

APPROFONDIMENTI

APPROVATA LA RIFORMA DEL CONGESTION MANAGEMENT SULLE RETI EUROPEE DEL GAS

Sergio Ascarì REF - E

La Commissione europea ha approvato le nuove regole volte a rimuovere le ultime barriere all'integrazione dei mercati nazionali. La strada scelta presenta qualche incertezza attuativa data la novità dell' "overcapacity & buy back" in molti sistemi, e lascia notevole discrezione alle autorità nazionali sui possibili rilasci di capacità a lungo termine. Intanto, si affaccia un nuovo importante tema: quello della trasparenza ed armonizzazione delle strutture tariffarie.

Prosegue il processo di attuazione del terzo Pacchetto energia, in vista del completamento del mercato interno del gas, previsto per il 2014. Il modello ideale definito dai regolatori (target Model) prevede un mercato del gas europeo costituito da una serie di aree prive di congestioni interne e con un unico prezzo. Ogni area dovrebbe avere dimensioni sufficienti e un'adeguata pluralità di fonti, in modo da assicurare liquidità, e dovrebbe essere interconnessa alle altre attraverso un sistema di aste per la capacità. Di regola, ogni area di mercato dovrebbe anche rappresentare una zona di bilanciamento. L'attuazione di tale modello passa in primo luogo per la stesura e l'approvazione dei Codici di rete europei, sulla base di Linee Guida definite dall'Agenzia per il Coordinamento dei Regolatori Europei (ACER) ed approvate dalla Commissione europea, che avranno ad oggetto: l'Allocazione della Capacità, il Bilanciamento, l'Armonizzazione delle Strutture tariffarie, l'Interoperabilità. Con riferimento all'attuazione del terzo Pacchetto, vi è un aspetto, quello della congestione contrattuale, al quale era stata riconosciuta la massima priorità fin dall'inizio, e per il

quale, in luogo del complesso iter che passa per l'adozione di Linee Guida e Codici di Rete, è stata scelta la strada di una modifica dell'Allegato I del Regolamento N. 2009/715/EC, previa consultazione ed approvazione da parte del competente Comitato di rappresentanti degli Stati Membri.

La riconosciuta urgenza del tema è legata all'esperienza vissuta nel passato decennio, quando la lentezza del processo di integrazione dei mercati era riconducibile in larga parte alla congestione contrattuale dei punti di interconnessione tra i sistemi di trasporto nazionali, che ostacolava di fatto l'accesso a fonti di approvvigionamento concorrenti.

Già nel secondo Pacchetto era prevista la teorica possibilità di riassegnare la capacità prenotata ma non utilizzata, almeno sotto forma interrompibile (use it or lose it), ma in pratica la capacità così resa disponibile si è rivelata largamente inadeguata per predisporre il transito di forniture effettivamente alternative, sia perché disponibile solo con breve preavviso, sia perché interrompibile.

Rimedi contro la congestione contrattuale: le proposte in consultazione

Poiché la congestione contrattuale si manifesta spesso sotto forma di correzione all'ultimo momento (rinomina) della capacità effettivamente richiesta, rispetto a quella prenotata, la Commissione nella consultazione che ha portato alla Decisione 2012/490/UE del 24 agosto aveva proposto tre principali misure correttive.

► continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

REPORT/SETTEMBRE 2012

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici Europa

pag 18

Mercati per l'ambiente

pag 22

APPROFONDIMENTI

Approvata la riforma del Congestion Management sulle reti europee del gas

Sergio Ascarì - REF-E, pagina 30

NOVITA' NORMATIVE

pagina 33

APPUNTAMENTI

pagina 35

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre si conferma la fase di bassa domanda elettrica, con i volumi di energia scambiati nel Mercato del Giorno Prima in flessione del 7,1% su base annua ed ai livelli più bassi mai registrati nel mese. Le vendite delle centrali elettriche nazionali sono diminuite dell'8,7%, ma non quelle da fonti rinnovabili che, nonostante la riduzione degli impianti idroelettrici, sono aumentate del 19,7%, trainate ancora dalla ragguardevole crescita degli impianti fotovoltaici (+129,1%) ed eolici (+61,4%). La liquidità del mercato, salita a 60,1%, ha guadagnato 2,5 punti percentuali su base annua, in

conseguenza della forte contrazione degli scambi over the counter (-12,4%). Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), dopo i rialzi di giugno, luglio ed agosto, è sceso a 76,77 €/MWh con una flessione di quasi 9 €/MWh rispetto al mese precedente e di 4,54 €/MWh (-5,6%) rispetto a settembre 2011. In ribasso anche i prezzi di tutti prodotti in negoziazione nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) dove Ottobre 2012 baseload ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 73,25 €/MWh (-5,5%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

A settembre il prezzo medio di acquisto (PUN), con una flessione di 4,54 €/MWh (-5,6%) rispetto allo stesso mese del 2011, si è portato a 76,77 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un calo sia nelle ore fuori picco (-2,07 €/MWh; -2,8%) in cui il prezzo si è portato a 72,53 €/MWh, che

nelle ore di picco (-7,66 €/MWh; -8,3%) con il prezzo sceso a 85,23 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto picco/baseload, è pertanto risalito a 1,11 dopo il minimo storico di agosto (1,02).

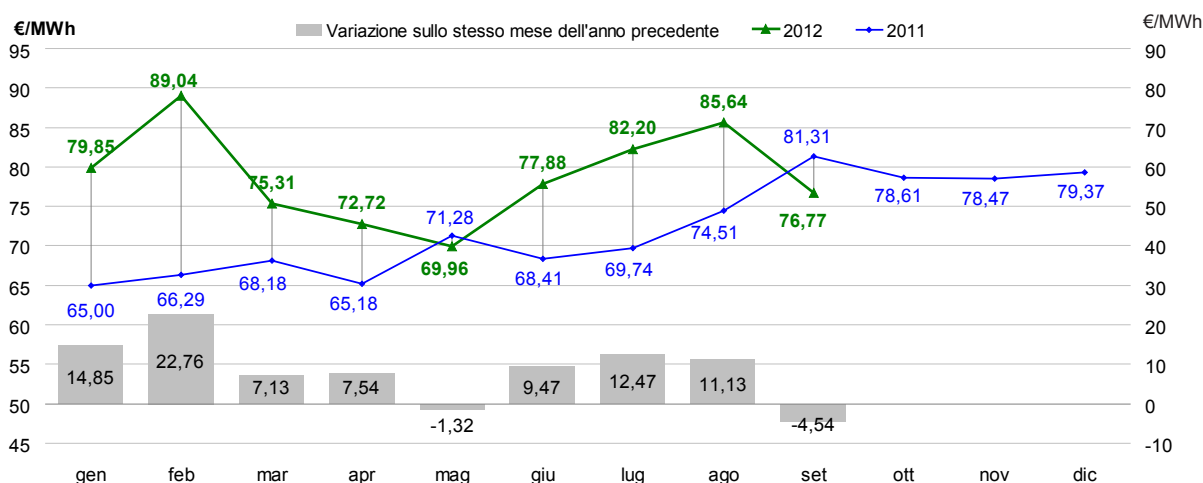
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	76,77	81,31	-4,54	-5,6%	20.270	-3,1%	33.753	-7,1%	60,1%	57,6%
<i>Picco</i>	85,23	92,89	-7,66	-8,3%	25.108	-1,4%	40.958	-4,7%	61,3%	59,3%
<i>Fuori picco</i>	72,53	74,60	-2,07	-2,8%	17.851	-2,4%	30.151	-7,1%	59,2%	56,3%
<i>Minimo orario</i>	30,54	40,01			11.073		22.998		47,6%	49,2%
<i>Massimo orario</i>	132,75	131,71			28.430		43.953		69,6%	65,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



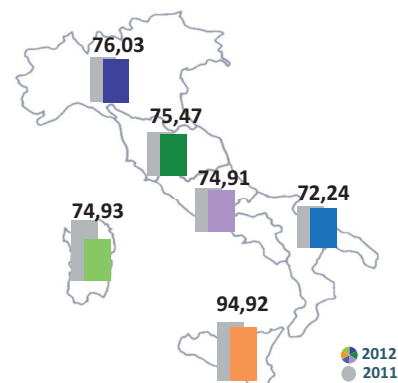
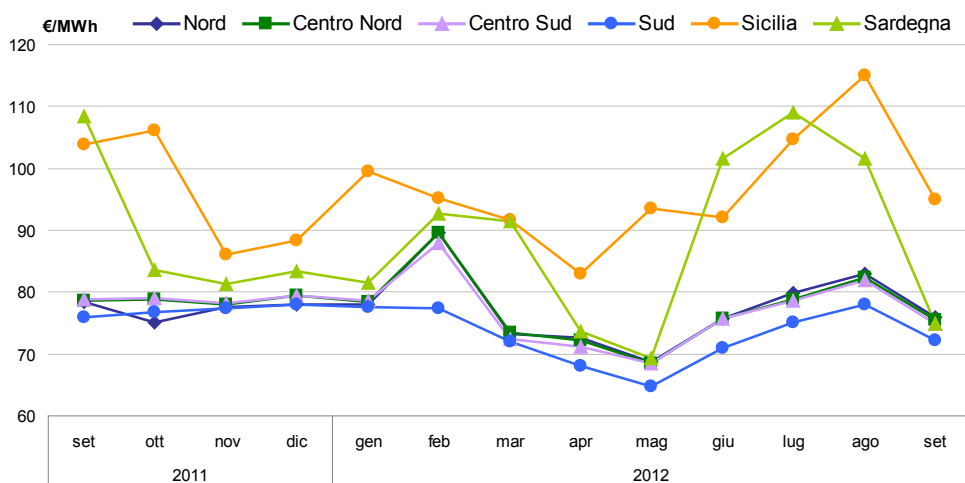
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno registrato in tutte le zone un diffuso calo sia rispetto ai precedenti mesi estivi che rispetto a settembre 2011. In evidenza la Sardegna, dove, la bassa domanda e la rimozione delle limitazioni sul transito con il continente, hanno determinato un crollo del prezzo da oltre 100 €/MWh a 74,93 €/

MWh. L'isola si è pertanto riallineata alle zone continentali dove i prezzi sono oscillati tra i 72,24 €/MWh del Sud ed i 76,03 €/MWh del Nord. Resta invece ancora alto, benché in riduzione, lo spread tra il prezzo di vendita della Sicilia, pari a 94,92 €/MWh, e quello delle altre zone (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 24,3 milioni di MWh, hanno segnato una diminuzione del 7,1% rispetto ad un anno fa riprendendo la lunga serie di ribassi tendenziali, interrotta solo con la debole ripresa del mese scorso. In calo sia l'energia scambiata nella borsa elettrica,

pari a 14,6 milioni di MWh (-3,1%), che l'energia scambiata over the counter e registrata sulla PCE, pari a 9,7 milioni di MWh (-12,4%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, in lieve calo su agosto, ha invece guadagnato 2,5 punti percentuali su base annua, attestandosi a 60,1% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.594.622	-3,1%	60,1%
Operatori	8.343.511	-13,4%	34,3%
GSE	4.106.527	+19,1%	16,9%
Zone estere	2.144.584	+8,3%	8,8%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.707.813	-12,4%	39,9%
Zone estere	1.129.300	-0,4%	4,6%
Zone nazionali	8.578.513	-13,8%	35,3%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	24.302.435	-7,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.091.542	+23,8%	
OFFERTA TOTALE	45.393.976	+5,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

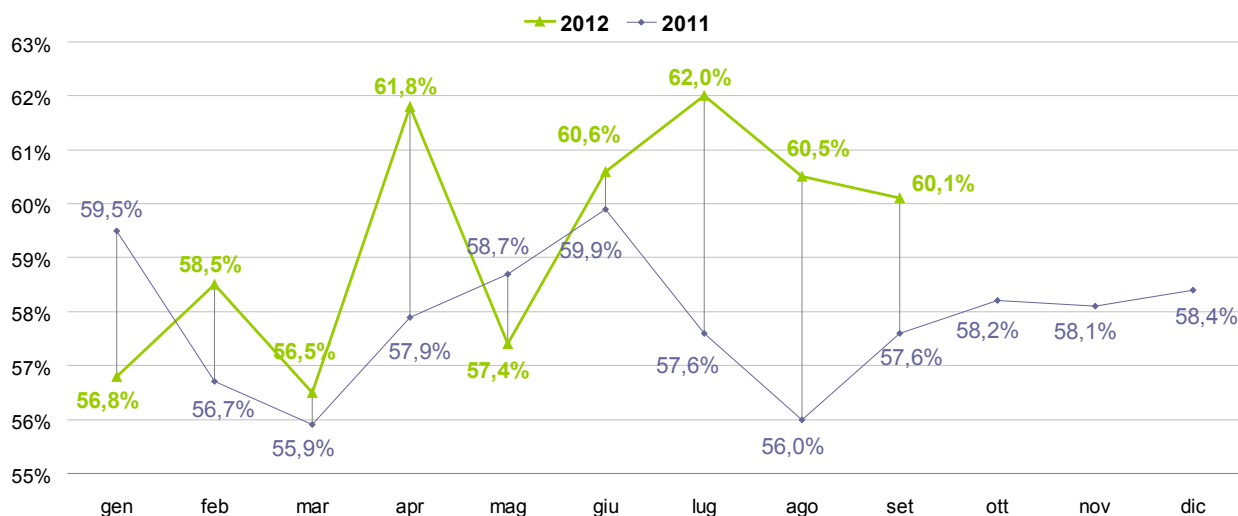
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.594.622	-3,1%	60,1%
Acquirente Unico	2.796.157	-16,2%	11,5%
Altri operatori	9.442.234	-5,5%	38,9%
Pompaggi	88.350	+28,1%	0,4%
Zone estere	100.211	+116,5%	0,4%
Saldo programmi PCE	2.167.670	+33,7%	8,9%
PCE (incluso MTE)	9.707.813	-12,4%	39,9%
Zone estere	35.900	-0,3%	0,1%
Zone nazionali AU	3.107.520	+9,2%	12,8%
Zone nazionali altri operatori	8.732.063	-11,1%	35,9%
Saldo programmi PCE	-2.167.670	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	24.302.435	-7,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.867.830	+14,5%	
DOMANDA TOTALE	27.170.264	-5,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 24,2 milioni di MWh, si sono ridotti del 7,3% rispetto ad un anno fa. A livello zonale, la contrazione, con l'eccezione del Sud (+5,1%), ha interessato tutte le zone e più marcatamente Sardegna (-24,7%) e Centro Nord (-13,2%). Molto contenuti, ma superiori rispetto allo scorso anno, gli acquisti sulle zone estere, pari a 136 mila MWh (+65,4%) (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica delle unità

di produzione nazionale, pari a 21,0 milioni di MWh, si sono ridotte dell'8,7% su base annua. La zona Nord ha registrato la contrazione più sensibile (-15,2%); in controtendenza il Centro Sud (+8,1%) grazie alle vendite degli impianti a carbone. Ancora piuttosto basse, ma in aumento tendenziale (+5,1%) le importazioni che, dopo il minimo storico di agosto, si sono attestate a 3,3 milioni di MWh (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite MWh			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	21.316.967	29.607	+3,6%	10.217.390	14.191	-15,2%	13.008.400	18.067	-7,4%
Centro Nord	3.119.598	4.333	-1,4%	1.710.953	2.376	+0,1%	2.493.477	3.463	-13,2%
Centro Sud	6.615.545	9.188	+12,8%	2.785.412	3.869	+8,1%	3.870.330	5.375	-6,4%
Sud	6.742.614	9.365	+2,1%	3.850.138	5.347	-6,5%	2.243.811	3.116	+5,1%
Sicilia	2.783.386	3.866	+19,1%	1.551.330	2.155	-3,5%	1.651.029	2.293	-1,7%
Sardegna	1.420.668	1.973	-5,0%	913.328	1.269	-6,5%	899.277	1.249	-24,7%
Totale nazionale	41.998.777	58.332	+4,9%	21.028.551	29.206	-8,7%	24.166.324	33.564	-7,3%
Estero	3.395.199	4.716	+8,1%	3.273.884	4.547	+5,1%	136.111	189	+65,4%
Sistema Italia	45.393.976	63.047	+5,1%	24.302.435	33.753	-7,1%	24.302.435	33.753	-7,1%

Le vendite da impianti a fonte rinnovabile, nonostante la riduzione degli impianti idroelettrici (-14,6%), a settembre sono aumentate del 19,7% su base annua, trainate dalla considerevole crescita degli impianti fotovoltaici (+129,1%) ed eolici (+61,4%). Tra le fonti tradizionali, da un lato tracollano le vendite da impianti a gas (-24,0%), dall'altro aumentano quelle da impianti a carbone (+6,7%) e dagli altri impianti (+7,2%) (Tabella 5). Pertanto, la quota delle

vendite da impianti a fonte rinnovabile sale al 28,2% (era del 21,5% a settembre 2011), a discapito delle fonti tradizionali che scendono al 70,7%. Tra queste ultime, la quota da impianti a gas perde ben 9,4 punti percentuali e scende al 46,9%, mentre sale la quota delle vendite da impianti a carbone (12,6%) e quella da altri impianti a fonte tradizionale (11,2%) (Grafico 4).

