

APPROFONDIMENTI

I MERCATI DELLA CAPACITÀ NELL'ERA DELLE RINNOVABILI

Claudia Checchi, Marco La Cognata, REF-E

■ Le ragioni dei meccanismi per la capacità

L'adeguatezza nei sistemi elettrici

La remunerazione della capacità produttiva, tramite la creazione di appositi mercati o meccanismi incentivanti, è stata teorizzata per garantire la copertura dei costi fissi del parco di generazione necessario a soddisfare la domanda di punta, evitando al sistema picchi di prezzo e/o periodi di scarsità di offerta. L'adeguatezza, intesa come dimensionamento della potenza installata finalizzato a garantire la copertura del fabbisogno con determinati margini di affidabilità, è infatti un problema di lungo periodo (superiore ai quattro anni) perché richiede la realizzazione di nuova capacità o l'adozione e la messa in pratica di politiche di efficienza energetica.

In un mercato elettrico efficiente, un sistema "corto" o inadeguato a coprire il fabbisogno segnala la scarsità con prezzi elevati, che incentivano gli investimenti, i quali ricostituiscono i margini di adeguatezza. Tuttavia la scarsa elasticità della domanda fa sì che in molti sistemi siano imposti vincoli al prezzo massimo, impedendo così la segnalazione efficace delle condizioni di scarsità. Inoltre la lunghezza del ciclo di investimenti rende elevata la probabilità che domanda e offerta crescano a ritmi diversi. La remunerazione della capacità produttiva è necessaria anche, e secondo alcuni soprattutto, quando il sistema si trova lontano dalle condizioni di scarsità. Infatti, in caso di *overcapacity* può manifestarsi il *missing money problem*: l'elevato grado di concorrenzialità porta le offerte di prezzo a livello dei costi variabili di produzione (essendo i costi fissi sommersi) rendendo economicamente insostenibili i nuovi investimenti e gettando le condizioni di future scarsità.

Penetrazione delle rinnovabili e adeguatezza

Recentemente, la forte penetrazione della produzione da energie rinnovabili con priorità di dispacciamento a parità di prezzo offerto ha creato nuove problematiche per i sistemi elettrici, e posto nuove sfide per i mercati della capacità. In particolare la presenza di elevate percentuali di generazione non programmabile aumenta il margine di riserva necessario a garantire l'adeguatezza del sistema: nonostante la capacità rinnovabile contribuisca alla copertura della domanda è necessario mantenere in vita anche capacità da impianti convenzionali programmabili, in grado di compensare in tempo reale la fluttuazione e l'intermittenza della generazione rinnovabile.

La situazione a livello europeo

Nell'attuale contesto italiano e degli altri paesi europei, la domanda contendibile dalle fonti convenzionali sui mercati dell'energia è ridotta dalla penetrazione della produzione rinnovabile, e si stanno manifestando le criticità tipiche dei mercati lunghi: i segnali provenienti dal mercato possono risultare insufficienti sia per stimolare la realizzazione di nuovi impianti nel lungo periodo che per garantire il mantenimento in esercizio di quelli esistenti nel breve periodo. La situazione è particolarmente critica per la tecnologia a ciclo combinato a gas, che è quella che eroga la maggior parte dei servizi di flessibilità al sistema e che sul mercato dell'energia può non ottenere un adeguato livello di marginalità per la copertura dei costi fissi. Inoltre, la maggiore volatilità dei prezzi sui mercati all'ingrosso si traduce in una maggiore rischiosità per i nuovi investimenti, che dunque sono di più difficile realizzazione.

▶ continua a pagina 30

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/GIUGNO 2012

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

■ APPROFONDIMENTI

I mercati della capacità nell'era delle rinnovabili
 Claudia Checchi, Marco La Cognata,
 REF-E, pagina 30

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 32

■ APPUNTAMENTI

pagina 34

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ L'ondata di caldo che ha investito l'Italia nella seconda metà di giugno ha ridato sostegno alla debole domanda elettrica: i volumi scambiati nel Mercato del Giorno Prima, a giugno, hanno segnato ancora una flessione su base annua (-1,6%), ma più contenuta rispetto ai mesi precedenti, chiudendo il primo semestre 2012 con un calo tendenziale del 4,2%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), che nelle prime due settimane del mese mostrava un andamento calante, ha invertito la propria tendenza con rialzi

particolarmente marcati nelle ore notturne e nei fine settimana. Il prezzo medio di acquisto di giugno si è, infine, attestato a 77,88 €/MWh con un aumento del 13,8% sullo stesso mese del 2011 e pressoché in linea con il tasso di crescita registrato nel primo semestre 2012 (+14,7%). Segnali opposti giungono, invece, dal Mercato a Termine dell'energia (MTE) dove tutti i prodotti relativi all'ultimo trimestre 2012 ed all'anno 2013 hanno ancora mostrato prezzi in calo.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), a giugno, con un aumento di 7,92 €/MWh (+11,3%) su maggio e di 9,47 €/MWh (+13,8%) sullo stesso mese del 2011, si è portato a 77,88 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un incremento su base annua di 10,06 €/MWh (+13,1%) nelle ore di

picco e di 9,14 €/MWh (+14,3%) nelle ore fuori picco, con prezzi attestatisi rispettivamente a 86,59 €/MWh e 73,19 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto del prezzo picco/baseload, pari a 1,11, si conferma sui livelli molto bassi degli ultimi mesi.

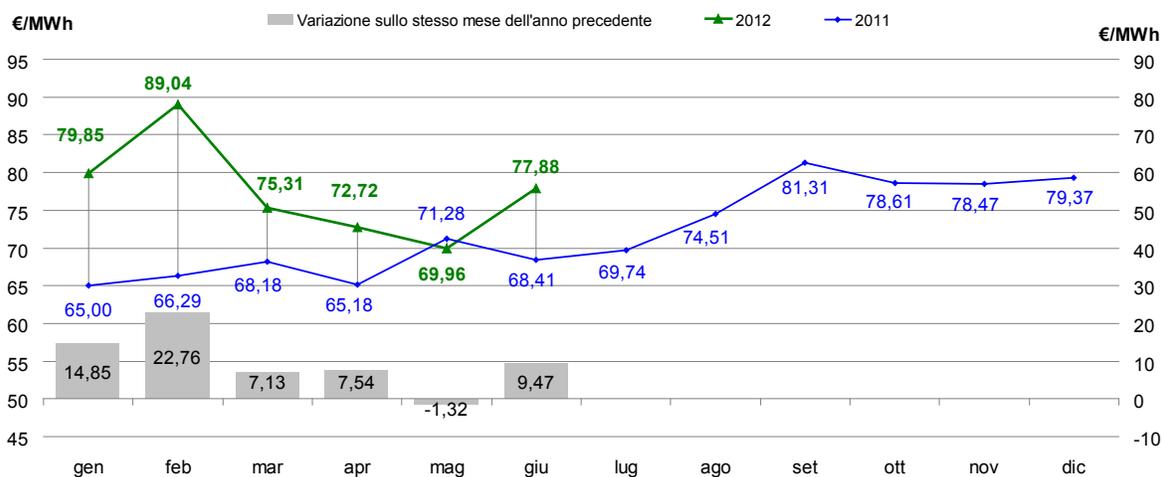
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2012	2011	Var vs 2011		Borsa		Sistema Italia		2012	2011
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	77,88	68,41	9,47	13,8%	21.132	-0,6%	34.890	-1,6%	60,6%	59,9%
<i>Picco</i>	86,59	76,52	10,06	13,1%	27.054	4,5%	42.372	-0,9%	63,8%	60,5%
<i>Fuori picco</i>	73,19	64,04	9,14	14,3%	17.944	-4,4%	30.860	-2,2%	58,1%	59,5%
<i>Minimo orario</i>	28,09	37,49			10.129		22.117		45,0%	49,8%
<i>Massimo orario</i>	133,38	102,83			33.121		48.611		69,7%	66,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

Fonte: GME



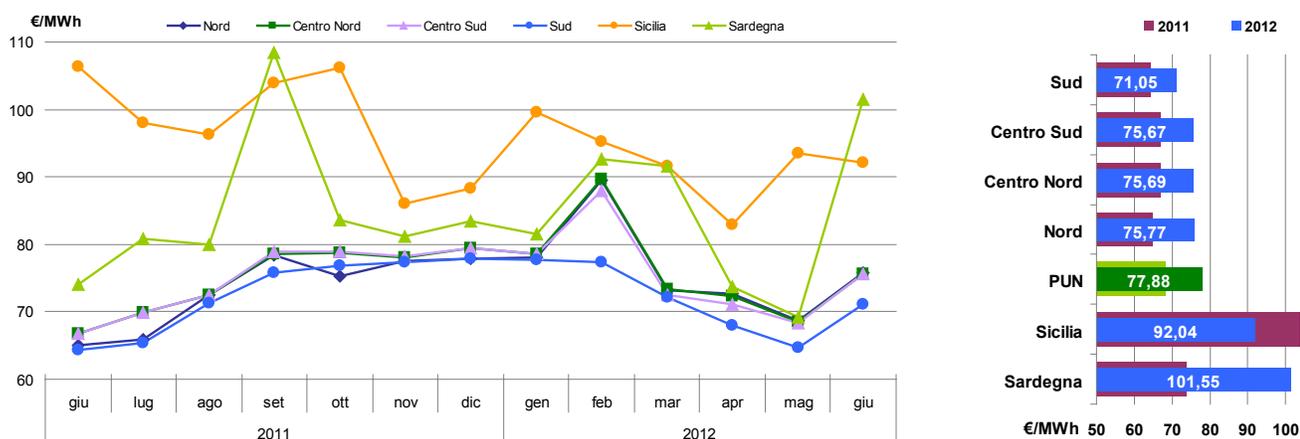
(continua)

I prezzi medi di vendita hanno segnato un sensibile aumento, sia tendenziale che congiunturale in tutte le zone ad eccezione della Sicilia, il cui prezzo, pari a 92,04 €/MWh, è arretrato dell'1,5% rispetto al mese precedente e del 13,4% su base annua. In Sardegna, invece, il prezzo medio di vendita è balzato a 101,55 €/MWh (+46,7% rispetto a maggio e +37,2% rispetto a giugno 2011): le tensioni sui prezzi hanno

interessato le prime ma soprattutto le ultime ore della giornata, raggiungendo spesso 240 €/MWh con punte a 450 €/MWh. Pertanto il prezzo medio di vendita nelle ore fuori picco, pari a 106,80 €/MWh, ha superato di 15 €/MWh quello delle ore di picco. Il Sud, con 71,05 €/MWh, ha segnato ancora il prezzo più basso. Nelle altre zone continentali il prezzo di vendita si è allineato poco sotto i 76 €/MWh (Grafico 2).

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia hanno registrato anche questo mese una flessione tendenziale (-1,6%), scendendo a 25,1 milioni di MWh. Alla sostanziale tenuta dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,2 milioni di MWh (-0,6%), si contrappone la più decisa flessione

degli scambi O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 9,9 milioni di MWh (-3,2%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto guadagnato 0,7 punti percentuali su base annua, attestandosi a 60,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.215.279	-0,6%	60,6%
Operatori	7.735.199	-19,5%	30,8%
GSE	5.085.678	+45,2%	20,2%
Zone estere	2.394.401	+8,9%	9,5%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	9.905.226	-3,2%	39,4%
Zone estere	959.967	-26,4%	3,8%
Zone nazionali	8.945.259	+0,2%	35,6%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	25.120.504	-1,6%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	21.602.206	+6,6%	
OFFERTA TOTALE	46.722.711	+2,0%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.215.279	-0,6%	60,6%
Acquirente Unico	3.021.227	-15,4%	12,0%
Altri operatori	9.841.360	-2,6%	39,2%
Pompaggi	51.265	+3,0%	0,2%
Zone estere	59.856	-42,1%	0,2%
Saldo programmi PCE	2.241.571	+51,1%	8,9%
PCE (incluso MTE)	9.905.226	-3,2%	39,4%
Zone estere	35.325	-1,9%	0,1%
Zone nazionali AU	3.080.568	+10,4%	12,3%
Zone nazionali altri operatori	9.030.904	+1,6%	36,0%
Saldo programmi PCE	-2.241.571	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	25.120.504	-1,6%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.342.556	+38,5%	
DOMANDA TOTALE	27.463.060	+0,9%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,0 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale dell'1,5%. La riduzione degli acquisti ha interessato, anche questo mese, esclusivamente le zone continentali, con variazioni comprese tra -1,4% del Centro Sud e -4,6% del Sud; in controtendenza le isole: +6,2% la Sicilia e +10,6% la Sardegna. In calo anche gli acquisti sulle zone estere, pari a 95 mila MWh (-31,7%) (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica delle unità di produzione nazionale, pari a 21,8 milioni di MWh, sono diminuite su base annua dell'1,2%. In calo le vendite al Nord (-3,3%) e al Sud (-12,0%), che insieme rappresentano due terzi del totale nazionale, in aumento nelle altre zone, soprattutto in Sardegna (+13,5%) ed al Centro Nord (+19,7%). In calo le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,4 milioni di MWh (-4,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	22.709.808	31.541	+4,1%	10.757.162	14.941	-3,3%	13.388.853	18.596	-2,4%
Centro Nord	3.775.363	5.244	+11,1%	1.956.314	2.717	+19,7%	2.725.061	3.785	-3,7%
Centro Sud	6.349.207	8.818	-1,2%	2.792.324	3.878	+1,9%	4.025.625	5.591	-1,4%
Sud	6.330.496	8.792	-5,0%	3.617.108	5.024	-12,0%	2.010.384	2.792	-4,6%
Sicilia	2.673.136	3.713	+10,3%	1.585.297	2.202	+6,5%	1.646.099	2.286	+6,2%
Sardegna	1.474.403	2.048	-2,9%	1.057.930	1.469	+13,5%	1.229.302	1.707	+10,6%
Totale nazionale	43.312.413	60.156	+2,5%	21.766.136	30.231	-1,2%	25.025.324	34.757	-1,5%
Estero	3.410.298	4.737	-4,2%	3.354.368	4.659	-4,3%	95.181	132	-31,7%
Sistema Italia	46.722.711	64.893	+2,0%	25.120.504	34.890	-1,6%	25.120.504	34.890	-1,6%

L'analisi delle vendite di energia elettrica per fonte evidenzia, anche questo mese, il consistente aumento su base annua delle rinnovabili (+36,3%), trainate ancora dai nuovi impianti fotovoltaici. La quota delle vendite da impianti a fonte rinnovabile sale pertanto al 37,4% dal 27,1% del 2011. Le vendite degli impianti alimentati da fonti tradizionali si sono invece ridotte del 15,4% scontando la netta flessione delle vendite da impianti a gas (-19,0%)

e degli altri impianti a fonte tradizionale (-29,0%) da un lato e la crescita delle vendite da impianti a carbone (+15,9%) dall'altro (Tabella 5). Pertanto, la quota delle vendite da impianti a gas scende al 39,3% (-8,6 p.p. rispetto ad un anno fa), quella degli altri impianti a fonte tradizionale al 8,8% (-3,4 p.p.), mentre la quota degli impianti a carbone sale al 12,6% (+1,8 p.p.) (Grafico 4).

