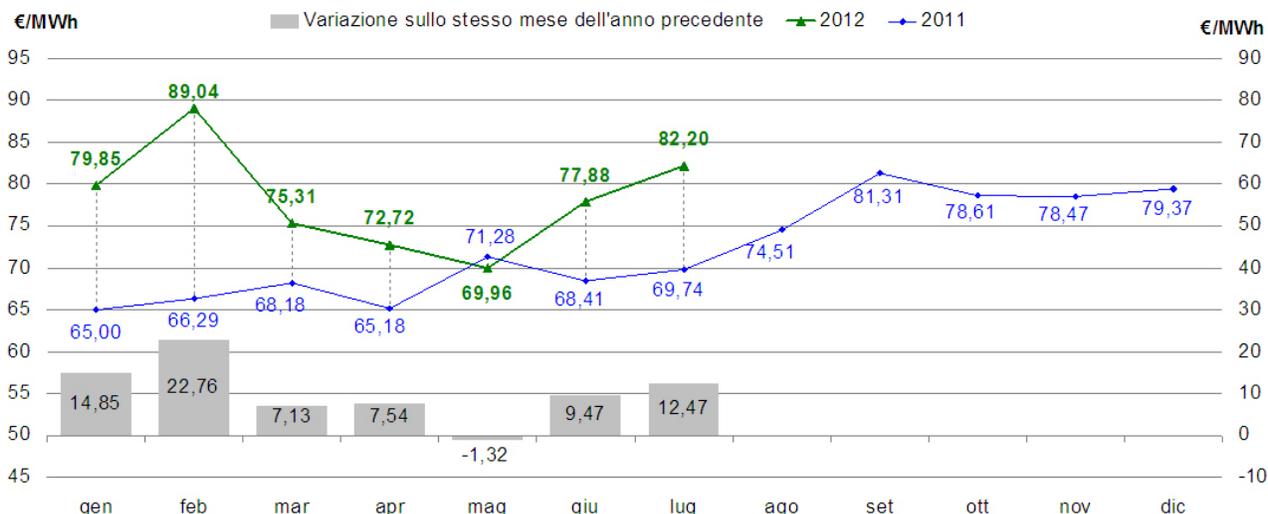
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Variazione		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	Var.	MWh	Var.		
Baseload	82,20	69,74	12,47	17,9%	23.494	6,6%	37.894	-0,9%	62,0%	57,6%
Picco	88,69	80,26	8,44	10,5%	29.497	9,1%	45.863	-0,3%	64,3%	58,7%
Fuori picco	78,63	64,35	14,28	22,2%	20.193	3,7%	33.511	-2,2%	60,3%	56,8%
Minimo orario	23,49	16,14			11.937		24.312		48,0%	47,7%
Massimo orario	156,31	142,67			34.445		51.177		69,8%	65,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



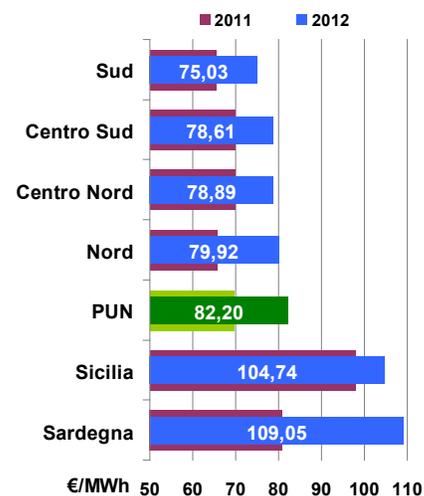
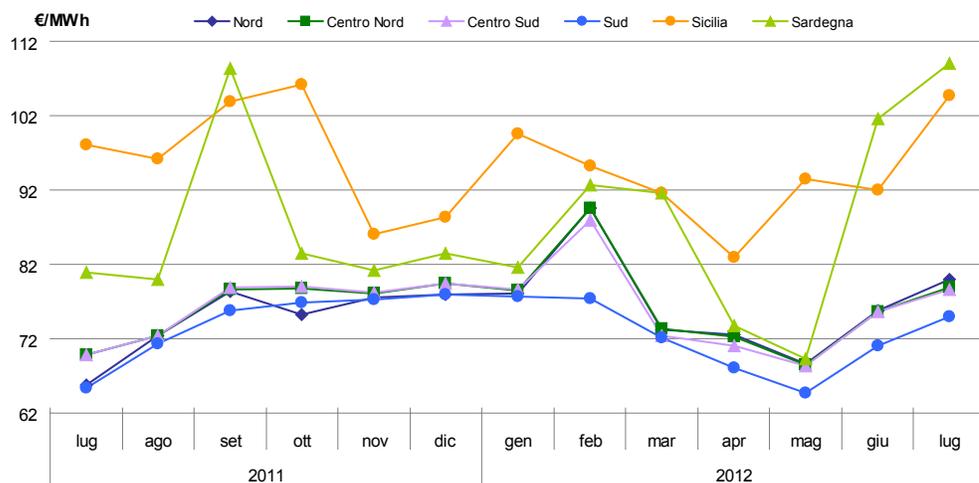
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno registrato, in tutte le zone, incrementi sia in termini congiunturali che tendenziali. Le zone Nord (+21,4%) e Sardegna (+34,8%) hanno evidenziato i rialzi su base annua più consistenti. In particolare l'isola, con 109,05 €/MWh, ha anche segnato il prezzo medio più alto

(con picchi orari, quasi sempre nelle ore serali, fino a 300 €/MWh), superando, come a giugno, la Sicilia che si è attestata a 104,74 €/MWh. Nelle zone continentali il prezzo di vendita è variato tra i 75,03 €/MWh del Sud e i 79,92 €/MWh del Nord (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 28,2 milioni di MWh, a luglio hanno segnato ancora una flessione tendenziale (-0,9%) scontando però, da un lato la decisa crescita degli scambi nella borsa elettrica, pari a 17,5 milioni di MWh (+6,6%), e dall'altro la forte flessione degli

scambi O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,7 milioni di MWh (-11,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, ai massimi da gennaio 2011, ha pertanto guadagnato 1,4 punti percentuali su base annua, attestandosi a 62,0% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.479.803	+6,6%	62,0%
Operatori	10.160.703	-1,0%	36,0%
GSE	5.246.505	+47,9%	18,6%
Zone estere	2.072.595	-19,7%	7,4%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.713.239	-11,2%	38,0%
Zone estere	1.295.096	-13,9%	4,6%
Zone nazionali	9.418.143	-10,8%	33,4%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	28.193.042	-0,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.892.471	+2,1%	
OFFERTA TOTALE	49.085.513	+0,4%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

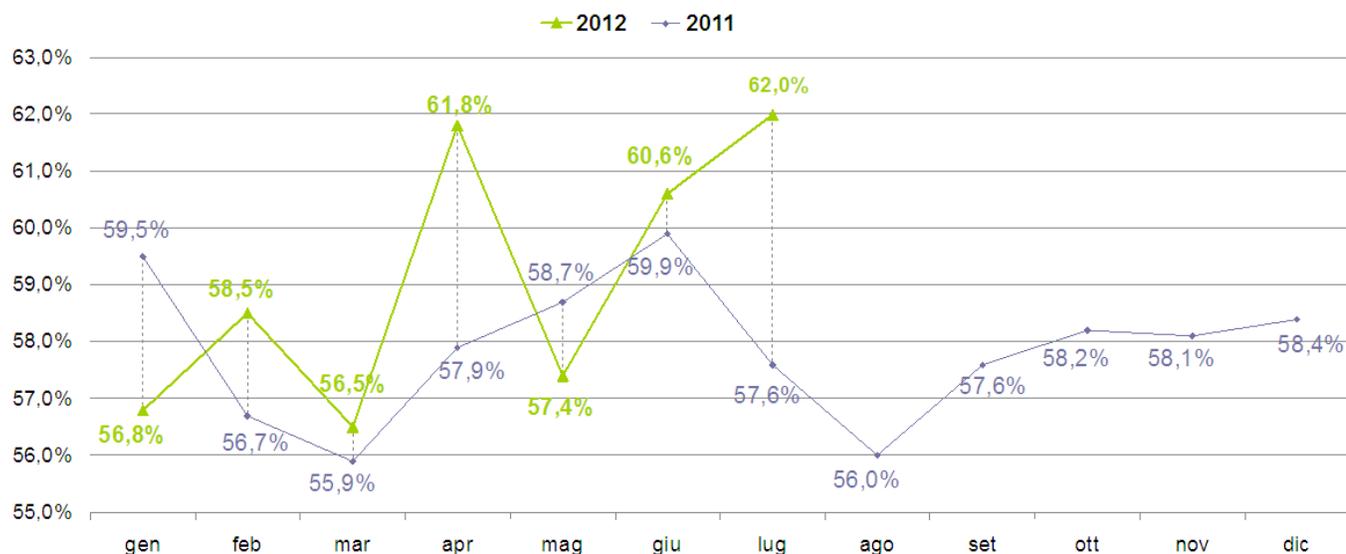
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	17.479.803	+6,6%	62,0%
Acquirente Unico	3.371.444	-22,9%	12,0%
Altri operatori	11.181.343	+7,9%	39,7%
Pompaggi	150.972	+38,7%	0,5%
Zone estere	140.765	+161,9%	0,5%
Saldo programmi PCE	2.635.280	+77,1%	9,3%
PCE (incluso MTE)	10.713.239	-11,2%	38,0%
Zone estere	37.200	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.589.128	+14,1%	12,7%
Zone nazionali altri operatori	9.722.191	-6,2%	34,5%
Saldo programmi PCE	-2.635.280		
VOLUMI ACQUISTATI	28.193.042	-0,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.831.380	+76,7%	
DOMANDA TOTALE	31.024.422	+3,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 28,0 milioni di MWh, hanno segnato la decima flessione tendenziale consecutiva (-1,2%). A livello zonale, calano gli acquisti nel Centro Nord (-8,1%) ed in Sardegna (-14,2%), aumentano invece in Sicilia (+4,3%) e nel Sud (+9,7%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 177 mila MWh, sono quasi raddoppiati rispetto a luglio 2011 (+95,7%) (Tabella 4).

La sensibile riduzione delle importazioni (vendite sulle zone estere), scese a 3,4 milioni di MWh (-17,5%), ha spinto le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale ai livelli massimi degli ultimi quattro anni, pari a 24,8 milioni di MWh (+1,9%). Tra le zone in evidenza Centro Nord (+15,6%), Centro Sud (+15,9%) e Sardegna (+12,9%); in calo invece il Nord (-3,5%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	23.023.976	30.946	-0,6%	12.021.292	16.158	-3,5%	15.089.538	20.282	-0,3%
Centro Nord	3.777.866	5.078	+6,9%	1.990.945	2.676	+15,6%	2.857.780	3.841	-8,1%
Centro Sud	6.970.345	9.369	+13,9%	2.962.524	3.982	+15,9%	4.415.666	5.935	-3,9%
Sud	7.391.011	9.934	-3,3%	4.804.566	6.458	+0,3%	2.593.861	3.486	+9,7%
Sicilia	2.745.156	3.690	+5,4%	1.869.358	2.513	+4,2%	1.967.220	2.644	+4,3%
Sardegna	1.712.672	2.302	+0,5%	1.176.666	1.582	+12,9%	1.091.012	1.466	-14,2%
Totale nazionale	45.621.026	61.319	+1,9%	24.825.351	33.367	+1,9%	28.015.078	37.655	-1,2%
Estero	3.464.487	4.657	-16,0%	3.367.691	4.526	-17,5%	177.965	239	+95,7%
Sistema Italia	49.085.513	65.975	+0,4%	28.193.042	37.894	-0,9%	28.193.042	37.894	-0,9%

L'analisi delle vendite di energia elettrica per fonte evidenzia, ancora, il consistente aumento su base annua delle rinnovabili (+37,5%), trainate sempre dai nuovi impianti fotovoltaici e, a luglio, anche dagli eolici. La quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile sale pertanto al 32,3% dal 24,0% del 2011. Tra le fonti tradizionali ancora in crescita le vendite da impianti a carbone (+7,1%) ed

in flessione quelle da impianti a gas (-12,0%) e dagli altri impianti a fonte tradizionale (-9,2%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a gas scende al 45,0% (-7,1 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella degli altri impianti a fonte tradizionale al 10,2% (-1,2 p.p.), mentre la quota degli impianti a carbone sale al 10,8% (+0,5 p.p.) (Grafico 4).

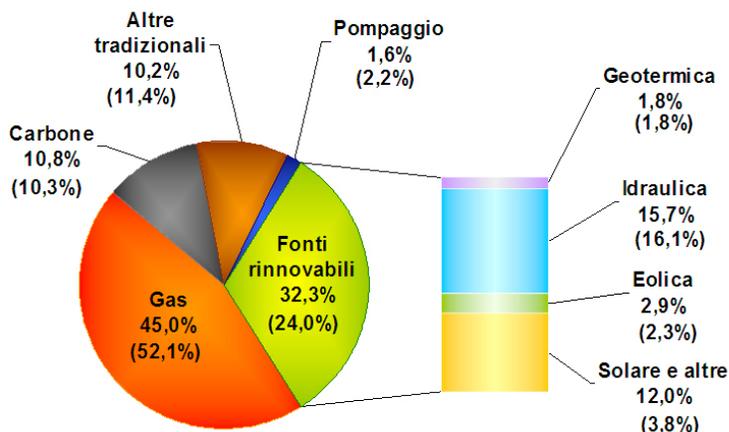
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.205	-15,7%	1.435	+5,5%	3.063	+7,3%	4.970	-12,3%	2.036	-4,3%	1.319	+5,7%	22.028	-8,9%
Gas	7.142	-18,2%	1.304	-1,2%	1.314	-0,5%	2.944	-8,3%	1.807	-7,4%	509	-3,9%	15.021	-12,0%
Carbone	1.226	+13,9%	86	+978,2%	1.520	+14,7%	-	-100,0%	-	-	785	+11,1%	3.617	+7,1%
Altre	837	-24,6%	45	+36,1%	229	+9,3%	2.026	-7,7%	228	+30,8%	25	+113,1%	3.390	-9,2%
Fonti rinnovabili	6.485	+22,5%	1.208	+33,5%	907	+76,7%	1.488	+92,7%	469	+98,3%	233	+87,4%	10.790	+37,5%
Idraulica	4.636	+0,7%	143	-20,6%	198	-17,8%	199	+7,2%	38	+39,2%	34	+32,3%	5.247	-0,3%
Geotermica	-	-	595	-0,9%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	596	-0,9%
Eolica	15	+492,6%	3	-9,2%	171	+7,5%	483	+36,9%	197	+34,7%	83	+11,7%	952	+29,0%
Solare e altre	1.834	+166,6%	468	+284,3%	538	+373,7%	805	+246,5%	234	+271,1%	116	+375,5%	3.995	+221,4%
Pompaggio	467	-12,1%	33	-32,5%	12	-81,6%	-	-	8	-84,2%	29	+5,0%	549	-24,1%
Totale	16.158	-3,5%	2.676	+15,6%	3.982	+15,9%	6.458	+0,3%	2.513	+4,2%	1.582	+12,9%	33.367	+1,9%

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



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

Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto delle quattro sessioni - benché stabili (MI1 e MI3) o in calo (MI2 e MI4) rispetto a giugno - hanno registrato, come in MGP, rialzi in doppia cifra su base annua. Il prezzo di MI1, pari a 78,20 €/MWh, ha superato di pochi centesimi quello di MI2, pari a 77,80 €/MWh. I prezzi di MI3 e di MI4, che, va ricordato, si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno (le ultime 12 il primo, le ultime 8 il secondo), si sono invece attestati rispettivamente a 82,85 e 87,10 €/MWh. Il confronto con MGP

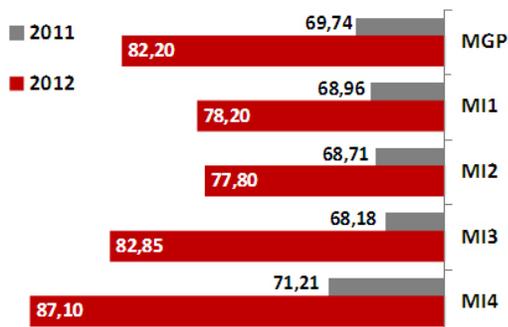
negli stessi periodi rilevanti (ore) rivela prezzi medi inferiori su tutte le quattro sessioni di MI (Tabella 6 e Grafico 5). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, a luglio, sono stati pari a 2,2 milioni di MWh, in crescita del 6,8% rispetto ad un anno fa. Di questi circa due terzi, ovvero 1,5 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 5,5%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 464 mila MWh su MI2 (-7,2%); 188 mila MWh (+103,4%) su MI3; 95 mila MWh (+6,0%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 5).

(continua)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

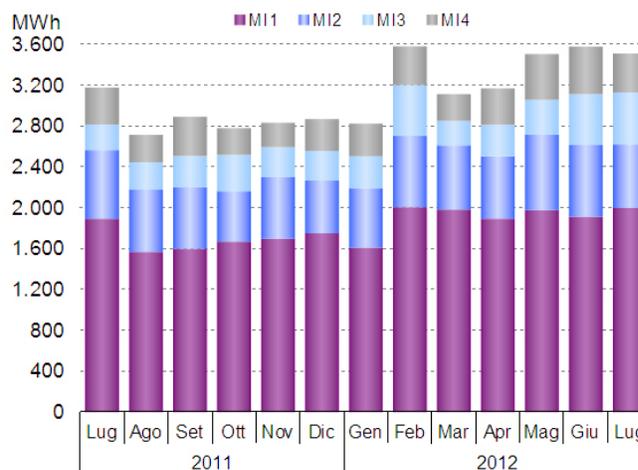
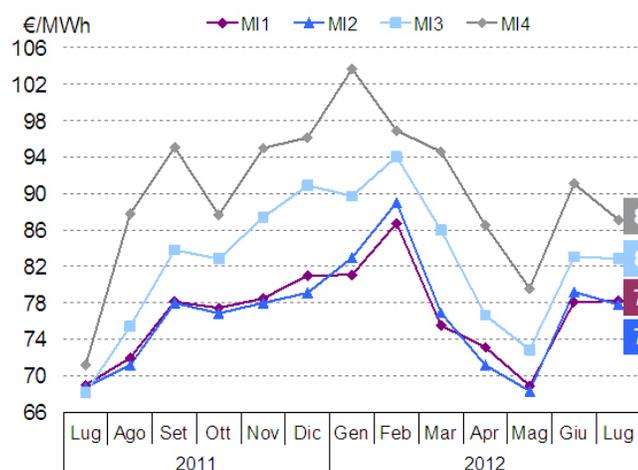
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
MGP (1-24 h)	82,20	69,74	17,9%	37.894	38.237	-0,9%
MI1 (1-24 h)	78,20 (-4,9%)	68,96 (-1,1%)	13,4%	1.991	1.887	5,5%
MI2 (1-24 h)	77,80 (-5,4%)	68,71 (-1,5%)	13,2%	624	672	-7,2%
MI3 (13-24 h)	82,85 (-4,4%)	68,18 (-8,7%)	21,5%	505	248	103,4%
MI4 (17-24 h)	87,10 (-7,0%)	71,21 (-5,7%)	22,3%	383	361	6,0%



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

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



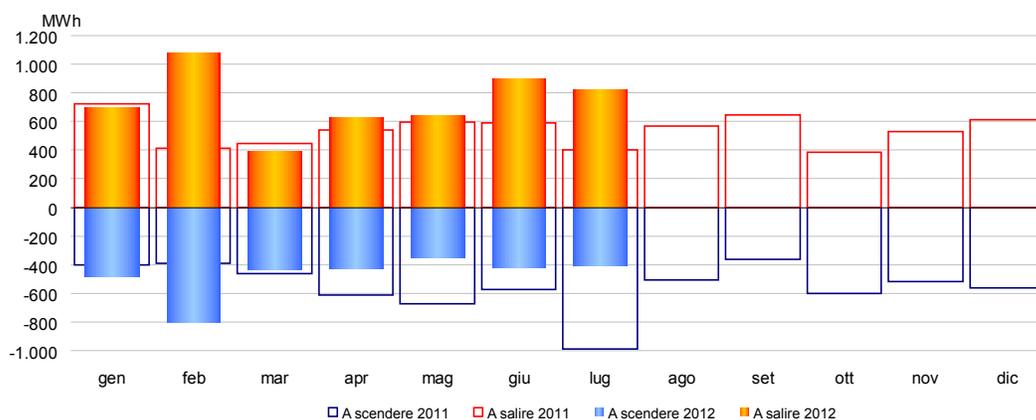
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a luglio, gli acquisti di Terna, sono ammontati a 613 mila MWh, più che raddoppiati rispetto allo stesso mese del 2011 (+104,4%).