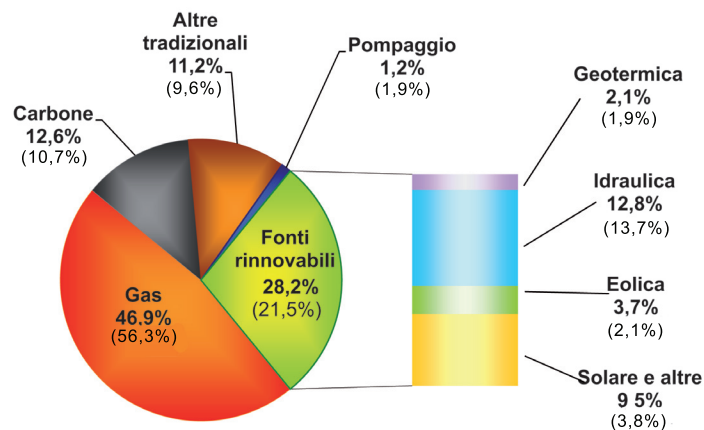
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per fonte: media oraria

Fonte: GME

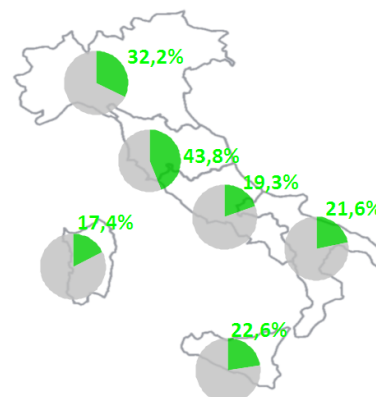
	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Fonti tradizionali	9.327	-20,8%	1.315	-11,0%	3.109	+2,6%	4.190	-17,1%	1.659	-15,8%	1.047	-13,0%	20.646	-15,8%
Gas	7.114	-25,6%	1.269	-9,6%	1.295	-25,2%	2.083	-31,3%	1.511	-16,2%	426	-12,2%	13.698	-24,0%
Carbone	1.384	+3,1%	17	-44,6%	1.539	+44,0%	181,67	-37,6%	-	-	548	-22,4%	3.669	+6,7%
Altre	828	-4,8%	29	-31,8%	275	+19,0%	1.925	+11,1%	148	-11,4%	74	+449,4%	3.280	+7,2%
Fonti rinnovabili	4.569	+1,3%	1.040	+16,0%	747	+60,5%	1.158	+75,3%	488	+111,5%	221	+110,6%	8.223	+19,7%
Idraulica	3.235	-15,7%	128	-10,1%	185	-0,5%	153	-7,2%	21	+6,8%	11	-48,5%	3.733	-14,6%
Geotermica	-	-	607	+1,2%	-	-	2	-3,3%	-	-	-	-	609	+1,2%
Eolica	15	+6,4%	5	+109,4%	194	+43,5%	456	+37,6%	293	+109,6%	130	+139,3%	1.092	+61,4%
Solare e altre	1.320	+100,5%	301	+96,7%	369	+154,7%	546	+237,8%	174	+144,3%	80	+174,7%	2.789	+129,1%
Pompaggio	295	-34,4%	21	-	12	-84,8%	-	-	8	-73,4%	0	-100,0%	337	-44,8%
Totale	14.191	-15,2%	2.376	+0,1%	3.869	+8,1%	5.347	-6,5%	2.155	-3,5%	1.269	-6,5%	29.206	-8,7%

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



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

Grafico 5: MGP, quota rinnovabili Fonte: GME



MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI) i prezzi d'acquisto hanno registrato, come in MGP, flessioni sia congiunturali che tendenziali su tutte le sessioni di mercato. Il prezzo medio di MI1, pari a 76,59 €/MWh, è stato di pochi centesimi inferiore al PUN, mentre quello di MI2, pari a 71,13 €/MWh, è risultato più basso del 7,3%. I prezzi su MI3 e MI4 (che, va ricordato, si riferiscono ad un numero limitato di ore del giorno: le ultime 12 il primo e le ultime 8 il secondo) sono stati pari rispettivamente a 74,11 €/MWh e 80,68 €/MWh, ma il confronto con MGP nelle stesse

ore rivela prezzi medi inferiori di quasi 8 punti percentuali (Tabella 6 e Grafico 6).

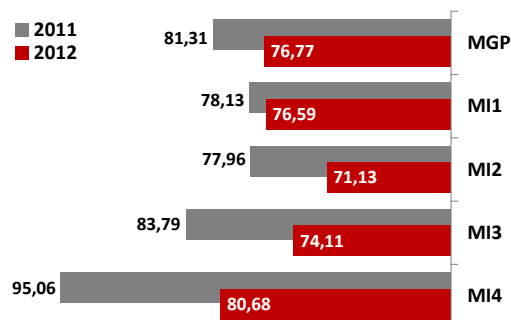
I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragiornaliero, a settembre, sono stati pari a 2,1 milioni di MWh, in crescita del 22,6% rispetto ad un anno fa. Di questi oltre il 60%, ovvero 1,3 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 14,0%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 533 mila MWh su MI2 (+23,7%); 163 mila MWh (+46,8%) su MI3; 126 mila MWh (+37,3%) su MI4 (Tabella 6 e Grafico 6).

(continua)

Tabella 6: MI, dati di sintesi

Fonte: GME

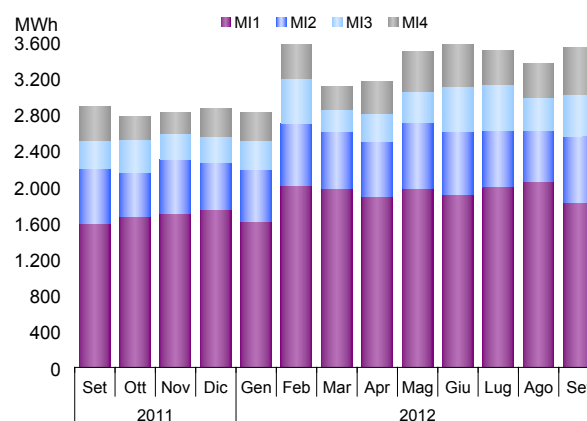
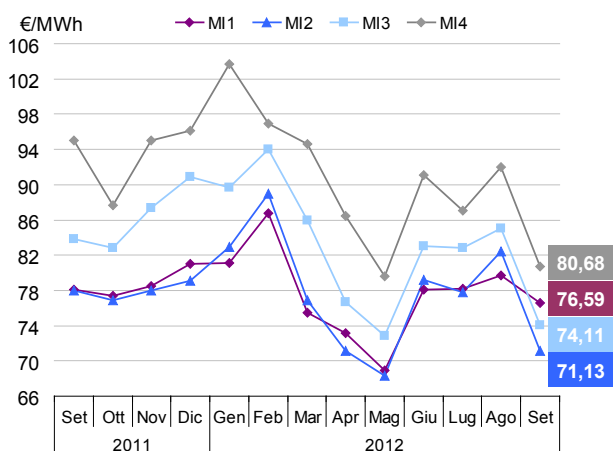
	Prezzo medio d'acquisto €/MWh			Volumi medi orari MWh		
	2012	2011	variazione	2012	2011	variazione
MGP (1-24 h)	76,77	81,31	-5,6%	33.753	36.319	-7,1%
MI1 (1-24 h)	76,59 (-0,2%)	78,13 (-3,9%)	-2,0%	1.818	1.594	+14,0%
MI2 (1-24 h)	71,13 (-7,3%)	77,96 (-4,1%)	-8,8%	740	598	+23,7%
MI3 (13-24 h)	74,11 (-7,9%)	83,79 (-4,3%)	-11,6%	453	309	+46,8%
MI4 (17-24 h)	80,68 (-7,9%)	95,06 (+6,3%)	-15,1%	525	383	+37,3%



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

Grafico 6: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



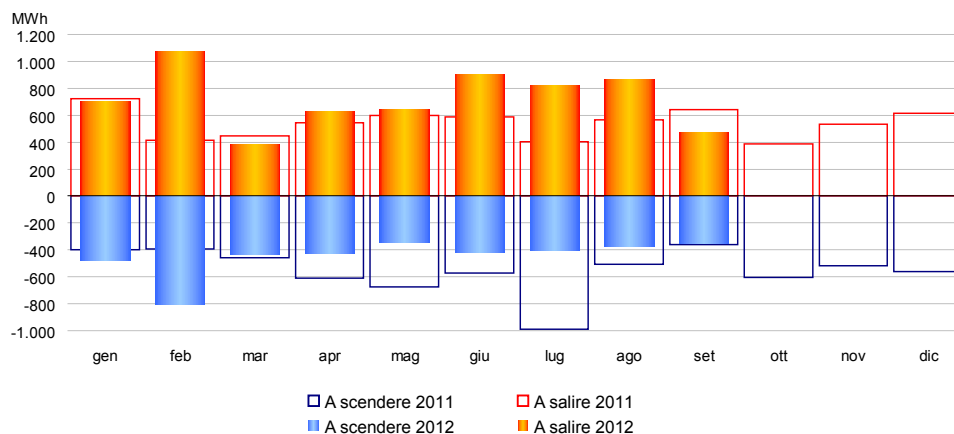
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a settembre, gli acquisti di Terna, dopo cinque rialzi tendenziali consecutivi, segnano una flessione del 26,4% attestandosi a

342 mila MWh. Alla settima flessione tendenziale consecutiva, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 255 mila MWh (-2,4%) (Grafico 7).

Grafico 7: 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 settembre, sono stati negoziati 1.286 contratti, pari a 2,9 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 50 contratti O.T.C., pari a 157 mila MWh. Come di consueto sono stati scambiati in prevalenza prodotti baseload (108 negoziazioni contro le 16 dei peakload) nelle tre diverse tipologie (mensile, trimestrale ed annuale). I prezzi di tutti i prodotti hanno segnato una generale flessione. Le posizioni aperte a fine mese

ammontavano a 15.311 MW, per un totale di 47,6 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 8).

Il prodotto *Ottobre 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 73,25 €/MWh (-5,5%) sul baseload e 79,95 €/MWh (-4,9%) sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.870 e 1.049 MW, per complessivi 3,2 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2012	73,25	-5,5%	10	90	-	90	3.870	2.883.150
Novembre 2012	75,00	-4,5%	17	195	-	195	4.060	2.923.200
Dicembre 2012	74,05	-4,7%	21	285	-	285	4.150	3.087.600
Gennaio 2013	73,10	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2012	74,08	-4,9%	23	145	-	145	3.865	8.537.785
I Trimestre 2013	73,10	-4,4%	13	110	-	110	290	626.110
II Trimestre 2013	67,00	-2,2%	1	5	-	5	12	26.208
III Trimestre 2013	71,60	-1,8%	7	90	-	90	190	419.520
IV Trimestre 2013	71,91	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	70,90	-3,4%	16	156	-	156	4.516	39.560.160
Totale			108	1.076	0	1.076	13.218	46.642.798

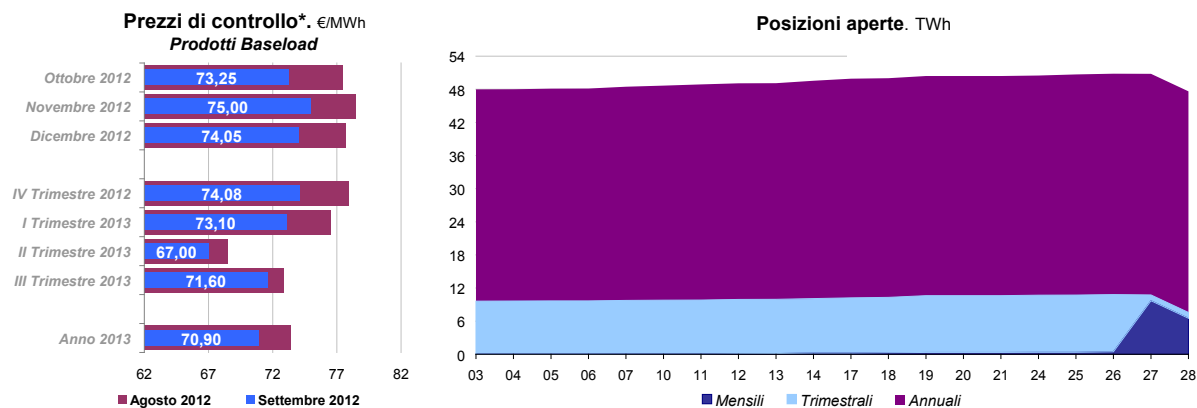
PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2012	79,95	-4,9%	2	100	-	100	1.049	289.524
Novembre 2012	83,94	-5,1%	-	-	-	-	969	255.816
Dicembre 2012	82,63	-5,4%	-	-	-	-	969	244.188
Gennaio 2013	81,72	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2012	82,94	-4,2%	1	5	-	5	969	767.448
I Trimestre 2013	83,75	-5,1%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	68,78	-2,9%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	72,26	-3,4%	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2013	79,43	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	76,03	-5,0%	13	105	50	155	155	485.460
Totale			16	210	50	260	2.093	985.464

* 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 8: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a settembre ed evoluzione 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 settembre 2012, pari a 28,0 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 11,2%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, dopo due ribassi tendenziali consecutivi, tornano a crescere attestandosi a 25,3 milioni di MWh (+2,9%), rialzo che ha interessato esclusivamente i contratti non standard (+17,2%). Prosegue, anche questo mese, la crescita delle transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE (+334,1%), attestatesi a 2,7 milioni di MWh, e pari quasi al 10% del totale registrato (contro il 2,5% di un anno fa).

Stabile, invece, a 15,4 milioni di MWh, la posizione netta dei conti energia, dopo le flessioni tendenziali registrate a luglio ed agosto.

In calo, infine, anche i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 9,7 milioni di MWh (-12,4%), che nei conti in prelievo, pari a 11,9 milioni di MWh (-6,5%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, confermando un andamento sinusoidale su un trend di fondo in costante crescita, ha aggiornato, per la terza volta nel 2012, il proprio record a 1,82 (era a 1,64 dodici mesi fa) (Grafico 9).

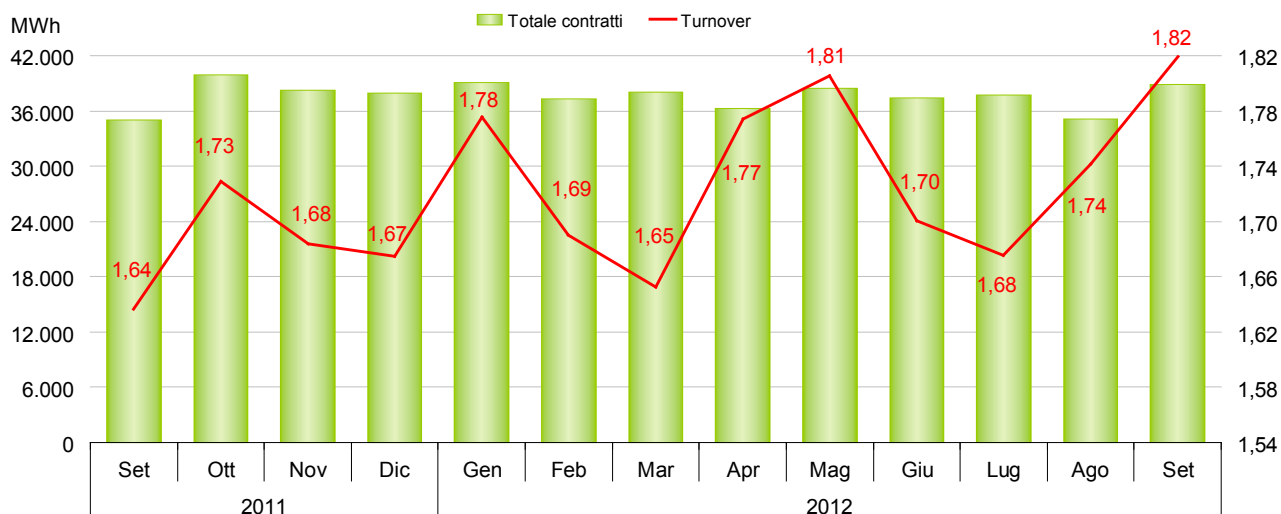
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	6.947.332	- 17,0%	24,8%	Richiesti	10.631.189	-6,5%	100,0%	11.880.923	-6,5%	100,0%
<i>Off Peak</i>	718.956	+1,4%	2,6%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.648.277	+12,5%	34,3%	-	-	-
<i>Peak</i>	673.068	- 35,8%	2,4%	Registrati	9.707.813	-12,4%	91,3%	11.875.483	-6,5%	100,0%
<i>Week-end</i>	2.400	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.727.713	-7,8%	25,7%	-	-	-
Totale Standard	8.341.756	- 17,6%	29,8%	Rifiutati	923.377	+217,6%	8,7%	5.440	100%	0,0%
Totale Non standard	16.913.150	+17,2%	60,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	920.564	+221,0%	8,7%	-	-	-
PCE bilaterali	25.254.905	+2,9%	90,2%	Saldo programmi	-	-	-	2.167.670	+33,7%	-
MTE	2.746.560	+334,1%	9,8%							
TOTALE PCE	28.001.465	+11,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.394.160	+0,0%	55,0%							

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

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di settembre il differenziale di prezzo tra la zona Nord di IPEX e la borsa BSP si attesta a 26,3 €/MWh, secondo valore massimo storico, riflettendo il ribasso del prezzo sloveno, sceso a 49,70 €/MWh (-26,7%), a fronte della modesta riduzione del riferimento italiano (76,03 €/MWh; -3,0%). Tale andamento si conferma anche su base oraria: il prezzo italiano è risultato superiore a quello sloveno nel 95% delle ore e uguale nel

restante 5%.

In tale contesto di prezzi, il market coupling ha allocato 423 MW di capacità, pari al 95% della capacità transfrontaliera, determinando in tutte le ore un flusso verso l'Italia. D'altra parte, l'allocazione della capacità tramite asta esplicita si conferma residuale (20 MW).