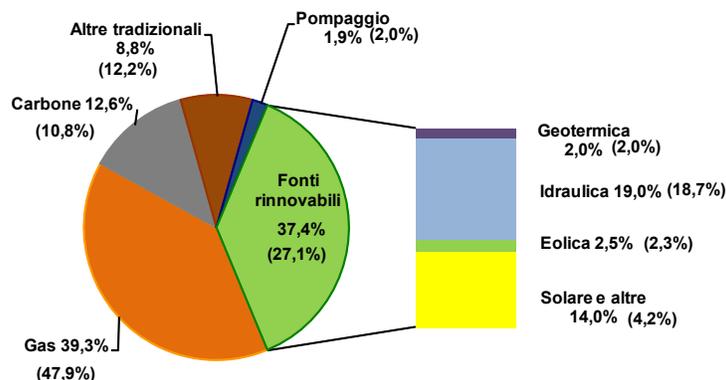
(continua)

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	7.430	-20,6%	1.407	+6,5%	2.989	-6,5%	3.529	-27,3%	1.754	-1,0%	1.239	+4,2%	18.348	-15,4%
Gas	5.048	-31,2%	1.320	+3,6%	1.313	+5,0%	2.245	-18,4%	1.568	+3,4%	386	-28,3%	11.879	-19,0%
Carbone	1.512	+64,4%	38	+359,6%	1.445	-16,7%	-	-	-	-	825	+30,1%	3.820	+15,9%
Altre	869	-21,2%	49	+25,5%	231	+9,0%	1.284	-39,0%	187	-26,8%	28	+76,1%	2.649	-29,0%
Fonti rinnovabili	7.024	+25,0%	1.267	+36,1%	877	+51,5%	1.495	+75,0%	443	+100,2%	211	+111,9%	11.317	+36,3%
Idraulica	5.073	+2,9%	159	-16,8%	228	-26,7%	228	-5,3%	30	+79,5%	34	+83,2%	5.753	+0,8%
Geotermica	-	-	599	-2,6%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	601	-2,6%
Eolica	14	+466,7%	3	+10,9%	135	-11,3%	368	+10,1%	152	-2,2%	70	+24,1%	742	+5,5%
Solare e altre	1.937	+181,2%	506	+313,6%	513	+347,0%	897	+223,4%	261	+433,6%	107	+332,2%	4.221	+230,6%
Pompaggio	487	+2,6%	43	+149,0%	13	-56,9%	-	-	4	-94,3%	19	+175,9%	566	-5,9%
Totale	14.941	-3,3%	2.717	+19,7%	3.878	+1,9%	5.024	-12,0%	2.202	+6,5%	1.469	+13,5%	30.231	-1,2%

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



Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

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

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragioraliero (MI) i prezzi d'acquisto delle quattro sessioni del mercato, come in MGP, hanno registrato consistenti rialzi sia sul mese precedente che su base annua. Il prezzo medio di MI1, la sessione più importante in termini di volumi, pari a 78,08 €/MWh, è risultato pressoché allineato al PUN; lievemente più alto il prezzo di MI2, pari a 79,19 €/MWh. I prezzi di MI3 ed MI4, pari rispettivamente a 83,06 €/MWh e 91,08 €/MWh, risultano anch'essi allineati a MGP negli stessi periodi rilevanti a cui le offerte dei due mercati si

riferiscono (ore 13-24 per MI3; ore 17-24 per MI4) (Tabella 6 e Grafico 5). I volumi di energia scambiati sul Mercato Infragioraliero, a giugno, sono stati pari a 2,2 milioni di MWh, in crescita dell'8,3% rispetto ad un anno fa. Di questi quasi due terzi, ovvero 1,4 milioni di MWh, sono stati scambiati su MI1 con una crescita su base annua del 3,2%. Nelle altre sessioni sono stati scambiati: 504 mila MWh su MI2 (-2,8%), 179 mila MWh (+86,1%) su MI3 e 112 mila MWh (+100,4%) 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)	77,88	68,41	13,8%	34.890	35.469	-1,6%
MI1 (1-24 h)	78,08 (+0,3%)	65,69 (-4,0%)	18,9%	1.906	1.847	3,2%
MI2 (1-24 h)	79,19 (+1,7%)	65,21 (-4,7%)	21,4%	700	721	-2,8%
MI3 (13-24 h)	83,06 (-0,3%)	67,37 (-6,8%)	23,3%	497	267	86,1%
MI4 (17-24 h)	91,08 (+0,5%)	67,41 (-7,4%)	35,1%	465	232	100,4%

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

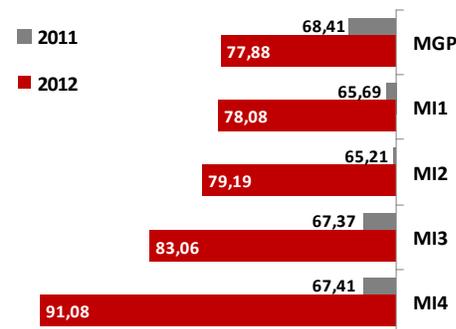
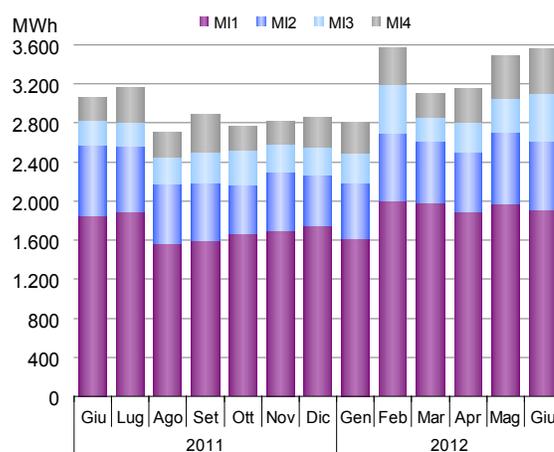
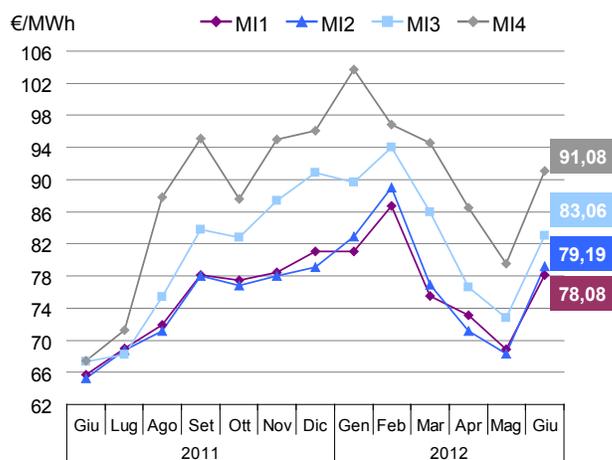


Gráfico 5: MI, prezzi e volumi scambiati. Media oraria

Fonte: GME



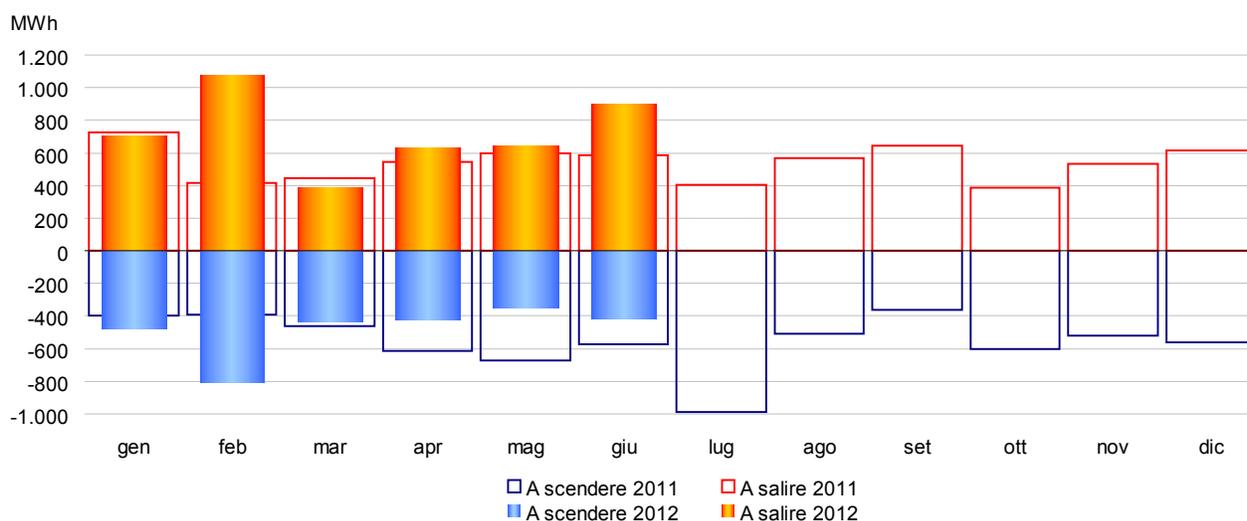
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a giugno, gli acquisti di Terna sono ammontati a 649 mila MWh con un aumento del 53,1% sullo stesso mese del 2011.

Ancora in flessione, invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 303 mila MWh (-26,6% su base annua) (Gráfico 6).

Gráfico 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 giugno, sono stati negoziati 1.578 contratti, pari a 6,9 milioni di MWh. Sulla piattaforma sono stati registrati anche 730 contratti O.T.C., pari a 5,6 milioni di MWh. Il prodotto più scambiato, l'Anno 2013 baseload, ha confermato il trend ribassista degli ultimi mesi, portandosi a 70,05 €/MWh. In calo anche l'ultimo trimestre del 2012 ed i primi due del 2013. Le posizioni aperte

a fine mese ammontavano a 16.880 MW, per un totale di 41,8 milioni di MWh (Tabella 7 e Grafico 7).

Il prodotto *Luglio 2012* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 82,25 €/MWh (+4,1%) sul baseload e 86,00 €/MWh (-0,9%) sul peakload e con una posizione netta pari rispettivamente a 3.955 e 1.034 MW, per complessivi 3,2 milioni di MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a giugno

Fonte: GME

	PRODOTTI BASELOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2012	82,25	4,1%	20	345	5	350	3.955	2.942.520
Agosto 2012	76,70	0,7%	10	155	5	160	3.720	2.767.680
Settembre 2012	79,00	-0,6%	2	5	5	10	3.460	2.491.200
Ottobre 2012	75,25	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	79,74	1,9%	13	145	45	190	3.450	7.617.600
IV Trimestre 2012	75,25	-3,3%	17	225	60	285	3.355	7.411.195
I Trimestre 2013	72,60	-5,0%	13	65	-	65	160	345.440
II Trimestre 2013	66,00	-3,4%	-	-	-	-	13	28.392
III Trimestre 2013	68,50	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	70,05	-2,2%	68	633	610	1.243	3.135	27.462.600
Totale			143	1.573	730	2.303	13.843	40.506.507

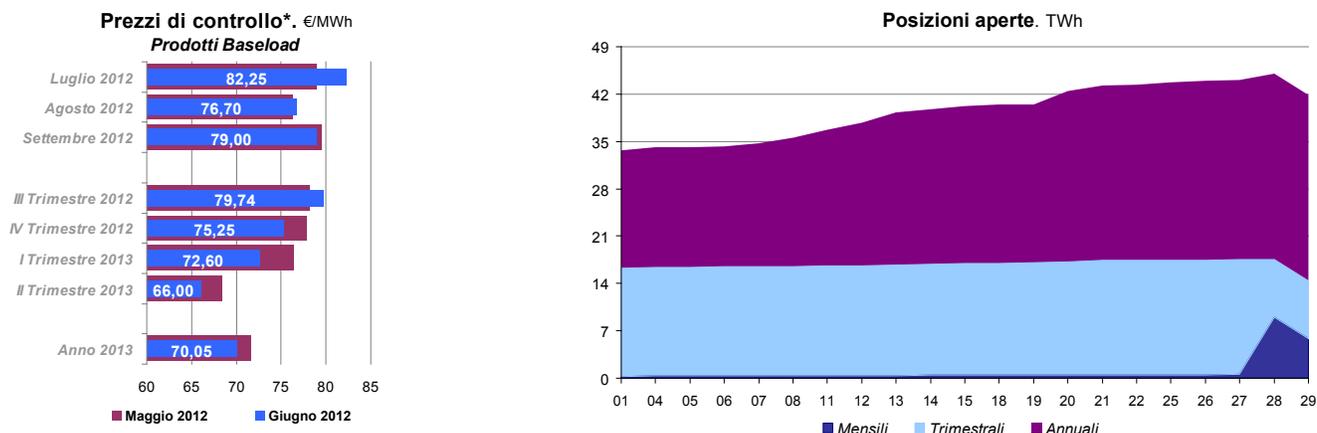
	PRODOTTI PEAK LOAD							
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte**	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Luglio 2012	86,00	-0,9%	-	-	-	-	1.034	272.976
Agosto 2012	81,90	5,7%	-	-	-	-	1.034	285.384
Settembre 2012	90,47	10,2%	-	-	-	-	1.034	248.160
Ottobre 2012	85,67	-	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	86,34	5,2%	-	-	-	-	1.034	806.520
IV Trimestre 2012	87,00	-1,1%	-	-	-	-	964	763.488
I Trimestre 2013	87,90	-6,5%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2013	71,59	-6,1%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2013	76,93	-	-	-	-	-	-	-
Anno 2013	80,23	0,3%	1	5	-	5	5	15.660
Totale			1	5	-	5	3.037	1.312.692

* 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 giugno 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 giugno 2012, pari a 26,9 milioni di MWh, hanno registrato un aumento su base annua del 25,9%. Le transazioni derivanti da contratti bilaterali, pari a 24,0 milioni di MWh, sono aumentate del 14,8%: in crescita sia i contratti non standard che i contratti standard; tra questi ultimi in evidenza gli off peak (+47,7%). Le transazioni derivanti da negoziazioni concluse su MTE, pari a 2,9 milioni di MWh, sono aumentate di oltre cinque volte rispetto ad un anno fa, rappresentando quasi l'11% del totale registrato (erano il 2% a giugno 2011).