Alla quinta flessione tendenziale consecutiva, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 303 mila MWh (-58,9%) (Grafico 6).

Grafico 6: MSD, volumi scambiati a salire e a scendere: media oraria

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE), a luglio, sono stati negoziati 508 contratti, pari a 2,3 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 795 contratti O.T.C., pari a 6,4 milioni di MWh. Il prezzo del prodotto più scambiato, l'Anno 2013 baseload, dopo quattro ribassi congiunturali consecutivi, ha registrato un incremento del 2,7%. In generale rialzo anche i prezzi degli altri prodotti in contrattazione. Le

posizioni aperte a fine luglio ammontavano a 13.236 MW, per un totale di 46,6 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7).

Il prodotto *Agosto 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 77,60 €/MWh (+1,2%) sul baseload e 86,65 €/MWh (+5,8%) sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.796 e 1.034 MW, per complessivi 3,1 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2012	77,60	+1,2%	9	86	-	86	3.796	2.824.224
Settembre 2012	79,25	+0,3%	-	-	-	-	3.460	2.491.200
Ottobre 2012	76,00	+1,0%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2012	78,00	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2012	77,50	+3,0%	22	125	90	215	3.555	7.852.995
I Trimestre 2013	74,50	+2,6%	4	20	-	20	180	388.620
II Trimestre 2013	68,40	+3,6%	1	1	-	1	12	26.208
III Trimestre 2013	71,60	+4,5%	9	65	-	65	65	143.520
Anno 2013	71,95	+2,7%	43	196	705	901	3.961	34.698.360
Totale			88	493	795	1.288	11.233	45.600.903

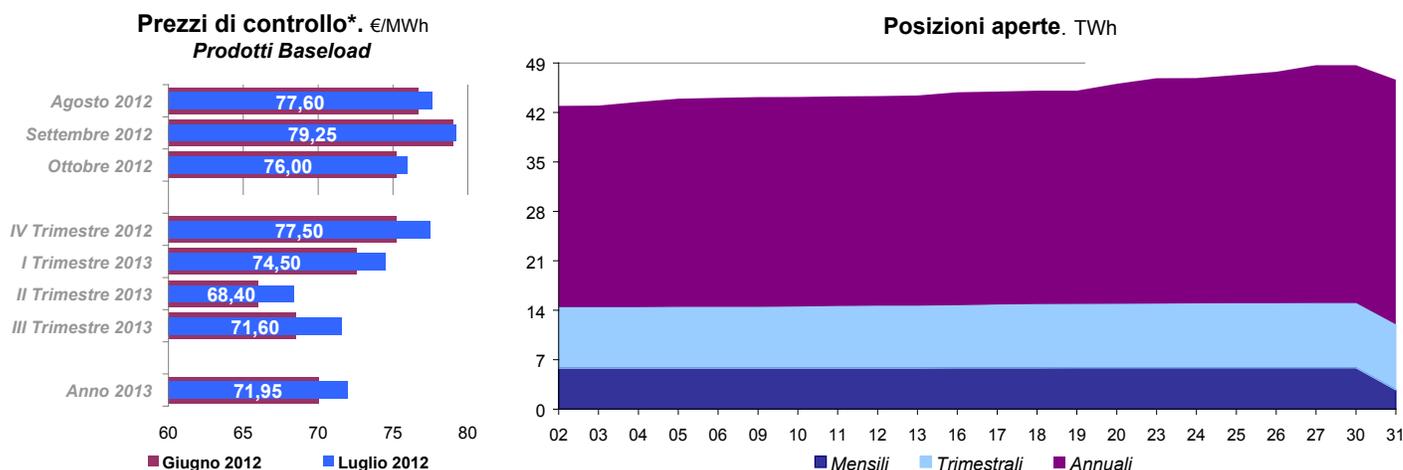
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2012	86,65	+5,8%	1	10	-	10	1.034	285.384
Settembre 2012	90,76	+0,3%	-	-	-	-	1.034	248.160
Ottobre 2012	86,53	+1,0%	-	-	-	-	-	-
Novembre 2012	92,03	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2012	87,00	+0,0%	-	-	-	-	964	763.488
I Trimestre 2013	86,00	-2,2%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	74,20	+3,6%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	80,07	+4,1%	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	78,50	-2,2%	2	5	-	5	5	15.660
Totale			3	15	-	15	2.003	1.027.308

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

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

Grafico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a luglio e struttura delle 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 luglio 2012, pari a 28,1 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 5,3%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 24,8 milioni di MWh, per la prima volta da gennaio 2009, hanno segnato una flessione tendenziale del 4,6%. Il calo ha interessato in maggior misura i contratti non standard. Non si arresta invece la crescita delle transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+436,3%) che aggiornano il massimo storico, pari a 3,2 milioni di MWh, e che pertanto rappresentano l'11,5% del totale registrato (erano il 2,3% a luglio 2011).

Anche la posizione netta dei conti energia, pari a 16,7 milioni di MWh, come le transazioni registrate, hanno segnato una flessione tendenziale dell'1,2% dopo un lungo periodo di crescita.

In calo infine anche i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,7 milioni di MWh (-11,2%), che nei conti in prelievo, pari a 13,3 milioni di MWh (-1,5%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, al secondo ribasso congiunturale consecutivo dopo il record di maggio, è sceso a 1,68 (+0,11 rispetto a luglio 2011) (Grafico 8).

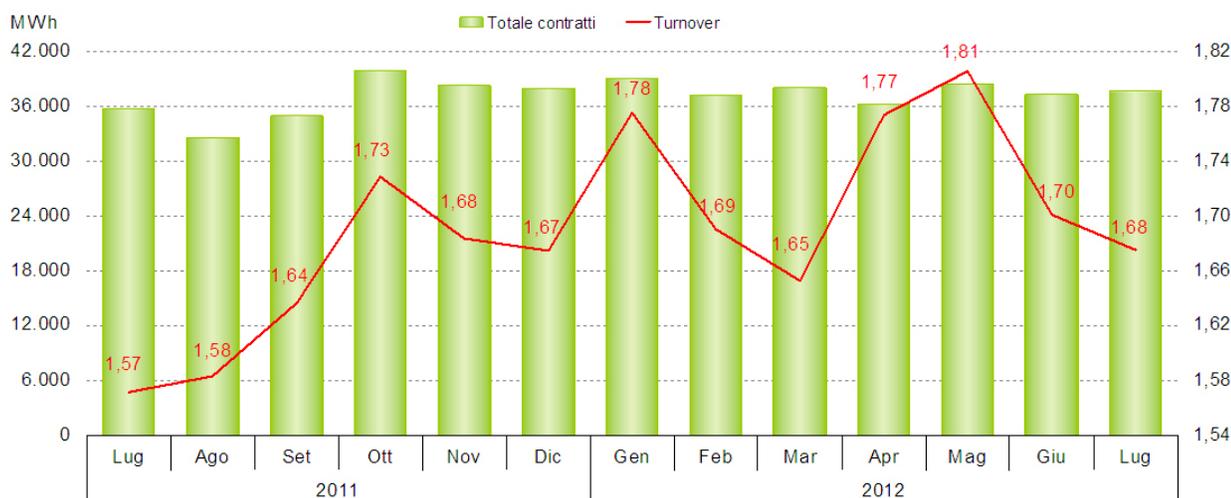
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	7.165.808	- 1,9%	25,5%	Richiesti	11.375.943	-8,1%	100,0%	13.348.519	-1,5%	100,0%
<i>Off Peak</i>	702.072	- 2,8%	2,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.466.767	+9,3%	30,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	926.964	+8,8%	3,3%	Registrati	10.713.239	-11,2%	94,2%	13.348.519	-1,5%	100,0%
<i>Week-end</i>	4.728	- 27,0%	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.808.643	-1,7%	24,7%	-	-	-
Totale Standard	8.799.572	- 0,9%	31,4%	Rifiutati	662.704	+111,0%	5,8%	-	-	-
Totale Non standard	16.042.316	- 6,5%	57,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	658.124	+110,3%	5,8%	-	-	-
PCE bilaterali	24.841.888	-4,6%	88,5%	Saldo programmi	-	-	-	2.635.280	+77,1%	-
MTE	3.215.496	+436,3%	11,5%							
TOTALE PCE	28.057.384	+5,3%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	16.746.604	- 1,2%	59,7%							

Grafico 8: PCE, contratti registrati e Turnover: media oraria

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di luglio il differenziale di prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa slovena risulta in diminuzione rispetto a giugno attestandosi sui 22,9 €/MWh, valore comunque tra i più alti dell'ultimo anno. Tale dinamica riflette soprattutto il netto rialzo a 57,05 €/MWh (+31,9%) del prezzo BSP, a fronte di un prezzo italiano risultato pari a 79,92 €/MWh (+5,5%). Su base oraria il prezzo italiano è risultato superiore a quello sloveno nel 73% delle ore e uguale nel restante 27%.

In tale contesto di prezzi, il market coupling ha allocato mediamente 404 MW di capacità, pari al 96% della capacità transfrontaliera, determinando in tutte le ore un flusso verso l'Italia. Di contro l'asta esplicita ha operato in import verso l'Italia nel 94,6% delle ore, generando inefficienza di sottoutilizzo della capacità nel 2,6% delle ore, ed ha esportato verso la Slovenia nel 5,4% delle ore, producendo un uso antieconomico della capacità nell'1,5% delle ore.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW)	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	79,92	+5,5%	+21,4%	57,05	+31,9%	+8,6%	73%	27%	0%	404
Picco	87,52	+1,8%	+18,0%	72,38	+26,3%	+10,9%	20%	15%	0%	392
Fuori Picco	77,23	+7,6%	+24,9%	50,92	+23,7%	+0,6%	28%	7%	0%	403
Festivo	73,93	+7,9%	+20,7%	45,80	+56,0%	+11,3%	24%	5%	0%	418

* I prezzi sono relativi alla borsa Slovena BSP

Gráfico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

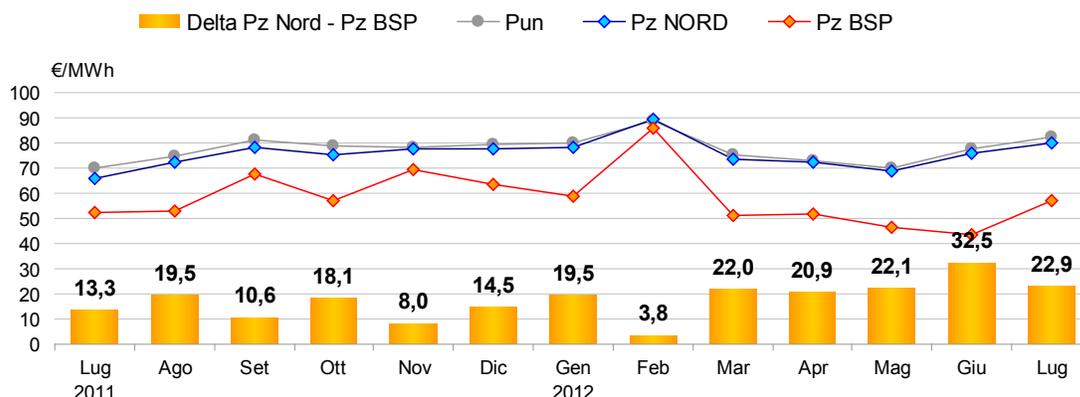
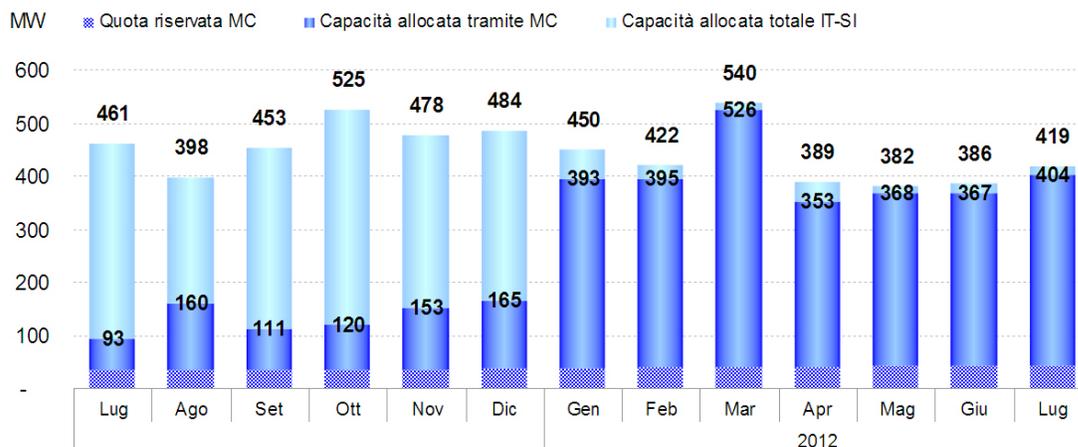


Gráfico 2: Capacità di import dalla Slovenia

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore di utilizzo (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	404	14	100,0%	94,6%	100,0%	92,1%	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%
Export	0	34	0,0%	5,4%	0,0%	3,9%	0,0%	0,0%	0,0%	1,5%
Totale	404	15	100,0%	100,0%	100,0%	96,0%	0,0%	2,6%	0,0%	1,5%

Grafico 3: Relazione tra delta Pz Nord- Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

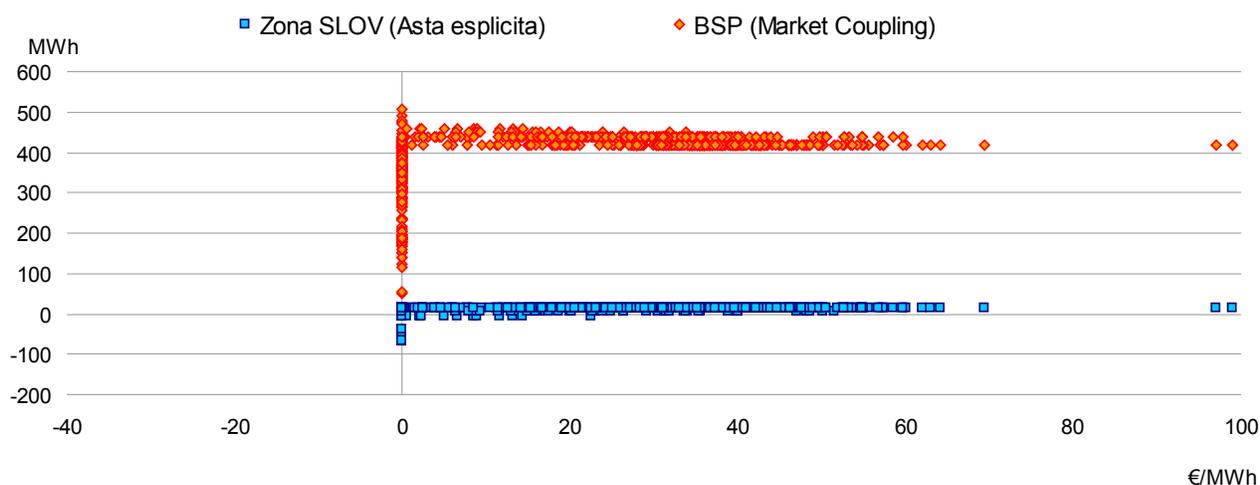
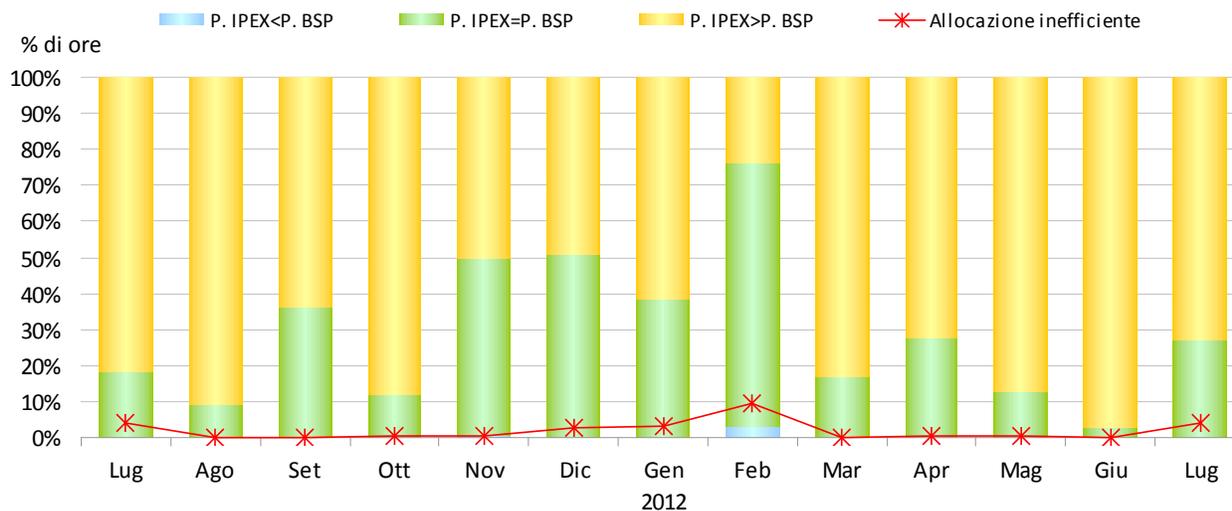


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

Il mese di luglio segna una leggera ripresa della domanda rispetto ai valori degli ultimi mesi trainata da una crescita dei consumi del settore termoelettrico soddisfatti da un aumento delle importazioni dalla Russia. Si segnala, inoltre, un nuovo incremento del livello degli stoccaggi, il cui tasso di crescita appare tra i più sostenuti degli ultimi anni.

Le principali quotazioni dei mercati spot italiani, PSV e PB-GAS, indicano un prezzo medio in discesa a 26,7 €/MWh (-3%) e maggiormente in linea con le quotazioni degli altri hub europei. Sulla PB-Gas si registra il prezzo minimo dalla partenza del mercato.