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	76,03	-8,5%	-3,0%	49,70	-19,5%	-26,7%	95%	5%	0%	423
Picco	85,41	+0,5%	-4,3%	61,96	-20,2%	-24,9%	32%	2%	0%	433
Fuori Picco	72,15	-13,2%	+0,7%	45,00	-19,6%	-23,9%	33%	1%	0%	421
Festivo	70,53	-12,4%	-3,1%	42,13	-14,8%	-29,3%	31%	3%	0%	415

* i prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Gráfico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

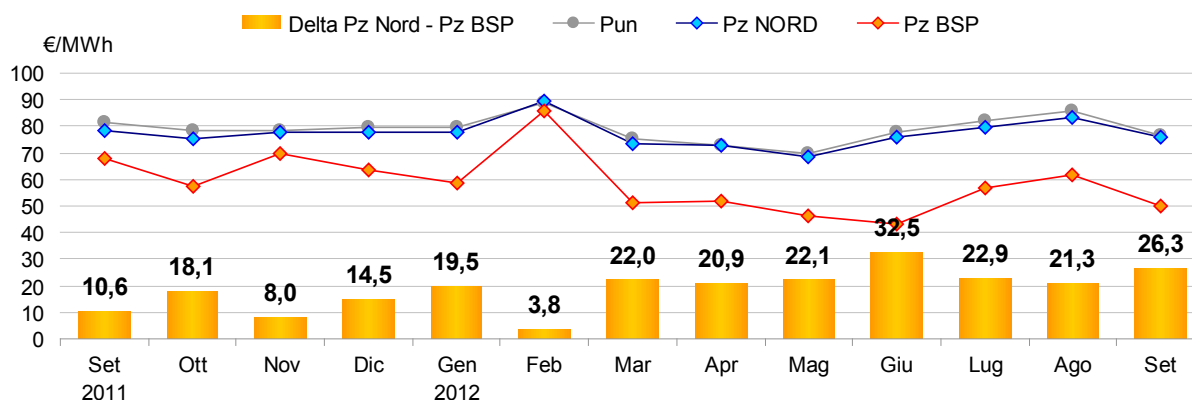
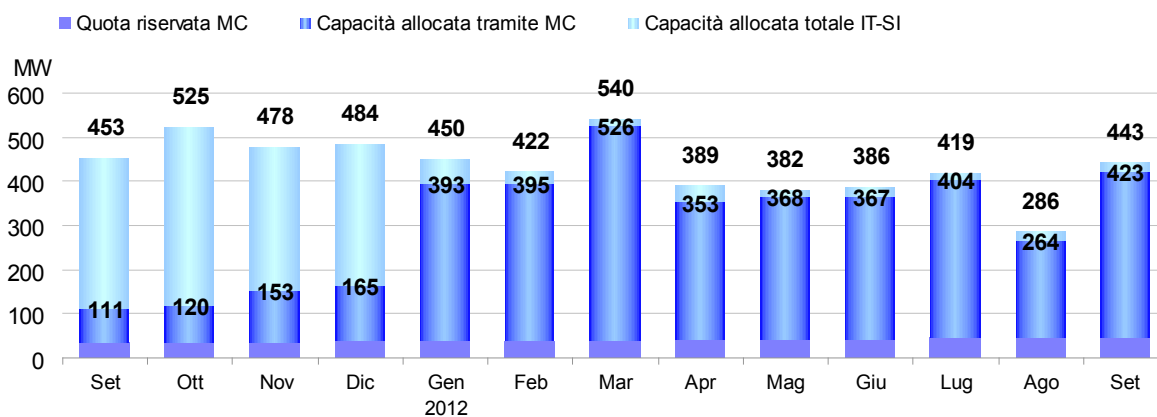


Gráfico 2: Capacità di import dalla Slovenia

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	423	20	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Export	0	0	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	423	20	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

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

Fonte: GME

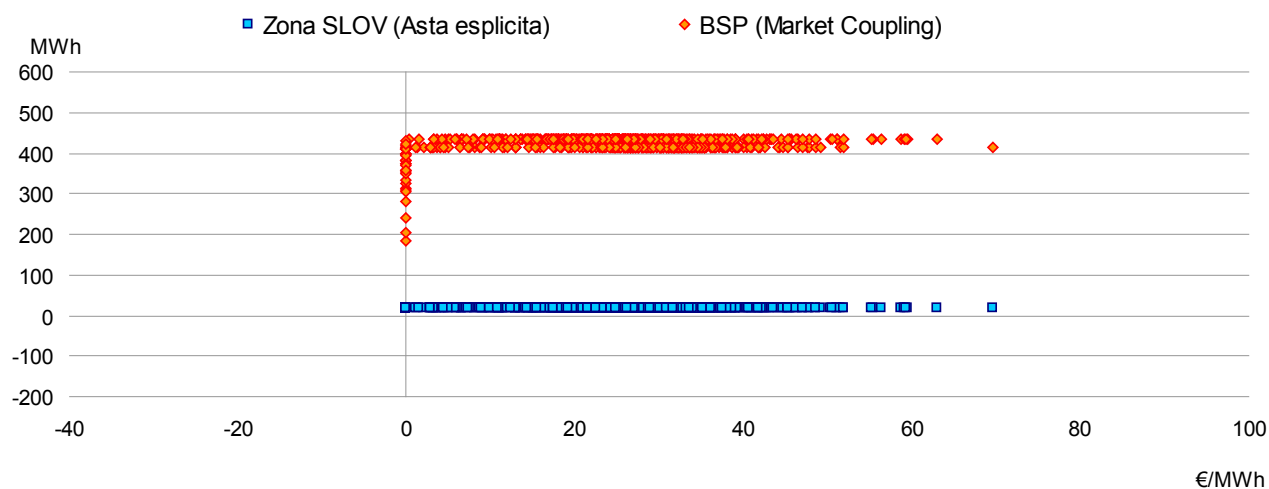
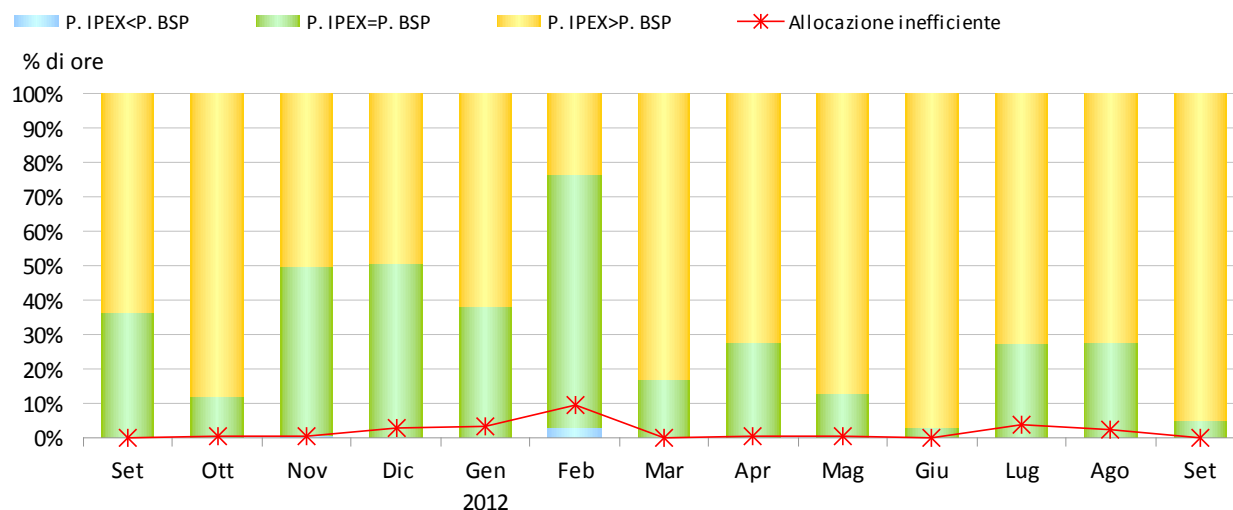


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ I consumi di settembre, in fisiologico aumento rispetto ad agosto, segnano il maggior ribasso tendenziale (-12%) da cinque mesi a questa parte, trainato dalla contrazione del settore termoelettrico. Il conseguente riempimento degli stoccaggi, ormai oltre la soglia del 90%, rallenta il flusso di

iniezione rispetto ai mesi precedenti. Le principali quotazioni dei mercati spot italiani indicano prezzi medi stabili (27,57 €/MWh su PB-Gas e 27,32 €/MWh al PSV), che portano il differenziale rispetto alle quotazioni degli altri hub europei ai minimi storici (minore di 1 €/MWh).

La domanda aggregata (4.456 mcm) risulta in fisiologico aumento rispetto ad agosto (+11%) ma in netto calo rispetto al mese di settembre dell'anno precedente (-12%), confermando così il calo tendenziale mediamente già registrato nei primi 8 mesi dell'anno. Riflettendo le tipiche dinamiche stagionali, i principali prelievi continuano a risultare quelli del settore termoelettrico (2.122 mcm che rappresentano il 48% del totale

prelevato), stabili rispetto ad agosto ma in netta flessione (-19%) su base tendenziale, confermando l'andamento in essere da inizio anno e la condizione del settore termoelettrico, compresso tra bassi consumi e aumento della produzione rinnovabile. La domanda civile risulta in linea con i livelli stagionali registrando il tipico aumento rispetto ad agosto (+36%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.456	-12%
Impianti di Distribuzione	1.039	-1%
Consumi Termoelettrici	2.122	-19%
Consumi Industriali	1.099	-4%
Rete terzi e consumi di sistema	195	-7%
Offerta	4.456	-12%
Import	4.711	-13%
Produzione Nazionale	701	+4%
Sistemi di stoccaggio	-957	-8%

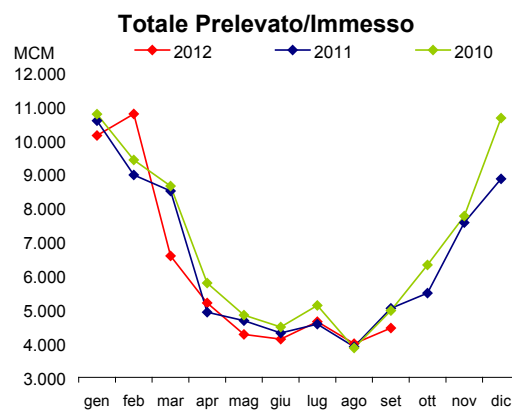
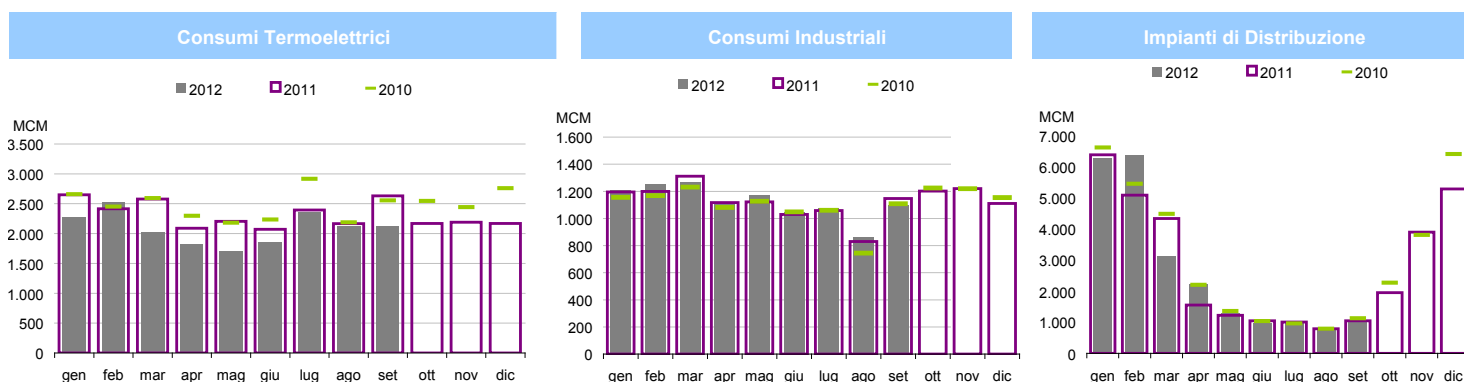


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



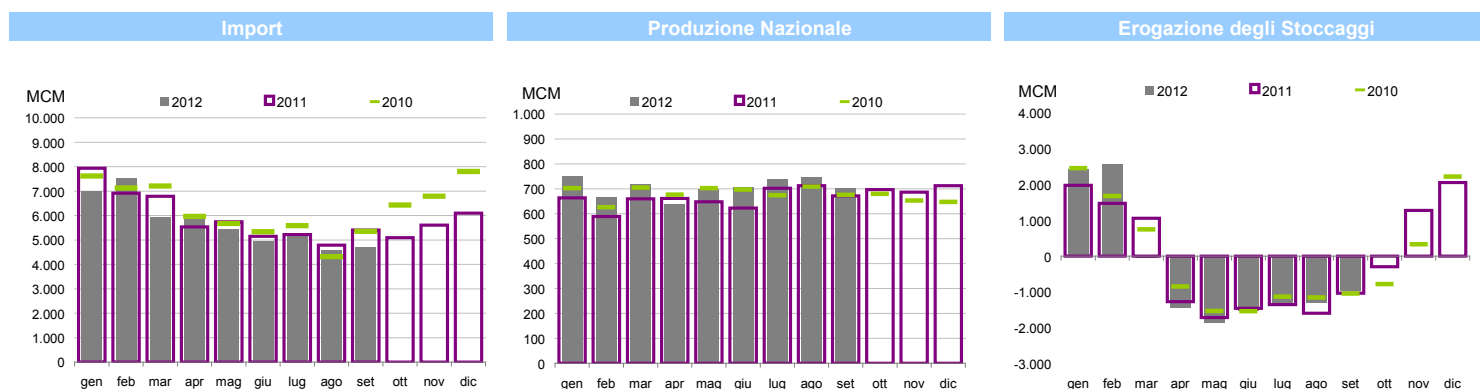
(continua)

La variazione è interamente assorbita dalle importazioni, in leggero aumento rispetto al mese precedente (+3%) e in netto calo su base tendenziale (-13%), in particolare con riferimento ai flussi algerini (-41%) e nord europei (-43%). La produzione nazionale risulta invece in leggero calo rispetto ad agosto (-4%)

sebbene in aumento su base tendenziale (+4%). Più intensa del solito la riduzione congiunturale delle iniezioni a stoccaggio (-27%), peraltro anche in calo tendenziale (-8%), con uno stock complessivo che raggiunge i 9,9 miliardi di metri cubi, pari al 92% della capacità massima disponibile.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

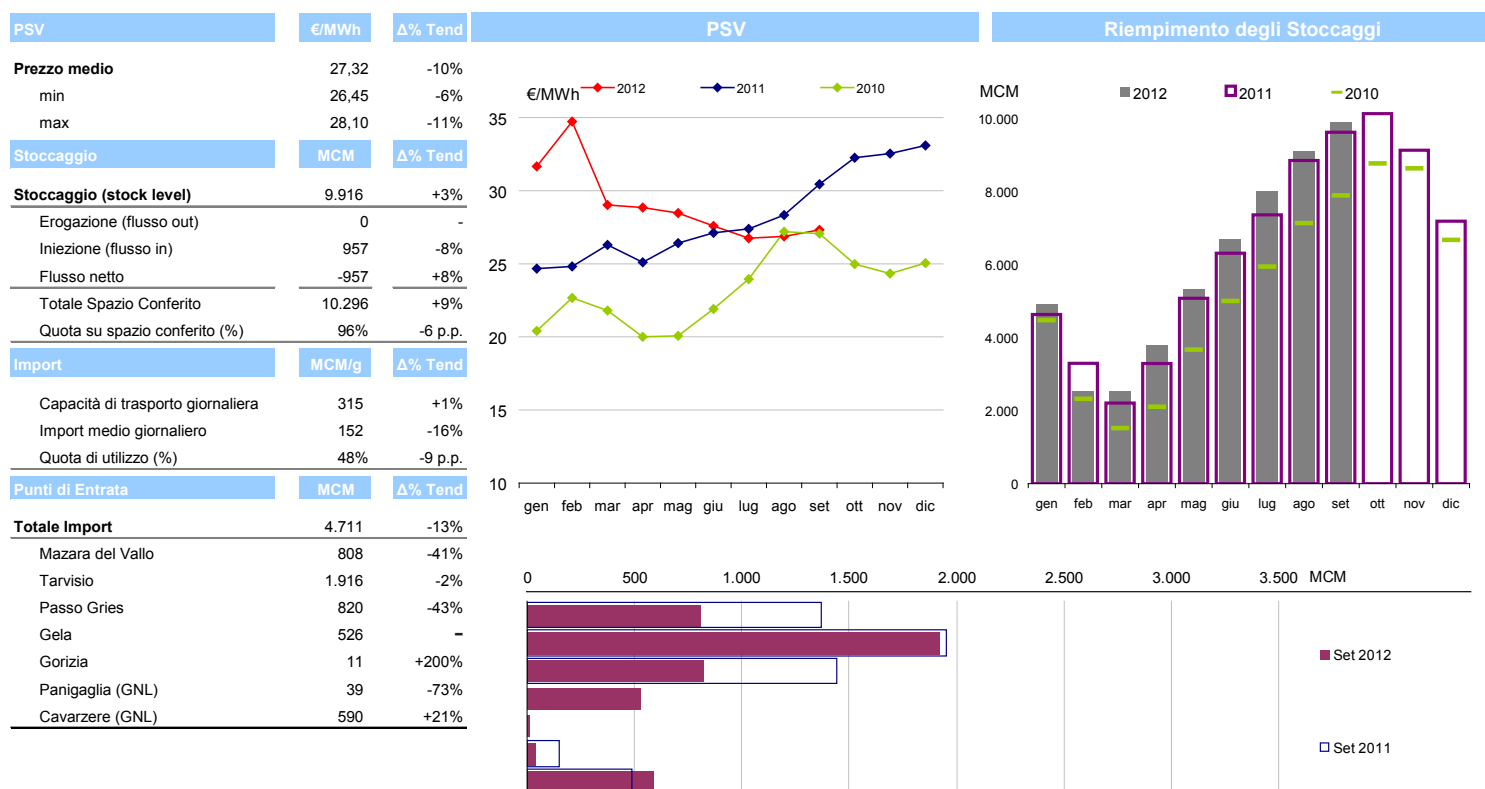


La quotazione mensile del PSV, dopo l'interruzione ad agosto del trend al ribasso in atto da inizio anno, a settembre si attesta a 27,32 €/MWh, risultando in leggero aumento congiunturale (+1,6%) e in mercato calo tendenziale del 10%. La quotazione

relativamente bassa, a fronte di una ripresa più intensa delle quotazioni sulle altre piazze europee, porta l'ordinario disallineamento con queste ultime ai minimi storici, registrando un valore medio di poco superiore ad 1 €/MWh.

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

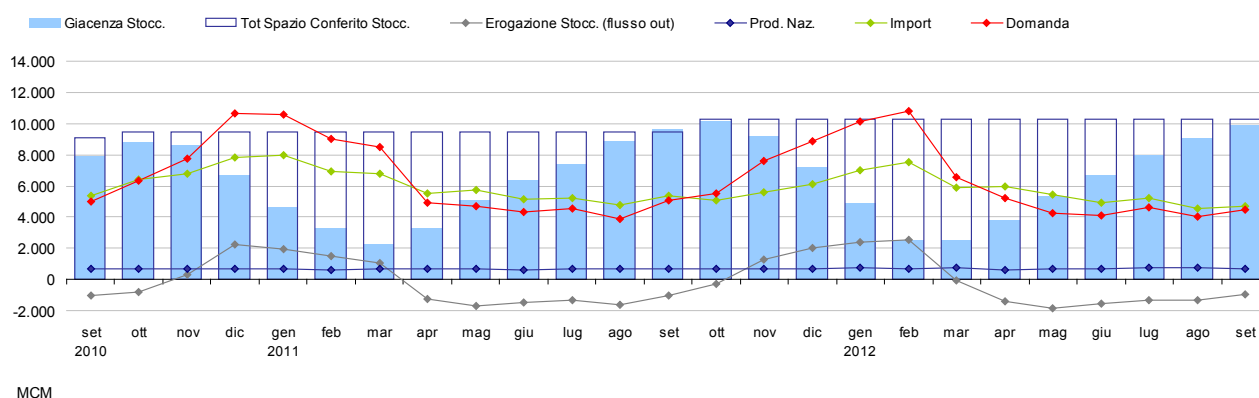
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME esprimono prezzi allineati tra di loro e tendenzialmente coerenti con le quotazioni al PSV (27,32 €/MWh). Sul mercato di bilanciamento sono stati scambiati 266 mcm ad un prezzo medio di 27,57 €/MWh, che risulta stabile rispetto ad agosto (+0,4%). I 6 abbinamenti occorsi sull'MGP in contrattazione continua, per un totale di 2 mcm, registrano prezzi (28,00 €/MWh) in

linea con gli altri mercati, così come l'unico abbinamento avvenuto sull'MI-Gas (27,90 €/MWh). Sul comparto aliquote della P-Gas sono stati scambiati ad inizio mese un totale di 36 mcm ad un prezzo medio per novembre di 30,05 €/MWh, in aumento rispetto a quello indicato per ottobre pari a 27,43 €/MWh.