Nel complesso le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 15,8 milioni di MWh (+8,1%).

Ancora in calo i programmi registrati nei conti in immissione, pari a 9,9 milioni di MWh (-3,2% su base annua). In aumento, invece, quelli registrati nei conti in prelievo, pari a 12,1 milioni di MWh (+3,7%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, dopo il record registrato a maggio è sceso a 1,70, confermandosi comunque notevolmente superiore rispetto ad un anno fa (+0,24) (Grafico 8).

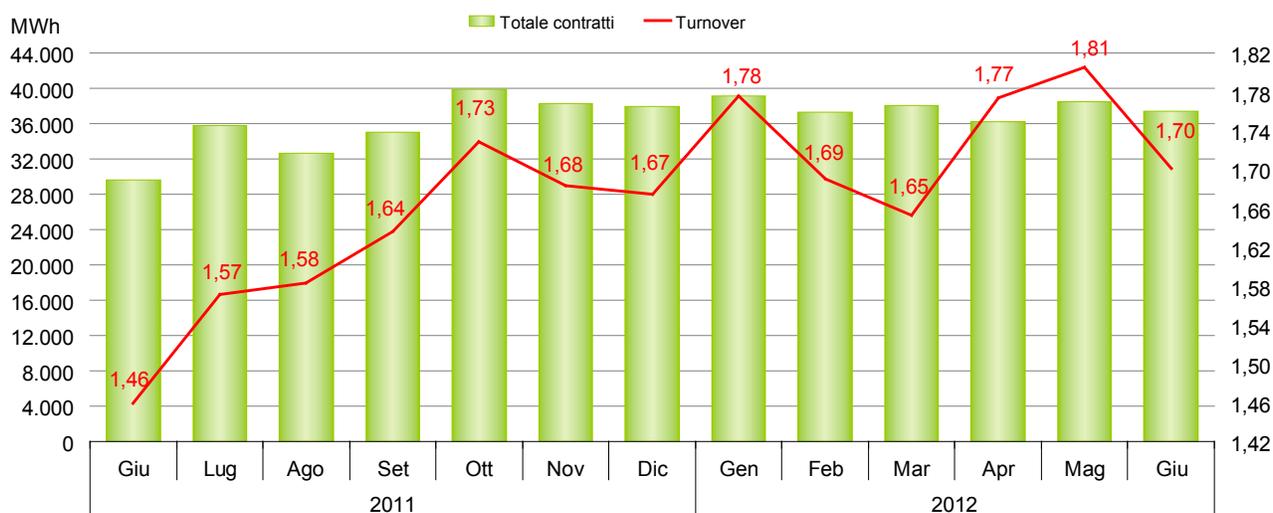
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a giugno e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
Baseload	7.426.940	+13,7%	27,6%	Richiesti	10.211.182	-2,4%	100,0%	12.147.472	+3,7%	100,0%
Off Peak	870.288	+47,7%	3,2%	di cui con indicazione di prezzo	3.556.150	+38,0%	34,8%	-	-	-
Peak	777.002	-1,5%	2,9%	Registrati	9.905.226	-3,2%	97,0%	12.146.797	+3,7%	100,0%
Week-end	600	-75,3%	0,0%	di cui con indicazione di prezzo	3.255.921	+37,4%	31,9%	-	-	-
Totale Standard	9.074.830	+14,7%	33,7%	Rifiutati	305.956	+30,6%	3,0%	675	-10,4%	0,0%
Totale Non standard	14.936.982	+14,8%	55,5%	di cui con indicazione di prezzo	300.229	+45,6%	2,9%	-	-	-
PCE bilaterali	24.011.812	14,8%	89,3%	Saldo programmi	-	-	-	2.241.571	+51,1%	-
MTE	2.889.108	+554,8%	10,7%							
TOTALE PCE	26.900.920	+25,9%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.817.370	+8,1%	58,8%							

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

Fonte: GME



MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di giugno aumenta la forbice tra il prezzo della zona nord di IPEX, salito a 75,77 €/MWh (+16,5%), e il prezzo della borsa BSP, sceso a 43,26 €/MWh (-18,0%). Tale dinamica ha prodotto la crescita del differenziale di prezzo tra le due borse a 31,8 €/MWh - valore massimo mai registrato – determinando, anche su base oraria, un prezzo italiano superiore a quello

sloveno nel 97% delle ore. In tale contesto di prezzi, entrambi i meccanismi di allocazione della capacità transfrontaliera, market coupling ed asta esplicita, hanno allocato in import verso l'Italia nel 100% delle ore. Il meccanismo di asta implicita, tuttavia, si conferma il più utilizzato dagli operatori con 367 MW di capacità allocata, pari al 95% del totale.

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	75,77	+10,5%	+16,5%	43,26	-7,0%	-19,3%	97%	3%	0%	367
Picco	85,97	+13,1%	+17,8%	57,29	+4,3%	-9,3%	34%	1%	0%	429
Fuori Picco	71,78	+7,5%	+19,6%	41,17	-7,4%	-17,1%	33%	2%	0%	392
Festivo	68,53	+10,9%	+11,3%	29,35	-24,2%	-37,5%	30%	0%	0%	264

* I prezzi sono relativi alla borsa Slovena BSP

Gráfico 1: Andamento dei prezzi

Fonte: GME

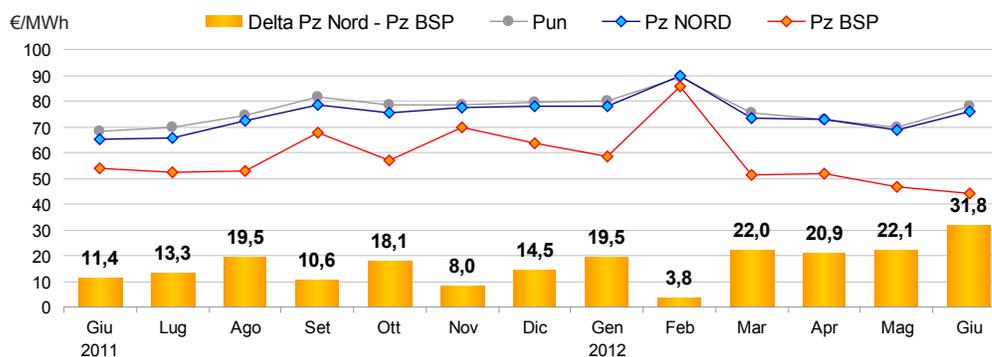
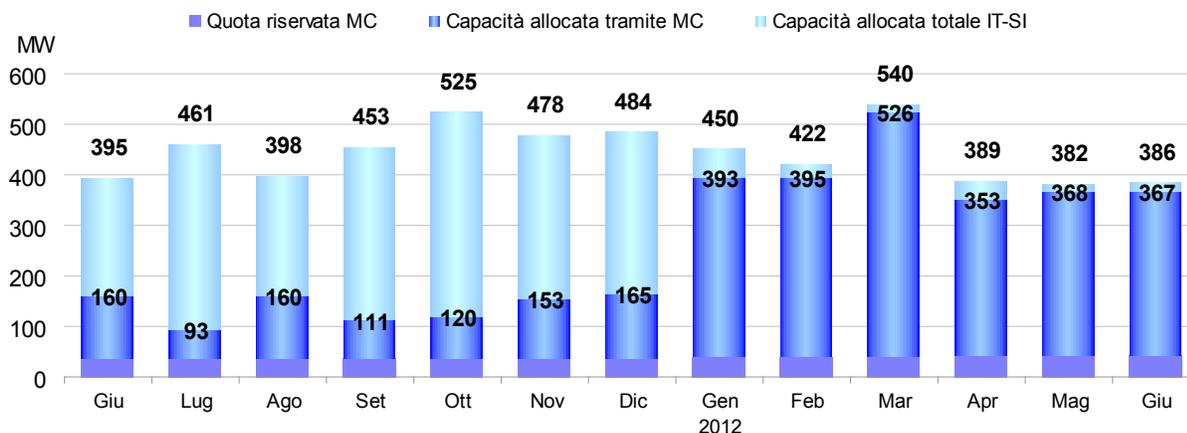


Gráfico 2: Capacità di import dalla Slovenia

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	367	19	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	367	19	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

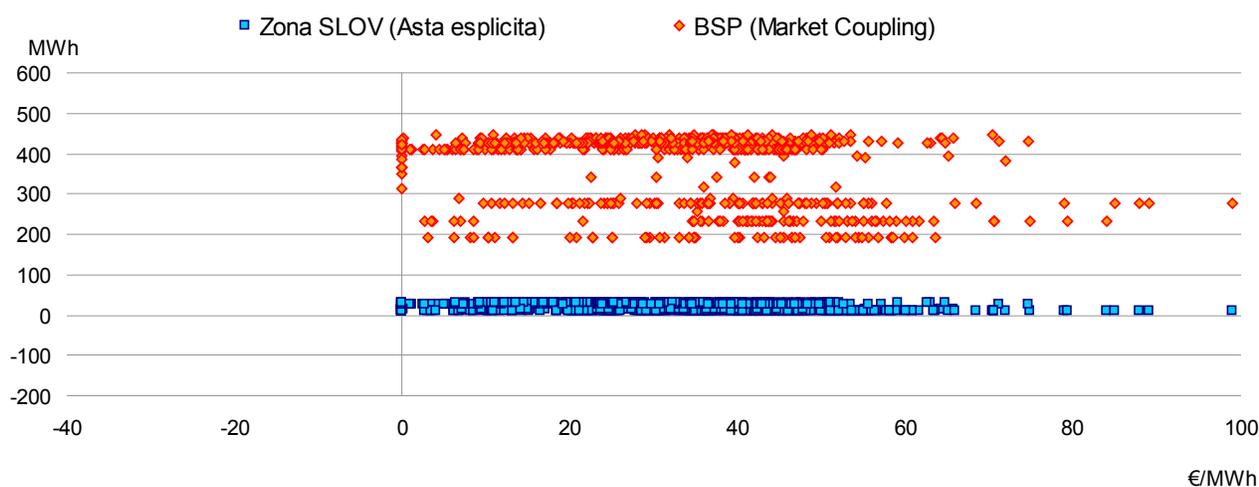
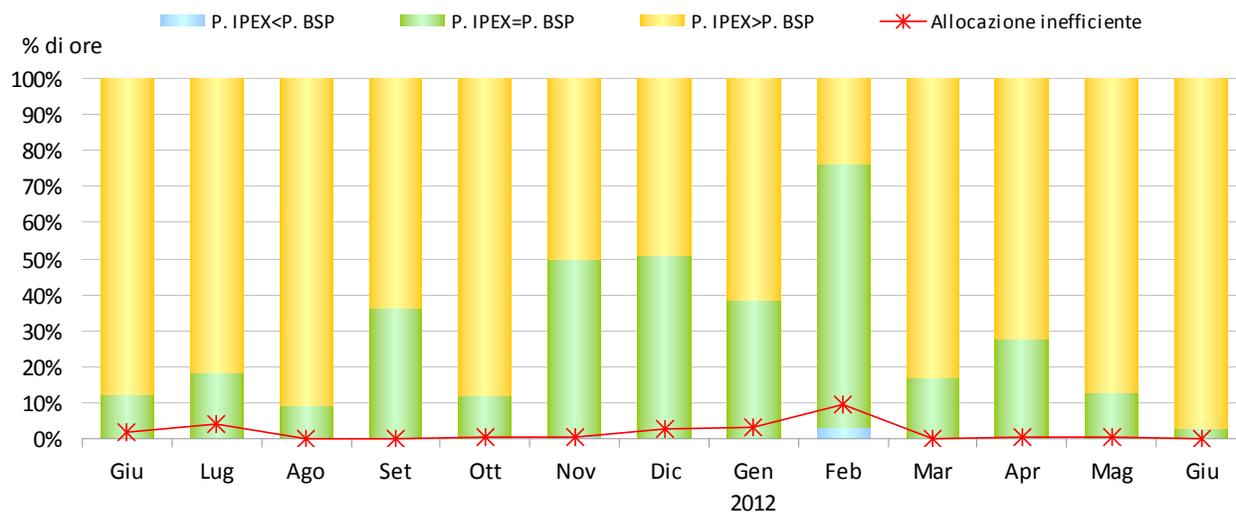


Grafico 4: frequenza di ore con prezzi diversi ed inefficienza

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di giugno si confermano le dinamiche emerse negli ultimi mesi: consumi su livelli minimi degli ultimi 6 anni, per effetto soprattutto del perdurante calo degli acquisti termoelettrici, assorbiti lato offerta dal calo delle importazioni e dall'iniezione negli stoccaggi.