La domanda aggregata (4.646 mcm) risulta in aumento sia rispetto a giugno (+14%) sia al mese di luglio dell'anno precedente (+2%). La domanda civile risulta lievemente in calo (-1%), anche rispetto a luglio 2011 (-4%). I consumi del settore termoelettrico si attestano a 2.346 mcm (50% del

totale prelevato dalla rete), in aumento rispetto a giugno 2012 (+21%) a causa della tipica stagionalità dei consumi elettrici; seppur in flessione del 2% su base tendenziale, si nota una ripresa rispetto all'andamento dei mesi precedenti.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.646	+2%
Impianti di Distribuzione	969	-4%
Consumi Termoelettrici	2.346	-2%
Consumi Industriali	1.073	+1%
Rete terzi e consumi di sistema	258	+124%
Offerta	4.646	+2%
Import	5.247	+0%
Produzione Nazionale	737	+5%
Sistemi di stoccaggio	-1.338	+1%

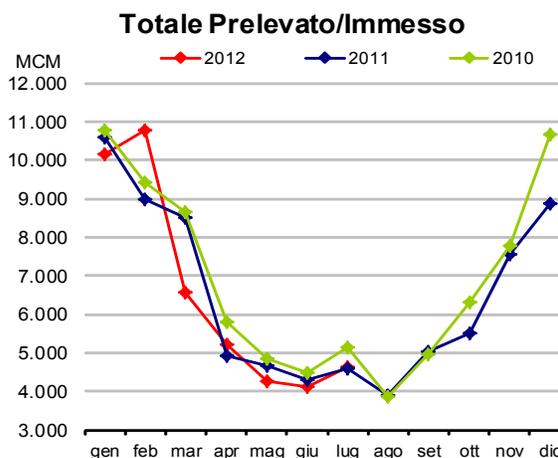
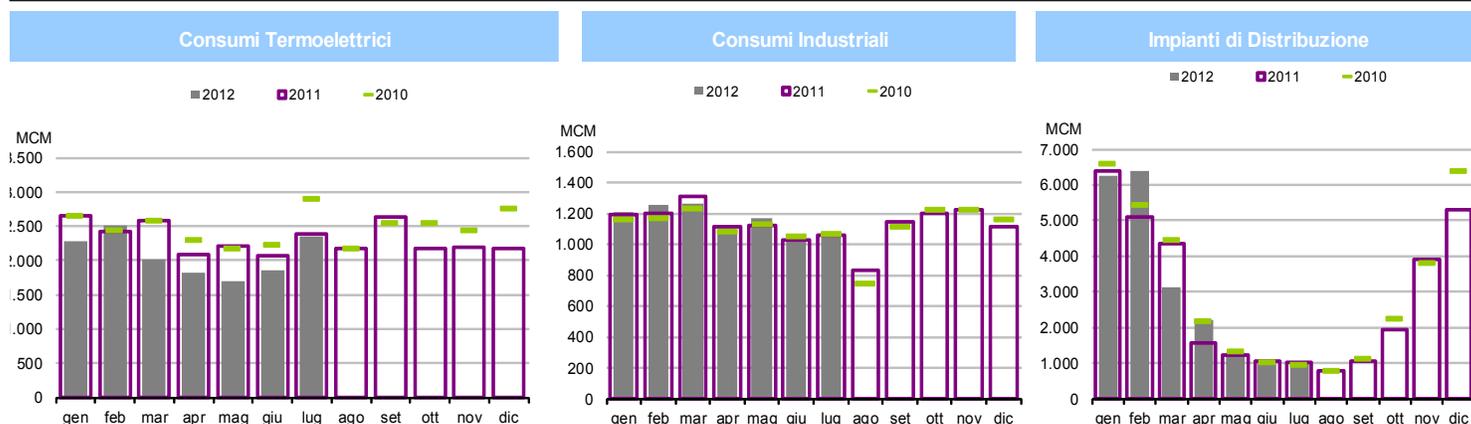


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



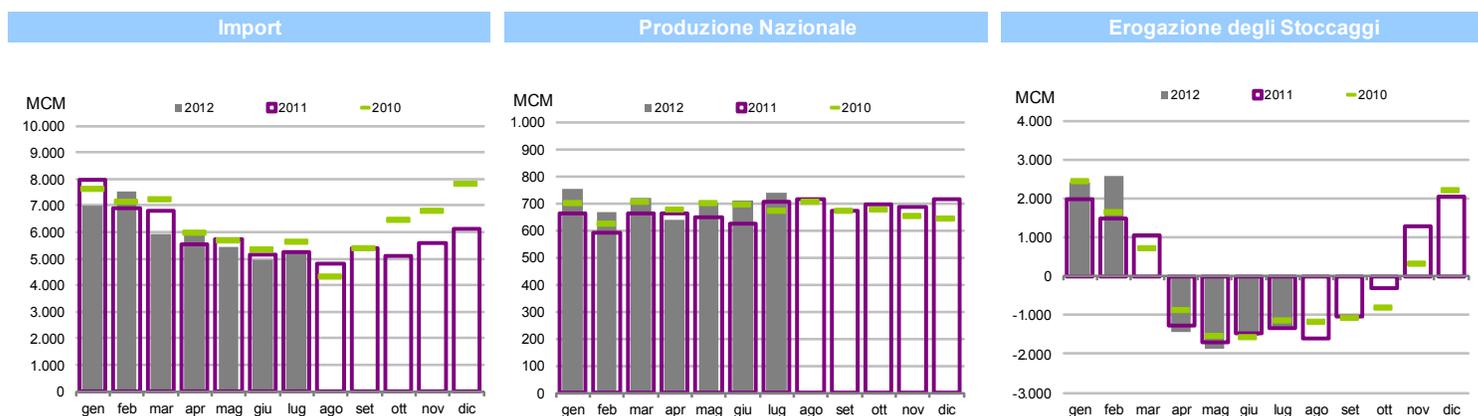
(continua)

Lato offerta si registra un leggero aumento delle importazioni rispetto al mese precedente, che tuttavia rimangono costanti su base tendenziale. Mentre rimane sostanzialmente immutato il flusso dalla Libia, il calo delle importazioni dall'Algeria risulta più che compensato da un aumento dei flussi provenienti dalla Russia e dall'Europa. I maggiori volumi immessi nel sistema rispetto al mese scorso (+6%) risultano anche di un aumento

della produzione nazionale (+4%), sostengono solo in parte l'aumento della domanda. La domanda restante viene imputata ai flussi che sarebbero stati destinati a stoccaggio e che questo mese si riducono del 13% rispetto al mese precedente, portando lo stock complessivo ad 8 miliardi di metri cubi, pari al 78% della capacità massima disponibile.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

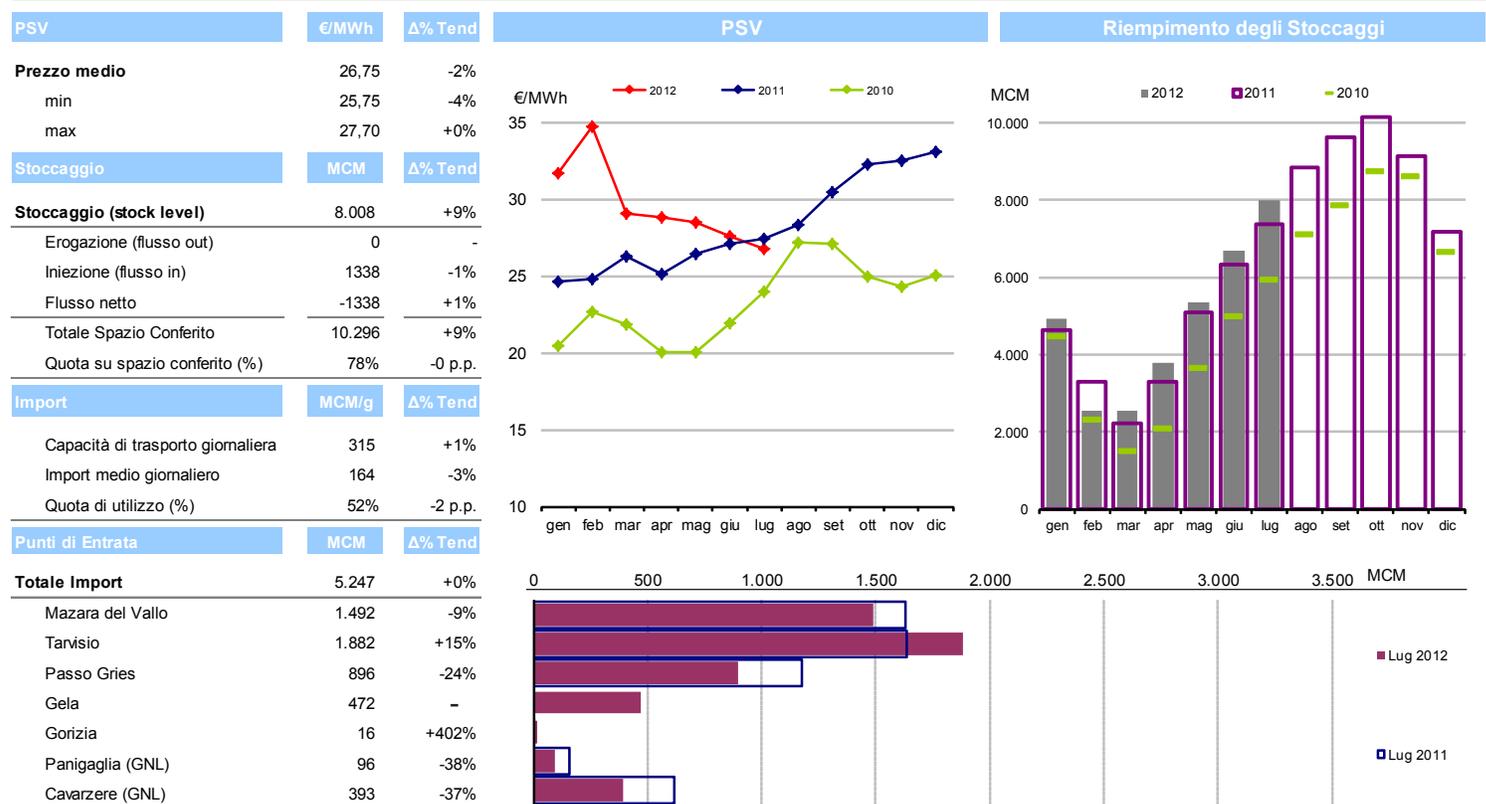


La quotazione mensile del PSV si attesta a 26,75 €/MWh, continuando il trend decrescente iniziato nei mesi precedenti ma risultando, per la prima volta da inizio anno, inferiore rispetto

alla media tendenziale. Di conseguenza, si riduce ulteriormente il differenziale con le quotazioni dei principali hub europei che si porta a circa 2,3 €/MWh, valore minimo dall'inizio dell'anno.

Figura 2: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

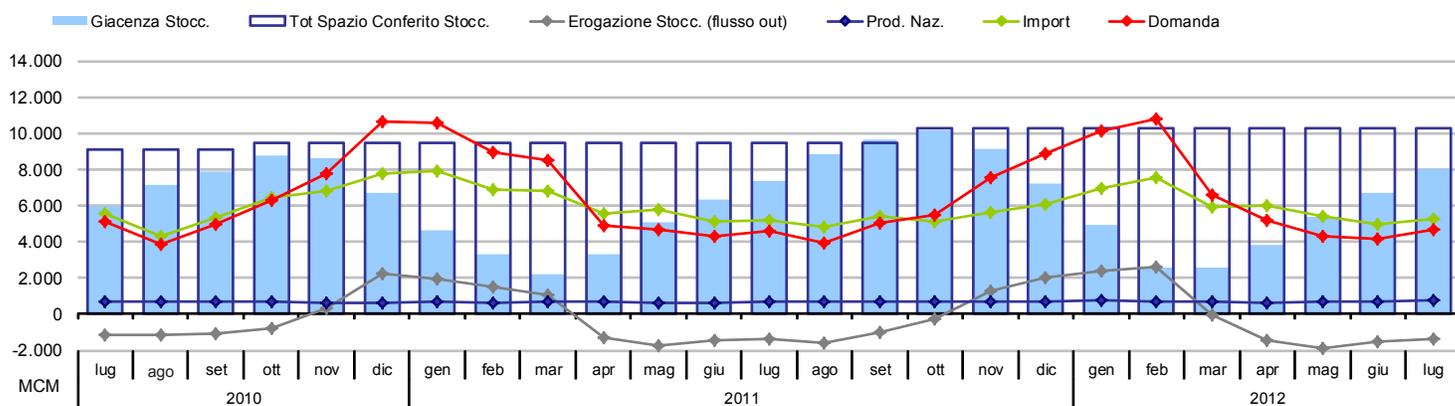
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME esprimono prezzi in linea o poco inferiori alle quotazioni al PSV. Sul mercato di bilanciamento sono stati scambiati 278 mcm ad un prezzo medio di 26,60 €/MWh, che risulta in netta diminuzione rispetto al mese scorso (-3,5%) e leggermente inferiore alla quotazione media del PSV (26,75 €/MWh), la

quale segna un analogo trend decrescente (-3,1%). I 3 abbinamenti registrati sul M-GAS, per un totale di 1 mcm, sono avvenuti a prezzi superiori alla media mensile degli altri mercati, ma in linea con le quotazioni giornaliere degli stessi nei giorni di abbinamento.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Sessioni con abbinamenti	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Winter	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	27,55	2	-1,2%	0,2%	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	27,40	1	-1,4%	0,0%	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10 (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	26,60	31	-3,5%	2,5%	-	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	26,75	-	-3,1%	2,2%	-	-	-	-

I prezzi sono calcolati come segue:

(1) media aritmetica dei prezzi di equilibrio giornalieri

(2) media aritmetica dei prezzi giornalieri medi ponderati

(3) media ponderata dei prezzi di abbinamento nell'ultimo mese calendariale utile di trading

(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

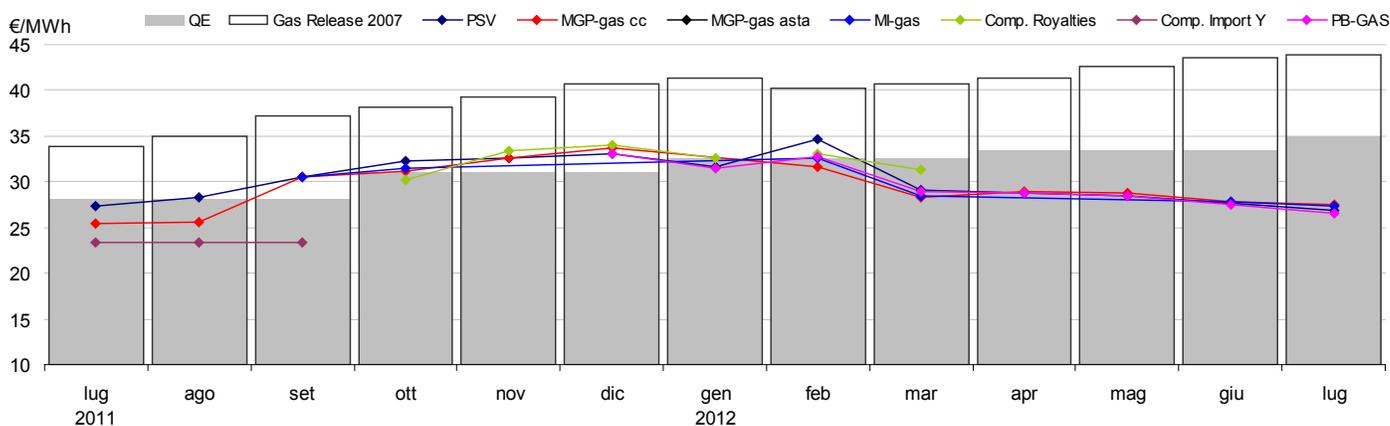


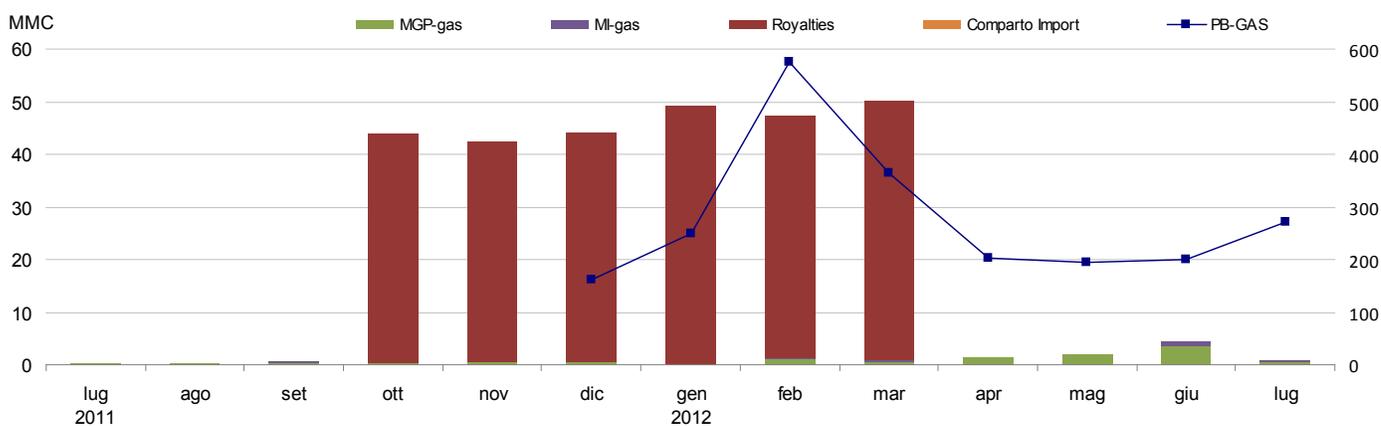
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Winter	Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
								lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,7	-81,2%	-	-	-	0,7	1	2	2
MI-gas	MCM	0,3	-58,6%	-	-	-	0,3	1	1	1
Comp. Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	272	37,1%	-	-	-	272	27	43	-

Grafico 5: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Sulla PB-Gas nel mese di agosto sono stati scambiati 2,95 TWh, di cui 2,8 TWh (95%) richiesti da Snam per il bilanciamento del sistema e 133 GWh (5%) scambiati tra gli operatori. Lo sbilanciamento assoluto complessivo di sistema (SCS) è risultato pari al 6% della domanda aggregata, in aumento rispetto al mese scorso, con 12 giorni in cui il sistema è risultato corto e 19 giorni in cui è risultato lungo.

Il prezzo medio del mercato di bilanciamento è risultato pari a 26,60 €/MWh, leggermente inferiore al prezzo medio registrato al PSV (26,75 €/MWh), ma in linea con il trend decrescente del mese scorso su entrambi i mercati.