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	28,00	6	4,8%	0,8%	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	27,90	1	1,8%	0,0%	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	27,43	30,05	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10 (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	27,57	30	0,4%	2,6%	-	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	27,32	-	1,6%	1,7%	-	-	-	-

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

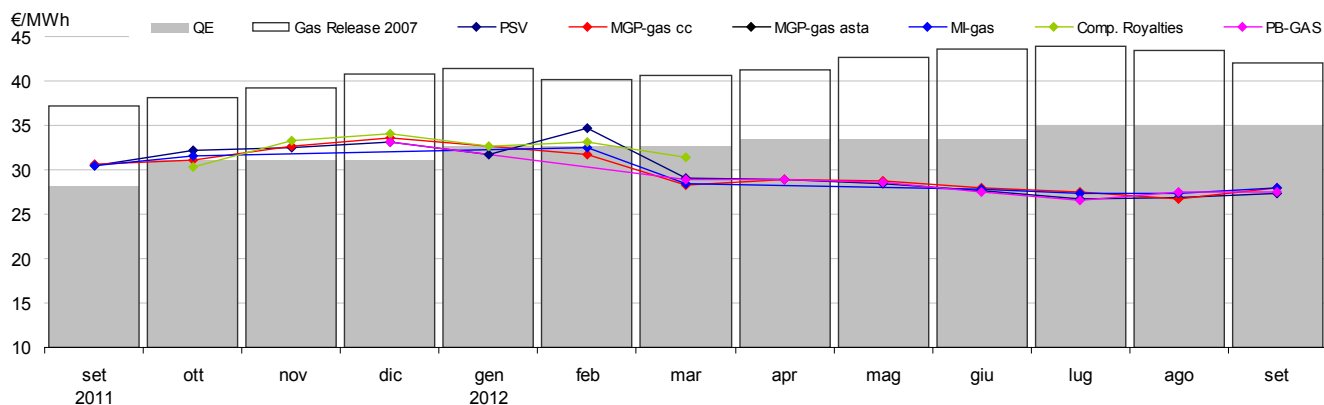


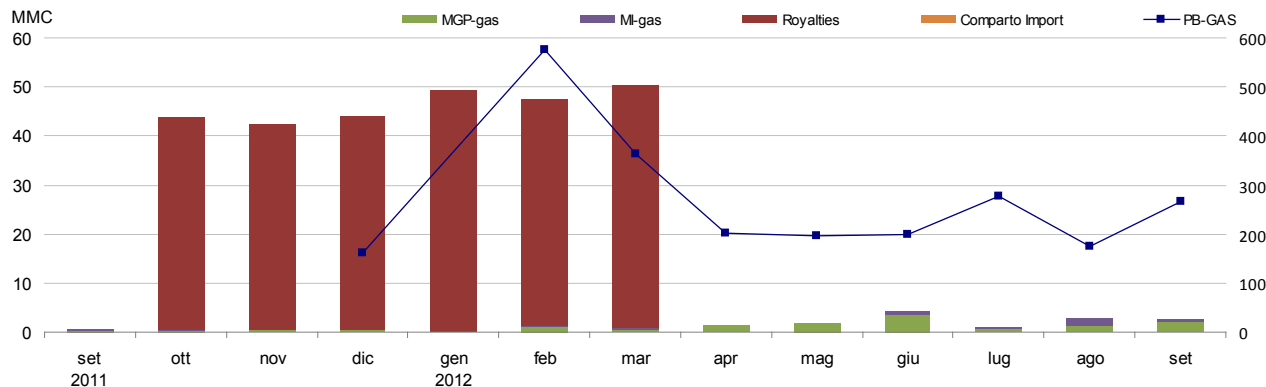
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Winter	Annuale	Totale	Operatori con abbonamenti		Contratti abbonati
								lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	2,2	57,1%	-	-	-	2,2	1	1	6
MI-gas	MCM	0,3	-76,9%	-	-	-	0,3	1	1	1
Comp. Royalties	MCM	-	-	36	-	-	-	-	-	-
Comp. Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	266	58,2%	-	-	-	266	16	36	-

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 2,81 TWh, di cui 2,69 TWh (96%) richiesti da Snam per il bilanciamento del sistema e 0,117 TWh (4%) scambiati tra gli operatori. Lo sbilanciamento complessivo di sistema (SCS) questo mese è risultato mediamente pari al 6% della domanda aggregata, stabile rispetto al mese scorso, diviso in 5 giorni in cui il sistema è risultato corto e 25 giorni in cui è risultato lungo.

Durante il mese, il prezzo del mercato di bilanciamento ha seguito un trend leggermente calante, registrando un prezzo medio di 27,57 €/MWh, in linea con quello della quotazione PSV, che registra un prezzo medio di 27,32 €/MWh. Diminuisce la volatilità dei prezzi (2,6%), anche grazie al minor numero di passaggi di lato di offerta di Snam, che nei mesi precedenti avevano spinto gli operatori a cambiare spesso comportamento di offerta contribuendo ad una maggiore volatilità del prezzo. Si nota in particolare che i volumi scambiati tra operatori, cioè senza Snam come controparte, si sono concentrati nei giorni in cui Snam bilanciava per volumi sotto la media e vi era incertezza sia del segno che dell'entità dello sbilanciamento nel giorno prima.

Così come era stato nei mesi precedenti, anche a settembre si registrano sostanziali differenze di prezzo tra giorni feriali e festivi, in particolare si nota che tra domenica e lunedì, il prezzo registra una variazione media di 46 c€/MWh contro una variazione media di 19 c€/MWh tra giorni feriali.

Risulta stabile il numero di operatori che ha concluso scambi sulla piattaforma rispetto ad agosto, con 40 operatori su 61 soggetti all'obbligo di offerta. Migliora l'indice di concentrazione di mercato rispetto al mese scorso (HHI¹ 2.591), sebbene la differenza nella concentrazione tra i giorni in cui SNAM vende (2.008) e acquista (5.504) cresca, anche per effetto della marginalità dei secondi. Ugualmente aumenta la differenza del CR3² per le quote in vendita (86%) ed in acquisto (66%). L'indice di marginalità (IOMq³) torna nella media dei valori registrati dalla partenza del mercato (41%). Gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un numero stabile di operatori al margine e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

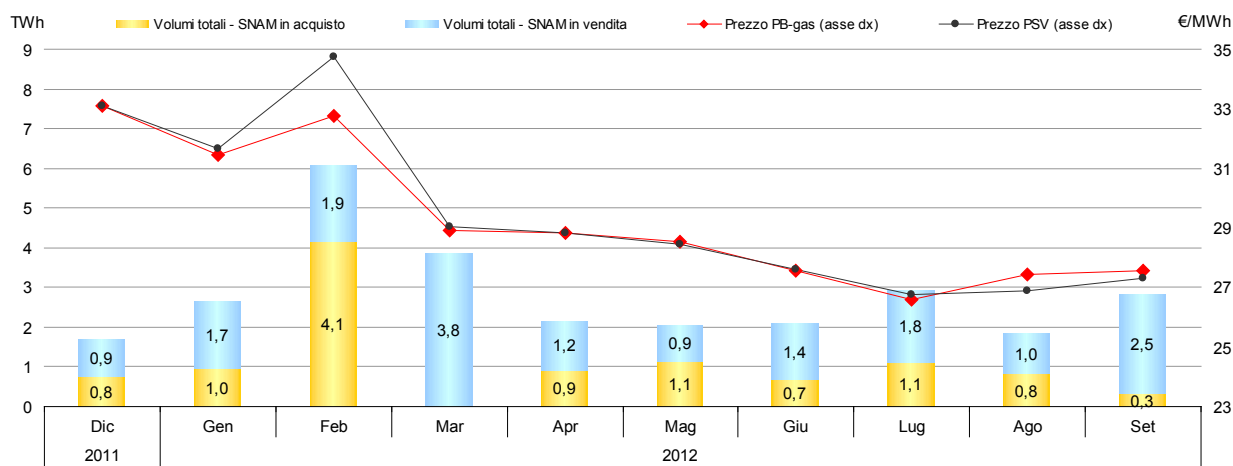
Tabella 1: Esiti del mercato

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	5	13	28,45	3,2%	0,79	0,4%	2,8%	65.104	2%
Vendita	25	18	27,39	0,1%	0,19	2,4%	6,8%	99.511	77%
Totale	30	31	27,57	0,4%	0,25	2,6%	5,5%	93.776	58%

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

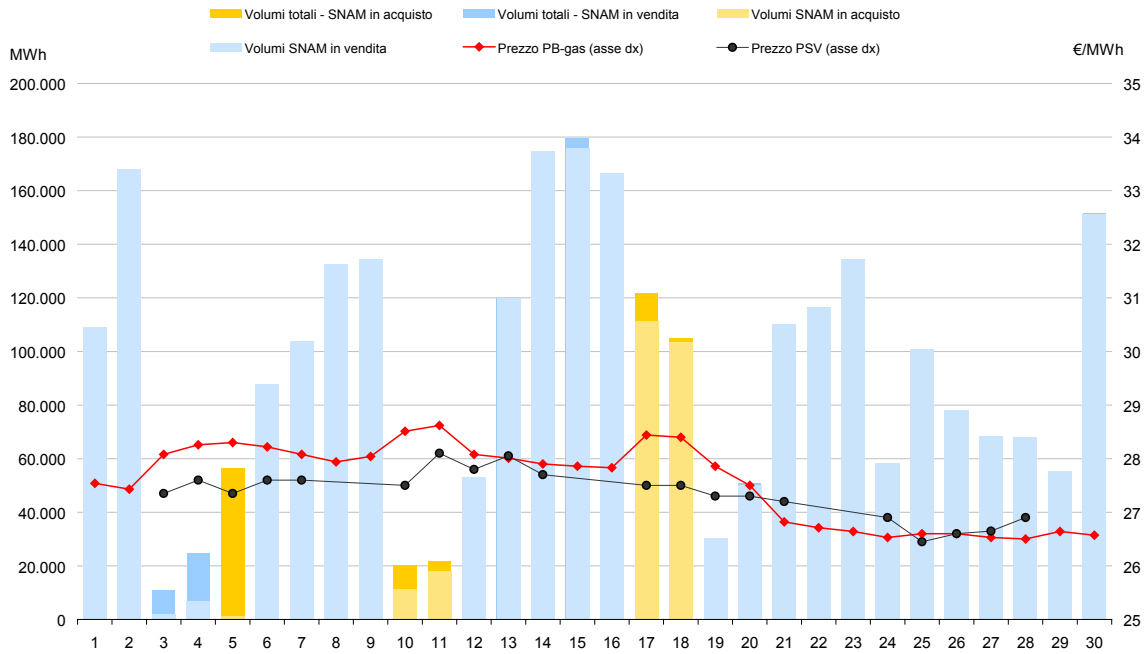


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

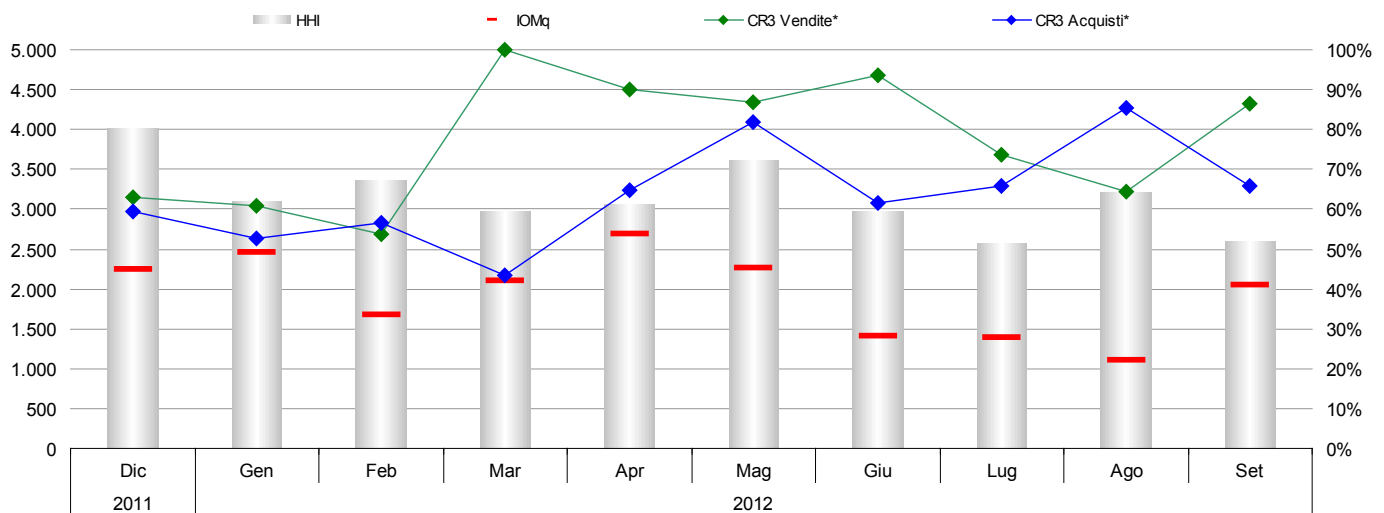
SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
							M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	26	32	5.504	1.984	47%	35%	5	13	18	17	-0,4%	-0,1%	0,1%	0,1%
Vendita	37	40	2.008	4.116	51%	26%	25	18	25	34	0,1%	0,0%	-0,1%	-1,5%
Totale	40	43	2.591	3.222	41%	22%	30	31	24	27	0,0%	0,0%	0,0%	-0,9%

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

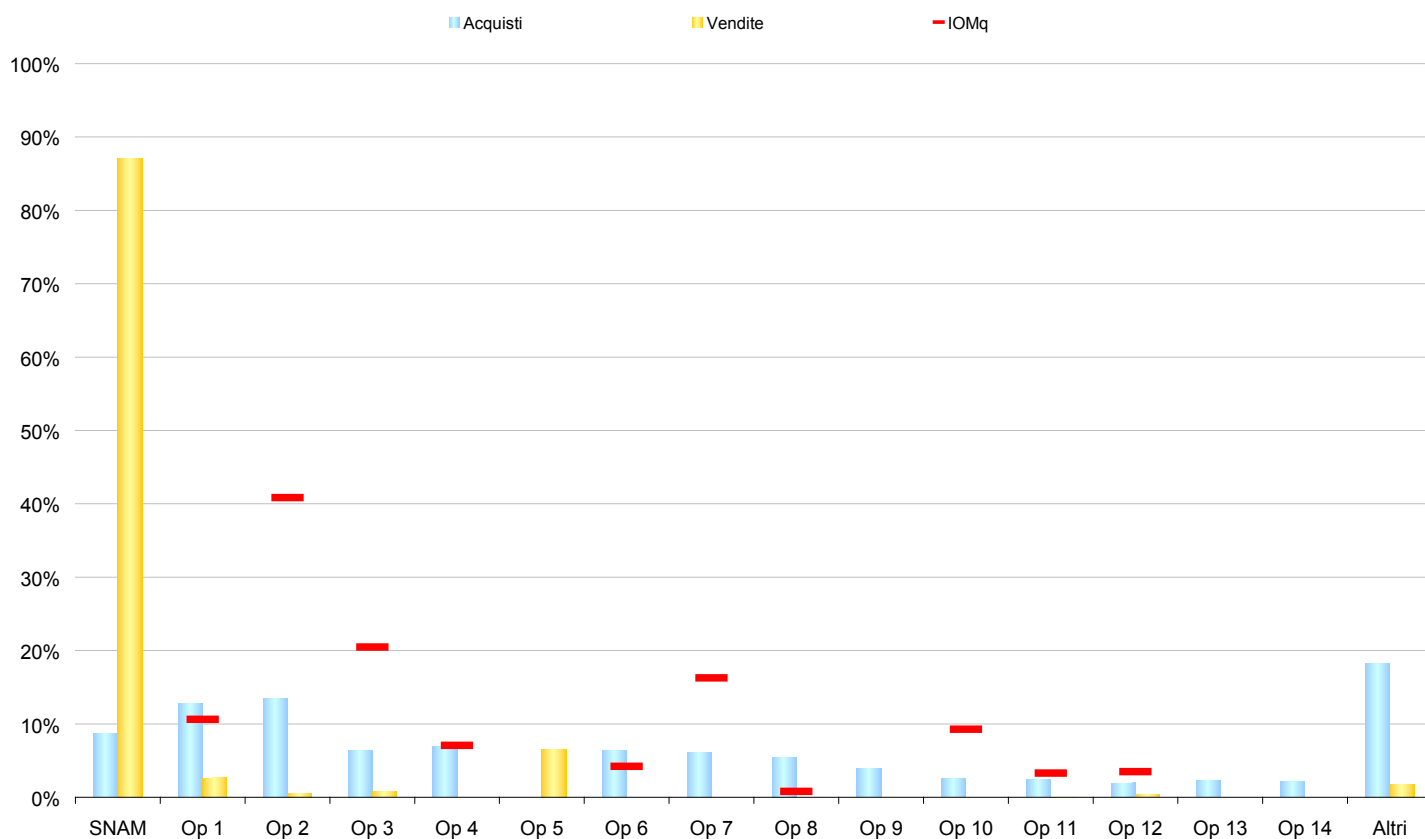
Fonte: dati GME



* 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

■ Il mese di settembre registra prezzi stabili sul Brent, a fronte di incrementi sia congiunturali che tendenziali osservati sui mercati dei derivati petroliferi e, soprattutto, del gas. Su questi ultimi si segnala in particolare il graduale allineamento delle quotazioni del PSV, storicamente più elevate, agli hub centro-europei. In controtendenza, invece, le quotazioni del carbone che,

dopo una fase di sostanziale stabilità, tornano a diminuire, alimentando il trend ribassista in atto da ottobre 2011. Sulle borse elettriche, tutte in significativo calo rispetto al 2011, variazioni congiunturali di rilievo si evidenziano esclusivamente sul mercato italiano, dove i prezzi si riportano sui livelli minimi degli ultimi quattro mesi.