Le principali quotazioni di riferimento per il gas italiano, PSV e PB-GAS, indicano un prezzo medio in discesa a 27,6 €/MWh (-3%). In evidenza, infine, la crescita dell'attività registrata su M-GAS, sia in termini di volumi che di sessioni con abbinamenti.

Nel mese di giugno i consumi di gas registrano il quarto ribasso consecutivo scendendo a 4.131 Mmc, valore minimo degli ultimi anni se si esclude il mese di agosto, risultando in flessione del 4% su base tendenziale. Tale diminuzione riflette i continui ribassi degli acquisti degli impianti di generazione termoelettrica (-10%), che scontano sia il calo dei consumi elettrici sia il ruolo crescente delle fonti rinnovabili, cui si

aggiungono i minori consumi civili (-7%). In controtendenza il solo comparto industriale che risulta in lieve crescita (+2%). I dati relativi al primo semestre evidenziano una domanda in calo tendenziale del 2%, totalmente indotto dai minori acquisti degli impianti di generazione (-12%), a fronte di consumi industriali stabili e domanda civile in lieve aumento (+3%) in buona parte legato all'emergenza climatica di febbraio scorso.

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.131	-4%
Impianti di Distribuzione	975	-7%
Consumi Termoelettrici	1.855	-10%
Consumi Industriali	1.047	+2%
Rete terzi e consumi di sistema	253	+57%
Offerta	4.131	-4%
Import	4.955	-4%
Produzione Nazionale	707	+14%
Sistemi di stoccaggio	-1.531	-5%

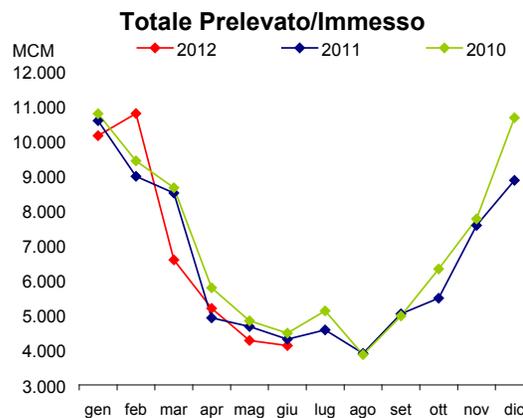
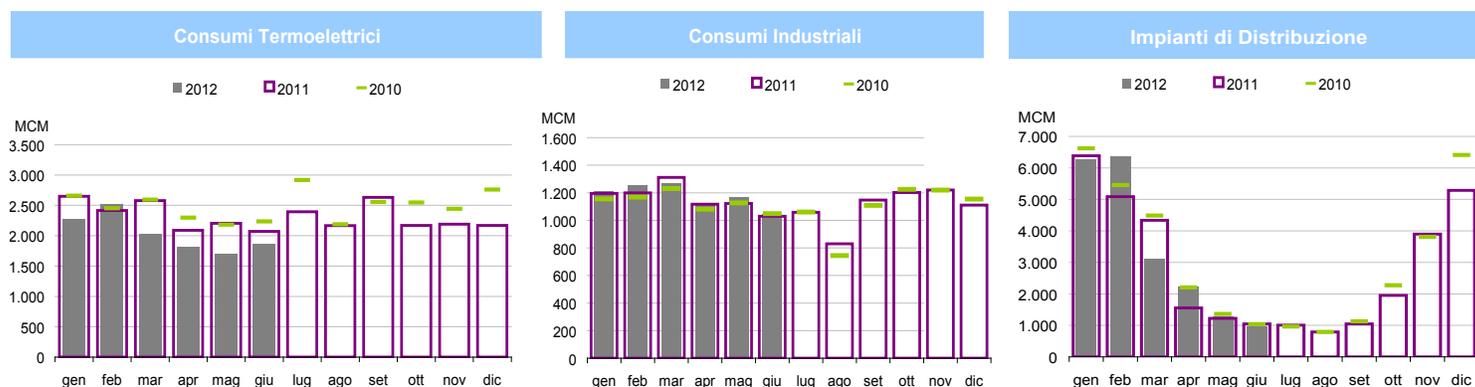


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



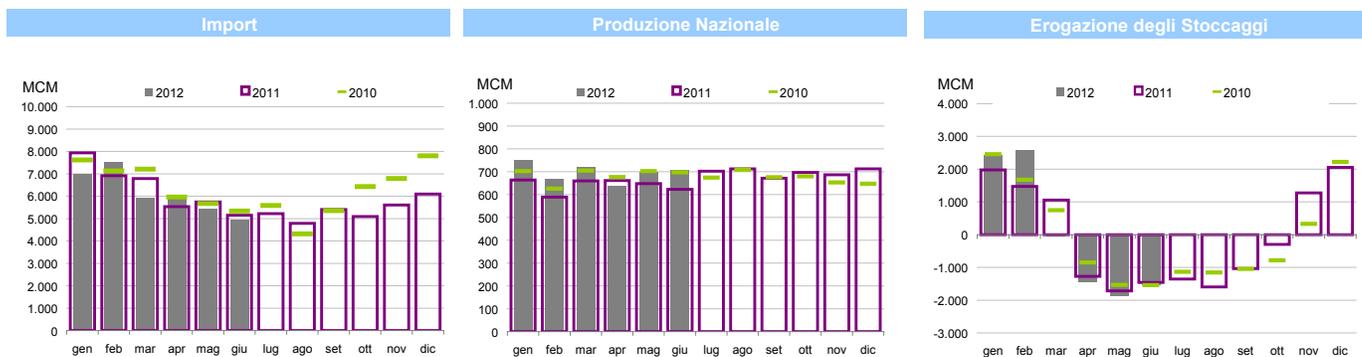
(continua)

Come nei mesi precedenti, la riduzione della domanda risulta assorbita dal calo delle importazioni (-4%) e dall'iniezione degli stoccaggi, a fronte di una produzione nazionale in aumento tendenziale (+14%), pari questo mese al 17% dei consumi. La contrazione delle importazioni è diffusa su tutti i punti di ingresso ad eccezione di Tarvisio (+9%). Le maggiori riduzioni

si registrano sul gas algerino (-24%), sul terminale GNL di Cavarzere (-23%) e sul gas nord europeo (-11%). Il mese si chiude con un ammontare di gas stoccato da Stogit pari a 6.700 Mmc, valore in aumento del 6% rispetto a quello registrato lo stesso mese di anno fa.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



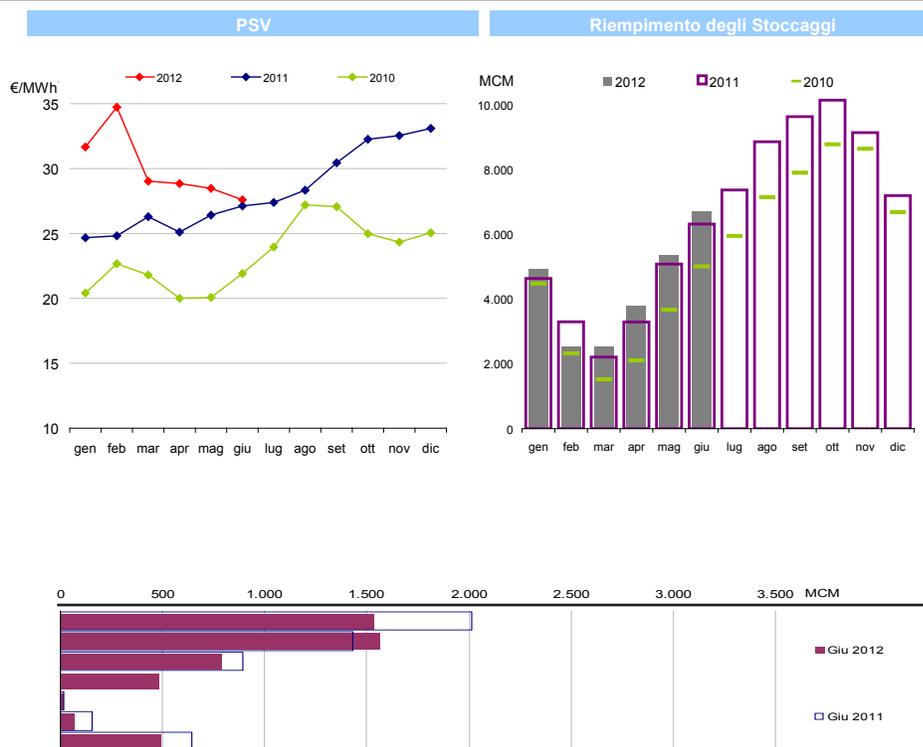
La quotazione mensile del PSV, benché ancora in lieve rialzo tendenziale, risulta in diminuzione rispetto al mese precedente attestandosi a 27,59 €/MWh (-3,1%). Tale riduzione produce il

restringimento del differenziale con le quotazioni dei principali hub europei che si porta a circa 3,8 €/MWh, valore minimo dall'inizio dell'anno.

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

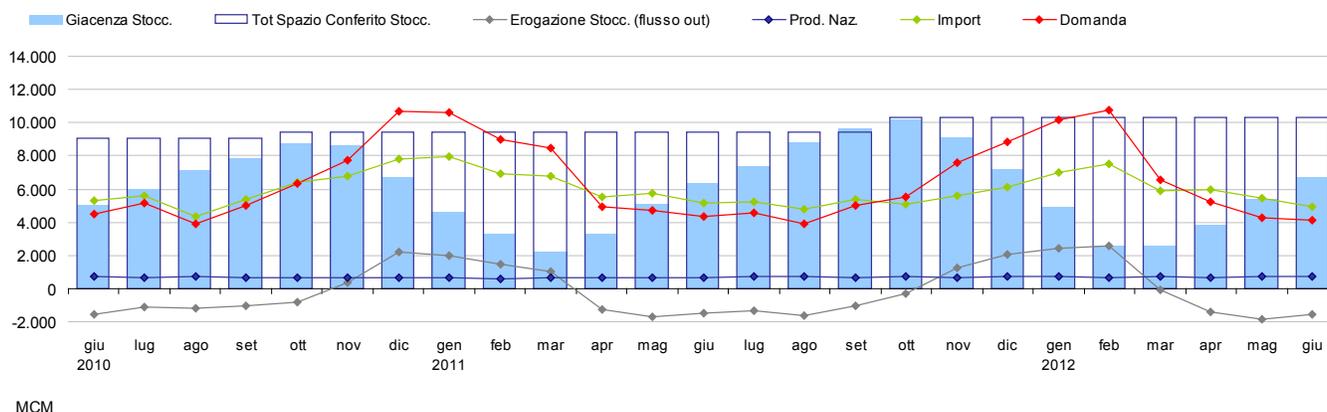
PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	27,59	+2%
min	26,90	+3%
max	28,80	-2%
Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	6.700	+6%
Erogazione (flusso out)	0	-
Iniezione (flusso in)	1531	+5%
Flusso netto	-1531	-5%
Totale Spazio Conferito	10.296	+9%
Quota su spazio conferito (%)	65%	-2 p.p.
Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	315	+1%
Import medio giornaliero	160	-7%
Quota di utilizzo (%)	51%	-4 p.p.
Punti di Entrata	MCM	Δ% Tend
Totale Import	4.955	-4%
Mazara del Vallo	1.536	-24%
Tarvisio	1.562	+9%
Passo Gries	794	-11%
Gela	481	-
Gorizia	17	+18%
Panigaglia (GNL)	71	-54%
Cavarzere (GNL)	494	-23%



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas gestiti dal GME esprimono prezzi in linea o poco superiori alle quotazioni al PSV. La PB-gas, su cui sono transitati 199 Mmc, ha espresso un prezzo medio pari a 27,56 €/MWh risultando in flessione analogica al PSV (-3,4%). M-gas registra una crescita delle transazioni totalizzando 4,3 Mmc, valore secondo solamente agli scambi raggiunti durante la crisi libica (6,3 Mmc). Il maggior utilizzo del mercato spot del gas risulta

evidente anche dall'aumento del numero di sessioni con abbinamenti, salito a 12, e del numero di operatori attivi, salito a 5. I prezzi medi risultano leggermente superiori ai riferimenti PB-gas e PSV attestandosi a 27,80-27,89 €/MWh; tuttavia si rileva che tale scarto è quasi completamente imputabile al differente numero di sessioni con abbinamenti.