E' aumentata, invece, la volatilità dei prezzi (2,5%), che hanno subito variazioni tra un giorno e il successivo anche di 1 €/MWh, in parte riconducibili ai cambi del lato di offerta di Snam da un giorno all'altro. Gli 8 cambi avvenuti in questo mese hanno portato mediamente ad una variazione di prezzo del 2,6% da un giorno all'altro, per un massimo del 5% registrato tra il 1 ed il 2 luglio. Tale volatilità è anche spiegabile con la crescita del differenziale di prezzo tra i giorni feriali e quelli festivi: si nota infatti che, per

tutti e cinque i fine settimana del mese di luglio, il sistema è risultato lungo ed il prezzo di bilanciamento mediamente inferiore di 75 c€/MWh rispetto alla media nei giorni feriali. Inoltre, il 27 luglio si è registrato il minimo storico del prezzo registrato dalla partenza della PB-Gas, che risulta tuttavia allineato con la quotazione PSV che pure ha registrato in quei giorni il minimo dall'inizio dell'anno termico. In aumento il numero di operatori che ha concluso scambi sulla piattaforma rispetto a giugno, con 46 operatori su 61 soggetti all'obbligo di offerta. Migliora l'indice di concentrazione di mercato rispetto al mese scorso (HHI¹ 2.586) e si riduce la differenza nella concentrazione tra i giorni in cui SNAM vende (2.286) e acquista (3.061). Ugualmente diminuisce la differenza del CR3² per le quote in vendita (66%) ed in acquisto (74%). L'indice di marginalità (IOMq³) rimane costante al valore minimo registrato dalla partenza del mercato (28%). Analogamente, rimangono invariati gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta, che evidenziano un numero stabile di operatori al margine e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

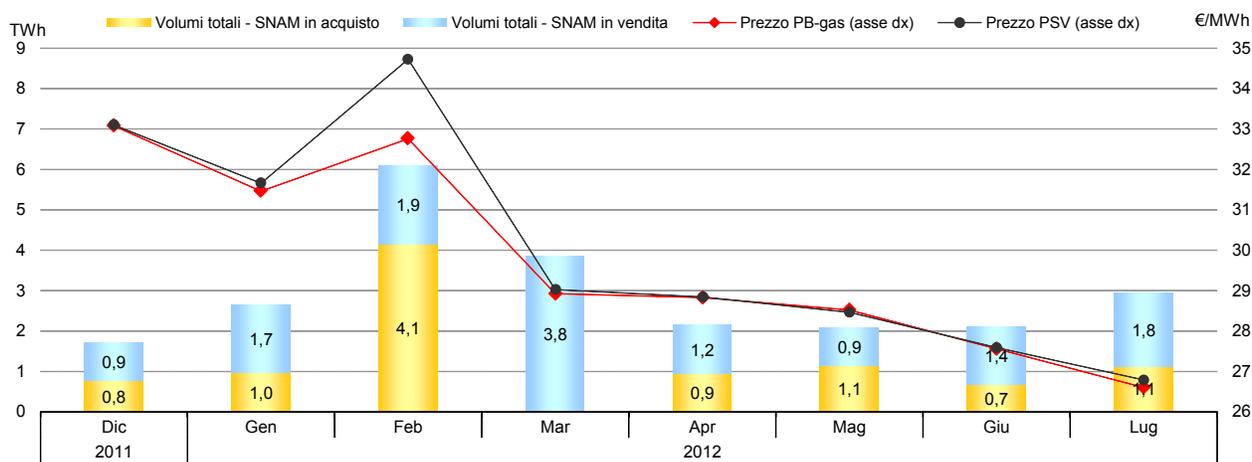
Tabella 1: Esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters

SNAM	Frequenza sessioni		Prezzo €/MWh			Volatilità (%)		Volumi medi (MWh)	
	M	M-1	M	Δ% M-1	Δ PSV	M	M-1	M	Δ% M-1
Acquisto	12	10	27,28	-0,3%	0,39	1,7%	1,3%	93.613	40%
Vendita	19	20	26,17	-5,4%	-0,41	1,1%	1,7%	95.989	34%
Totale	31	30	26,60	-3,5%	-0,15	2,5%	1,7%	95.069	36%

Grafico 1: Andamento mensile degli esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson Reuters



1. Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI). Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo.

2. Per Concentration Ratio 3 (CR3) si intende la quota di mercato cumulata dei primi tre operatori.

3. Indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo. Per ciascun operatore, in ciascun giorno, è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. L'indicatore relativo al primo operatore marginale misura la massima quota di volumi su cui lo stesso operatore ha fissato il prezzo.

Grafico 2: Andamento giornaliero esiti del mercato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

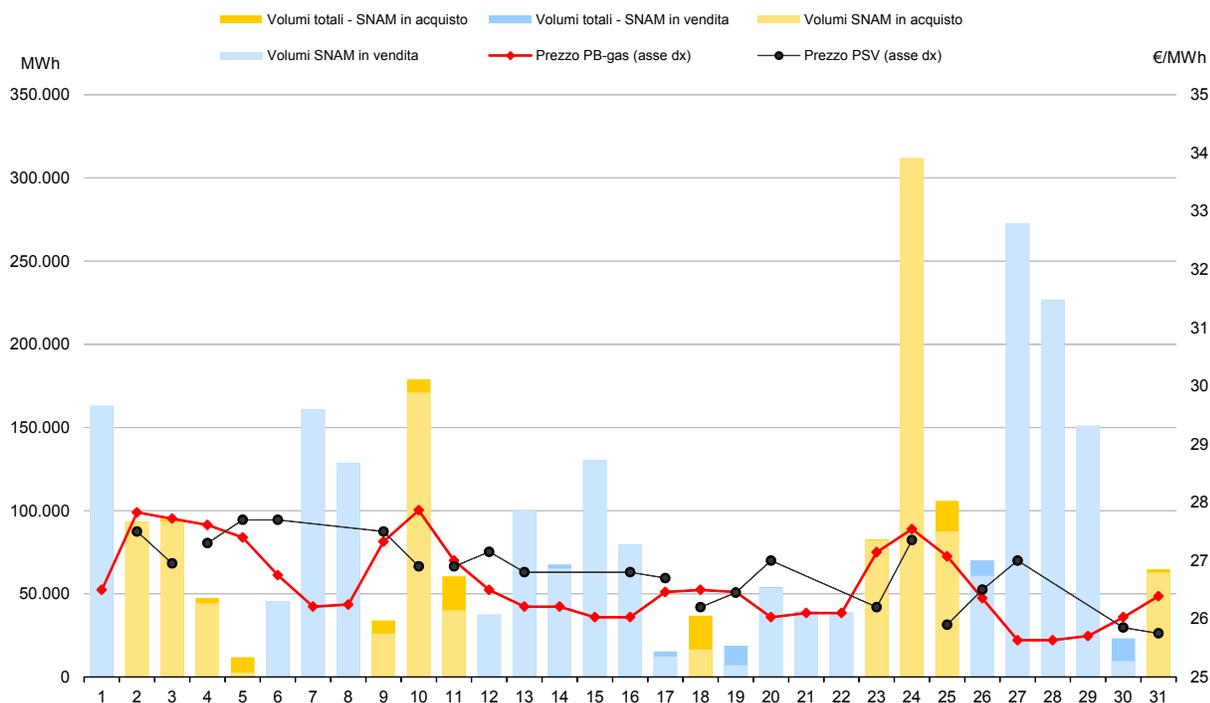


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

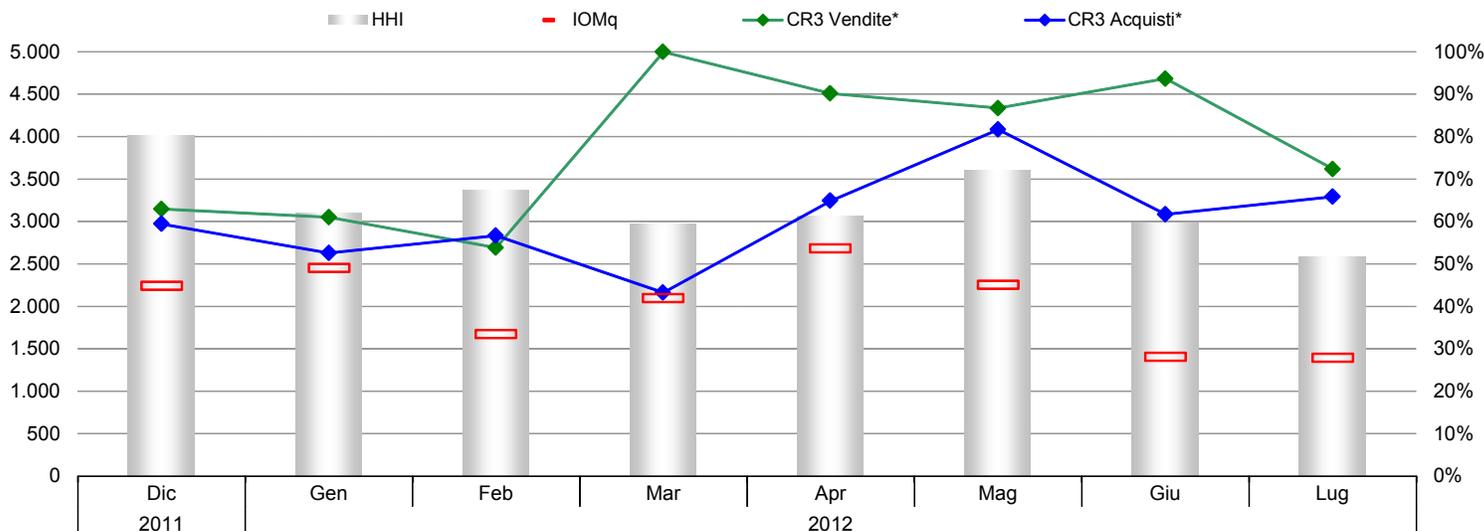
SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
							M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	32	36	3.061	5.452	30%	33%	25	28	20	24	1,4%	0,6%	-2,2%	-0,7%
Vendita	43	39	2.286	1.744	35%	42%	29	28	25	26	0,0%	0,1%	-0,1%	0,0%
Totale	46	42	2.586	2.980	28%	28%	27	28	23	26	0,5%	0,3%	-0,9%	-0,2%

1) Intorno pari a ±5% del prezzo riconosciuto in ciascuna sessione

2) Intorno pari a ±5% dei volumi scambiati in ciascuna sessione

Grafico 3: Andamento mensile indici di concentrazione

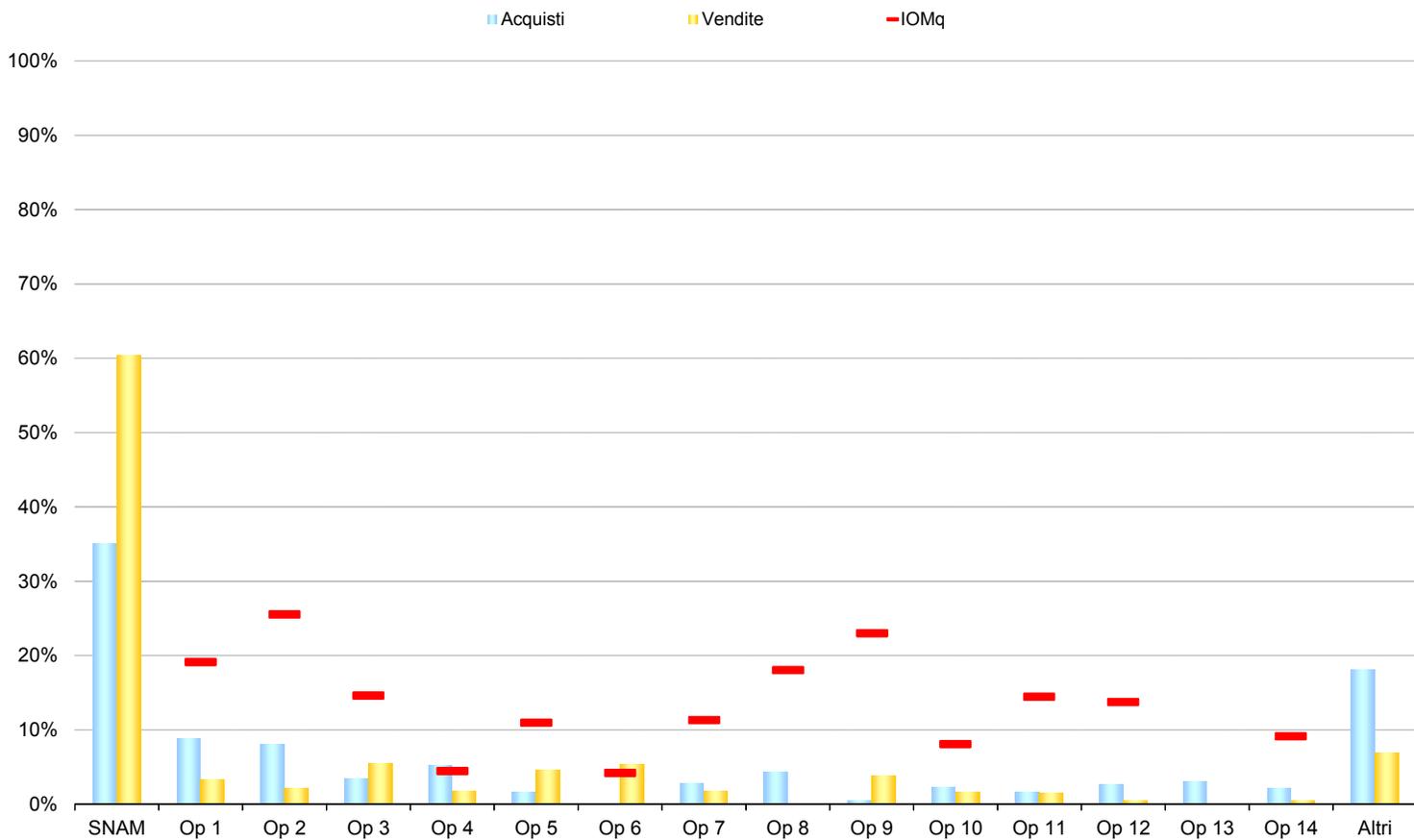
Fonte: dati GME



* i valori del CR3 sono calcolati sul lato opposto a quello dell'offerta di SNAM

Grafico 4: Quote di mercato e IOMq

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di luglio le quotazioni petrolifere e del gas evidenziano una generale ripresa, che interrompe la tendenza al ribasso osservata negli ultimi tre mesi. L'inversione appare particolarmente significativa sui mercati del greggio e dei suoi derivati, risultando viceversa meno consistente sugli hub europei. Da evidenziare l'andamento controtendenziale del prezzo al PSV, sceso ai minimi del 2012 e mai così prossimo, nell'anno termico corrente, ai

valori espressi dalle quotazioni sui riferimenti continentali. In lieve ripresa anche la quotazione del carbone europeo, a cui si contrappone l'andamento del prezzo della commodity cinese, scesa al minimo dal 2011.

L'aumento dei combustibili sembra sostenere anche una ripresa delle quotazioni elettriche, comune a tutte le principali borse europee ad eccezione dei riferimenti spagnolo e scandinavo.

Il mese di luglio si caratterizza per un'inversione del trend ribassista del Brent osservato tra aprile e giugno, con le quotazioni del greggio continentale che si riportano sopra i 100 \$/bbl, mostrando un forte aumento rispetto ai livelli minimi registrati nel mese scorso (+8,2%) e ribaltando le aspettative degli operatori orientate ad un ulteriore ribasso della commodity (ultima quotazione future a 91,2 \$/bbl, -4 \$/bbl circa rispetto al valore spot di giugno). Tale dinamica, comune anche ai riferimenti extra-europei, favorisce una ripresa delle quotazioni a termine, il cui andamento sembra comunque non alterare in maniera rilevante le aspettative di lungo periodo degli operatori, indirizzate verso una progressiva convergenza tra Brent e WTI.

I movimenti del greggio spingono verso l'alto anche i prezzi dei suoi prodotti di raffinazione, con le quotazioni dell'olio combustibile e del gasolio che, pur registrando aumenti di minore intensità rispetto alla loro materia prima, si portano rispettivamente sui 634 \$/MT e 889 \$/MT (+6,3%; +5,5%). Nel mese di luglio sembra arrestarsi anche il trend di decrescita del prezzo del carbone europeo, il cui valore, pari a 89,2 \$/MT, mostra una lieve ripresa (+2,8%),

pur confermandosi sui livelli più bassi degli ultimi due anni (-28% rispetto a luglio 2011). Dinamiche analoghe interessano anche le quotazioni del carbone sudafricano Richards Bay, in crescita su base mensile, ma in forte diminuzione su base annua. A fronte di tendenze simili sui mercati spot, le attese espresse dai futures evidenziano prospettive moderatamente rialziste per l'API2, mostrando viceversa aspettative conservative per il prezzo del carbone sudafricano. Come spesso osservato, andamenti divergenti si rilevano sul mercato del carbone cinese, con il Qinhdao che segna un forte ribasso su base mensile, contribuendo a comprimere sensibilmente il differenziale tra il riferimento cinese ed i riferimenti europeo e sudafricano.

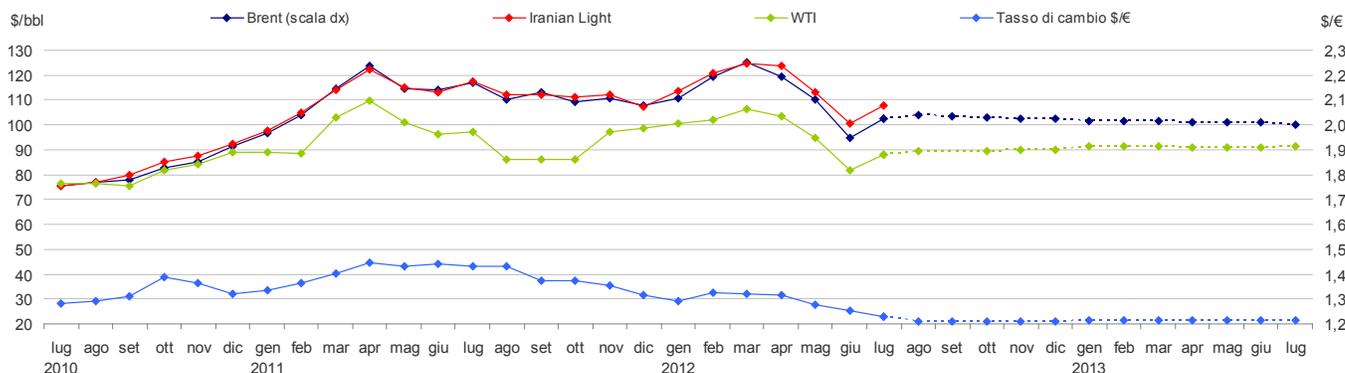
I rialzi rilevati sui combustibili nel mese di luglio risultano ulteriormente rinforzati dalla conversione in euro delle quotazioni che, riflettendo una nuova forte svalutazione dell'euro rispetto al dollaro (1,23 \$/€, -2% rispetto a giugno, -14% sul 2011), favorisce addirittura un'inversione del segno nella variazione tendenziale del Brent (da -12,2% a +2,1%) e dei suoi derivati (olio combustibile +6,9%, gasolio +7,4%).