A settembre il prezzo del petrolio europeo di riferimento si mantiene intorno ai 113 \$/bbl, rallentando la dinamica rialzista registrata nel corso dei due mesi precedenti e uguagliando il livello toccato nel 2011. Sui mercati internazionali la medesima tendenza si osserva sul riferimento statunitense, confermatosi comunque inferiore al Brent, ma non su quello mediorientale, in ulteriore crescita rispetto al dato di agosto. In chiave prospettica le quotazioni futures evidenziano aspettative ribassiste, tanto nel breve quanto nel lungo termine.

Questo mese la sostanziale stabilità del greggio non sembra avere impatti sull'andamento dell'olio combustibile e del gasolio, suoi prodotti di raffinazione, attestati rispettivamente a 700,4 \$/MT e 981,1 \$/MT e in crescita sia su base congiunturale (+1/+2%), sia soprattutto su base tendenziale (+6/+9%).

Diversamente, sui mercati del carbone il prezzo torna a scendere, attestandosi attorno a 89 \$/MT ed annullando la debole spinta al rialzo registrata ad agosto (-5,1%).

Ancora più consistente la flessione rilevata rispetto allo scorso anno (-27,7%), generata dal trend decrescente in atto continuativamente da ottobre 2011, la cui portata è risultata solo parzialmente attenuata nel corso dell'ultimo quadrimestre. A fronte di tale andamento, comune sia all'API2 europeo che all'API4 sudafricano, si osserva un moderato incremento della quotazione cinese, posizionatasi nuovamente sui 120 \$/MT, dopo la brusca diminuzione subita nel mese di luglio. In ottica futura, le attese degli operatori appaiono proiettate verso una progressiva ripresa dei prezzi della commodity, scambiata per il 2013 ad un valore superiore a quello attuale di circa 10 \$/MT.

Nella loro conversione in euro, tutti i combustibili mostrano una riduzione congiunturale (-1/-8%), favorita dall'apprezzamento mensile del tasso di cambio (1,29 \$/€, +3,8%) che, tuttavia, mantenendosi decisamente inferiore ai livelli del 2011 (-6,3%), spinge al rialzo le variazioni tendenziali del Brent (+6,5%) e dei suoi derivati (+13/+16%).

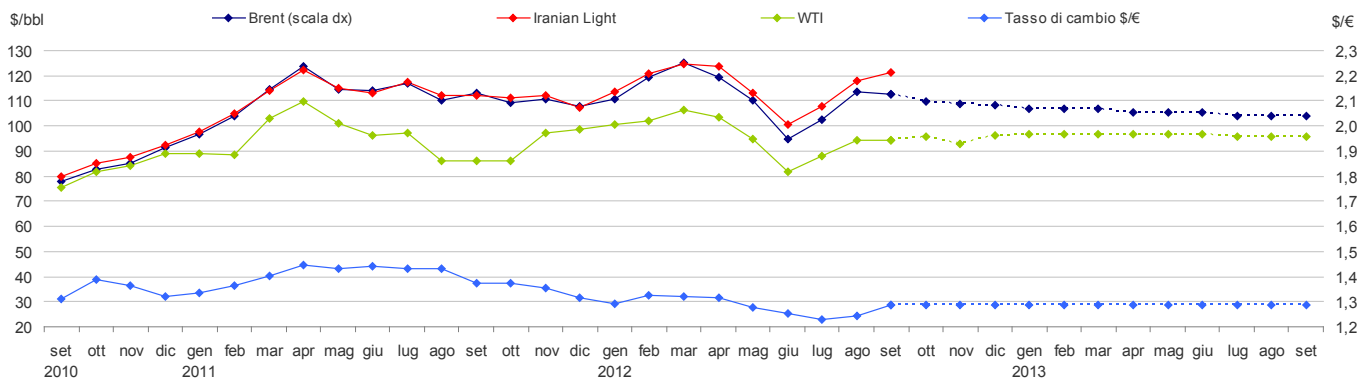
Tabella 1: Greggio e combustibili, quotazioni annuali e mensili spot e a termine. Media aritmetica Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Set 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 12	Nov 12	Dic 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,29	+3,8%	-6,3%	1,26	1,28 ▲	1,29 ▲	1,29 -	1,29 ▲
Brent	\$/bbl	112,9	-0,4%	-0,2%	113,2	109,6 ▼	108,9 ▼	108,3 -	104,8 ▼
FOB	€/bbl	87,6	-4,1%	+6,5%	90,0	85,3 ▼	84,7 ▼	84,2 -	81,2 ▼
Fuel Oil	\$/MT	700,4	+1,3%	+9,0%	700,5	662,8 ▼	655,0 ▼	651,8 -	633,3 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	543,7	-2,4%	+16,3%	556,9	515,8 ▼	509,6 ▼	506,9 -	490,4 ▼
Gasolio	\$/MT	981,1	+2,3%	+6,1%	979,8	986,2 ▲	949,2 ▼	975,9 -	945,4 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	761,6	-1,4%	+13,3%	778,9	767,5 ▼	738,5 ▼	759,0 -	732,0 ▼
Coal	\$/MT	89,2	-5,1%	-27,7%	93,2	88,5 ▼	89,9 ▼	- -	97,0 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	69,2	-8,5%	-22,9%	74,1	68,8 ▼	69,9 ▼	- -	75,1 ▼

Fonte: Thomson-Reuters

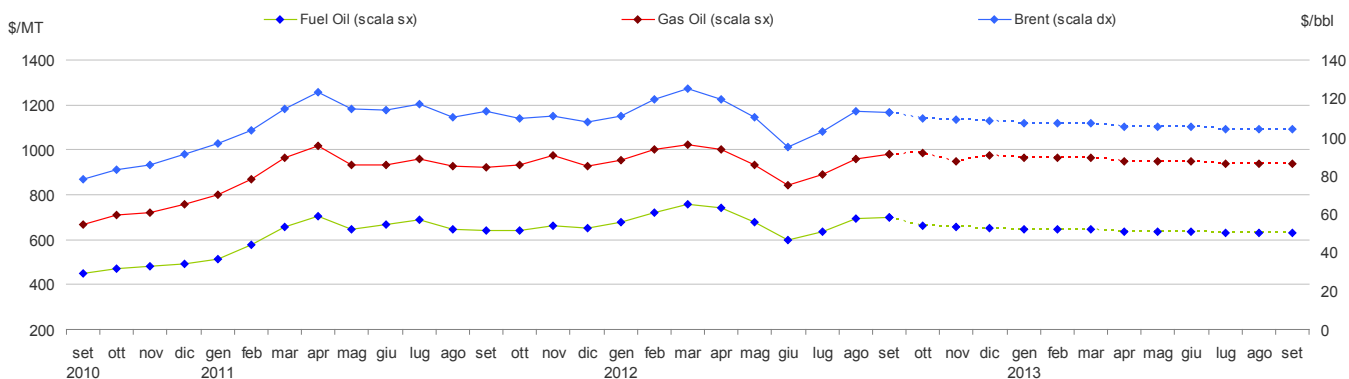
(continua)

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



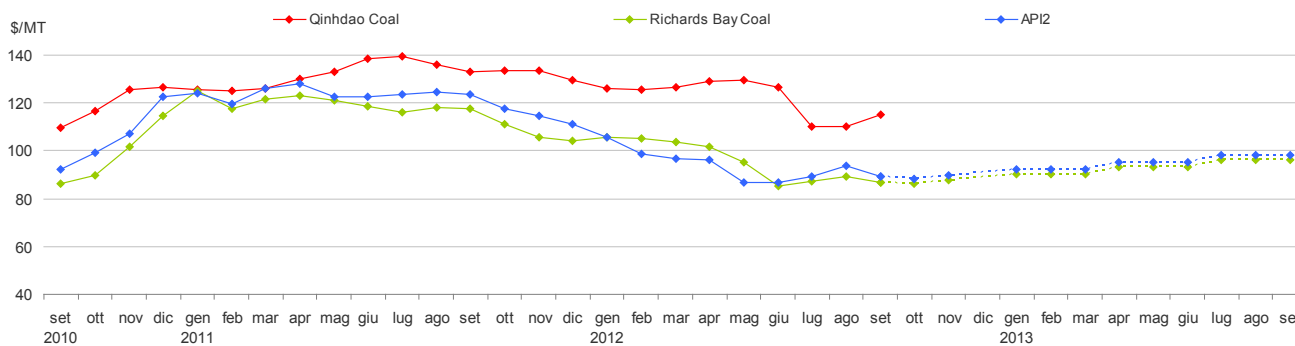
Fonte: Thomson-Reuters

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

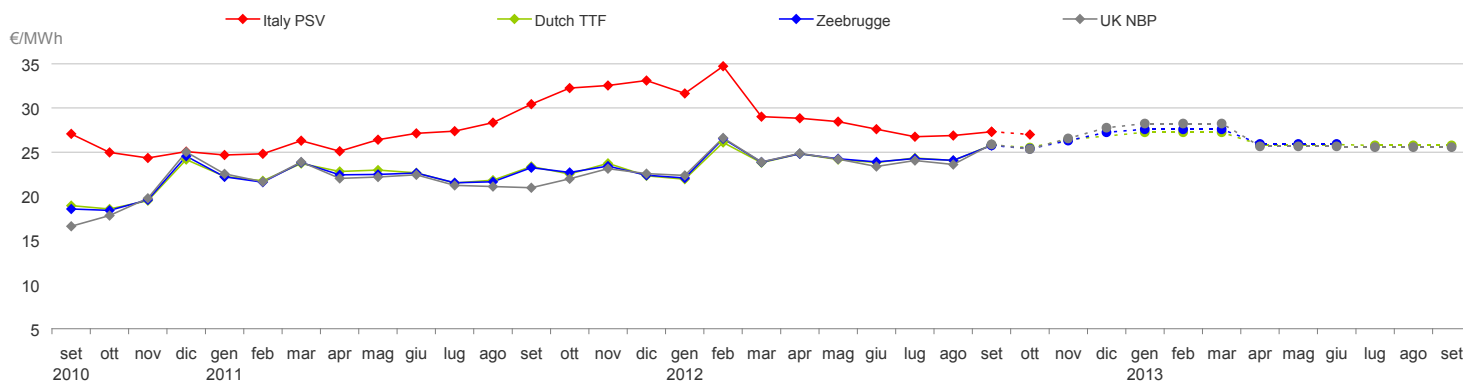
Di notevole intensità risultano gli aumenti che interessano gli hub centro-europei del gas, sui quali i prezzi evidenziano una significativa crescita rispetto al mese di agosto, attestandosi subito sotto i 26 €/MWh (+7/9%). Gli incrementi portano le quotazioni a ridosso del prezzo registrato al PSV (27,32 €/MWh) - storicamente più elevato, ma caratterizzato nel corso del 2012 da una dinamica moderatamente ribassista - favorendo la formazione di un differenziale di poco superiore ad 1 €/MWh,

livello prossimo ai minimi storici. Il diverso andamento seguito nell'ultimo anno dal riferimento italiano è confermato dall'analisi delle variazioni tendenziali delle quotazioni, che mostrano una generale netta ripresa in tutta Europa (+10/+23%) e una diminuzione altrettanto rilevante in Italia (-10,3%). I mercati a termine sembrano peraltro dar fiducia alla tendenza rialzista in atto, prospettando ulteriori incrementi da ottobre, ovvero il mese di avvio del nuovo anno termico.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Set 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 12	Nov 12	Dic 12	Gas Year 12		
PSV DA	Italia	27,32	+1,6%	-10,3%	27,10	27,00	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	25,79	+7,2%	+10,3%	25,00	25,50	▼	26,40	-	-	26,30
Zeebrugge	Belgio	25,76	+7,0%	+10,8%	25,00	25,39	▼	26,31	▼	27,25	26,39
UK NBP	Regno Unito	25,86	+9,5%	+23,3%	24,72	25,32	▼	26,54	▼	27,76	26,48



D'altro canto sulle borse elettriche il mese di settembre evidenzia movimenti congiunturali di rilievo esclusivamente sul prezzo italiano, attestato a 76,77 €/MWh e in calo circa del 10%, a fronte di variazioni decisamente più contenute apprezzate nel resto d'Europa (44/48/ €/MWh, -4/+4%). Più omogenee, invece, le dinamiche tendenziali che rivelano una generale contrazione dei prezzi in tutto il continente, marcata

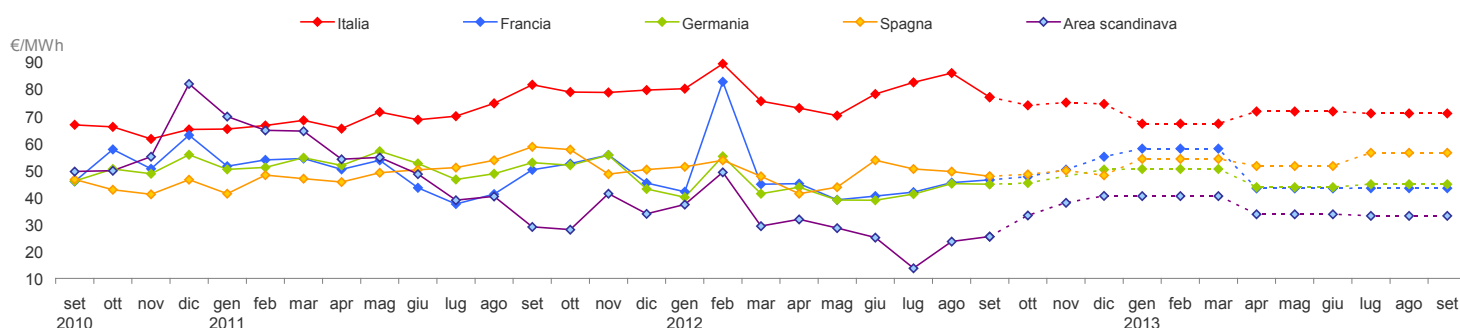
in Spagna e nell'area tedesca (-15/-18%), meno intensa in Italia e in Francia (-6/-7%).

L'attuale divario tra le quotazioni italiane ed europee è previsto in diminuzione dai mercati futures nel corso del 2013, per effetto di un calo del nostro prezzo, concentrato soprattutto nel primo trimestre del nuovo anno.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Set 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 12	Nov 12	Dic 12	Calendar
Italia	76,77	-10,4%	-5,6%	81,00	73,78 ▼	74,75 ▼	74,25 -	70,50 ▼
Francia	46,32	+2,3%	-7,3%	40,00	47,42 ▼	50,04 ▼	54,80 -	49,73 ▼
Germania	44,67	-0,5%	-15,1%	44,30	45,14 -	- -	50,10 -	47,64 ▼
Svizzera	47,47	+4,6%	-10,9%	-	- -	- -	- -	- -
Austria	45,76	+1,1%	-14,9%	-	- -	- -	- -	- -
Spagna	47,59	-3,5%	-18,6%	51,60	48,35 ▼	49,71 ▼	47,95 -	54,05 ▲
Area scandinava	25,38	+7,7%	-12,3%	31,00	33,20 ▼	37,84 ▼	40,35 -	36,92 ▼

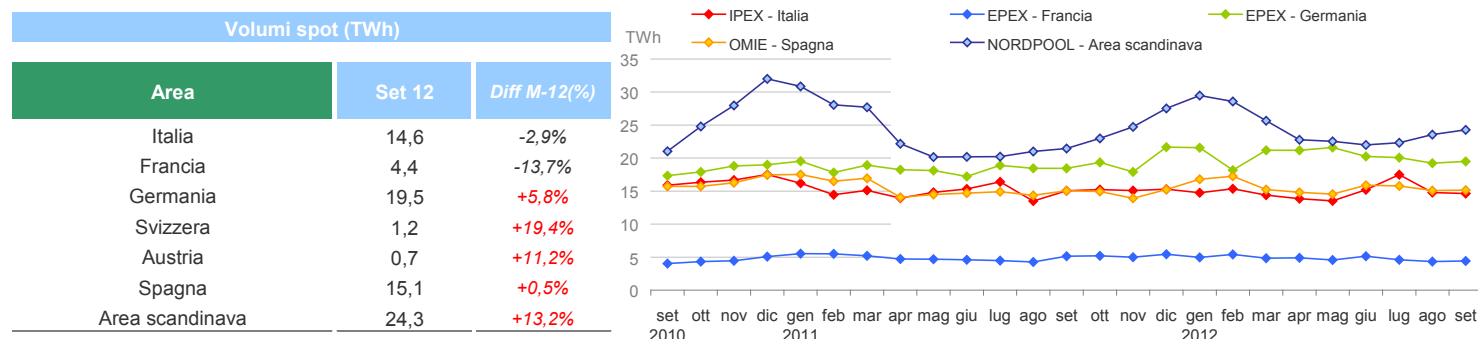


Relativamente ai volumi scambiati sui principali mercati a pronti, Nordpool ed Epex (area franco-tedesca) si confermano le borse più capienti con quantità scambiate allineate sui 24 TWh, in crescita rispetto al 2011 soprattutto nell'area

scandinava (+13,2%). Sui listini mediterranei le negoziazioni risultano invece intorno ai 15 TWh, confermandosi stabili o in lieve calo tendenziale (-2,9/+0,5%).

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 settembre 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 44.275 TEE, in aumento rispetto ai 27.098 TEE scambiati ad agosto.

Dei 44.275 TEE, sono stati scambiati 19.125 TEE di Tipo I, 10.075 TEE di Tipo II e 15.075 TEE di Tipo III.

Prezzi in salita e aumento dei volumi dopo il rallentamento degli scambi dovuto alla pausa estiva.

In particolare, l'aumento dei prezzi medi, in percentuale, è stata pari a 2,76% per la Tipologia I, 2,97% per la Tipologia II e 2,50%

per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 99,72€ (rispetto a 97,04 € di agosto), i titoli di tipo II ad una media di 99,75 € (rispetto a € 96,88 del mese scorso) e i titoli di tipo III ad una media di 98,81 € (rispetto a 97,37 € del mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.872.174 (1.533.813 di tipo I, 1.269.371 di tipo II e 1.068.990 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 15.296.992.