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	27,89	10	-2,9%	1,6%	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	27,80	2	-	1,8%	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10 (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-gas (1)	€/MWh	27,56	30	-3,4%	1,7%	-	-	-	-
PSV (1)	€/MWh	27,59	-	-3,1%	1,8%	-	-	-	-

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

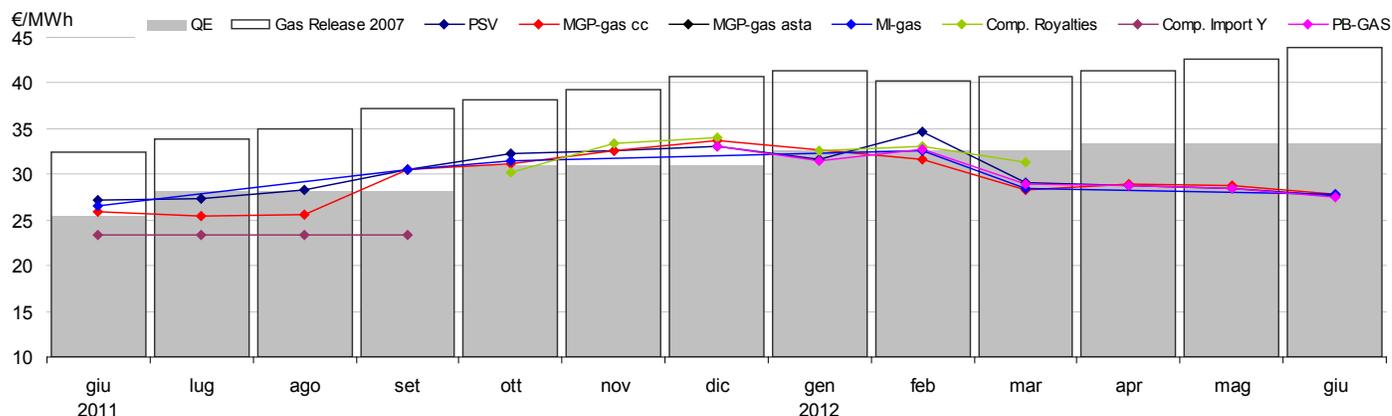


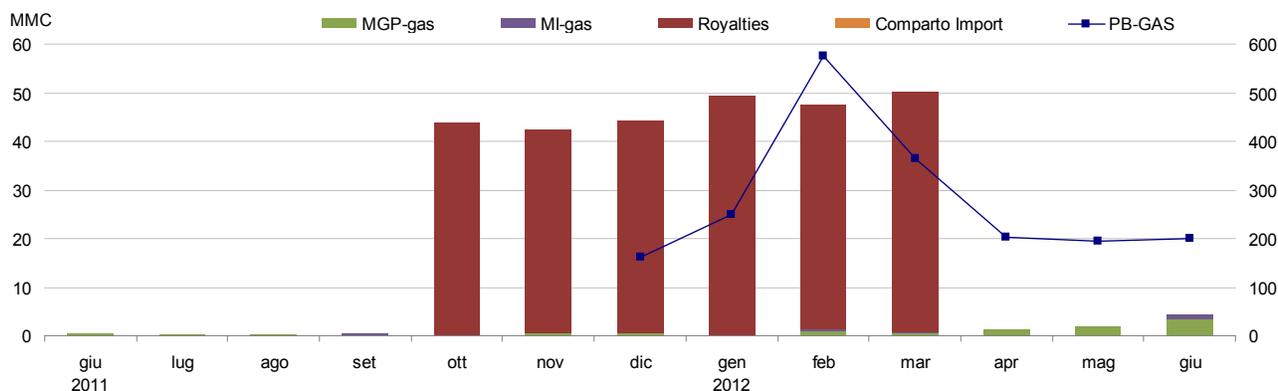
Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

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	3,6	83,3%	-	-	-	3,6	3	2	17
MI-gas	MCM	0,7	-	-	-	-	0,7	1	1	2
Comp. Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Comp. D.lgs 130/10	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PB-GAS	MCM	199	5,2%	-	-	-	199	17	37	-

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

Fonte: dati GME, SRG



II MERCATO DI BILANCIAMENTO DEL GAS

Nel mese di giugno sulla PB-gas sono stati scambiati 2,10 TWh di gas di cui l'82%, pari a 1,73 TWh, relativi allo sbilanciamento assoluto complessivo di SNAM e il 18%, pari a 0,37 TWh, relativi a scambi tra operatori. Tali dati confermano quanto già emerso nel mese di maggio, ovvero che il mercato di bilanciamento viene utilizzato in misura crescente come strumento per lo scambio di gas tra operatori, oltre che per la copertura degli sbilanciamenti fisici. Va rilevato, tuttavia, che tale dinamica presenta una marcata volatilità giornaliera, soprattutto in base al segno dello sbilanciamento, e che nel dato medio di questo mese pesa il giorno 25, in cui la quota di SNAM è scesa al 20% per effetto di una forte crescita degli scambi sul mercato. Lo sbilanciamento assoluto complessivo di SNAM, che questo mese è stato pari al 4% della domanda, è risultato in linea con il valore del mese scorso e con la media stagionale, dividendosi in 10 giorni in cui il sistema è stato corto e 20 giorni in cui il sistema è risultato lungo. In tale contesto il prezzo medio del mercato di bilanciamento è stato pari a 27,56 €/MWh risultando in diminuzione del 3,4%, ma comunque su valori analoghi al PSV e ai prezzi espressi dagli altri mercati spot del GME. Il prezzo giornaliero registra una crescita della volatilità, per

effetto di una prima parte del mese di andamento stabile seguita da una seconda parte di mercato trend ribassista, ad eccezione dell'ultima settimana in cui il prezzo è risalito ai livelli prossimi a quelli di inizio mese. In generale, il calo del prezzo medio si è concentrato sia nei giorni in cui SNAM ha acquistato sia nei giorni in cui ha venduto, determinando uno scarto tra le quotazioni nei due casi di circa 30 centesimi di €/MWh. Il numero di operatori che ha concluso scambi su PB-gas si conferma sostanzialmente stabile rispetto a maggio, con 42 operatori su 61 soggetti all'obbligo di offerta. In questo mese, inoltre, si definisce una netta differenza nella concentrazione tra i giorni in cui SNAM vende e acquista: nel primo caso, infatti, si registra un marcato calo del HHI¹, che scende sotto la prima soglia di concorrenzialità (1.800), accompagnato da un calo del CR3², sceso al 62% (-20 p.p.), mentre nel secondo entrambi gli indicatori evidenziano un deciso peggioramento. L'indice di marginalità (IOMq)³, per contro, evidenzia un generale miglioramento scendendo al 28%, valore minimo dall'avvio del mercato. Infine, gli indicatori calcolati al margine delle curve di domanda e offerta evidenziano un numero di operatori stabile e curve di domanda e offerta sostanzialmente anelastiche.

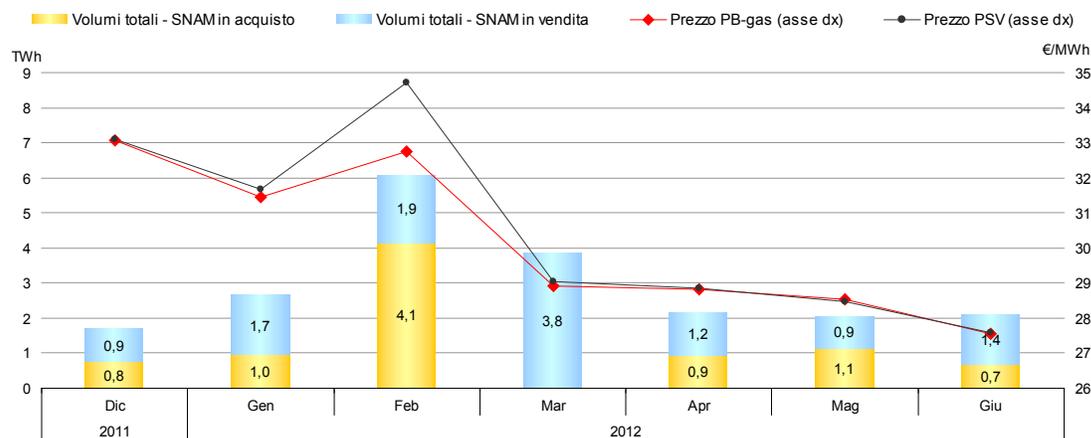
Tabella 1: Esiti del mercato

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	10	16	27,35	-4,7%	0,09	1,3%	0,6%	67.077	-5%
Vendita	20	15	27,66	-2,4%	-0,29	1,7%	0,6%	71.610	15%
Totale	30	31	27,56	-3,4%	-0,03	1,7%	0,9%	70.099	5%

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

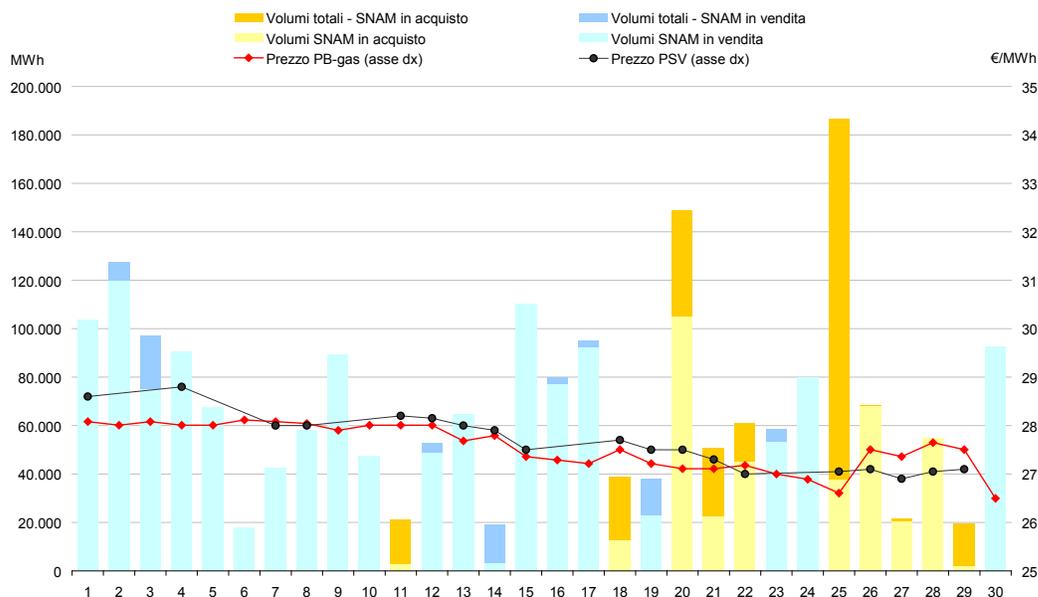


Tabella 2: Partecipazione al mercato

Fonte: dati GME

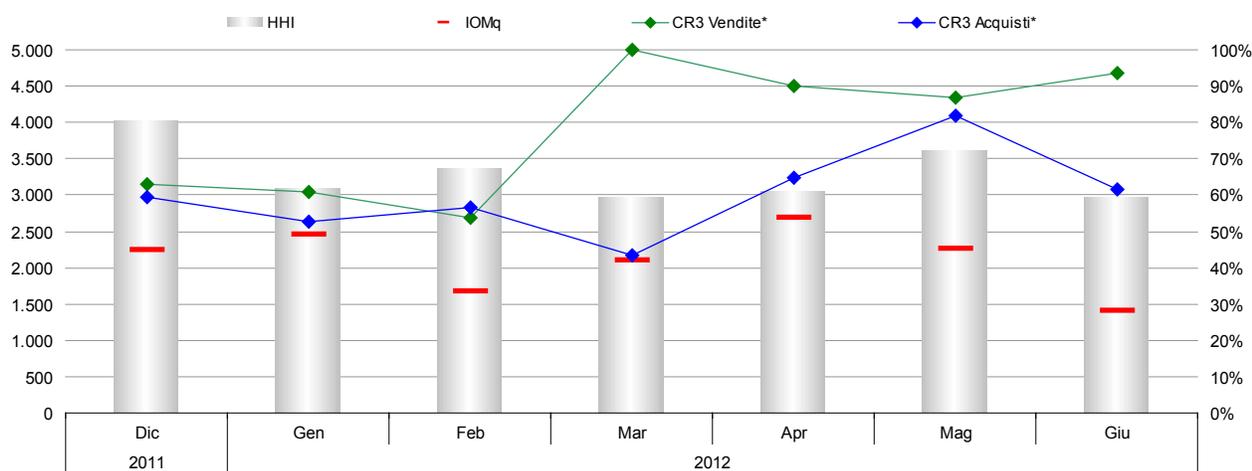
SNAM	N° operatori attivi		HHI		IOMq		N° operatori nell'intorno (1)				Elasticità di prezzo nell'intorno (2)			
	M	M-1	M	M-1	M	M-1	Sinistro		Destro		Sinistro		Destro	
							M	M-1	M	M-1	M	M-1	M	M-1
Acquisto	36	30	5.452	3.661	33%	73%	28	32	24	23	0,6%	1,7%	-0,7%	-0,9%
Vendita	39	37	1.744	3.550	42%	49%	28	32	26	23	0,1%	0,0%	0,0%	-0,1%
Totale	42	43	2.980	3.607	28%	45%	28	32	26	23	0,3%	0,9%	-0,2%	-0,5%

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

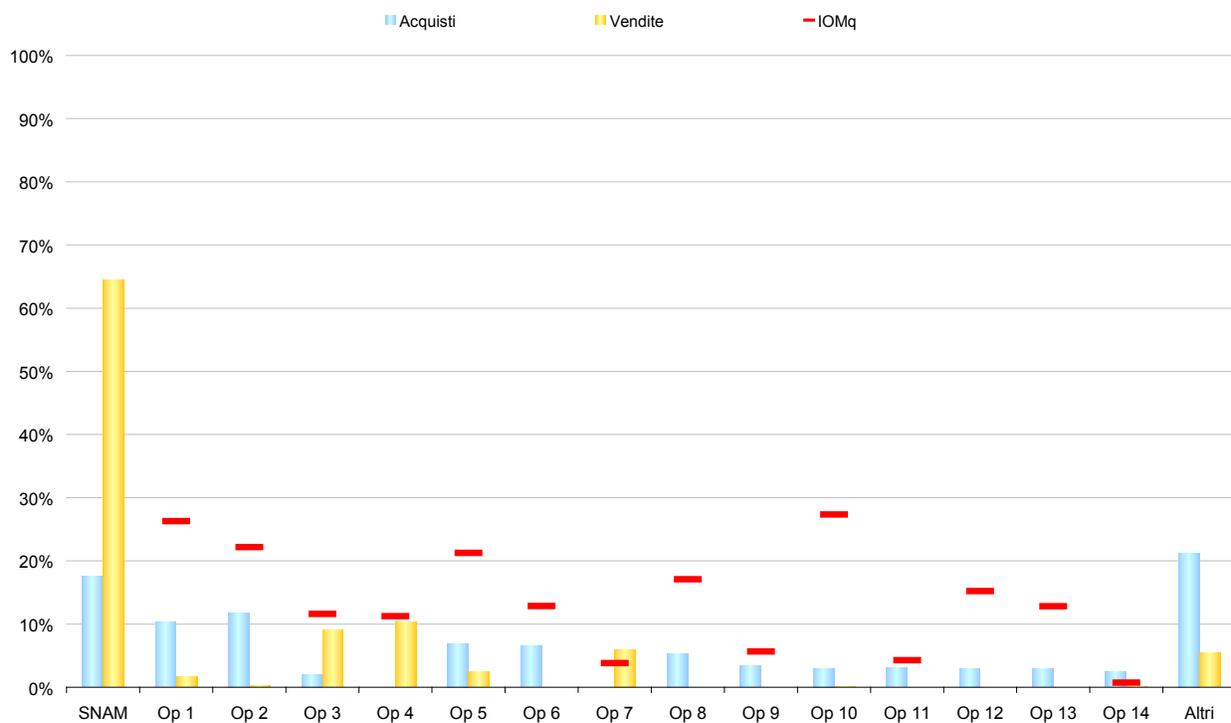
Fonte: dati GME



* 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 giugno le quotazioni petrolifere e del gas registrano un ulteriore ribasso, consolidando le dinamiche osservate a partire da aprile. La tendenza risulta particolarmente significativa sui mercati del greggio e dei suoi derivati, dove i prezzi si riportano sui livelli rilevati a cavallo tra il 2010 e il 2011.