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

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Lug 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 12	Set 12	Ott 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,23	-2,0%	-14,0%	1,27	1,21 ▼	1,21 ▼	1,21 -	1,22 ▼
Brent	\$/bbl	102,6	+8,2%	-12,2%	91,2	103,9 ▲	103,3 ▲	102,9 -	100,7 ▲
FOB	€/bbl	83,5	+10,4%	+2,1%	72,0	85,9 ▲	85,3 ▲	85,0 -	82,5 ▲
Fuel Oil	\$/MT	634,2	+6,3%	-8,1%	563,5	627,8 ▲	624,3 ▲	621,0 -	604,8 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	516,0	+8,5%	+6,9%	445,1	519,1 ▲	516,0 ▲	513,1 -	495,8 ▲
Gasolio	\$/MT	888,6	+5,5%	-7,6%	815,4	905,2 ▲	908,7 ▲	882,8 -	883,2 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	723,0	+7,6%	+7,4%	644,0	748,5 ▲	751,1 ▲	729,3 -	724,1 ▲
Coal	\$/MT	89,2	+2,8%	-28,0%	90,3	89,8 ▼	90,8 -	91,6 -	96,8 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	72,5	+4,9%	-16,2%	71,3	74,2 ▲	75,0 ▲	75,7 -	79,3 ▲

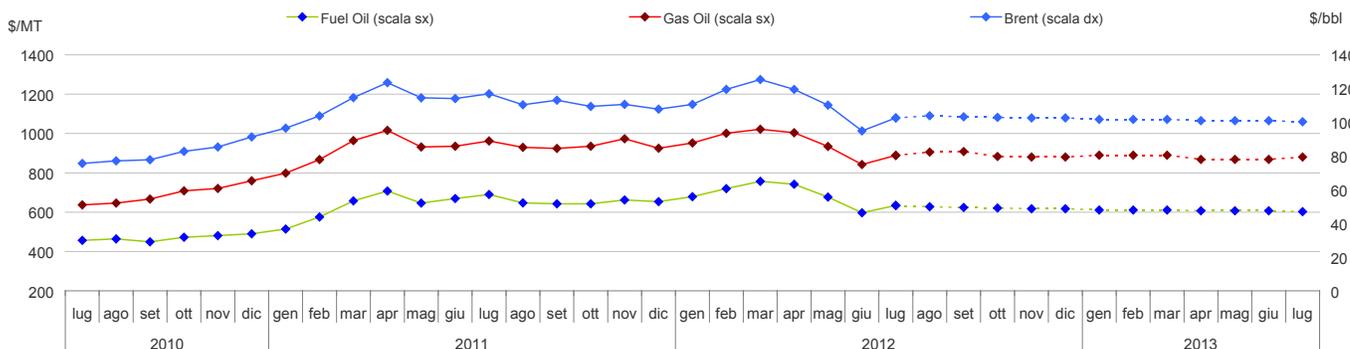
(continua)

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



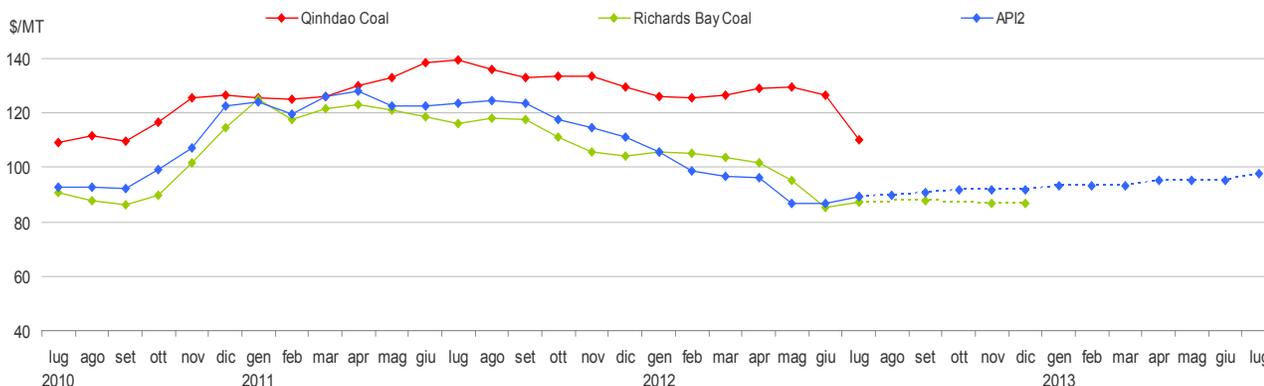
Fonte: Thomson-Reuters

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

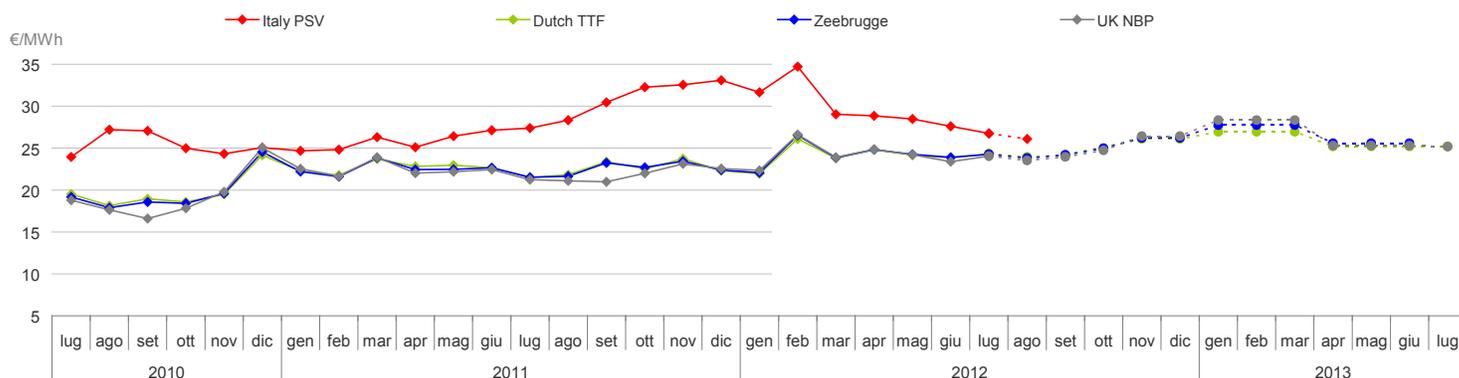
Aumenti di minore intensità interessano le quotazioni del gas, con gli hub centro-europei che si attestano sui 24 €/MWh, registrando rialzi compresi tra il +1,5% del Zeebrugge ed il +2,9% del National Balancing Point. Non sembra viceversa arrestarsi il trend decrescente del prezzo del PSV, sceso sui livelli minimi dell'anno termico (26,75 €/MWh), con ribassi pari al -3,1% su base mensile ed al -2,3% su base annua. Tali movimenti divergenti tra il prezzo del gas italiano e i prezzi del gas continentale rafforzano ulteriormente il processo di convergenza già in atto tra il PSV e gli hub centro-europei,

con un differenziale che scende ai minimi del 2012 e sui livelli più bassi degli ultimi due anni (2,5 €/MWh circa). In ottica prospettica, i rincari osservati sui mercati a pronti centro-europei spingono verso l'alto la curva a termine delle quotazioni del gas, sia nel semestre conclusivo dell'anno che nel primo trimestre del 2013, quando, al di là della fisiologica ripresa dei prezzi indotta dall'andamento stagionale dei consumi, le quotazioni sono attese sui livelli più elevati degli ultimi due anni.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)							
		Lug 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 12	Set 12	Ott 12	Gas Year 12				
PSV DA	Italia	26,75	-3,1%	-2,3%	27,05	26,10	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	24,34	+2,2%	+13,2%	23,45	23,95	▲	24,20	-	-	-	25,85	▲
Zeebrugge	Belgio	24,27	+1,5%	+12,8%	23,29	23,82	▲	24,19	▲	24,99	-	26,25	▲
UK NBP	Regno Unito	24,05	+2,9%	+13,2%	23,04	23,53	▲	23,95	▲	24,73	▲	26,32	▲



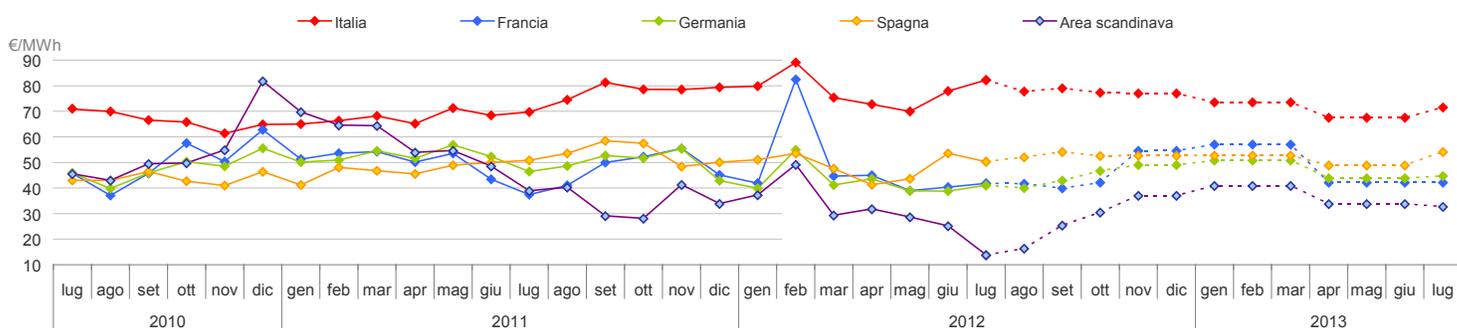
Gli aumenti osservati sui mercati dei combustibili si riflettono sull'andamento delle quotazioni elettriche, con i listini franco-tedeschi che salgono sui 41/42 €/MWh (+3,5/+5,7%), e il prezzo italiano che si porta a 82,20 €/MWh (+5,6%). Merita rilevare, inoltre, sia per l'eccezionalità in termini di livelli che in termini di variazioni, l'andamento del prezzo della borsa scandinava,

sceso al minimo degli ultimi tre anni (13,70 €/MWh, -45,3% su base mensile). Nelle aspettative degli operatori il differenziale tra Italia e resto d'Europa tornerà a ridursi a partire dall'ultimo trimestre del 2012, risultando poi, nei primi mesi del 2013, sensibilmente più contenuto rispetto a quanto registrato sui mercati a pronti nel corso di questa prima parte del 2012.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Lug 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 12	Set 12	Ott 12	Calendar
Italia	82,20	+5,6%	+17,9%	80,25	77,75 ▼	79,00 -	77,25 -	71,63 ▲
Francia	41,75	+3,5%	+11,7%	40,00	41,60 ▲	39,85 ▲	42,13 -	49,82 ▼
Germania	41,02	+5,7%	-11,6%	-	39,90 -	42,90 ▼	46,66 -	47,88 ▼
Svizzera	40,37	+2,7%	-13,3%	-	-	-	-	-
Austria	40,56	+4,0%	-13,4%	-	-	-	-	-
Spagna	50,29	-6,0%	-1,0%	55,70	51,95 ▼	54,05 ▼	52,50 -	51,82 ▲
Area scandinava	13,70	-45,3%	-64,7%	22,40	16,25 ▼	25,25 ▼	30,40 -	36,95 ▲

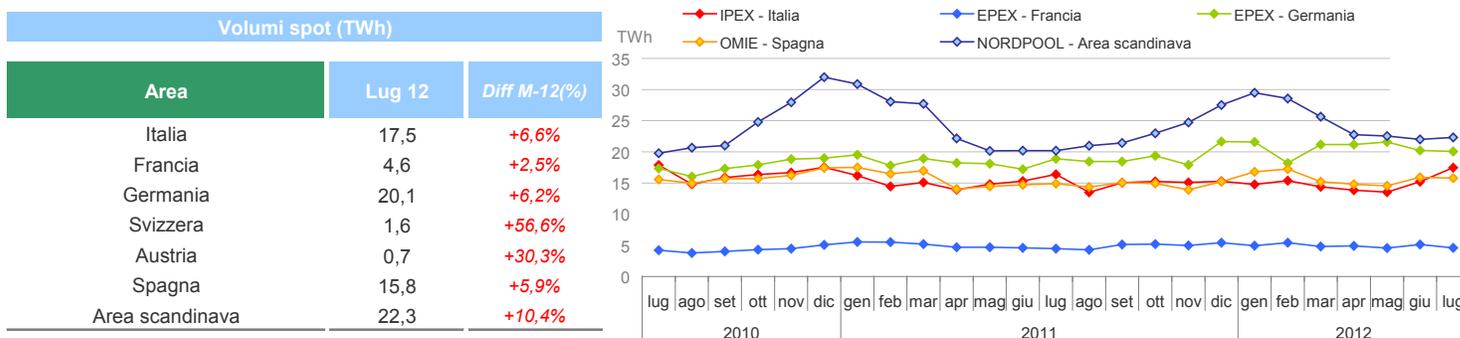


Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati a pronti, si segnalano aumenti tendenziali comuni a tutte le borse, con Epex, l'exchange di riferimento dell'area franco-tedesca, che si conferma la borsa più capiente con i suoi 25

TWh negoziati (+3% tendenziale), e Nordpool ed IpeX che seguono rispettivamente a 22,3 TWh e 17,5 TWh (+10,4%, +6,6%).

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

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di luglio 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 86.832 TEE, in aumento rispetto ai 14.962 TEE scambiati a giugno.

Dei 86.832 TEE, sono stati scambiati 47.275 TEE di Tipo I, 25.420 TEE di Tipo II e 14.137 TEE di Tipo III.

Dopo il boom di scambi di TEE registrati prima di fine maggio, i volumi negoziati hanno subito una flessione nel mese di giugno.

A luglio, si evidenzia una ripresa delle negoziazioni con prezzi in lieve calo. In particolare, la diminuzione dei prezzi medi, in

percentuale, è stata pari a -1,22% per la Tipologia I, -1,06% per la Tipologia II e -1,30% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 98,41€ (rispetto a 99,62 € di giugno), i titoli di tipo II ad una media di 98,24 € (rispetto a € 99,29 del mese scorso) e i titoli di tipo III ad una media di 97,72 € (rispetto a 99,01 € del mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.761.654 (1.474.565 di tipo I, 1.247.144 di tipo II e 1.039.945 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 15.188.185.

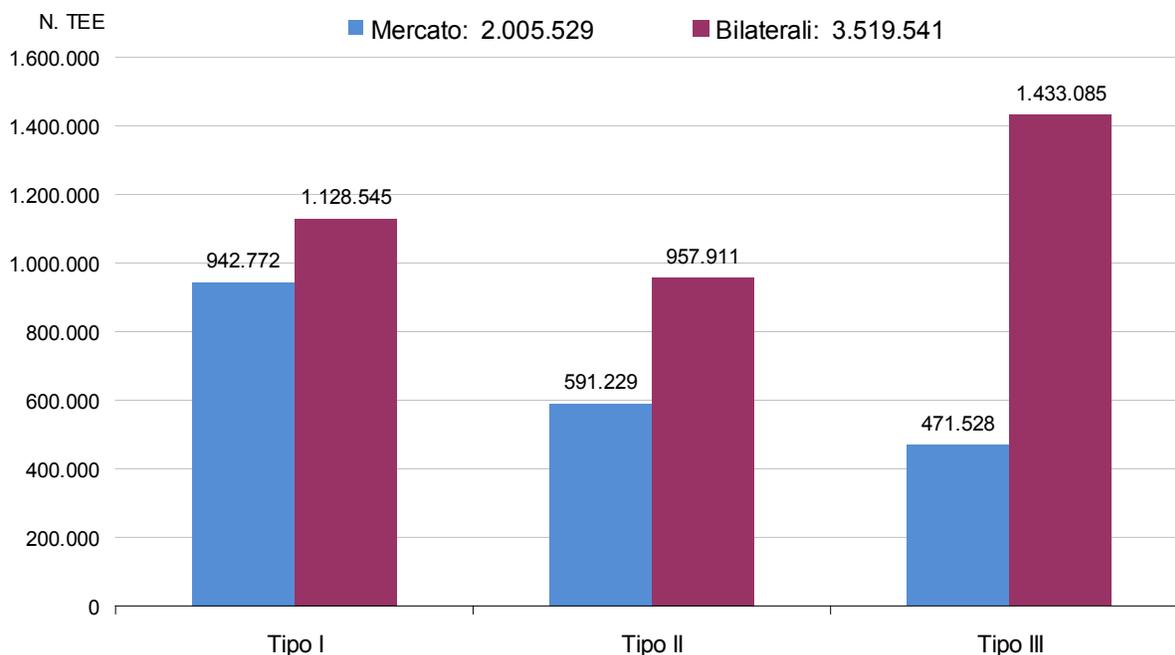
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	47.275	25.420	14.137
Valore Totale (€)	4.652.354,78	2.497.233,66	1.381.450,10
Prezzo minimo (€/TEE)	96,05	96,00	96,50
Prezzo massimo (€/TEE)	99,75	107,00	99,50
Prezzo medio (€/TEE)	98,41	98,24	97,72

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

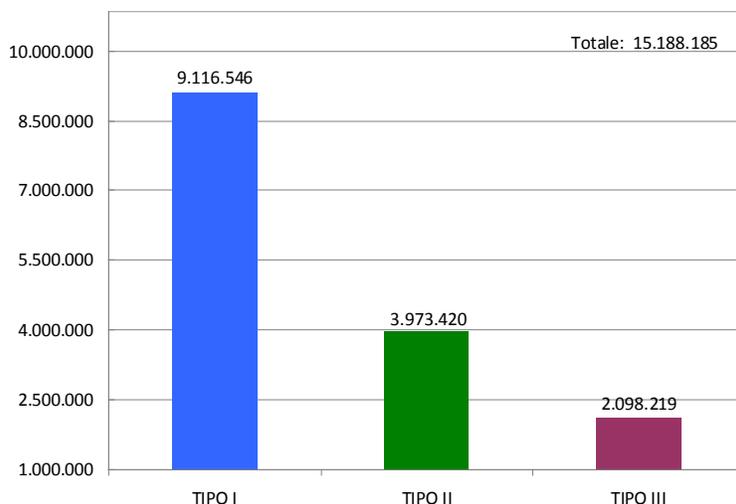
Fonte: GME



(continua)

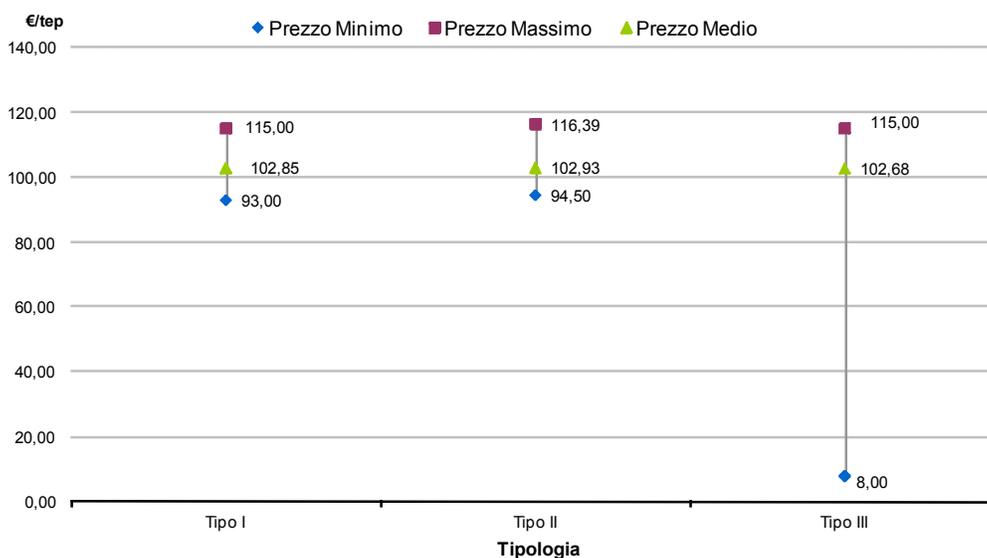
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine luglio 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