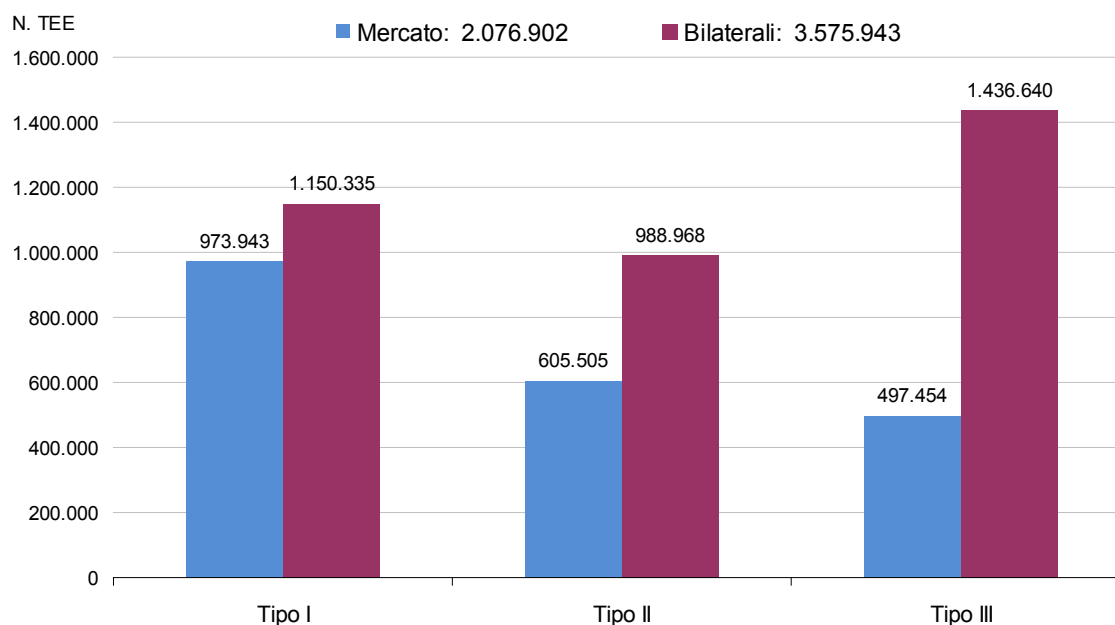
TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi scambiati (n.TEE)	19.125	10.075	15.075
Valore Totale (€)	1.907.189,33	1.005.014,77	1.504.568,90
Prezzo minimo (€/TEE)	96,60	96,50	97,00
Prezzo massimo (€/TEE)	102,00	100,00	100,00
Prezzo medio (€/TEE)	99,72	99,75	99,81

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

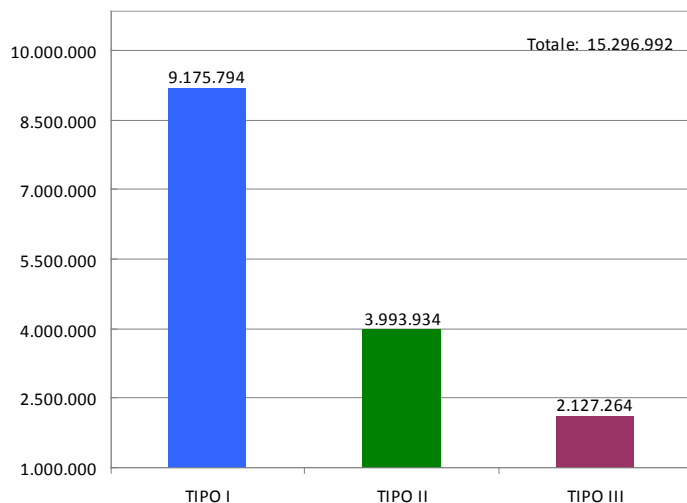
Fonte: GME



(continua)

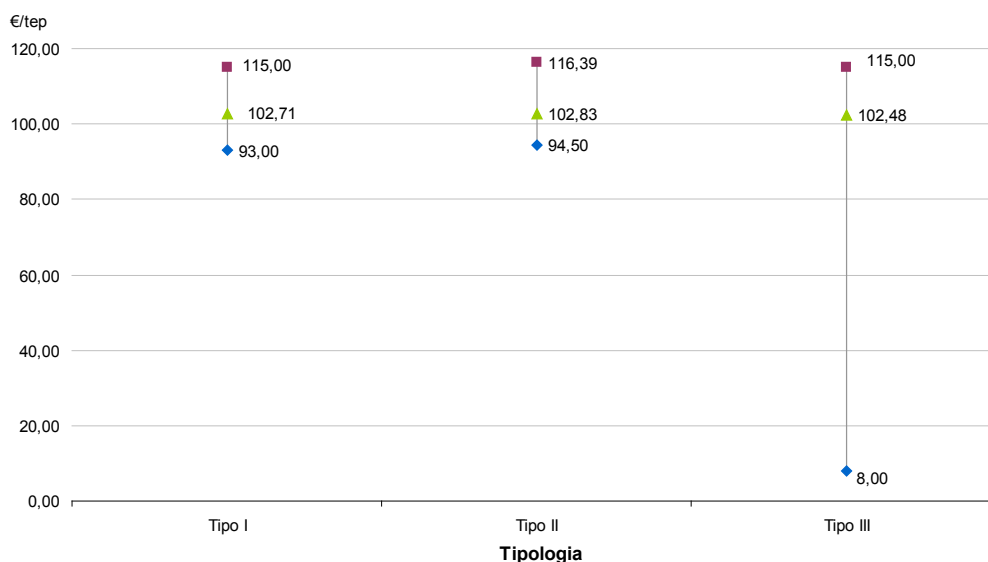
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine settembre 2012 (dato cumulato)

Fonte: GME



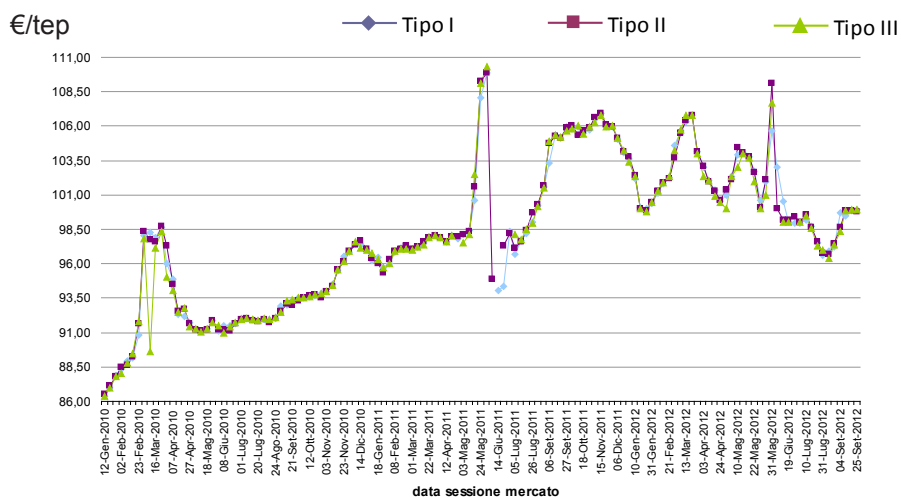
TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni al 30 settembre 2012)

Fonte: GME



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

Fonte: GME

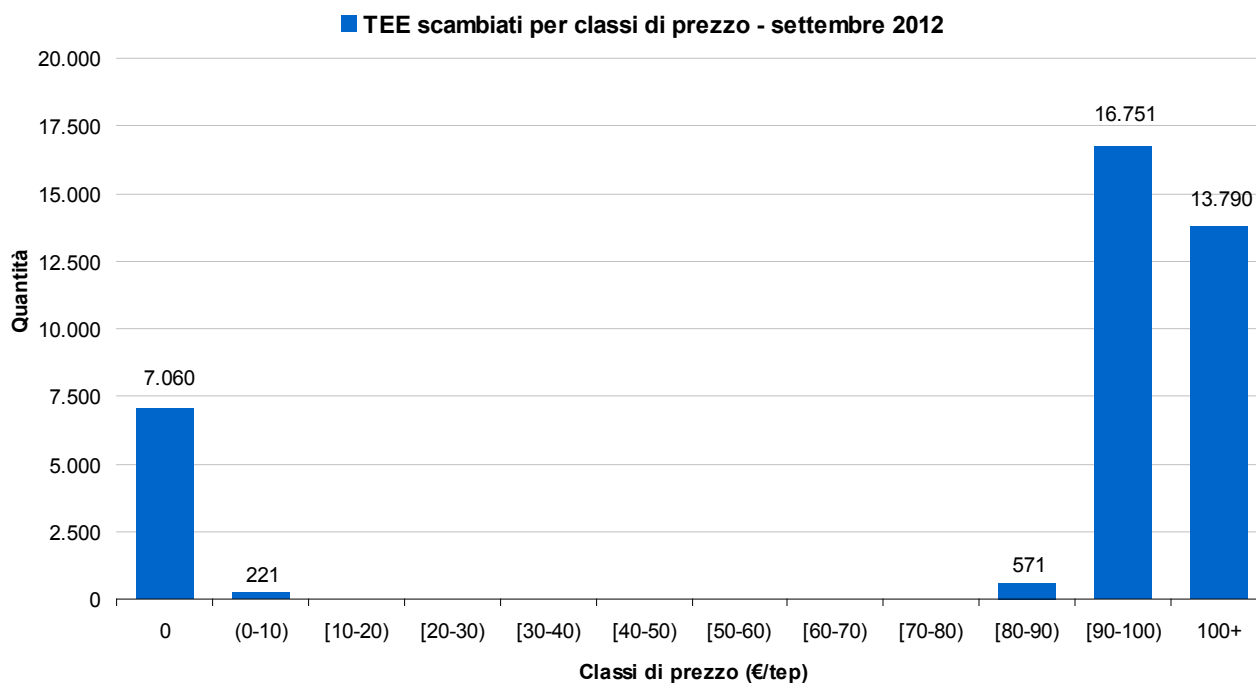


Nel corso del mese di settembre 2012 sono stati scambiati 38.393 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 79,76 €/tep, minore di 22,93 €/tep rispetto alla

media registrata sul mercato organizzato di 102,69 €/tep. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo - settembre 2012

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di settembre 2012 sono stati scambiati 354.322 CV, in aumento rispetto ai 172.385 CV negoziati nel mese di agosto.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 315.070 (169.571 CV_2012 ad agosto) e dei CV con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 26.958 (794 CV 2011 il mese scorso).

Seguono la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2010 con una quantità di certificati negoziati sul mercato pari a 4.390 (2.020 CV_10 ad agosto) e i CV per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011 e 2010 (4.236 CV_TRL_2011 e 3.668 CV_TRL_2010).

Entrambe le tipologie erano assenti sul mercato nel mese di agosto.

Incremento dei prezzi medi per tutte le tipologie di certificato scambiate rispetto al mese di agosto. Infatti, i CV con anno di riferimento 2011 hanno registrato un aumento pari a 1,69 €/MWh, mentre per i CV con anno di riferimento 2012, lo scarto positivo rispetto al mese scorso è stato di 0,86 €/MWh. Infine, per i CV con anno di riferimento 2010 la variazione positiva è stata pari a 0,31 €/MWh.

(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

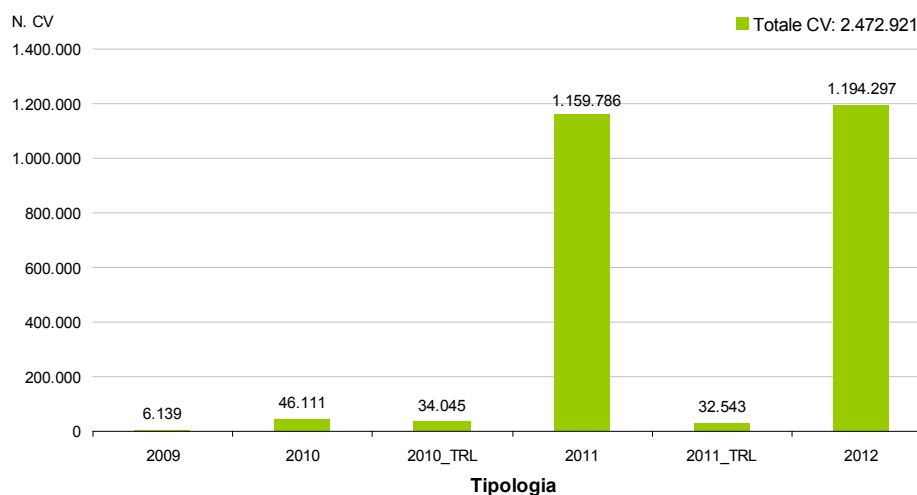
CV, risultati del mercato GME. Settembre 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi scambiati (n.CV)	4.390	3.668	26.958	4.236	315.070
Valore Totale (€)	310.773,75	258.745,00	2.119.334,65	337.372,00	22.537.825,49
Prezzo minimo (€/CV)	70,40	70,40	78,00	78,00	70,05
Prezzo massimo (€/CV)	71,00	71,00	80,10	82,10	71,94
Prezzo medio (€/CV)	70,79	70,54	78,62	79,64	71,53

CV, numero di certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

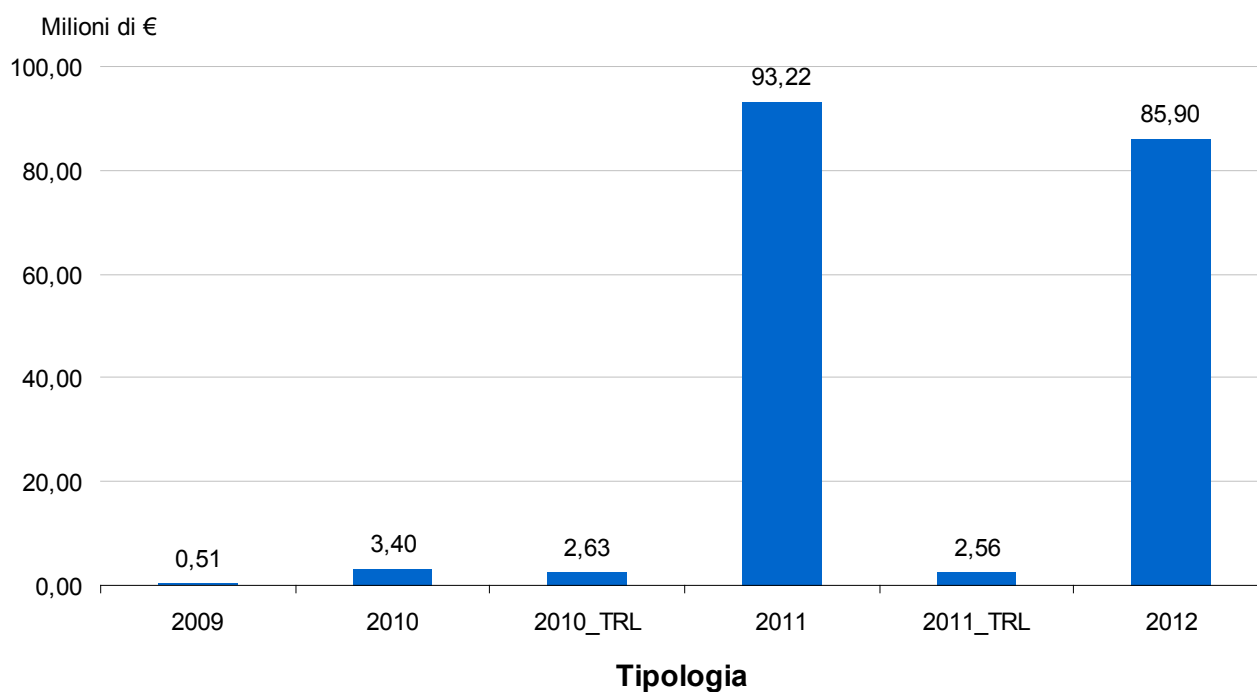
Fonte: GME



(continua)

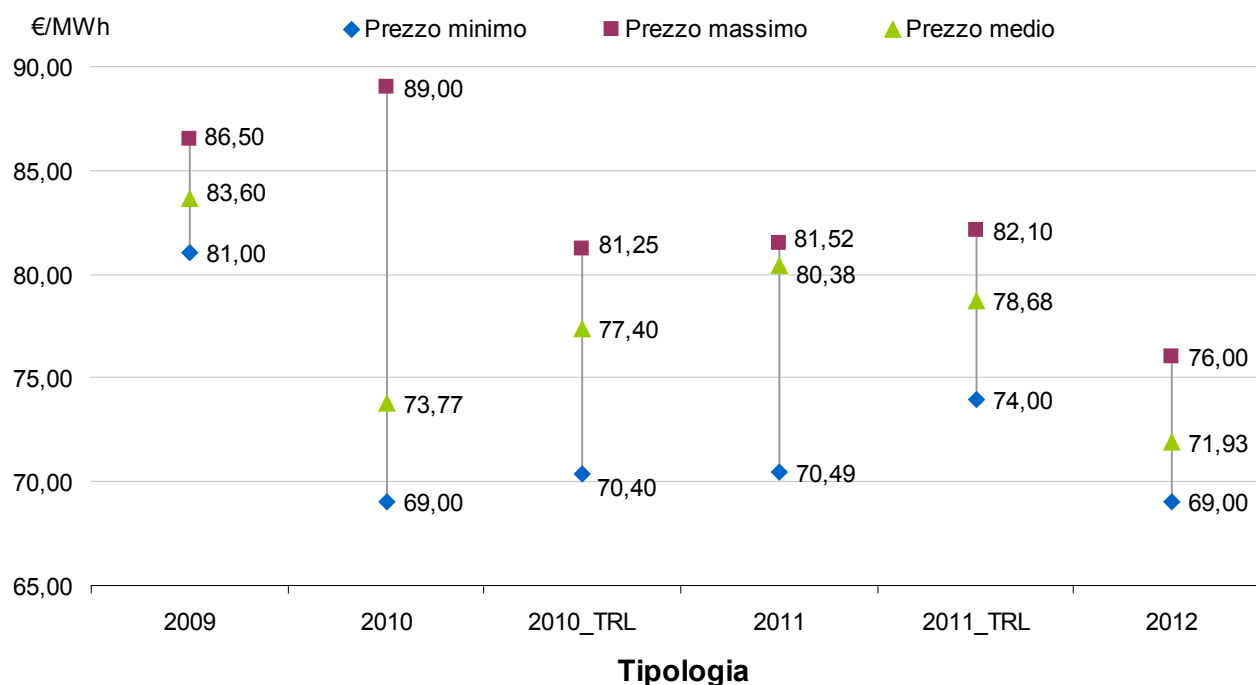
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2012)

Fonte: GME



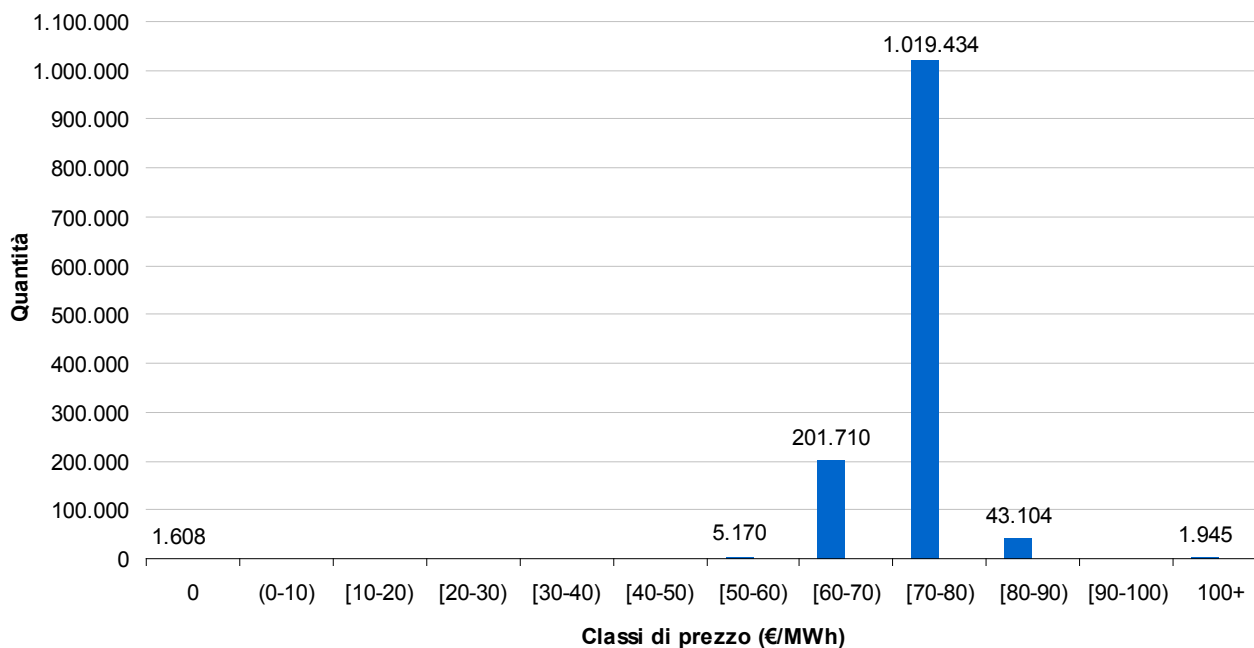
(continua)

Nel corso del mese di settembre 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.272.971 CV delle varie tipologie. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo 2012. Settembre 2012

Fonte: GME

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo - settembre 2012



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di settembre, è stata pari a 71,58 €/MWh, minore di 4,54 €/MWh rispetto alla media registrata sul mercato organizzato (76,12 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di settembre sono state scambiate sulle piattaforme europee 588,6 milioni di EUAs, in aumento del 10,29% rispetto al mese precedente (533,7 milioni di EUA ad agosto - fonte Point Carbon). La Commissione europea ha comunicato la vendita anticipata, entro la fine dell'anno delle EUA fase III (2013-2020) di Germania (23,53 milioni di EUAs) e Gran Bretagna (12 milioni di EUAs).