Viceversa, sembra arrestarsi il trend ribassista del carbone, il cui prezzo si conferma sui livelli del mese precedente,

mantenendosi tuttavia sui valori minimi degli ultimi due anni. Dinamiche discordanti si registrano sulle principali borse elettriche, con i prezzi dei paesi dell'area mediterranea (Italia e Spagna) che sperimentano sensibili rialzi, a fronte di quotazioni stabili sul listino tedesco e in forte calo sul riferimento scandinavo, dove i prezzi scendono sui livelli minimi del triennio.

A giugno si registra una ulteriore accelerazione del trend ribassista del Brent, osservato a partire dal mese di aprile, con il prezzo del greggio continentale che scende al minimo da fine 2010, attestandosi sui 95 \$/bbl (-13,9% su base mensile; -16,8% su base annua) e risultando di circa 12 \$/bbl inferiore all'ultima quotazione future disponibile per il mese in oggetto. Diminuzioni di intensità leggermente meno pronunciata interessano anche i listini extra-europei, favorendo una progressiva convergenza tra il riferimento europeo e quello statunitense. Tale convergenza sembra trovare conferma anche nelle aspettative degli operatori, orientate nel lungo periodo verso una graduale riduzione del differenziale tra Brent e WTI.

I prodotti di raffinazione del greggio seguono, come solitamente osservato, le dinamiche della loro materia prima, con l'olio combustibile e il gasolio che scendono rispettivamente a 597 \$/MT (-11,8%) ed a 843,1 \$/MT (-9,8%). Anche in questo caso la forte flessione delle quotazioni riporta i prezzi di tali commodities sui livelli registrati nei primi mesi del 2011, contribuendo alla formazione di aspettative al ribasso, con i prodotti annuali che sui mercati a termine risultano quotati a 554 \$/MT per l'olio combustibile ed a 804 \$/MT per il gasolio.

Dopo i significativi decrementi del prezzo del carbone europeo che hanno caratterizzato l'ultimo anno, nel mese di giugno si registra un arresto di tale tendenza al ribasso, con le quotazioni dell'API2 che si mantengono stabili a livello congiunturale a 86,8 \$/MT. A fronte di tale dinamica i prezzi del carbone continentale si confermano sui valori minimi dell'ultimo biennio, registrando una contrazione su base tendenziale prossima al 30%. Viceversa, prosegue la discesa del riferimento sudafricano che si riallinea ai livelli europei portandosi sui valori più bassi del periodo 2010-2012.

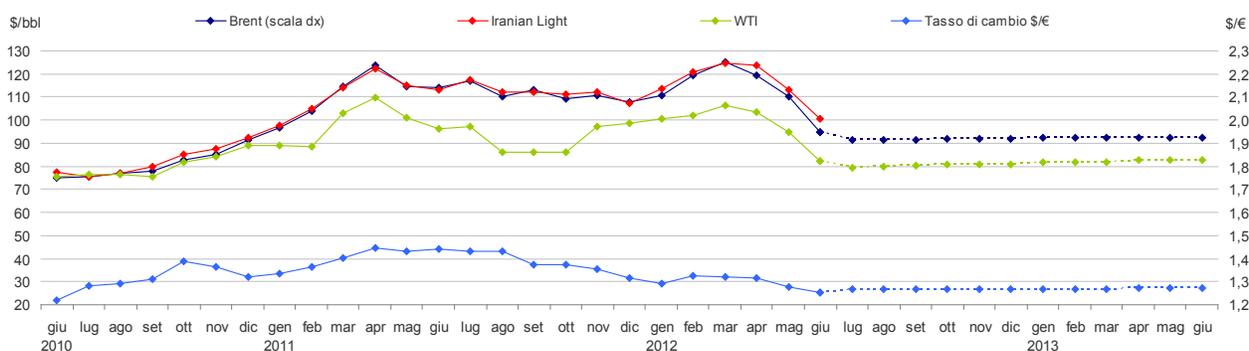
Su base mensile la svalutazione dell'euro rispetto al dollaro (tasso di cambio a 1,25; -1,9%) contribuisce solo in parte a mitigare i forti decrementi delle quotazioni petrolifere denominate in euro, rimandando gli impatti più significativi sul carbone continentale, dove le quotazioni espresse in valuta europea registrano un incremento prossimo al 2%. D'altro canto, l'andamento del tasso di cambio risulta particolarmente rilevante su base annua, con il forte deprezzamento dell'euro (-12,9%) che riduce sensibilmente il calo tendenziale dei prezzi del Brent (-4,6%), favorendo addirittura per i suoi derivati un'inversione del segno nella variazione annua (+2,3%; +3,4%).

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

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Giu 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 12	Ago 12	Set 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,25	-1,9%	-12,9%	1,24	1,27 ▲	1,27 ▲	1,27 -	1,27 ▲
Brent	\$/bbl	94,8	-13,9%	-16,8%	106,6	91,2 ▼	91,4 ▼	91,5 -	92,0 ▼
FOB	€/bbl	75,6	-12,3%	-4,6%	86,2	72,0 ▼	72,1 ▼	72,2 -	72,2 ▼
Fuel Oil	\$/MT	596,7	-11,8%	-10,8%	655,3	563,5 ▼	561,0 ▼	558,5 -	553,8 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	475,6	-10,1%	+2,3%	530,2	445,1 ▼	443,0 ▼	440,8 -	434,6 ▼
Gasolio	\$/MT	843,1	-9,8%	-9,9%	904,8	804,8 ▼	801,4 ▼	800,4 -	803,8 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	672,0	-8,0%	+3,4%	732,2	635,7 ▼	632,8 ▼	631,7 -	630,8 ▼
Coal	\$/MT	86,8	-0,1%	-29,3%	88,5	90,3 ▲	90,7 ▼	90,8 -	98,3 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	69,2	+1,8%	-18,9%	71,6	71,3 ▼	71,6 ▼	71,7 -	77,1 ▼

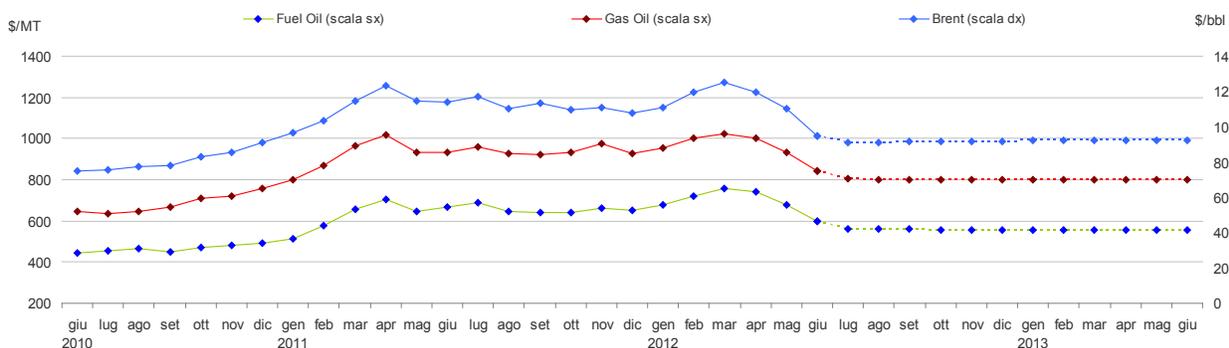
(continua)

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



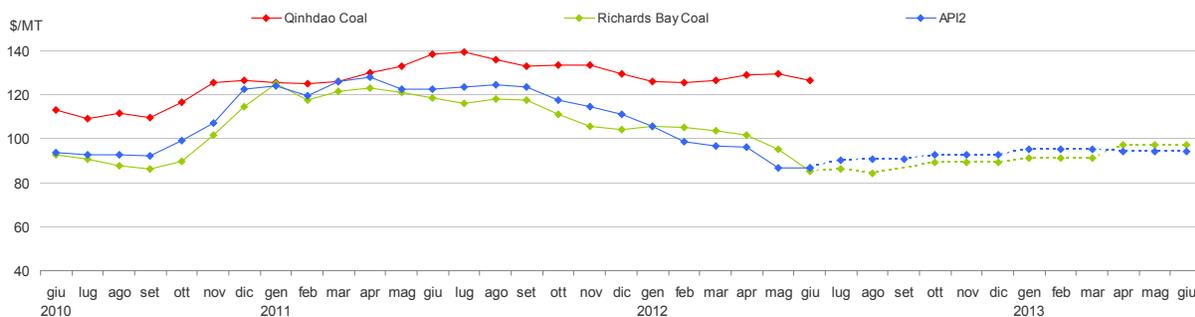
Fonte: Thomson-Reuters

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

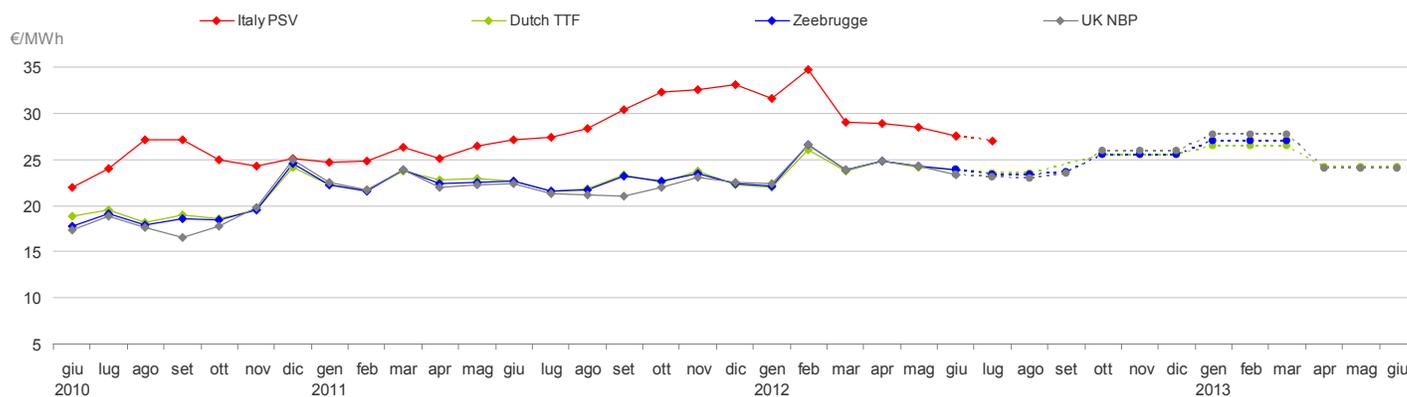
Al pari del mese precedente le quotazioni europee del gas registrano riduzioni meno consistenti rispetto a quelle dei prodotti petroliferi (-1,4/-3,4%), con i prezzi degli hub centro-settentrionali allineati sui 23/24 €/MWh e le quotazioni al PSV che scendono sotto i 28 €/MWh. Merita rilevare il più consistente calo del riferimento italiano (-3,1%), che porta il differenziale tra il valore del gas al Punto di Scambio Virtuale e quello rilevato sugli hub centro-europei a 3,8 €/MWh. La progressiva convergenza tra prezzi al PSV e quotazioni

continentali risulta confermata anche su base annua, con l'hub italiano che sperimenta un tasso di crescita dell'1,7%, a fronte di aumenti compresi tra il 4,2% e il 5,6% nel resto d'Europa. In ottica futura, i mercati a termine esprimono aspettative conservative per il periodo luglio-settembre, confermando viceversa la prospettiva di una ripresa delle quotazioni all'avvio del nuovo anno termico, con queste ultime che sono attese registrarsi nel primo trimestre del 2013 su livelli sensibilmente superiori rispetto a quelli osservati nell'ultimo biennio.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)							
		Giu 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 12	Ago 12	Set 12	Gas Year 12				
PSV DA	Italia	27,59	-3,1%	+1,7%	28,20	27,05	-	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	23,82	-1,4%	+5,1%	23,40	23,45	-	23,50	-	-	-	25,05	▼
Zeebrugge	Belgio	23,90	-1,4%	+5,6%	23,49	23,29	▲	23,29	▼	23,61	-	25,30	▼
UK NBP	Regno Unito	23,38	-3,4%	+4,2%	-	23,04	▲	22,97	▼	23,42	▼	25,39	▼



Dinamiche divergenti si riscontrano sulle principali borse elettriche europee, con i riferimenti franco-tedesco pressoché stabili attorno ai 38/40 €/MWh (-0,1%; +3,5%), e i listini italiano e spagnolo che si attestano rispettivamente a 77,88 €/MWh e 53,50 €/MWh, sperimentando sensibili rialzi rispetto al mese scorso (+11,3%; +22,7%) indotti prevalentemente dalla ripresa stagionale dei consumi. Da segnalare, inoltre, per l'entità delle sue variazioni, la forte contrazione del prezzo della borsa scandinava (-12,1%), sceso al minimo del triennio (25,04 €/MWh). Anche su base tendenziale si rilevano andamenti

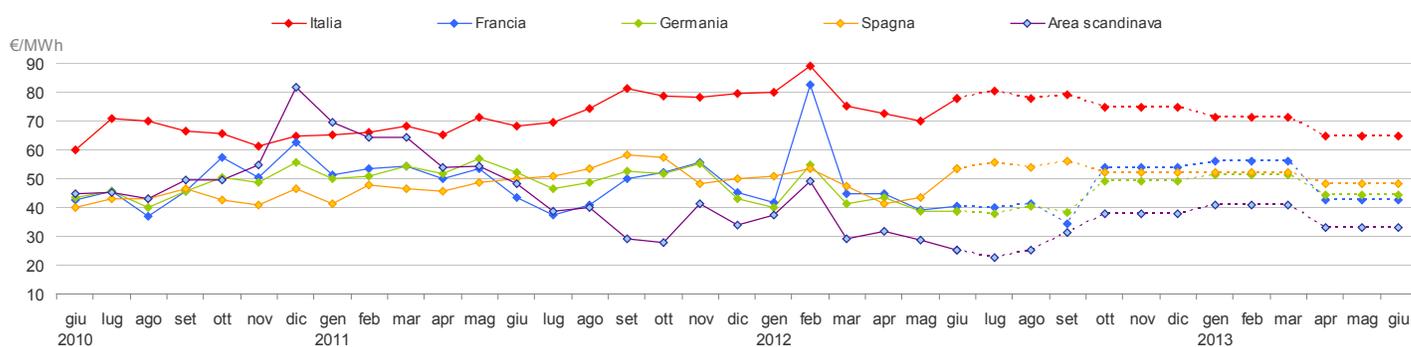
piuttosto discordanti tra le diverse piazze europee, con il listino tedesco che mostra un forte decremento (-25,8%) che sembra incorporare le dinamiche del carbone, ed Ipex che registra un rialzo prossimo al 14%.