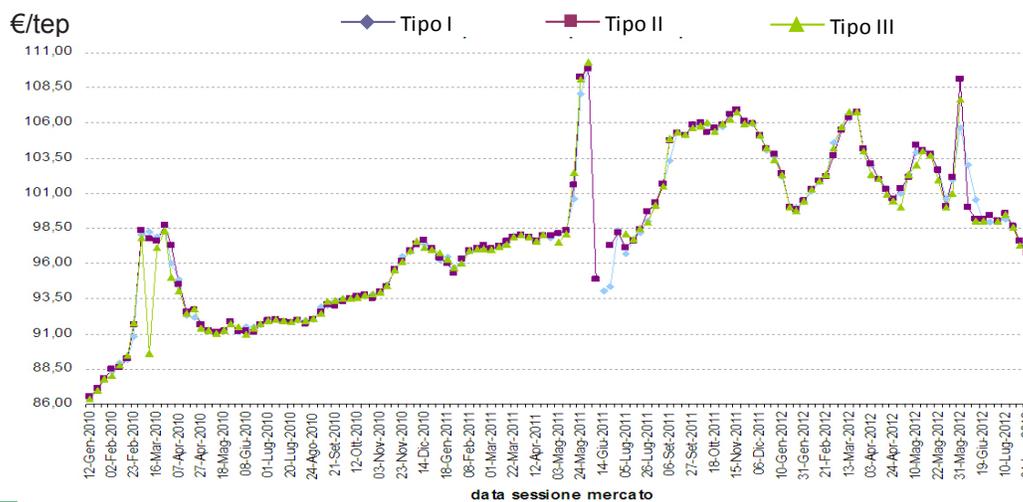
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 31 luglio 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a luglio 2012)

Fonte: GME

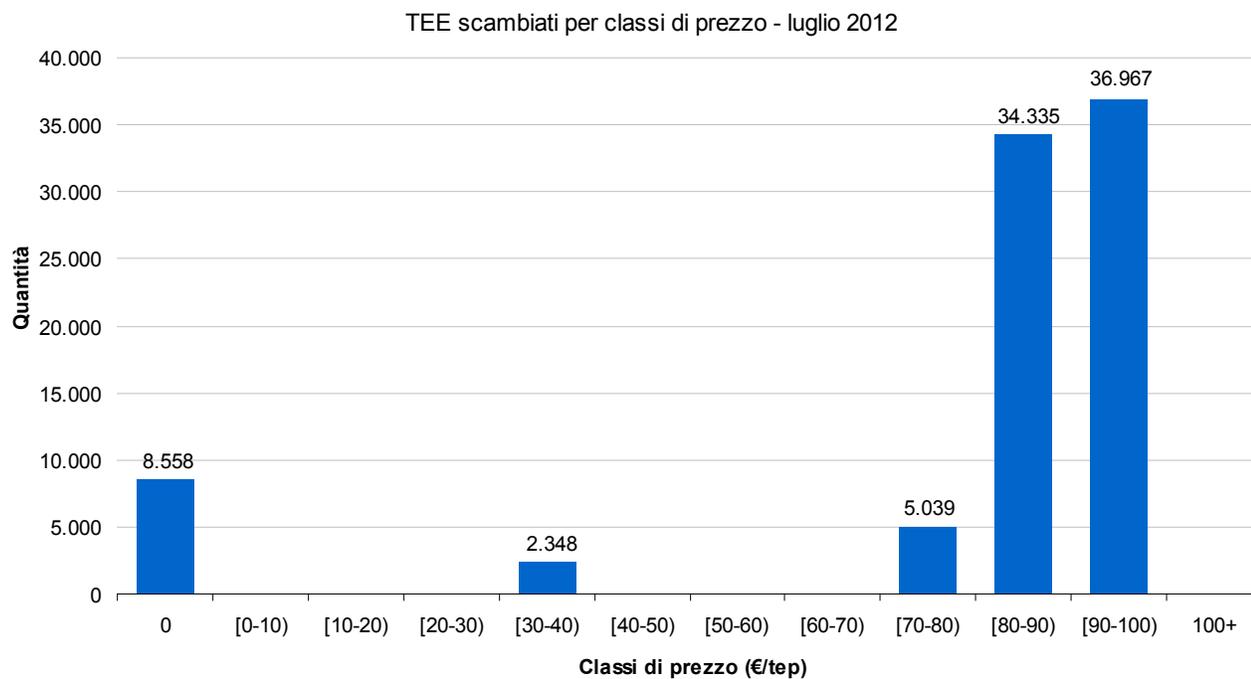


Nel corso del mese di luglio 2012 sono stati scambiati 87.247 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 79,60 €/tep, minore di 18,65 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato di 98,25 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo. Luglio 2012

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di luglio 2012 sono stati scambiati 301.455 CV, in diminuzione rispetto ai 306.375 CV negoziati nel mese di giugno.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 238.168 (235.609 CV_2012 a giugno) e dei CV con anno di riferimento 2010 con un volume pari a 29.468 (1.164 CV_2010 il mese scorso).

Segue la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2011 con una quantità di certificati presenti sul mercato pari a 28.818 (59.222 CV_11 a giugno) e i CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011, con un numero totale di certificati scambiati sulla piattaforma pari a 5.001 (10.270 CV_TRL_2011 lo scorso mese).

I prezzi medi risultano in diminuzione per tutte le tipologie di certificato presenti sulla piattaforma.

I CV con anno di riferimento 2012 hanno registrato uno scarto negativo di 0,22 €/MWh rispetto a giugno; i CV con anno di riferimento 2010 mostrano una diminuzione pari a 2,10 €/MWh mentre quelli con anno di riferimento 2011 un calo pari a 0,10 €/MWh. Infine, i CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011 hanno registrato una diminuzione del prezzo medio pari a 0,59 €/MWh rispetto al mese di giugno.

(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

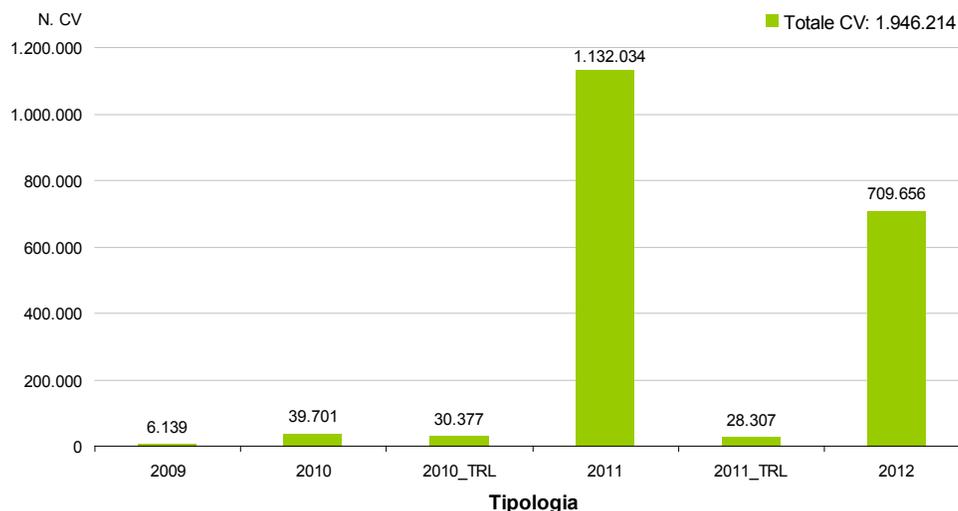
CV, risultati del mercato GME. Luglio 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2010	2011	2011_TRL	2012
Volumi scambiati (n.CV)	29.468	28.818	5.001	238.168
Valore Totale (€)	2.090.197,40	2.231.910,86	402.581,00	17.130.719,85
Prezzo minimo (€/CV)	69,00	76,10	80,50	70,00
Prezzo massimo (€/CV)	72,25	79,50	81,00	73,00
Prezzo medio (€/CV)	70,93	77,45	80,50	71,93

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio 2012)

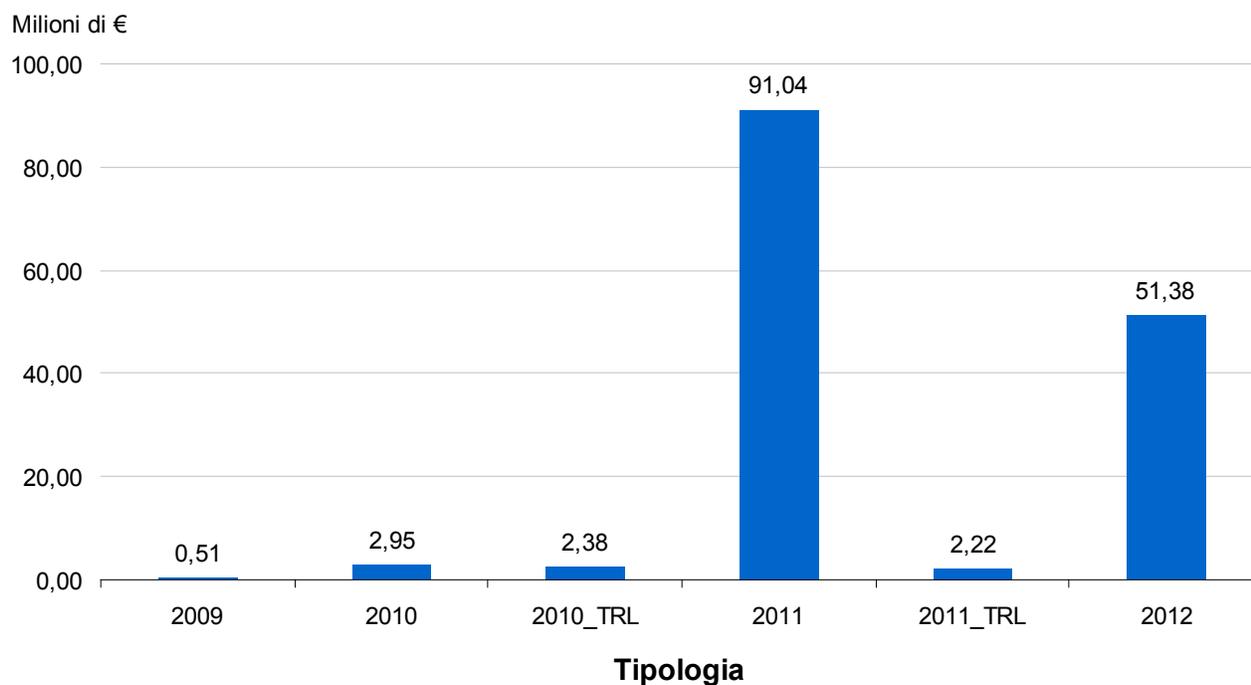
Fonte: GME



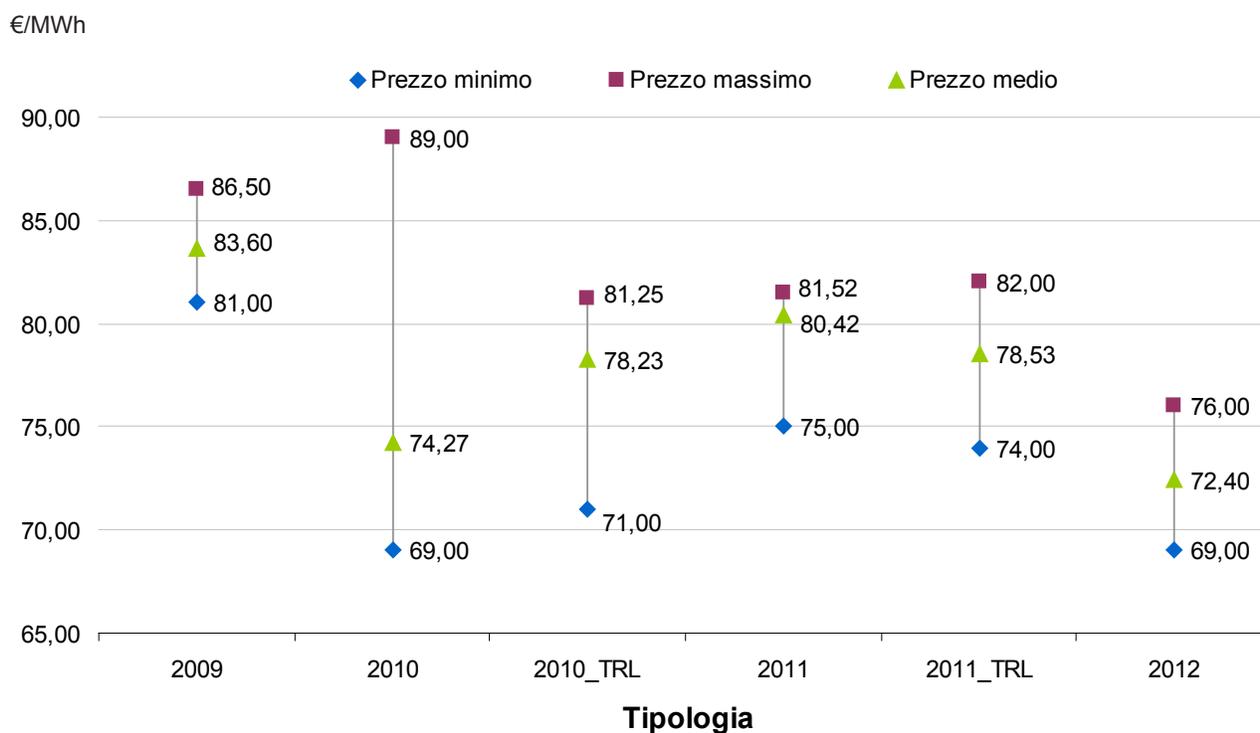
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio 2012). Media ponderata (€/MWh) Fonte: GME



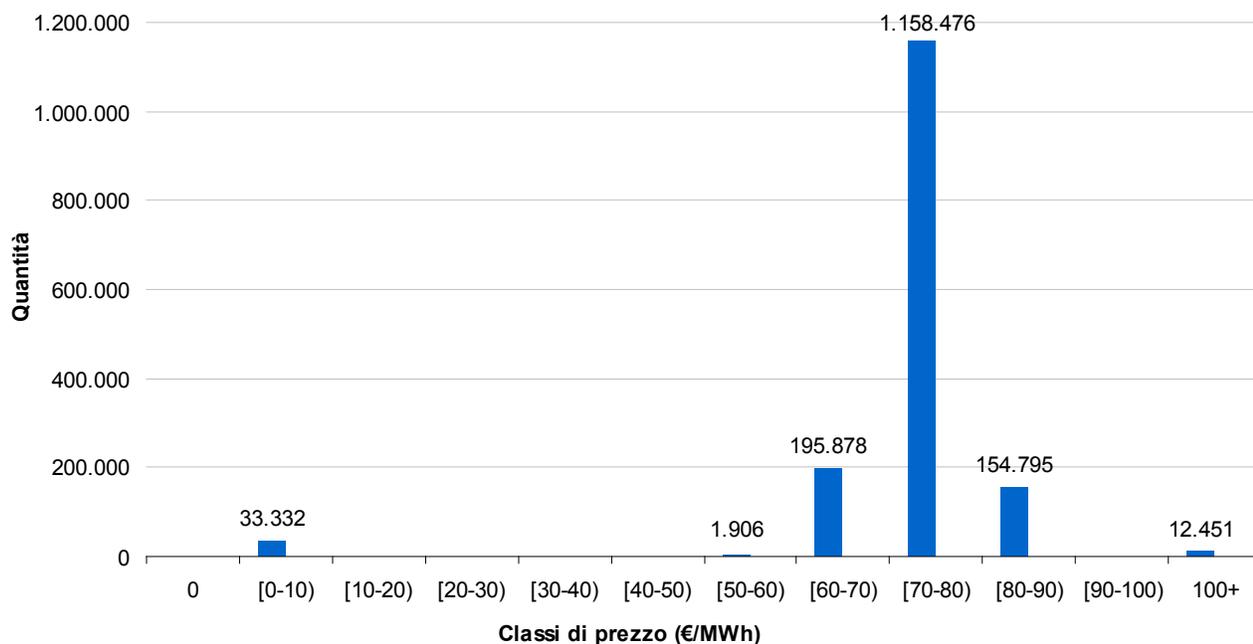
(continua)

Nel corso del mese di luglio 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.556.838 CV delle varie tipologie.

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

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo 2012. Luglio 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di luglio, è stata pari a 71,60 €/MWh,

minore di 0,90 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (72,50 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di luglio sono state scambiate sulle piattaforme europee 645,8 milioni di EUAs, in aumento del 29,3% rispetto al mese precedente (500,5 milioni di EUA a giugno - fonte Point Carbon).

Il 25 luglio sul sito della Commissione UE è stata pubblicata la proposta di modifica della tempistica delle aste relative ai permessi di emissione. Il documento promuove, tra l'altro, il ritiro delle quote per un numero che va da 400 a circa 1,2 milioni di EUAs secondo le diverse proposte.

Tuttavia, nessuno fra i tre scenari delineati sembra essere stato accolto con favore dai mercati, i quali hanno

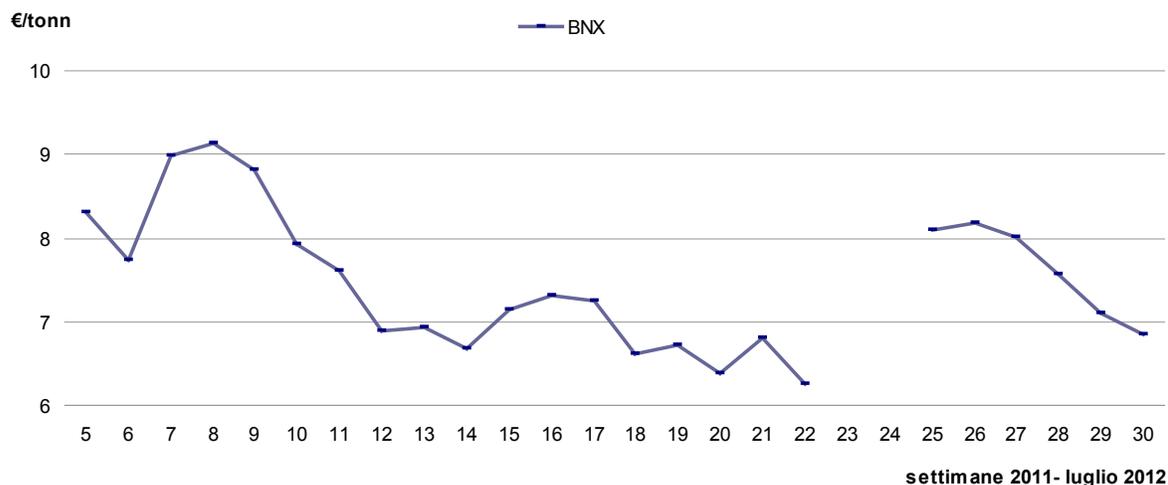
fatto registrare, nel mese di luglio, prezzi delle EUAs in diminuzione.

La proposta di modifica sulla tempistica delle aste, offre, inoltre, l'opportunità di avviare un dibattito approfondito anche su quelle che potrebbero essere le misure strutturali necessarie per affrontare le sfide nell'ambito del sistema ETS. Infatti, entro la fine dell'anno, gli Stati aderenti dovranno esprimere un giudizio sul documento presentato che verrà successivamente valutato e adottato dalla Commissione.