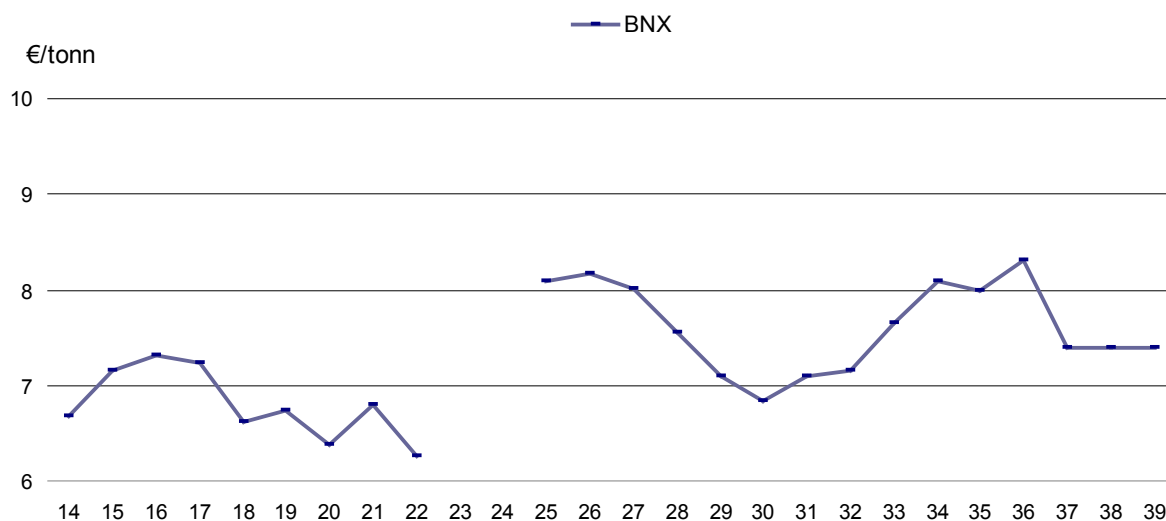
Le due piattaforme internazionali selezionate all'inizio di quest'anno da Germania e Regno Unito per ospitare le vendite delle unità di carbonio fase III sono rispettivamente EEX - European Energy Exchange e ICE - Intercontinental Exchange. Sui due mercati saranno collocate per i due paesi aderenti al sistema ET, anche le quote relative al settore dell'aviazione (EUAAAs). L'Unione europea, che ha predisposto la vendita di circa 85 milioni di permessi di

emissione fase III, ha scelto EEX come piattaforma d'asta transitoria, mentre è in corso un monitoraggio per trovare la sede definitiva. La data di inizio di tali vendite deve ancora essere pubblicata. La nuova ondata di emissioni (per un totale di 120 milioni di EUAs fase III e 32 milioni di EUAAAs) potrebbe, secondo gli analisti, deprimere fortemente il valore delle quote, anche se si registra, in questo mese, una tenuta dei prezzi superiore alle aspettative, nonostante l'ulteriore afflusso di liquidità (pari a 4 milioni di permessi di carbonio fase II) che si è riversato sul mercato spot, con un'asta lanciata dal Governo britannico. Il prezzo di riferimento registrato è stato pari a 7,48 €/tonn, in linea con i prezzi di mercato.

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



settimane 2011 - settembre 2012

(continua)

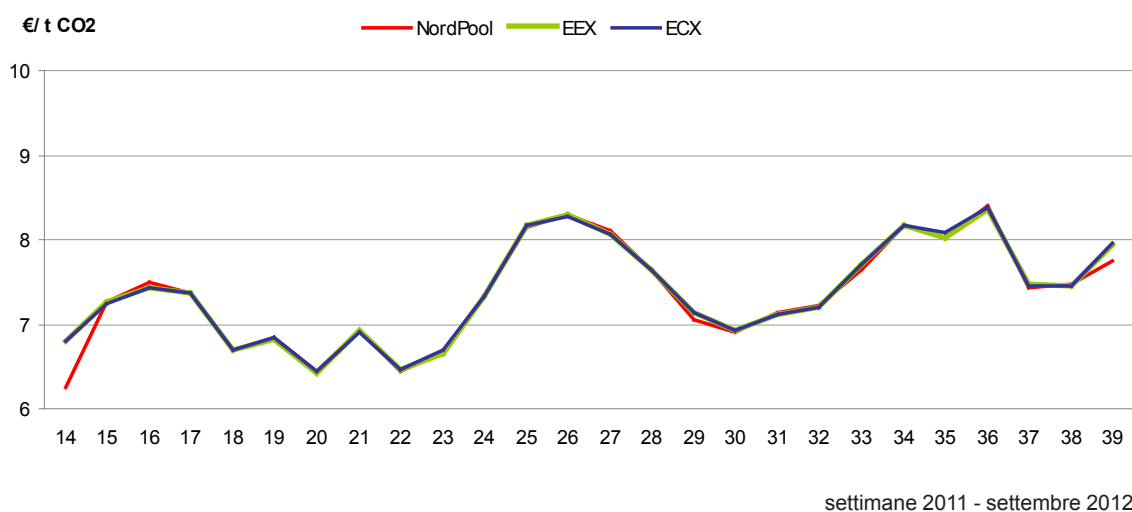
Nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento dei prezzi risulta oscillare intorno agli 8,00 €/tonn.

In particolare, in relazione all'andamento dei prezzi medi settimanali del contratto di riferimento, con consegna *Dicembre 2012* si registra un range di variazione fra 8,08 €/tonn di inizio

mezzo e 7,96 €/tonn di fine mese (tra 6,92 €/tonn e 8,17 €/tonn nel mese di agosto). 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



APPROVATA LA RIFORMA DEL CONGESTION MANAGEMENT SULLE RETI EUROPEE DEL GAS

Sergio Ascari REF-E

(continua dalla prima)

La prima prevedeva appunto la limitazione del diritto di rinomina ai punti di interconnessione tra le reti.

La seconda soluzione era invece individuata nella possibilità per i gestori di rete (TSO) di assegnare capacità in eccesso, salvo procedere a riacquistarla in caso di effettiva congestione (Overcapacity & buy back): un metodo evidentemente adatto qualora la capacità non sia concentrata ma suddivisa tra numerosi operatori, per cui si può ragionevolmente attendere che qualcuno di essi sia disposto a cederla. Il rischio è che, in presenza di effettiva congestione, il riacquisto di capacità risulti assai costoso, obbligando il TSO a sostenere oneri che sono destinati in ultima analisi ad aumentare il livello delle tariffe di trasmissione.

La terza soluzione proponeva di sottrarre al detentore la capacità sistematicamente non utilizzata (long term capacity release): una possibilità evidentemente ardua sul piano giuridico, in quanto vista come potenzialmente lesiva di un diritto acquisito, e dunque da limitarsi a capacità il cui mancato utilizzo, seppure per brevi periodi di punta, risultasse inoppugnabile.

Le decisioni adottate

La Decisione del 24 agosto accoglie tutte e tre le soluzioni proposte, specificandone le condizioni implementative ed aggiungendo una serie di norme complementari necessarie alla loro attuazione. In pratica, tuttavia, dette condizioni sono tali da modificare l'ordine d'importanza delle tre soluzioni: in particolare, il divieto di rinomina risulta mantenuto, ma fortemente stemperato. Questa ipotesi aveva infatti posto in luce diverse criticità, tra cui in particolare:

- la necessità sempre più frequente di procedere effettivamente ad una rinomina a breve, specie per far fronte alla necessità dei clienti del settore termoelettrico, che possono aver bisogno di utilizzare la capacità di trasmissione gas con pochissimo preavviso, ad esempio per fronteggiare l'improvvisa caduta della produzione di origine eolica, o quella derivante da fuori servizi di impianti. Quindi la rinomina a breve termine è spesso motivata sul piano tecnico, e diviene difficile distinguere tra le rinomine realmente motivate e quelle meramente tattiche;

- l'opportunità di avvicinare le informazioni al tempo reale, a beneficio della trasparenza e significatività dei segnali provenienti dai mercati a breve termine: le limitazioni alla rinomina vanno invece in direzione opposta, allontanando la prenotazione effettiva rilevante dal tempo reale.

Nella Decisione della Commissione, le limitazioni alla rinomina sono introdotte solo in casi in cui le procedure di

allocazione rilevino significative congestioni: un'eventualità di per sé poco probabile in un sistema in cui, come risulta dalla bozza di Codice di rete sull'allocazione della capacità, sarà generalizzato un sistema di aste.

In tali casi la rinomina è permessa (al rialzo) fino al 90% e (al ribasso) fino al 10% della capacità contrattuale. Se la nomina originaria supera l'80% o è inferiore al 20% della capacità contrattuale, la rinomina può riguardare metà della capacità non nominata. In questo modo, il diritto di rinomina è sostanzialmente salvaguardato, ma si tende a lasciare un piccolo margine di capacità rilasciata al mercato, che può fungere da deterrente nei confronti di nomine tattiche.

In Italia, a partire da marzo 2011, Snam Rete Gas pubblica dati sulle nomine e sulle rinomine. In base ai dati dei primi otto mesi del 2012 le rinomine alle frontiere sono, in aggregato, rarissime, e la loro dimensione è contenuta: la rinomina al ribasso più cospicua è stata pari al 6,1% della nomina originaria a Mazara del Vallo e all'1,3% a Passo Gries, mentre solo allo 0,5% a Tarvisio. Nell'insieme, in Italia il fenomeno della rinomina alle frontiere appare trascurabile, e si può ritenere che il fenomeno non sia attualmente significativo. In genere, le numerose rinomine che hanno un'evidente motivazione tecnica nei prelievi, specie quelli destinati al settore termoelettrico, sono controbilanciate da rinomine dei flussi da e in stoccaggio.

Nella Decisione, se il diritto di rinomina rimane in gran parte salvo, una sistematica rinomina, insieme al mancato uso di almeno il 20% della capacità contrattuale, è alla base del rilascio di capacità cosiddetto "di lungo termine", che in tali casi deve essere obbligatoriamente chiesto dai regolatori ai gestori di rete. La procedura di long term capacity release è comunque rivolta al Congestion Management, e non ad un intervento sul mercato teso, per esempio, ad una maggiore competitività. Infatti, la capacità viene tolta al titolare originario solo nel momento in cui è effettivamente assegnata ad altro richiedente.

Data la modesta riduzione del diritto di rinomina e il carattere abbastanza estremo dell'"esproprio" della capacità di lungo termine, si ritiene che il meccanismo principale di Congestion Management sarà l'Overcapacity & buy back. Si tratta di un metodo finora utilizzato soprattutto in Gran Bretagna e poco in linea con la tradizione dell'industria del gas continentale. La cessione di capacità in eccesso rispetto a quella disponibile è pratica normale in moltissime industrie, dalla finanza ai trasporti al settore elettrico, e si basa principalmente sul calcolo statistico della probabilità di una richiesta contemporanea di capacità da parte dei rispettivi titolari. Nel gas la pratica è poco diffusa, anche perché uno dei principali determinanti

APPROVATA LA RIFORMA DEL CONGESTION MANAGEMENT SULLE RETI EUROPEE DEL GAS

(continua)

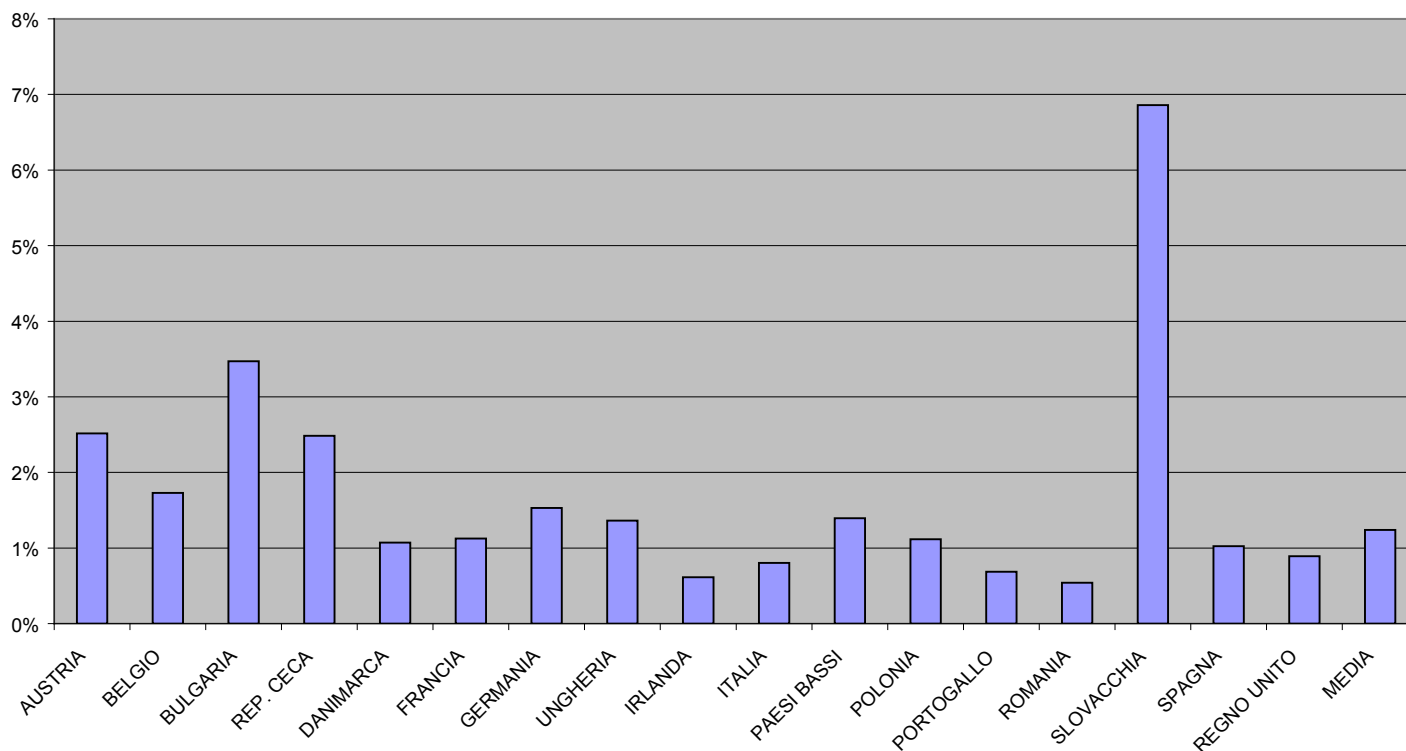
della domanda – la meteorologia – si applica tipicamente a tutti i clienti finali insieme. Di conseguenza il “fattore di contemporaneità” della domanda di gas da parte dei clienti finali è molto superiore, ad esempio, a quello della domanda di energia elettrica; tuttavia anche nel gas esso è inferiore al 100%, specialmente in sistemi in cui una quota cospicua della domanda è espressa dal settore termoelettrico e da altri generatori di vapore, che possono utilizzare fonti alternative.

Il nuovo Congestion Management e l'Italia

In Italia, la congestione contrattuale delle interconnessioni con l'estero desta oggi meno preoccupazione che in passato sia per una certa espansione della capacità di importazione,

sia per una gestione più aperta della stessa da parte dei nuovi titolari dei corrispondenti sistemi esteri dopo la cessione da parte di Eni; sia infine per la crisi economica e quella connessa dei consumi. Il problema, tuttavia, potenzialmente permane, se si pensa alla situazione strutturale che vede l'Italia detenere uno dei più bassi rapporti tra capacità di offerta giornaliera e consumi in Europa: solo lo 0,8% dei consumi annuali contro una media dell'1,24%; da ciò dipende anche il persistente “spread” dei prezzi dei gas agli hubs in Italia rispetto all'Europa centrale e occidentale, nonostante qualche recente tendenza al riequilibrio. Dato il ristagno degli investimenti in nuova capacità, il rischio di congestione, fisica o contrattuale, potrebbe ripresentarsi alla prossima sperata ripresa produttiva.