In chiave prospettica appare opportuno evidenziare come le quotazioni futures, nonostante l'andamento rilevato nel mese in oggetto sul mercato a pronti, mostrino nei prossimi 12 mesi un trend al ribasso del prezzo italiano, segnalando a partire da ottobre una progressiva convergenza tra prezzo italiano e quotazioni centro-europee.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Giu 12	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Lug 12	Ago 12	Set 12	Calendar
Italia	77,88	+11,3%	+13,8%	74,00	80,25 ▲	78,03 ▲	79,00 -	69,18 ▼
Francia	40,34	+3,5%	-7,1%	38,95	40,00 ▲	41,52 ▲	34,29 -	50,00 ▲
Germania	38,81	-0,1%	-25,8%	38,33	37,97 ▼	40,39 ▼	38,10 -	48,35 ▼
Svizzera	39,31	+2,9%	-26,1%	-	-	-	-	-
Austria	38,99	+0,4%	-26,6%	-	-	-	-	-
Spagna	53,50	+22,7%	+7,0%	53,25	55,70 ▲	54,06 ▲	56,26 -	51,30 ▲
Area scandinava	25,04	-12,1%	-48,3%	25,75	22,40 ▼	25,40 ▼	31,25 -	36,80 ▼



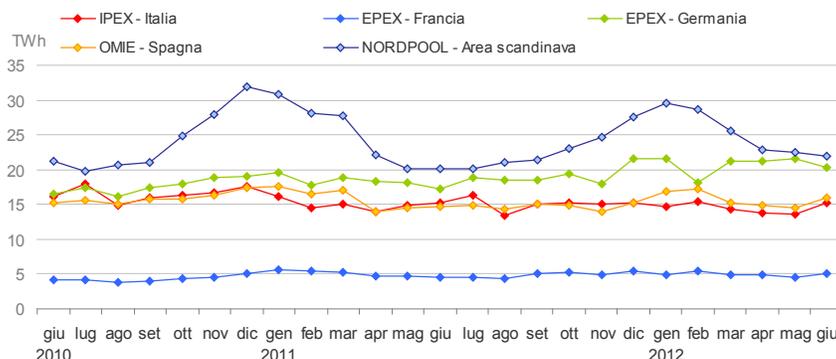
Relativamente alle quantità scambiate, Epex, l'exchange di riferimento per l'area franco-tedesca, si conferma anche nel mese di giugno attorno ai 27 TWh, con NordPool che segue

come seconda borsa più capiente attestandosi sui 22 TWh (rispettivamente +20,3% e +8,8% su base annua).

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

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Giu 12	Diff M-12(%)
Italia	15,2	-0,6%
Francia	5,1	+12,0%
Germania	20,2	+17,6%
Svizzera	1,7	+84,5%
Austria	0,7	+9,4%
Spagna	15,9	+8,2%
Area scandinava	22,0	+8,8%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Nel mese di giugno 2012, sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica, sono stati scambiati 14.962 TEE, in diminuzione rispetto ai 766.771 TEE scambiati a maggio.

Dei 14.962 TEE, sono stati scambiati 9.052 TEE di Tipo I, 5.825 TEE di Tipo II e 85 TEE di Tipo III.

Sulla piattaforma dei Titoli di Efficienza Energetica si osserva, nel mese di giugno, una notevole diminuzione dei volumi scambiati rispetto al mese di maggio, mentre la diminuzione dei prezzi medi risulta più contenuta.

L'eccesso di domanda, provocata dalla scadenza del termine di consegna dei titoli all'AEEG, da parte degli operatori obbligati, sembra essere stata del tutto soddisfatta, con l'aumento della numerosità delle sessioni svolte il mese scorso.

In particolare, la diminuzione dei prezzi medi, in percentuale, è stata pari a -3,85% per la Tipologia I, -4,40% per la Tipologia II e -4,62% per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 99,62 € (rispetto a 103,61 € di maggio), i titoli di tipo II ad una media di 99,29 € (rispetto a € 103,86 del mese scorso) e i titoli di tipo III ad una media di 99,01 € (rispetto a 103,80 € del mese precedente).

I titoli emessi dall'inizio dell'anno sono pari a 3.360.544 (1.266.543 di tipo I, 1.155.719 di tipo II e 978.282 di tipo III).

Dall'inizio del meccanismo i titoli emessi sono pari a 14.787.128.

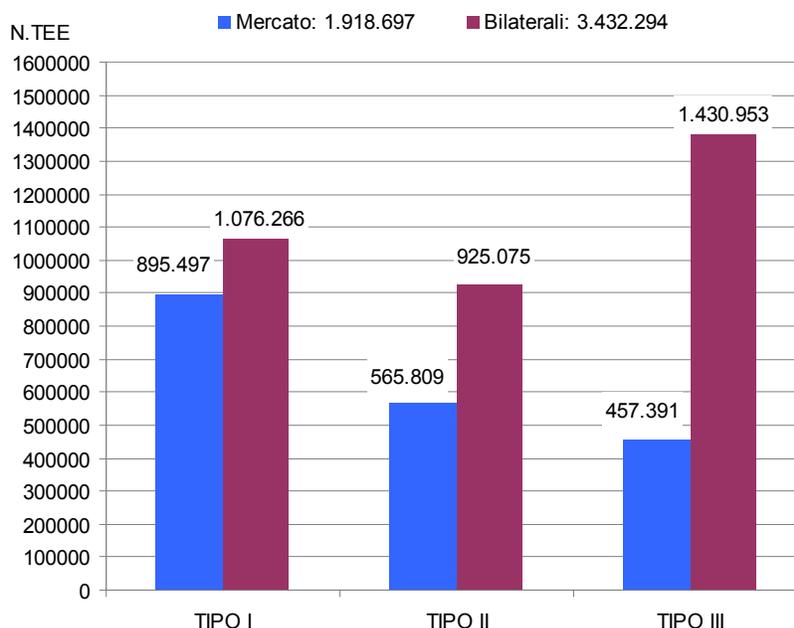
TEE, risultati del mercato del GME - giugno 2012

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	9.052	5.825	85
Controvalore (€)	€ 901.785,84	€ 578.369,30	€ 8.415,75
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 98,51	€ 98,89	€ 99,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 103,00	€ 100,00	€ 99,03
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 99,62	€ 99,29	€ 99,01

TEE scambiati dal 1 gennaio 2012

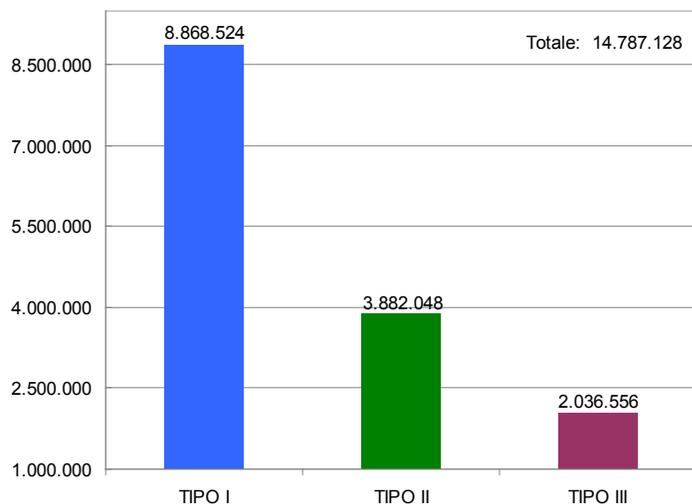
Fonte: GME



(continua)

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

Fonte: GME



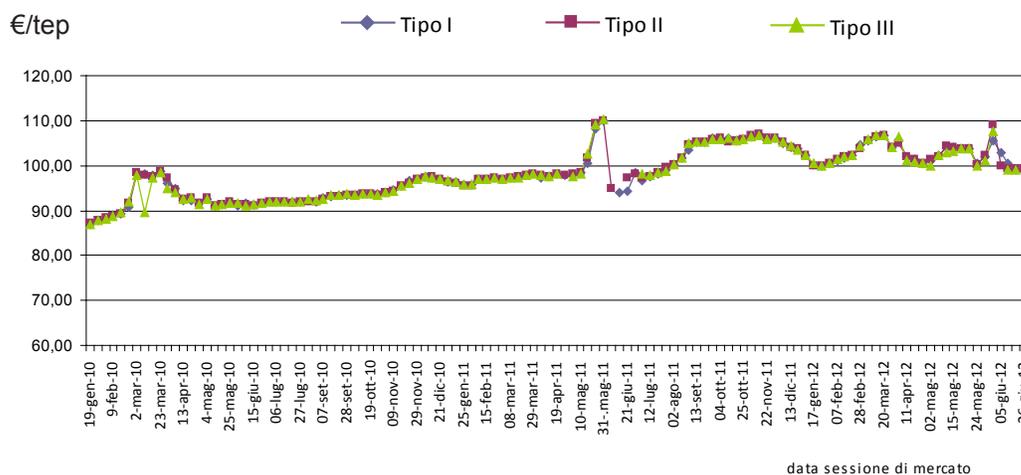
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (al 30 giugno 2012). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME

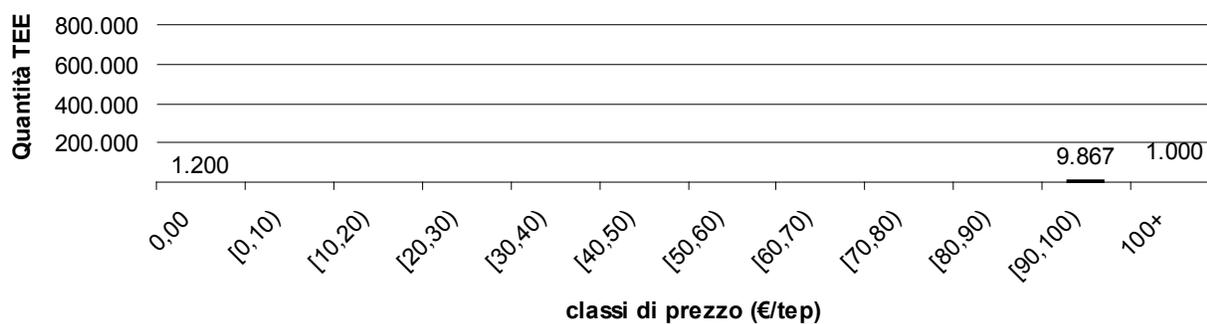


Nel corso del mese di giugno 2012 sono stati scambiati 12.067 titoli attraverso contratti bilaterali delle varie tipologie. La media dei prezzi dei TEE scambiati attraverso i bilaterali è stata pari a 88,36 €/TEE, minore di 11,13 € rispetto alla media

registrata sul mercato organizzato di 99,49 €. Nel grafico sottostante vengono evidenziati i volumi per ciascuna classe di prezzo:

TEE scambiati per classi di prezzo. Giugno 2012

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di giugno 2012 sono stati scambiati 306.375 CV, in aumento rispetto ai 252.818 CV negoziati nel mese di maggio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2012 con un numero di certificati pari a 235.609 (163.391 CV_2012 a maggio) e dei CV con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 59.222 (69.131 CV_2011 il mese scorso).

Seguono le due tipologie di Certificati Verdi per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 10.270 certificati (13.036 CV_TRL_2011 lo scorso mese) e con anno di riferimento 2010, con una quantità pari a 110 certificati (6.835 CV_TRL_2010 il mese scorso). Infine, il volume scambiato per la tipologia di Certificati Verdi con anno di riferimento 2010 è stato pari a 1.164 certificati (425 CV_2010 lo scorso mese).

Per ciò che concerne l'andamento dei prezzi, si interrompe la tendenza al ribasso iniziata nel mese di marzo per tutte le tipologie

tranne che per i CV_2012, il cui prezzo medio ponderato, pari a 72,15 €/MWh, risulta ancora in diminuzione di 0,86 €/MWh rispetto al mese precedente.

Le tipologie di Certificati che hanno registrato un aumento del prezzo medio rispetto al mese precedente sono stati, quindi, i CV_2011_TRL che mostrano un prezzo medio in aumento di 5,32 €/MWh, pari a 77,55 €/MWh. Seguono, i CV_2010_TRL che presentano un aumento del prezzo medio pari a 0,80 €/MWh rispetto a maggio e pari a 72,25 €/MWh e i CV_2011, il cui prezzo medio di 77,55 €/MWh ha avuto un aumento di 0,32 €/MWh. Infine, il prezzo medio dei CV_2010 è stato pari a 73,03 €/MWh, in aumento di 0,18 rispetto al prezzo medio del mese scorso.