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011-2012)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



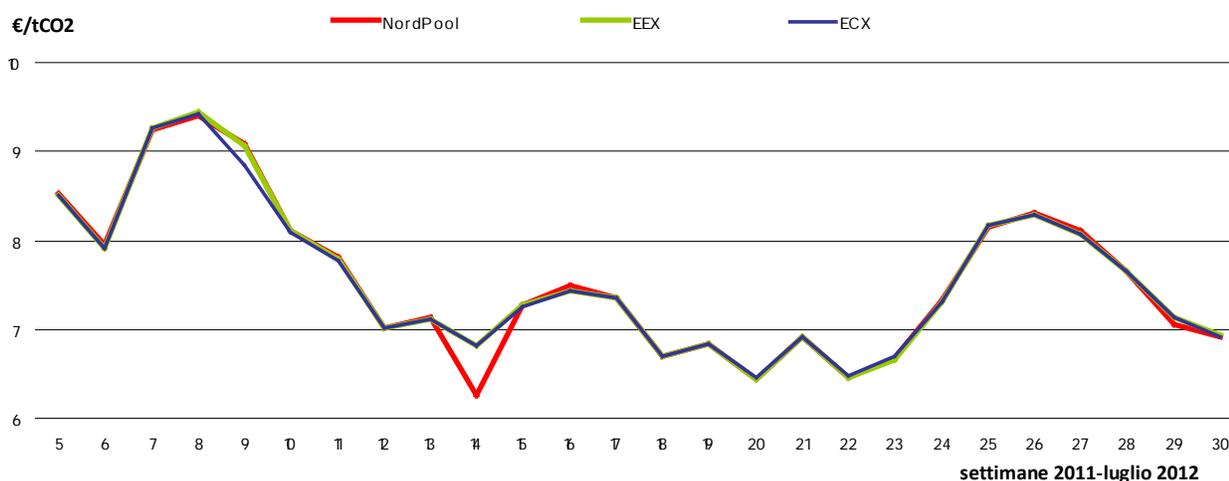
(continua)

Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento dei prezzi risulta in diminuzione. In particolare, in relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2012 si registra un

range di variazione dei prezzi medi settimanali fra 8,1 €/tonn e 6,91 €/tonn (tra 8,3 €/tonn a 6,47 €/tonn nel mese di giugno). Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

Gian Paolo Repetto e Agata Gugliotta (RIE)

(continua dalla prima)

In passato la catena del GNL presentava costi infrastrutturali che ne limitavano le potenzialità di sviluppo. La crescita della domanda mondiale di gas ha aumentato il fabbisogno di importazione delle regioni povere di gas costringendo Paesi fornitori e Paesi importatori a “guardare più lontano”. Ciò unito all'aumento delle riserve in nazioni con possibilità di sbocchi solo tramite GNL ha innescato grandi progressi tecnologici, sia nel processo di liquefazione (efficienze per effetti di scala, miglioramento delle singole componenti, etc.) che nel trasporto (accresciuta dimensione delle navi, miglioramento delle tecniche di coibentazione e dell'efficienza di propulsione), fattori che hanno contribuito a ridurre i costi della filiera. A partire dal 2004, l'aumento del prezzo del petrolio, cui molti contratti di GNL erano e restano ancora legati, ha man mano reso attrattivi per i produttori progetti quasi a qualunque distanza, permettendo così al GNL di acquistare competitività rispetto al gas da condotta².

Lo sviluppo del commercio internazionale del GNL, unito ad una maggiore interconnessione dei gasdotti internazionali, sta fortemente contribuendo ad una maggiore integrazione del mercato mondiale del gas naturale, prima sostanzialmente separato in aree geografiche ristrette, con specifiche formule di prezzo applicate nei singoli Paesi o aree, ognuna con un proprio stabile portafoglio di potenziali produttori da cui importare. Negli ultimi anni, l'accresciuta internazionalizzazione dei mercati ha fatto sì che le diverse metodologie di formazione del prezzo - contratti Take or Pay indicizzati a prodotti petroliferi e transazioni spot che riflettono i fondamentali congiunturali del mercato - si influenzino e che gli equilibri domanda/offerta (con i relativi livelli di prezzo) di un'area di mercato possano avere effetti su quelli delle altre.

Come noto, negli ultimi tre anni l'accresciuta importanza delle transazioni a breve sul mercato europeo continentale e anche su quello asiatico - pur in situazioni strutturali e di rapporti domanda/offerta ben differenti e per certi aspetti opposte (crollo della domanda in Europa, significativa crescita in Asia) - è stata alimentata dalle importazioni di GNL spot. Il tradizionale modello di business del GNL, basato su contratti a lungo termine indicizzati al petrolio, è stato sempre più affiancato da un nuovo modello con contratti spot o a breve termine³ e prezzi basati su uno schema di gas-to-gas competition, ottimizzazione dei flussi e operazioni di arbitraggio. Nel 2003, il commercio spot/breve termine contava per il 5% sul totale del GNL scambiato, nel 2008 la percentuale era già salita al 18%; nel 2011 circa 1/4 dei metri cubi di GNL commercializzati sono stati scambiati su base spot/breve⁴. Nell'area UE il peso di questi scambi sul totale del GNL importato è stato del 20% circa sia nel 2011 che nel 2010, quando si registrò un aumento del 51% rispetto al 2009 a causa dell'attrattività del GNL “libero” non importato dagli USA⁵ rispetto ai prezzi dei contratti *long term* oil linked.

Nel 2011 l'Asia ha assorbito oltre il 60% del commercio mondiale del GNL su base spot e short term sia per il forte ricorso al GNL del Giappone a seguito della tragedia di Fukushima (+10,2 mld di mc, +11,6% l'aumento complessivo dei consumi di GNL, +124% la crescita dei carichi spot/breve) sia per la crescita della domanda in Cina (+4,4 mld mc, +36,1%; raddoppiati i volumi importati spot), India (+4,3 mld mc, +37,4%; triplicate le importazioni spot) e Corea (+3,7 mld mc; +8,9%). In Europa, invece, a seguito del forte calo della domanda di gas naturale (-10,6% vs 2010), la richiesta complessiva di GNL è rimasta pressoché invariata e i carichi spot sono diminuiti del 7,8%⁶. La maggior parte dei volumi spot, a livello globale, provengono dal Qatar (33%) che nel 2011 ha esportato circa il 27% della sua produzione totale sulla base di contratti di breve periodo, seguito da Nigeria (12%) e Trinidad Tobago (11%). Nel 2006, 9 Paesi erano attivi come esportatori di GNL spot e 13 come importatori di cargo spot, queste cifre sono cresciute rispettivamente a 21 e 25 a fine 2011.

Oltre a motivazioni di carattere congiunturale, altri fattori hanno permesso lo sviluppo del GNL spot/breve: ottimizzazione della capacità di liquefazione che, combinata con la naturale scadenza di contratti long term, ha aumentato la disponibilità di offerta “uncommitted”; ingresso di nuovi attori (es. piccole/medie imprese petrolifere indipendenti, Funds dedicati al GNL, etc.), diversi dalle major petrolifere storiche, che hanno determinato una maggior frammentazione della filiera e maggiore liquidità; aumento complessivo della capacità di rigassificazione con quote anche non legate alla presenza di contratti a lungo termine; crescita dell'attività di rivendita da parte di tradizionali acquirenti per cogliere opportunità di arbitraggio.

Il grafico seguente rappresenta l'andamento dei prezzi spot del gas in tre continenti a partire dal gennaio 2011: il National Balancing Point (NBP) inglese, il più liquido degli hubs europei, è diventato negli ultimi anni il principale benchmark europeo nella negoziazione dei prezzi del GNL a breve termine, in quanto l'hub tende a riflettere l'equilibrio tra il prezzo del gas via gasdotto europeo e quello del mercato internazionale del GNL: il prezzo Nord-Est Asia, un “assessment” effettuato dal World Gas Intelligence dei prezzi del GNL spot sui principali mercati del nord-est asiatico (Giappone e Sud Corea); l'Henry Hub, il principale hub americano.

La crescita complessiva della domanda in Asia, accelerata dall'evento di Fukushima, ha fatto sì che nel corso del 2011 e della prima metà del 2012 il mercato asiatico abbia continuato ad attrarre carichi spot, giungendo, nel maggio di quest'anno, a pagare un prezzo doppio rispetto a quello degli hubs europei: 18 \$/MMBtu rispetto ai 9 \$/MMBtu del NBP. Nel periodo considerato il prezzo al NBP (a parte la breve impennata del febbraio 2012 dovuta all'eccezionale ondata di freddo) ha oscillato in una banda compresa tra gli 8 e i 10 \$/MMBtu,

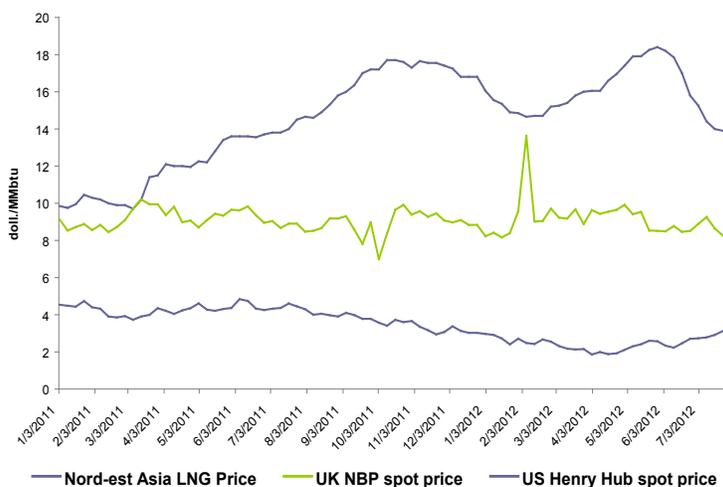
MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

(continua)

mentre il prezzo spot del GNL asiatico è cresciuto dagli 8 \$/MMBtu fino ai circa 18 \$/MMBtu di fine 2011 e, dopo un calo temporaneo, è risalito di nuovo, come detto, oltre i 18 \$/MMBtu a maggio 2012.

Prezzi spot del gas

Fonte: Elaborazioni Rie su dati WGI, EIA DOE

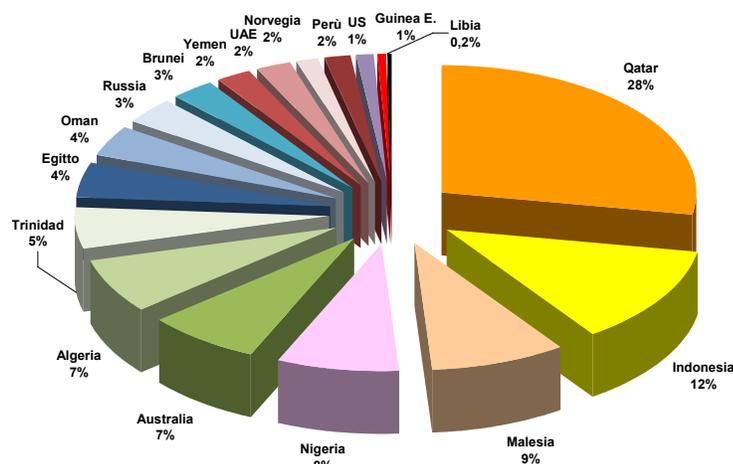


L'andamento dei prezzi Nord-Est Asia riflette la situazione di un mercato mondiale del GNL che, conseguentemente al repentino forte incremento della domanda asiatica (soprattutto da marzo 2011) e, lato offerta, al contemporaneo modesto incremento della capacità di liquefazione (nel 2011 è entrato in esercizio un solo nuovo impianto di liquefazione in Qatar) ha evidenziato una tendenza a diventare congiunturalmente corto. Ciò, mentre in Europa la crisi della domanda e la persistente situazione di oversupply complessiva hanno continuato ad esercitare forti pressioni al ribasso sui prezzi a breve del gas (attualmente i prezzi spot europei rimangono ancora inferiori di circa il 25-30% rispetto ai prezzi del gas dei contratti a lungo termine rinegoziati). Gli effetti di questa tendenza fortemente ribassista potrebbero essere stati attenuati dalle tensioni sul mercato globale del GNL causate dai rapporti domanda/offerta asiatici. Tra fine giugno e luglio tuttavia i prezzi asiatici hanno mostrato un ridimensionamento riportandosi intorno ai 14 \$/MMBtu (ancora però ben superiori a quelli europei). Ciò pare determinato da un rallentamento della domanda rispetto a quanto atteso⁷, dall'attenuarsi di previsioni pessimistiche rispetto alla disponibilità di offerta nel breve termine, dal venir meno di effetti speculativi rialzisti. Andamento a sé stante presenta il prezzo del mercato americano, dove la rivoluzione apportata dallo shale gas rende sempre meno necessarie le importazioni dall'estero: nel 2011 la domanda di GNL è calata del 25% sul 2010 scendendo a circa 8 mld mc, rispetto ai 22 mld mc importati nel 2007. L'enorme disponibilità di gas non convenzionale

ha determinato un crollo dei prezzi (sono circa 1/3 dei prezzi spot europei e circa 1/4 di quelli long term) e aperto un'importante questione sul futuro del mercato statunitense. Infatti, prezzi bassi scoraggiano molti produttori che devono ridurre il numero di trivelle attive nell'esplorazione, mentre altri non possono farlo per non perdere le licenze ottenute a costi elevati. Una soluzione proposta, attualmente oggetto di acceso dibattito interno, consiste nell'aprire il mercato del GNL alle esportazioni, permettendo, così, di recuperare i costi sopportati per l'esplorazione e l'estrazione dello shale gas. Per diversi impianti è stata chiesta l'autorizzazione per riesportare Gnl, ma solo uno, il Sabine Pass (Louisiana) ha avuto finora il via libera dall'autorità di regolazione americana (FERC). Il permesso consente il via alla costruzione di 4 treni di liquefazione (circa 20 mld mc), due dei quali sono previsti in funzione dal 2016. Altri progetti sono stati congelati dal governo, in attesa che analisi e dibattiti facciano luce sui possibili effetti di un aumento delle esportazioni di gas liquefatto sui prezzi interni. Sarà uno dei temi caratterizzanti la prossima campagna elettorale americana. Attualmente nel mondo esistono 24 impianti di liquefazione distribuiti in 18 Paesi per una capacità di liquefazione complessiva di circa 380 mld mc. Il 2011 ha visto consolidarsi la posizione del Qatar come principale Paese esportatore di GNL: con 95 mld mc ha coperto circa 31,2% della domanda globale e detiene il 28% della capacità di liquefazione. Seguono a distanza Indonesia (12%), Malesia (9%), Nigeria (8%), Australia (7%).

Capacità di liquefazione 2011

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

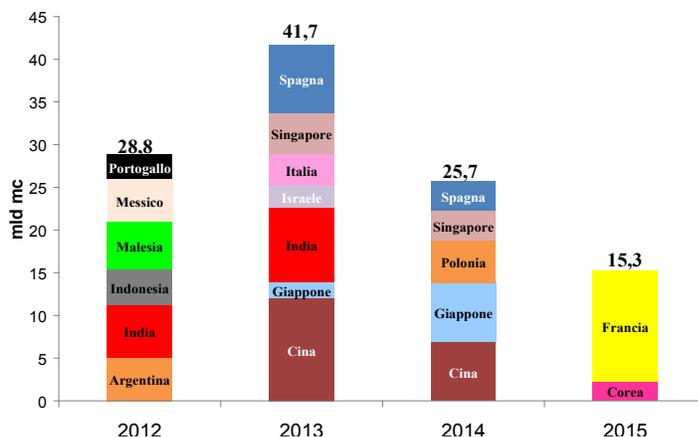
(continua)

Il Medio Oriente sfrutta la sua posizione baricentrica per servire sia Asia che Europa; le esportazioni del Bacino Atlantico⁸ sono dirette per il 54% in Europa e per il 20% nelle Americhe, mentre le produzioni asiatiche e australiane sono rivolte pressoché interamente al mercato asiatico. Lato domanda, si osserva come la capacità di rigassificazione sia notevolmente accresciuta negli ultimi anni: nel 2001, i terminali esistenti nel mondo erano 40, a fine 2011 sono 89 (di cui 10 offshore) per una capacità complessiva di 868 mld mc/a. I Paesi importatori sono passati, nello stesso periodo da 11 a 25. La capacità di rigassificazione mondiale risulta nettamente superiore a quella di liquefazione, per via del suo minor costo e delle flessibilità che permette in relazione ai picchi della domanda e alle variazioni congiunturali del mercato. Il tasso di utilizzo medio della capacità di rigassificazione a livello mondiale è stato del 37%, mentre Asia ed Europa hanno registrato un valore medio rispettivamente del 45% e del 46%. A seguito del forte calo delle importazioni, negli Stati Uniti la percentuale di utilizzo della capacità è scesa sotto il 5%.

oltre 100 mld mc.

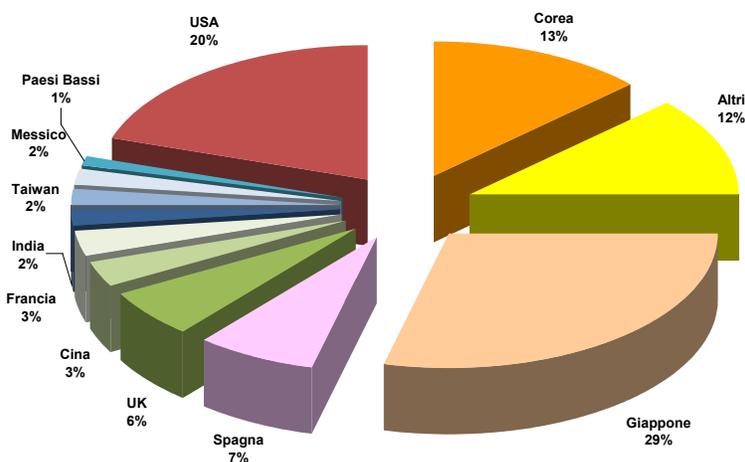
Capacità di rigassificazione in costruzione 2012-2015

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL, IGU e fonti varie



Capacità di rigassificazione 2011

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL



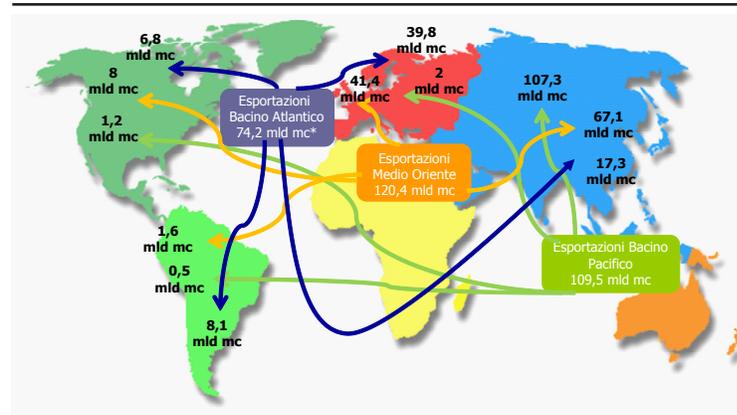
Oltre il 50% della suddetta capacità incrementale sarà localizzata in Asia, soprattutto Cina, India e Giappone, confermando il bacino asiatico come principale protagonista nel mercato. Solo la Cina sta costruendo infrastrutture per 19 mld mc, il che significa raddoppiare la capacità di ricezione nazionale. Una capacità aggiuntiva del 30% è prevista in Europa, grazie all'espansione del terminale portoghese di Sines e quello spagnolo di Bilbao e alla costruzione dei terminali di El Musel in Spagna, Swinoujscie in Polonia, Dunkerque in Francia e il terminale offshore OLT sulla costa di Livorno. Inoltre cinque nuovi paesi entreranno nel novero dei paesi importatori: Indonesia, Israele, Malesia, Polonia e Singapore. A fronte di ciò, secondo i dati delle più importanti associazioni⁹ di gas a livello mondiale, viene stimata nuova capacità di liquefazione in costruzione o con decisioni di

Nel 2011 il Giappone è stato il maggior importatore mondiale di GNL con il 32,4% della quota di mercato, seguito dalla Corea con il 15% circa. L'Europa ha importato 83 mld mc, pari al 27% del totale, con Regno Unito e Spagna e che detengono le percentuali maggiori, rispettivamente 7,7% e 7,3%. Negli ultimi due-tre anni il Regno Unito ha funzionato anche come transito per il GNL importato in Europa continentale.