Capacità di entrata giornaliera nei sistemi di trasporto gas europei (in % del consumo annuo)



Il carattere di novità della Decisione e delle procedure da questa previste induce ad attendersi tempi non troppo brevi, specie per l'entrata in funzione di meccanismi di cessione e riacquisto della capacità, che richiederanno verosimilmente importanti modifiche al Codice di Rete, precedute da consultazioni, o addirittura interventi del regolatore.

Per capire il possibile impatto dei meccanismi ipotizzati, sarebbe importante procedere alla valutazione del rischio di punte estreme di domanda, allorché anche il prezzo della capacità potrebbe toccare livelli molto elevati, anche se per brevi periodi. Una valutazione quantitativa dei rischi dipende

naturalmente dalla disponibilità di alternative, che a sua volta è fortemente connessa alle autorizzazioni in materia ambientale: infatti, molti utenti della rete potrebbero cedere la propria capacità se i relativi clienti finali potessero passare a combustibili diversi. In precedenti occasioni di forte tensione sui mercati, dovute per esempio all'indisponibilità di una o più fonti di importazione e/o al basso livello degli stoccaggi, è stato normalmente introdotto un regime di emergenza, per esempio attraverso l'obbligo di massimizzazione delle importazioni, l'interruzione coattiva o incentivata di alcune classi di clienti e la sospensione di alcune normative ambientali.

APPROVATA LA RIFORMA DEL CONGESTION MANAGEMENT SULLE RETI EUROPEE DEL GAS

(continua)

Il nuovo “tema caldo”: le tariffe di trasporto

Mentre il nuovo Congestion Management dovrebbe contribuire a ridurre ulteriormente le differenze tra i prezzi italiani e quelli dei mercati dell'Europa nord-occidentale, si prospetta un nuovo fronte, foriero di rischi e opportunità: la riforma delle tariffe di trasmissione. L'Italia vanta da molti anni un sistema tariffario di tipo entry-exit, ispirato a quello inglese ed imitato successivamente (anche se con varianti) in paesi come l'Olanda e la Francia. Altri paesi invece hanno introdotto la tariffazione di tipo entry-exit solo recentemente, come la Germania, o la stanno introducendo ora, come l'Austria. Questo tipo di tariffazione è tecnicamente complesso, e nelle maglie dei tecnicismi possono nascondersi forme di discriminazione occulta; ad esempio, i paesi di transito potrebbero cercare di scaricare la maggior parte dei costi sui flussi transfrontalieri, a beneficio dei consumatori interni. Si tratta di una pratica teoricamente vietata dal Regolamento 715/2009, ma non facilmente riconoscibile nelle pieghe di una normativa complessa con meccanismi di calcolo poco trasparenti, e delibere tariffarie spesso disponibili solo nelle lingue locali dei paesi di transito. La trasparenza è quindi il primo aspetto di un Codice di rete in materia.

Altro tema di potenziale controversia riguarda il rapporto tra i prezzi della capacità di breve e lungo termine. I citati

problemi di congestione hanno spinto i regolatori a sospettare dell'acquisto di capacità di lungo termine; d'altra parte, la logica economica richiede che la capacità a lungo termine abbia un prezzo mediamente inferiore: acquistare la capacità “giorno per giorno” consente infatti flessibilità.

Il prezzo è poi importante in primo luogo per i gestori di rete che attraverso essi remunerano le proprie attività e rischiano di veder aumentata l'incertezza dei propri introiti se tutta la capacità è ceduta tramite aste, come prescrive il nuovo Codice sull'Allocazione di capacità. Da qui la spinta a definire con chiarezza modi e tempi del recupero dei costi dei sistemi di trasporto.

L'Agenzia di coordinamento dei regolatori europei (ACER) ha in corso di preparazione le Linee Guida che guideranno l'attuazione del Codice di rete europeo sulle tariffe. Su questo tema la stessa ACER ha il suo principale ruolo operativo (e non solo consultivo), quello di arbitro in caso di controversia tra le Autorità nazionali sulle condizioni di accesso alle infrastrutture transfrontaliere (Articolo 8 del Regolamento (CE) 715/2009), che comprendono anche le tariffe. Si tratta di un tema su cui le controversie potrebbero accentuarsi nei prossimi mesi, dopo un lungo periodo in cui oggetto dell'interesse degli operatori era la stessa disponibilità di capacità, piuttosto che il suo prezzo.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera 20 settembre 2012 367/2012/R/efr** | “Verifica del conseguimento, da parte dei distributori obbligati per l’anno 2011, degli obiettivi specifici aggiornati di risparmio energetico e disposizioni alla Cassa conguaglio per il settore elettrico in materia di erogazione del relativo contributo tariffario” | pubblicata il 21 settembre 2012 | [Download](http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/367-12.htm)
<http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/367-12.htm>

Nell’ambito del quadro regolatorio di riferimento per l’attuazione delle politiche nazionali di risparmio energetico, è prevista l’erogazione di un contributo unitario, espresso in €/tep, per ogni TEE utilizzato dai distributori obbligati a copertura dei costi dai medesimi sostenuti per il conseguimento degli obiettivi annuali di risparmio energetico ai sensi dei Decreti Ministeriali 20 luglio 2004 - successivamente abrogati e aggiornati con il Decreto Ministeriale 21 Dicembre 2007 recante “Revisione e aggiornamento dei decreti 20 luglio 2004, concernenti l’incremento dell’efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili”.

In materia, l’AEEG, con propria deliberazione n. 219/04, come ss.mm.ii., ha previsto che il contributo tariffario di cui sopra venga erogato per ogni TEE (di tipo I, II, III, IV, nonché di tipo II-CAR non ritirato dal GSE ai sensi dell’art. 9, comma 2 del DM 5 settembre 2011) consegnato da ciascun distributore obbligato, fino a concorrenza dell’obiettivo specifico posto in capo al medesimo; inoltre il Regolatore ha stabilito che l’erogazione di tale contributo annuale venga effettuata dalla Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico (nel seguito: CCSE), su apposita richiesta dell’AEEG.

Con riferimento al 2011, l’AEEG, con propria Deliberazione EEN 16/10 del 15 novembre 2010, ha determinato e pubblicato l’entità del contributo tariffario unitario per i costi sostenuti dai distributori obbligati per il conseguimento dell’obiettivo specifico di risparmio energetico per tale anno, il quale è risultato pari a 93,68 euro/tep risparmiata.

Si segnala che con riferimento agli obiettivi 2011, l’AEEG, con delibera ARG/elt 167/11 del 24 novembre 2011, aveva inoltre previsto che i distributori soggetti agli obblighi per tale anno potessero richiedere a CCSE - a titolo di acconto e salvo conguaglio - un’anticipazione del riconoscimento del contributo in oggetto, in misura massima pari all’80% del proprio obiettivo annuale, secondo un importo calcolato dal Regolatore in base agli obiettivi di efficienza energetica per il 2011 e in base al contributo tariffario unitario fissato nel corso dell’anno precedente.

Ciò premesso, al fine di completare la procedura di riconoscimento del contributo tariffario di competenza 2011, con il provvedimento de quo, l’AEEG ha deliberato di dare mandato

a CCSE ad effettuare - entro il termine di 30 giorni dalla data di ricevimento del presente provvedimento e secondo il dettaglio indicato nella Tabella 1 allegata alla delibera in oggetto - il pagamento del contributo tariffario totale annuo spettante a ciascun distributore obbligato che sia risultato, totalmente o parzialmente, adempiente al proprio obiettivo di risparmio energetico per l’anno 2011, “al netto di quanto eventualmente già versato a titolo di anticipazione in attuazione di quanto previsto dagli articoli 5 e 6 della deliberazione ARG/elt 167/11”.

Il Regolatore ha richiesto inoltre a CCSE di inviare alla propria Direzione DCOU, entro 45 giorni dalla data di ricevimento del provvedimento in oggetto, un resoconto relativo ai pagamenti effettuati, dando separata evidenza contabile a quanto eventualmente già erogato ed anticipato al singolo operatore obbligato per il 2011, in esecuzione degli art. 5 e 6 della richiamata deliberazione ARG/elt 167/11.

■ **Comunicato agli operatori del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.** | “CO-FER: esiti della sessione del 20 settembre 2012 delle procedure concorrenziali” | [pubblicato il 21 settembre 2012](http://www.gse.it) | [Download www.gse.it](http://www.gse.it)

Con il comunicato in oggetto il GSE S.p.A. ha pubblicato gli esiti della sessione d’asta del 20 settembre 2012 delle procedure concorrenziali per l’assegnazione dei titoli CO-FER nella propria disponibilità, di cui all’art. 4.2 della deliberazione AEEG ARG/elt 104/11 del 28 luglio 2011, recante “Condizioni per promuovere la trasparenza dei contratti di vendita ai clienti finali di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili”.

In particolare, nella tabella allegata al comunicato, il GSE ha pubblicato, per ciascuna tipologia di CO-FER, la quantità totale oggetto di assegnazione, il prezzo minimo e massimo di assegnazione, nonché la media ponderata dei prezzi.

Segnatamente, in argomento, si richiama che:

- il titolo CO-FER è una certificazione che attesta l’origine rinnovabile delle fonti energetiche utilizzate dagli impianti qualificati ICO-FER per la produzione di energia elettrica (qualifica che viene attestata e riconosciuta da parte del GSE su apposita richiesta del titolare dell’impianto produttivo);

- nell’ambito della regolazione finalizzata a definire un percorso di tracciabilità della produzione elettrica da FER, con la deliberazione ARG/elt 104/11 sopra richiamata, il Regolatore ha previsto che il GSE organizzi procedure concorrenziali finalizzate ad assegnare le garanzie d’origine (CO-FER) nella propria disponibilità prevedendo, tra l’altro, che tali procedure si svolgano con frequenza almeno trimestrale ed abbiano ad oggetto un numero di CO-FER coerente con quello nella disponibilità del medesimo GSE;

- ciascun titolo CO-FER è pari a 1 MWh e viene rilasciato sulla base dell’energia elettrica immessa in rete dagli impianti qualificati come ICO-FER, e può essere oggetto di prima assegnazione mediante le procedure concorrenziali organizzate e gestite dal GSE, ovvero oggetto di libera

Novità normative di settore (continua)

negoiazione tra le parti nell'ambito dei sistemi di registrazione (P-COFER) e scambio (M-COFER) gestiti dal GME.

■ **Pubblicazione ACER “Linee Guida” on REMIT-2nd Edition | “Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the EUROPEAN Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency” | pubblicato il 28 settembre 2012 | Download <http://www.acer.europa.eu>**

Con il documento in oggetto l'Agenzia per la cooperazione dei Regolatori Europei (ACER) ha pubblicato le “Guidance on the application of Regulation (EU) No 1227/2011 of the EUROPEAN Parliament and of the Council of 25 October 2011 on wholesale energy market integrity and transparency – 2nd Edition” contenenti un aggiornamento delle linee guida, interpretative e non-vincolanti, su diversi aspetti di applicazione del Regolamento (EU) No. 1227/2011 (nel seguito: REMIT), relativo all'integrità e alla trasparenza del mercato dell'energia all'ingrosso nell'Unione Europea. Tale seconda edizione delle Linee Guida fa seguito alla prima versione delle stesse, pubblicata, sempre da ACER, in data 21 dicembre 2011.

In linea generale, il documento ha lo scopo di fornire - sia agli operatori soggetti agli adempimenti di comunicazione e trasparenza, nonché al divieto di utilizzo di informazione privilegiata e di manipolazione dei mercati, sia alle istituzioni di riferimento nazionali (AEEG) ed europee coinvolte nel processo di recepimento ed applicazione delle relative disposizioni regolamentari - chiarimenti ed interpretazioni in merito, tra l'altro, al concetto di “informazione privilegiata”, alle pratiche degli operatori riconducibili alla fattispecie di “manipolazione di mercato”, ovvero alle pratiche operative che possono essere invece ricomprese nell'accezione di “Accepted Market Practices”.

Come illustrato nella prefazione di questa “2nd Edition”, ACER ha in particolare aggiornato, ove ritenuto necessario e sulla base delle mutate condizioni dei mercati, dei più recenti confronti avuti con le Autorità di Regolazione Europee, nonché in esito ad alcuni workshop svolti dalla medesima Agenzia con gli operatori energetici, le definizioni di “market abuse”, di “wholesale energy market”, “wholesale energy product”, “market participants” e degli impatti che tali definizioni assumono verso gli obblighi informativi e di trasparenza disposti dal REMIT.

Si segnala che le Linee Guida in commento sono pubblicate, e periodicamente riviste da ACER, in applicazione dell'Art 16.2 del REMIT e non intendono fornire alcuna interpretazione limitativa o autentica delle disposizioni regolamentari ivi previste, aspetto quest'ultimo rimesso alla valutazione delle Autorità di Regolazione Nazionali.

Infatti l'aggiornamento continuo delle Guidelines – ACER ha già annunciato per la metà del 2013 una terza edizione in argomento – è pubblicato al mero scopo di supportare ed assistere gli operatori energetici nelle loro scelte per l'assolvimento delle disposizioni REMIT, oltretutto al fine di assicurare un elevato livello di coordinamento nel processo di recepimento del REMIT nell'ambito dei differenti ordinamenti nazionali.

GAS

■ **Delibera 27 settembre 2012 386/2012/R/gas | “Determinazione dei valori assunti dall'indice di prezzo per la valorizzazione delle rettifiche tardive di misura del gas naturale, di cui all'Allegato B della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 27 novembre 2009 – ARG/gas 182/09 per i mesi di agosto, settembre e ottobre 2012” | pubblicata il 28 settembre 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/386-12.htm>**

Nell'ambito della disciplina di regolazione del sistema di bilanciamento del gas naturale, con il provvedimento de quo, l'Autorità ha pubblicato i valori di riferimento per il trimestre agosto-ottobre 2012 per la valorizzazione delle rettifiche tardive sui dati di misura del gas naturale.

In materia si richiama che con deliberazione ARG/gas 182/09 del 27 novembre 2009, l'AEEG ha approvato le disposizioni relative ai criteri di definizione e attribuzione delle partite inerenti all'attività di bilanciamento del gas naturale, insorgenti a seguito di eventuali rettifiche tardive dei dati di misura emergenti successivamente alla chiusura del relativo bilancio di trasporto, prevedendo, tra l'altro, di:

- stabilire un indice di prezzo della materia prima da utilizzare per la valorizzazione economica della partita fisica di conguaglio (di seguito: IR), determinato, a partire dall'1 ottobre 2003, considerando la somma di una componente mensile relativa alla commercializzazione all'ingrosso (CCIm) e una componente relativa al servizio di trasporto fino al Punto di Scambio Virtuale (QTPSV);

- pubblicare su base trimestrale i valori mensili assunti dall'indice “IR” e dalle sue componenti, unitamente all'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale.

In attuazione di quanto sopra richiamato, con la Tabella allegata al provvedimento in oggetto, il Regolatore ha aggiornato, ai sensi del punto 2 della deliberazione ARG/gas 182/09, l'Allegato B della medesima delibera, pubblicando i valori di riferimento dell'indice IR, e delle sue sotto-componenti, relative ai mesi di agosto, settembre e ottobre 2012.

Gli appuntamenti

■ 16 ottobre

Andamento e prospettive del mercato dell'energia elettrica. Sviluppo dei mercati a spot e a termine, dinamica delle componenti di costo, nuovi strumenti per l'acquisto

Milano, Italia

Organizzatore: ABI Lab

www.abilab.it

■ 23 ottobre

Energy Community regulatory board

Atene, Grecia

Organizzatore: Energy Community

www.energy-community.org

■ 4-6 novembre

Apex Annual Meeting

New Delhi, India

Organizzatore: APEX

www.apex2012india.com

■ 8 novembre

Key Energy

Rimini, Italia

Organizzatore: FIRE

www.fire-italia.it

■ 8 novembre

Trading e nuovi meccanismi di incentivazione eolica

Rimini, Italia

Organizzatore: Anev

www.anev.org

■ 21-22 novembre

Emart

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Synergy

www.emart-energy.com

Gli appuntamenti

11-12 ottobre

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

Milano, Italia

Organizzatore: Heat4u.eu

www.heat4u.eu

13-17 ottobre

22° World Energy Congress

Daegu, Corea

Organizzatore: WEC

www.woldenergy.org

15 ottobre

Revisione degli incentivi alle rinnovabili: il quadro del 2013

Milano, Italia

Organizzatore: Nextville

www.nextville.it

15-16 ottobre

11th Energy Investment and Regulation Conference

Izmiri, Turchia

Organizzatore: ERRA

www.erranet.org

15 ottobre

Verso la Conferenza ONU COP18 sui Cambiamenti climatici

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

17-18 ottobre

2° Edizione Billing & Crm Forum

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

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

19 ottobre

Le fonti rinnovabili - Aspetti Tecnici, Economici e Amministrativi

Bari, Italia

Organizzatore: Maggioli

www.maggioli.it

18-19 ottobre

Green City Energy MED

Bari, Italia

Organizzatore: Il Circuito Green City Energy

www.greencityenergy.it

22-25 ottobre

Singapore Energy Summit

Singapore, Asia

Organizzatore: Energy market Authority and Energy Studies Institute

www.ema.gov.sg

23 ottobre

Platts Top 250 Asia Awards Dinner Marina Bay Sands, Singapore

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com>

23 ottobre

Partecipazione delle fonti rinnovabili non programmabili ai mercati elettrici - Aste e competizione sul mercato delle fonti rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia Formazione

www.canaleenergia.com

23-24 ottobre

EMART Asia 2012

Marina Bay Sands, Singapore

Organizzatore: da Clarion Events

<http://www.emart-asia.com/>

23-25 ottobre

Modelli e Strumenti Previsionali della domanda e del Prezzo di Energia Elettrica e Gas

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

1-2 novembre

Fall meeting of the American Statistical Association, Committee on Energy Statistics

U.S. Department of Energy, Washington, USA

Organizzatore: EIA

www.eia.gov

7- 8 novembre

Gli Stati Generali della Green Economy. "Un'economia verde per far uscire l'Italia dalla crisi"

Rimini, Italia

Organizzatore: Stati Generali Green Economy

www.statigenerali.org

14-16 novembre

17 th Turkmenistan Oil & Gas Conference, OGT 2012 Ashgabat Exhibition Palace, Ashgabat, Turkmenistan

Organizzatore: Trade Events Ltd

www.oilgasturkmenistan.com

19 novembre

6° Master Management dell'energia e delle fonti rinnovabili

Milano, Italia

Organizzato: Il Sole 24 Ore

www.ilsole24ore.com

29-30 novembre

In Depth Energy Trading & risk Management

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: Energy Forum

www.energyforum.com

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