Nei prossimi anni la capacità di rigassificazione mondiale è attesa in aumento, ad un tasso di crescita più elevato rispetto a quello relativo alla capacità di importazione tramite pipeline, con oltre venti impianti di rigassificazione al momento in costruzione, la maggior parte dei quali nuovi terminali, e i restanti estensioni di quelli già esistenti. Se tutti i progetti venissero effettivamente completati nei tempi preventivati, la capacità di rigassificazione mondiale al 2015 crescerebbe di

Flussi internazionali di GNL

Fonte: Elaborazione Rie su dati GIIGNL



Il commercio mondiale del GNL può contare su 164 flussi e oltre 403 rotte marittime

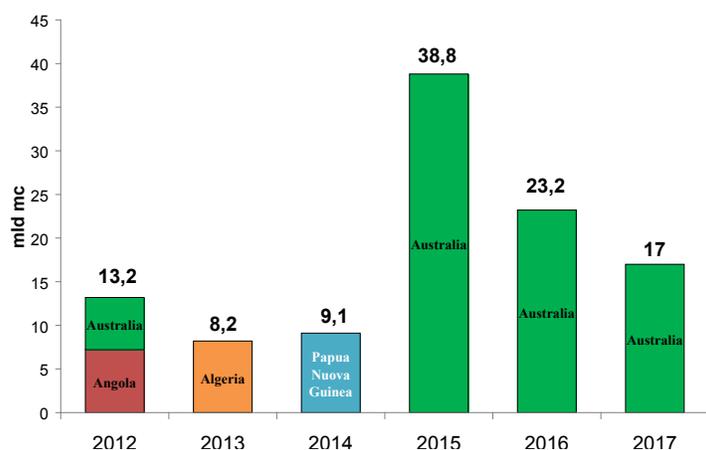
MERCATO INTERNAZIONALE DEL GNL

(continua)

investimento assunte, per circa 110 mld mc/a, di cui il 72% non entrerà in funzione prima del 2015.

Capacità di liquefazione in costruzione 2012-2017

Fonte: Elaborazioni Rie su dati GIIGNL, IGU e fonti varie



In Australia, si concentreranno circa i $\frac{3}{4}$ della capacità aggiuntiva, con produzione rivolta quasi interamente alla copertura della prevista crescente domanda asiatica; i massicci investimenti posti in essere per lo sfruttamento delle grandi risorse di gas, di cui significative quelle di coalmethane bed (CMB), determineranno l'immissione sul mercato di grandi volumi, la maggior parte dei quali destinati all'esportazione via metaniera. Stime prevedono che entro il 2017, l'Australia sia in grado di processare oltre 80 mld di mc, pari a oltre due volte la quantità di gas esportata in forma liquefatta nel 2011.

Le prospettive di ulteriore crescita per il principale attuale esportatore di GNL, il Qatar, sono invece molto basse. Il paese ha raggiunto nel 2011 una capacità di circa 105 mld mc, e non è previsto, almeno nel breve periodo, un aumento della capacità

di liquefazione, a causa della moratoria imposta allo sviluppo dei giacimenti di gas dell' "Area North Fields". Nonostante la crescita degli scambi interregionali favoriti dall'aumentata quota di GNL sulle forniture di gas mondiali e le crescenti opportunità di scambi spot o a breve termine, quello del gas non è ancora un mercato globale. I prezzi dei mercati regionali continuano ad essere influenzati oltre che dagli equilibri internazionali, da fattori specifici come la posizione e i costi di trasporto tra le regioni, i rapporti di domanda ed offerta continentali o di area, la struttura e l'origine dei contratti di importazione molti dei quali rimangono a lungo termine, con conseguenti differenze di prezzo nei tre continenti. Ciò non cambierà nel breve periodo. Tuttavia, è indubbio che le accresciute interrelazioni tra le aree siano in grado di determinare effetti di influenza dell'una sull'altra. Per esempio, il mercato UE, caratterizzato di per sé da una situazione di oversupply destinata probabilmente a protrarsi per alcuni anni, potrebbe essere soggetto all'influenza di tensioni nei rapporti domanda/offerta di GNL in altre aree di mercato. Fino ad alcune settimane fa la crescente domanda asiatica e il modesto sviluppo della capacità di liquefazione prevista fino al 2014 facevano attendere tensioni sul mercato internazionale del GNL, previsto corto almeno fino all'entrata in esercizio dei nuovi impianti di liquefazione australiani (2015), con prezzi asiatici molto elevati ad attrarre volumi di GNL "libero". Ciò con possibili effetti sui prezzi spot europei, peraltro difficili da prevedere e quantificare. Vedremo se le tendenze ad una riduzione della tensione sul settore del GNL con conseguente discesa dei prezzi asiatici dai livelli elevatissimi di maggio, si confermerà nei prossimi mesi o se le previsioni prima citate di un mercato relativamente corto fino al 2015 troveranno riscontri in nuovi rialzi.

Nel più lungo termine un'eventuale decisione statunitense, peraltro ancora molto incerta, di liquefare parte delle risorse interne di gas non convenzionale potrebbe determinare un maggior afflusso di volumi di GNL sul mercato internazionale condizionandone l'andamento dei prezzi e le dinamiche tra le aree regionali.

1. Fonti: elaborazioni su dati GIIGN-The LNG Industry 2011, BP, banca dati RIE.

2. Il costo di trasporto tramite metanodotto dipende da vari fattori, ma risulta proporzionale alla distanza. In generale e indicativamente il trasporto via pipeline risulta più economico per distanze inferiori a 2000-3000 km. Il rapporto si rovescia quando la distanza supera i 5.500-6000 km. Questi limiti definiscono un range entro il quale tutte e due le forme possono risultare competitive a seconda delle situazioni specifiche.

3. Sono considerati a breve termine i contratti inferiori a 4 anni.

4. Fonte GIIGNL, IGU.

5. La forte riduzione della domanda di GNL dagli Stati Uniti, conseguente al grande sviluppo della produzione nazionale di gas non convenzionale, ha fatto sì che significativi volumi di GNL, assegnati al mercato statunitense, siano stati devianti verso altri mercati, tra cui i terminali europei.

6. Fonte: elaborazioni su dati GIIGNL, IGU.

7. Le utilities giapponesi sembrano aver acquistato l'80-90% dei carichi necessari per far fronte alla domanda estiva già in aprile e maggio facendo presupporre in quel periodo una domanda ancora più in crescita nei mesi estivi.

8. Vengono compresi nel Bacino Atlantico: Algeria, Egitto, Guinea, Libia, Nigeria, Norvegia, Trinidad Tobago.

9. Sono stati presi a riferimento i dati contenuti nel rapporto The LNG Industry 2011 del GIIGNL e quelli del World LNG Report 2011 elaborati dall'IGU, International Gas Union.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A. n.03/2012** | “Possibili contributi del GME agli adempimenti previsti dagli articoli 4 ed 8 del Regolamento (UE) n. 1227/2011” | pubblicato il 24 luglio 2012 | Download www.mercatoelettrico.org/lt/HomePage/popup.aspx?id=120

Con l'entrata in vigore, in data 28 dicembre 2011, del Regolamento (UE) n. 1227/2011 del Parlamento europeo e del Consiglio concernente l'integrità e la trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso (nel seguito: REMIT), le istituzioni europee, come noto, hanno introdotto, in capo ai soggetti che svolgono attività di negoziazione sui mercati all'ingrosso dell'energia, specifici obblighi di trasparenza sulle informazioni privilegiate in loro possesso (c.d. inside information), nonché obblighi di reporting delle attività di negoziazione poste in essere, tanto con riferimento ai contratti conclusi sui mercati organizzati quanto con riferimento ai contratti negoziati Over The Counter (OTC).

Con il presente documento di consultazione, il GME, informata l'AEEG e alla luce dei recenti processi consultivi avviati in materia dall'ACER - aventi ad oggetto, tra l'altro, la proposta di pubblicazione delle informazioni privilegiate attraverso l'utilizzo di piattaforme centralizzate a livello nazionale e/o regionale - nell'intento di riscontrare l'interesse e raccogliere osservazioni presso i soggetti incisi dalle predette disposizioni regolamentari, ha pubblicato una proposta contenente le possibili modalità mediante le quali il Gestore medesimo potrà favorevolmente contribuire a supportare gli operatori a:

1. poter disporre in Italia di una piattaforma centralizzata, organizzata e gestita dal GME, nell'ambito della quale gli stessi possano adempiere agli obblighi di disclosure introdotti dall'articolo 4 della REMIT;
2. avvalersi dello stesso GME quale tramite per la trasmissione ad ACER dei dati inerenti le attività di negoziazione, di cui all'articolo 8 della REMIT.

I soggetti interessati sono invitati a formulare al GME le proprie osservazioni al documento di consultazione entro il 15 settembre 2012, termine di chiusura della consultazione in commento. Coloro i quali intendono salvaguardare la riservatezza, in tutto o in parte, della documentazione inviata, dovranno indicare al Gestore, quali parti della propria documentazione sono da ritenersi riservate.

■ **Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 5 luglio 2012** | “Modifica della Disciplina del mercato elettrico” | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.176 del 30 luglio 2012 – Supplemento Ordinario n.162 | Download www.gazzettaufficiale.biz/atti/2012/20120176/12A08195.htm

Con il D.M. in oggetto, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n.

176 del 30-7-2012 – S.O. n.162, il Ministro dello Sviluppo Economico ha approvato le modifiche urgenti al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico (nel seguito: Testo Integrato), aventi ad oggetto i termini e le modalità di fatturazione e pagamento validi per il mercato elettrico e per il mercato dei certificati verdi. Tali modifiche si sono rese necessarie per armonizzare il Testo Integrato alle adottate disposizioni in materia fiscale – da ultimo la Legge Comunitaria 2010.

Il Decreto de quo approva, inoltre, ulteriori modifiche urgenti apportate dal GME al Testo Integrato ed aventi ad oggetto:

- la riduzione del rating minimo degli istituti bancari fidejudenti con riferimento alle garanzie fideiussorie presentate dagli operatori per la partecipazione ai mercati;
- la facoltà per gli operatori che vantano posizioni aperte sul mercato elettrico a termine fisico (MTE) di anticipare la consegna di tali posizioni sulla Piattaforma dei conti energia a termine (PCE).

Le citate modifiche, approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'art. 3, comma 3.5, del Testo Integrato, sono entrate in vigore dalla data di pubblicazione sul sito istituzionale del GME, avvenuta, rispettivamente, in data 3 gennaio 2012 e 26 gennaio 2012.

■ **Deliberazione 19 luglio 2012 298/2012/R/ee** | “Determinazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in merito alle istanze per l'acconto del corrispettivo di reintegrazione, relativo agli impianti essenziali per l'anno 2011. Disposizioni sulle componenti del costo variabile riconosciuto per gli anni 2011 e 2012. Modificazioni e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità 111/06 e ARG/elt 110/11” | pubblicata il 23 luglio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/298-12.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG - nell'ambito della regolazione relativa alla gestione degli impianti essenziali per la sicurezza del sistema elettrico, disciplinata, sia con riferimento al regime ordinario che al regime di reintegrazione dei costi, rispettivamente, ai sensi degli articoli 64 e 65 della deliberazione dell'Autorità n.111/06 – detta disposizioni volte a:

- determinare gli importi dell'acconto del corrispettivo di reintegrazione dei costi, previsto dall'Art. 65.30 della citata deliberazione, in relazione ad alcuni degli impianti essenziali per l'anno 2011;
- modificare i valori delle componenti del costo variabile riconosciuto, rilevanti per gli anni 2011 e 2012;
- istituire in capo a Terna un controllo di conformità sul margine di contribuzione attinente alle unità essenziali in regime di reintegrazione dei costi;
- apportare modifiche alla disciplina sul numero massimo di assetti di funzionamento più significativi, per l'individuazione dei raggruppamenti di impianti essenziali da parte del Gestore

Novità normative di settore (continua)

di rete.

In particolare il Regolatore, allo scopo di supportare il Gestore di rete, nonché di fornire al medesimo, i dati necessari ad effettuare i controlli di conformità per la corretta determinazione del corrispettivo di reintegrazione dei costi e, conseguentemente, addivenire alla determinazione dell'acconto annuale previsto su tale corrispettivo (ex Art. 65.30 della delibera AEEG n.111/06), richiede al GME di fornire a TERNA specifici dati sulle partite economiche e sui volumi registrati sui mercati dell'energia, con riferimento a ciascuna unità essenziale in regime di reintegrazione dei costi. L'invio di tale flusso di dati dal mercato, risulta inoltre funzionale per TERNA al fine di disporre di un quadro informativo completo per le verifiche di conformità sul margine di contribuzione attinente alle unità essenziali sopra richiamato.

Ciò premesso, l'AEEG, con il deliberato in commento, modifica la Deliberazione n.111/06 aggiungendo, dopo il comma 65.31, i seguenti due commi:

65.32

Per ciascuna unità degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi, entro il 31 luglio dell'anno cui si riferisce il corrispettivo di cui al comma 63.13, il Gestore dei mercati energetici comunica a Terna, secondo le modalità dalla stessa definite, i seguenti dati, attinenti al primo semestre dell'anno medesimo:

- a) il programma post-MGP di immissione;
- b) il programma C.E.T. di immissione e la valorizzazione dello stesso, applicando per ciascuna ora l'appropriato prezzo zonale espresso dal mercato del giorno prima;
- c) il programma C.E.T. post-MGP di immissione;
- d) le quantità di energia elettrica venduta e acquistata sul mercato infragiornaliero;
- e) i ricavi e i costi, rispettivamente per vendite e acquisti, sul mercato del giorno prima e sul mercato infragiornaliero.

65.33

Per ciascuna unità degli impianti ammessi alla reintegrazione dei costi, entro il 28 febbraio dell'anno successivo a quello cui si riferisce il corrispettivo di cui al comma 63.13, il Gestore dei mercati energetici comunica a Terna, secondo le modalità dalla stessa definite, i dati indicati alle lettere da a) a d) del comma 65.32, attinenti all'intero anno di competenza del menzionato corrispettivo.

Da ultimo, con riferimento al processo di revisione dei valori delle componenti del costo variabile riconosciuto rilevanti per gli anni 2011 e 2012, l'AEEG completa anche il comma 64.21 della Deliberazione n.111/06, andando ad integrare le modalità di calcolo del valore standard utilizzato per la determinazione della componente di indennizzo di cui all'Art 64.11 lettera d), posta a copertura dell'onere di acquisto dei certificati verdi, qualora la relativa produzione di energia elettrica sia soggetta all'obbligo di cui all'art. 11 del decreto legislativo n. 79/99.

Tale modifica è volta ad aggiornare le modalità di calcolo,

utilizzate da TERNA, per determinare il c.d. costo variabile di riferimento riconosciuto alle unità termoelettriche non ammesse al regime di reintegrazione dei costi.

GAS

■ **Delibera 12 luglio 2012 289/2012/R/gas | “Disposizioni in materia di bilanciamento di merito economico del gas naturale in casi di emergenza per eccesso di gas in rete” | pubblicata il 13 luglio 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/289-12.htm>**

Con il provvedimento de quo, l'Autorità introduce modifiche urgenti alla disciplina del sistema di bilanciamento gas, volte a conseguire maggiore efficienza nella gestione del sistema in caso di attivazione, da parte di SNAM, delle procedure di riduzione delle immissioni per eccesso di gas nella rete: casistiche, quest'ultime, che potrebbero verificarsi con maggiore frequenza durante la fase estiva di iniezione di gas negli stoccaggi.

A tal fine il Regolatore ha introdotto, nei casi di emergenza per eccesso di gas, modifiche ai criteri di determinazione del prezzo di sbilanciamento e del prezzo di remunerazione delle offerte combinate nell'ambito della piattaforma per il bilanciamento gas gestita dal GME (PB-GAS).

In particolare l'AEEG ha disposto che, all'occorrenza delle condizioni di eccesso di gas in rete, il prezzo di sbilanciamento, diversamente da quanto avveniva in precedenza, è stabilito in applicazione della normale regola generale di determinazione del prezzo sulla PB-GAS. A tal fine, con il deliberato in oggetto, il Regolatore ha modificato le precedenti disposizioni contenute nella Delibera ARG/Gas 45/11 del 14 Aprile 2011, adeguando, all'uopo l'Art. 7 della medesima.

Facendo seguito a quanto disposto dall'AEEG con la delibera in oggetto, il GME, in data 23 luglio 2012, ha conseguentemente introdotto e pubblicato sul proprio sito internet, le modifiche urgenti al Regolamento della piattaforma per il Bilanciamento del Gas - aggiornando allo scopo anche la DTF PB-GAS n.7. Dette modifiche, ai sensi dell'art. 3.7 del citato Regolamento, hanno assunto immediata efficacia con la relativa pubblicazione e sono state tempestivamente trasmesse all'Autorità per la relativa approvazione.

A chiusura del processo regolatorio, da ultimo si segnala che con Deliberazione 26 luglio 2012, 320/2012/R/gas, recante “Approvazione di modifiche al regolamento della piattaforma per il bilanciamento di merito economico del gas naturale”, l'Autorità ha approvato la proposta di modifica del Regolamento della piattaforma PB-GAS, nella versione pubblicata dal GME in data 23 luglio 2012.

Gli appuntamenti

5- 7 settembre

ZeroEmission Rome

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing srl

www.zeroemissionrome.eu

9 – 12 settembre

Energy Challenge and environmental sustainability

Venezia, Italia

Organizzatore: AIEE

www.iaeeu2012.it

10-11 settembre

Energy Gas Supply and Infrastructure

Vienna, Austria

Organizzatore: Platts

www.platts.com

12-14 settembre

Short Course on Regulation Economics, Law and Governance

Roma, Italia

Organizzatore: Università La Sapienza

www.uniroma1.it

13-14 settembre

European Gas Market and Infrastructure Forum

Munich, Germania

Organizzatore: Zenith Energy Events

www.eugasforum.eu

18 settembre

Italian Biomass Summit 2012 - Opportunità, sfide e scenari di sviluppo per l'industria e il mercato delle Biomasse in Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

20-22 settembre

Klimaenergy 2012

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera di Bolzano

www.fierabolzano.it

24-27 settembre

Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 ore

www.formazione.ilsole24ore.com

26 - 27 settembre

4° Annual European Emissions Markets Conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: Platts

www.platts.com

27-28 settembre

Roadmap europee per il clima, l'energia e l'efficienza delle risorse

Brussels, Belgio

Organizzatore: Confindustria

www.confindustria.it

11 - 12 ottobre

CONFERENZA HEAT4U PROJECT. Pompe di calore ad assorbimento a metano e energie rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: Heat4u.eu

www.heat4u.eu

15-16 ottobre

11th Energy Investment and Regulation Conference

Izmiri, Turchia

Organizzatore ERRA

www.erranet.org

18 ottobre

Italian Smart Grids Forum 2012 - Ruolo, sfide e opportunità dell'Italia nella diffusione delle reti elettriche intelligenti: regolazione, finanziamenti, tecnologie e stato di avanzamento

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

18-19 ottobre

Green City Energy MED

Bari, Italia

Organizzatore CU

www.greencityenergy.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.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 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. - Ricerche per l'economia e la finanza 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.