(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.

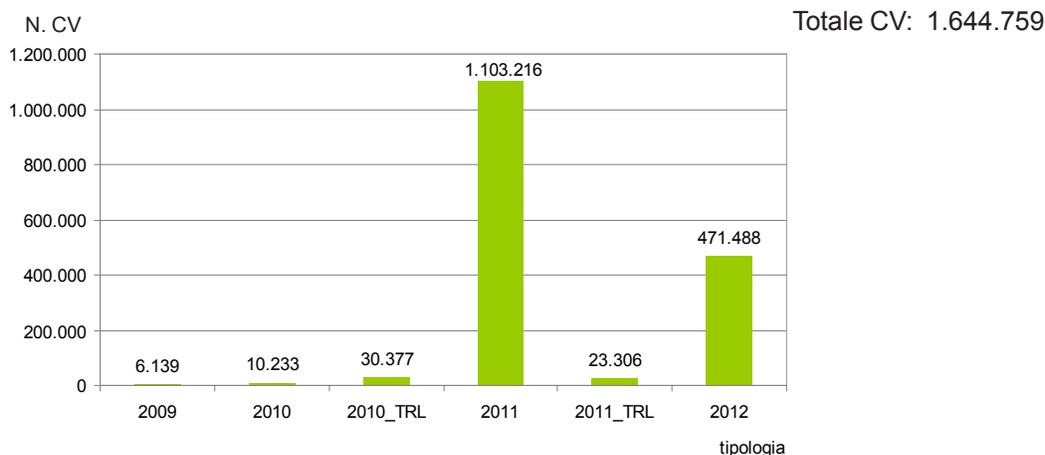
CV, risultati del mercato GME. Giugno 2012

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2010	2010_TRL	2011	2011_TRL	2012
Volumi CV scambiati (n. CV)	1.164	110	59.222	10.270	235.609
Valore totale (€)	€ 85.004,80	€ 7.947,50	€ 4.592.562,59	€ 832.770,00	€ 16.998.853,81
Prezzo minimo (€/CV)	€ 72,90	€ 72,25	€ 75,00	€ 80,85	€ 69,00
Prezzo massimo (€/CV)	€ 73,20	€ 72,25	€ 79,00	€ 82,00	€ 73,20
Prezzo medio (€/CV)	€ 73,03	€ 72,25	€ 77,55	€ 81,09	€ 72,15

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

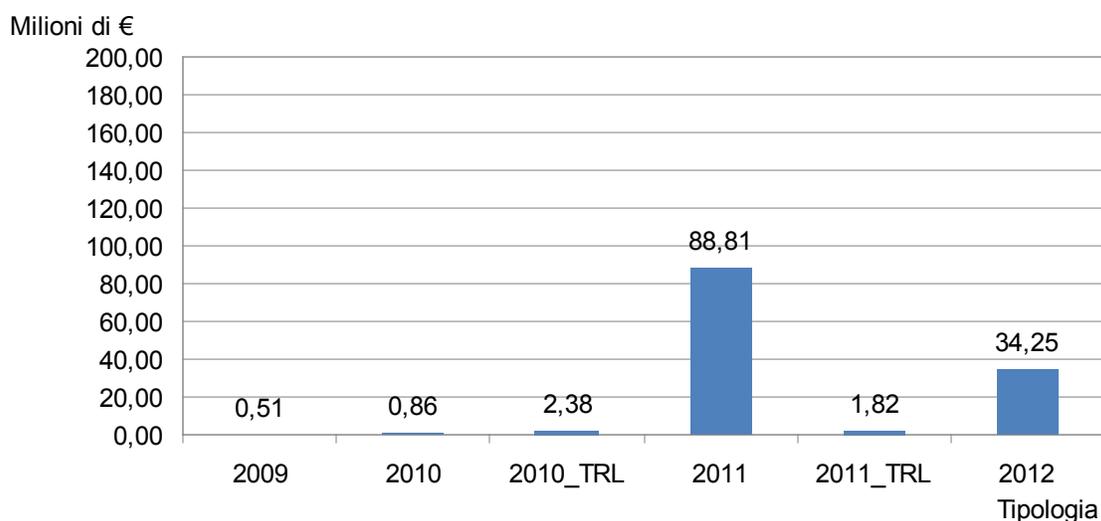
Fonte: GME



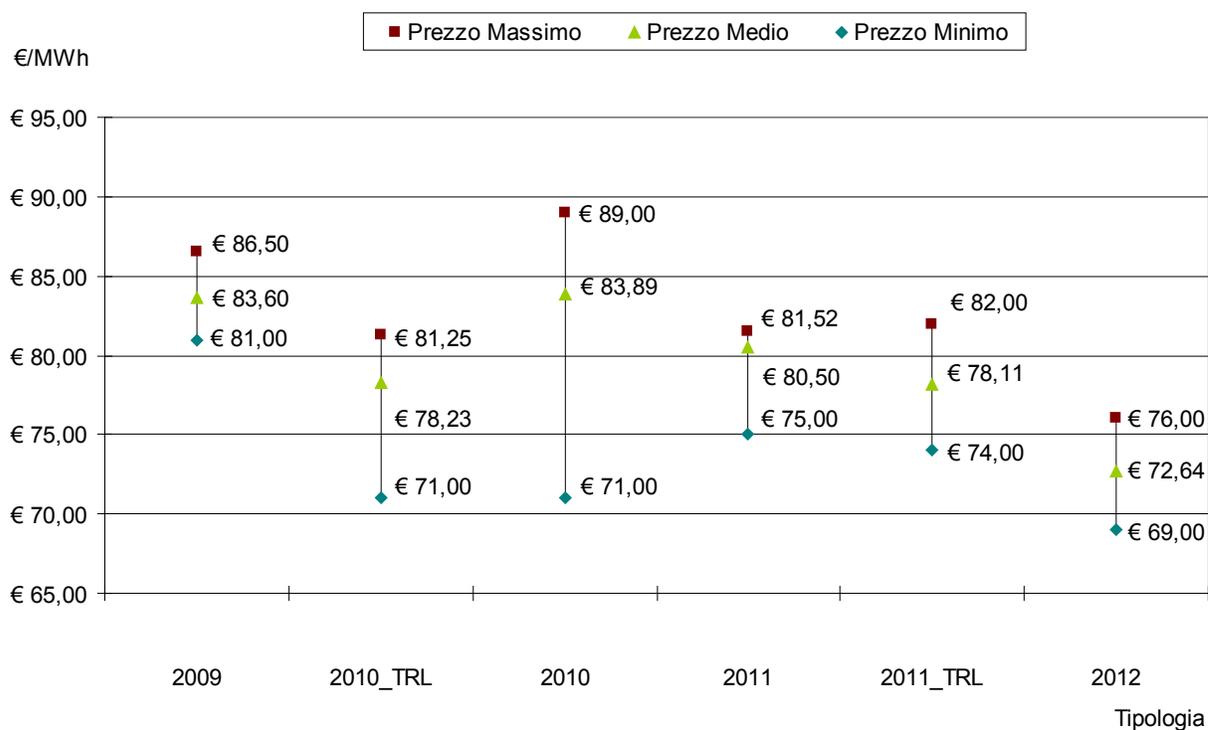
(continua)

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

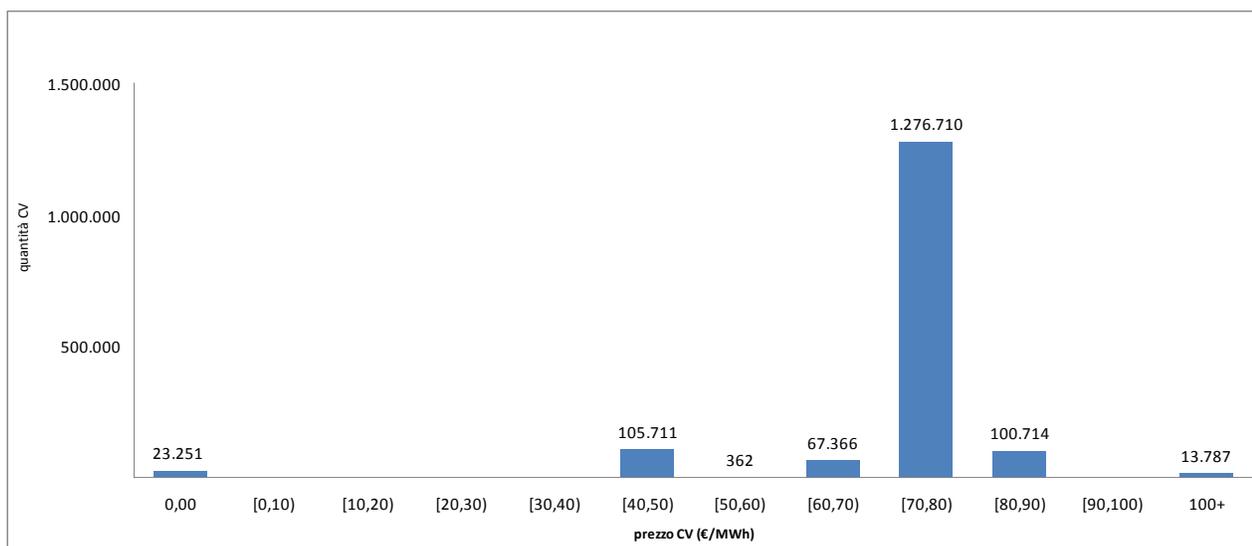


(continua)

Nel corso del mese di giugno 2012 sono stati scambiati, attraverso contratti bilaterali, 1.587.901 CV delle varie tipologie. Nel grafico sottostante vengono evidenziate i volumi per ciascuna classe di prezzo:

CV scambiati bilateralmente per fasce di prezzo 2012. Giugno 2012

Fonte: GME



La media dei prezzi dei CV scambiati attraverso i bilaterali, nel corso del mese di giugno, è stata pari a 72,00 €/MWh, minore di 1,5 €/MWh rispetto alla media registra sul mercato organizzato (73,50 €/MWh).

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel mese di giugno sono state scambiate sulle piattaforme europee 500,5 milioni di EUAs, in aumento di 3,36 % rispetto al mese precedente (484,2 milioni di EUA a maggio - fonte Point Carbon).

Alcune novità hanno contribuito a sostenere i prezzi sia sul mercato a pronti sia sul mercato a termine delle Unità di emissione.

Per ciò che concerne il mercato a pronti, il 20 giugno, la Commissione UE ha dato avvio al Registro Unico Europeo, con la migrazione di circa 30.000 Conti dai Registri nazionali dei 30 Paesi partecipanti all'ETS, verso il Registro Unico. L'istituzione del Registro Unico ha il fine di garantire una maggiore sicurezza dopo le frodi perpetrate su alcuni registri nazionali europei nel 2010 ed assicurare una miglior monitoraggio delle transazioni sui mercati spot.

Nel periodo antecedente la data ultima per la migrazione dei Conti da tutti i Registri Nazionali al Registro Unico Europeo, Bluenext ha sospeso le contrattazioni sul mercato a pronti

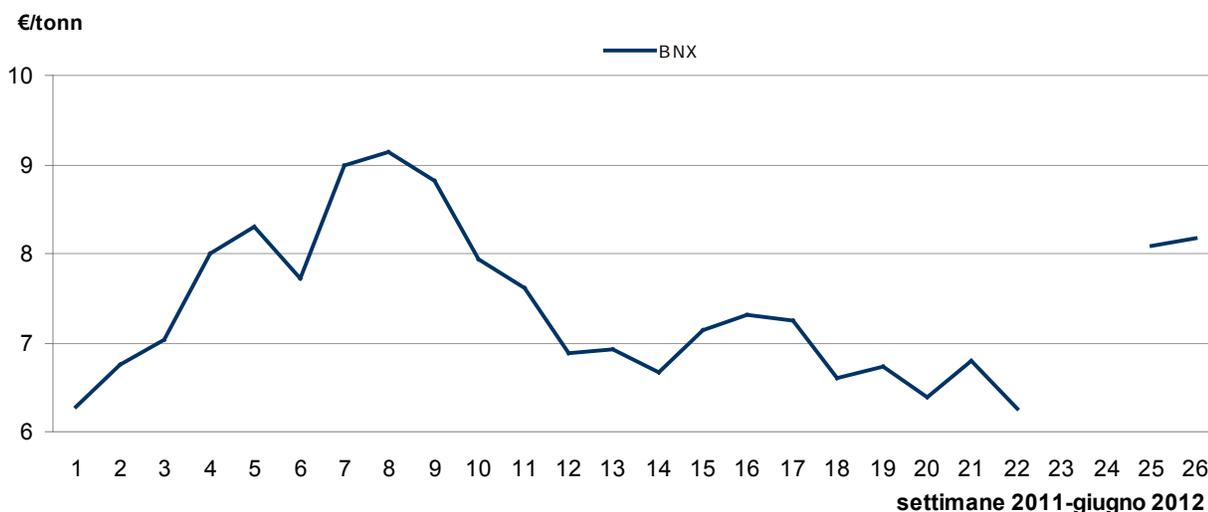
(dal 31 maggio al 20 giugno).

Il giorno di riapertura del mercato, i prezzi hanno mostrato una tendenza in rialzo rispetto al giorno in cui le contrattazioni sono state sospese, passando da 6,26 €/tonn a 8,09 €/tonn. Riguardo, invece, i mercati a termine, l'ondata di ottimismo che ha sostenuto i prezzi delle EUAs è stata provocata sia dalle misure decise dai leader della zona euro che hanno convenuto sull'uso del Fondo Salva-Stati (Efsf -European Financial Stability Facility e Esm -European Stability Mechanism), senza costringere i paesi ad impegnarsi per ulteriori misure di austerità, sia dall'intenzione, non più remota, dell'Unione Europea, di ritardare l'immissione sul mercato di un determinato numero di quote (da 400 milioni a 1,2 miliardi di quote tra il 2013 e il 2015).

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)

Come accennato, nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento dei prezzi risulta in aumento.

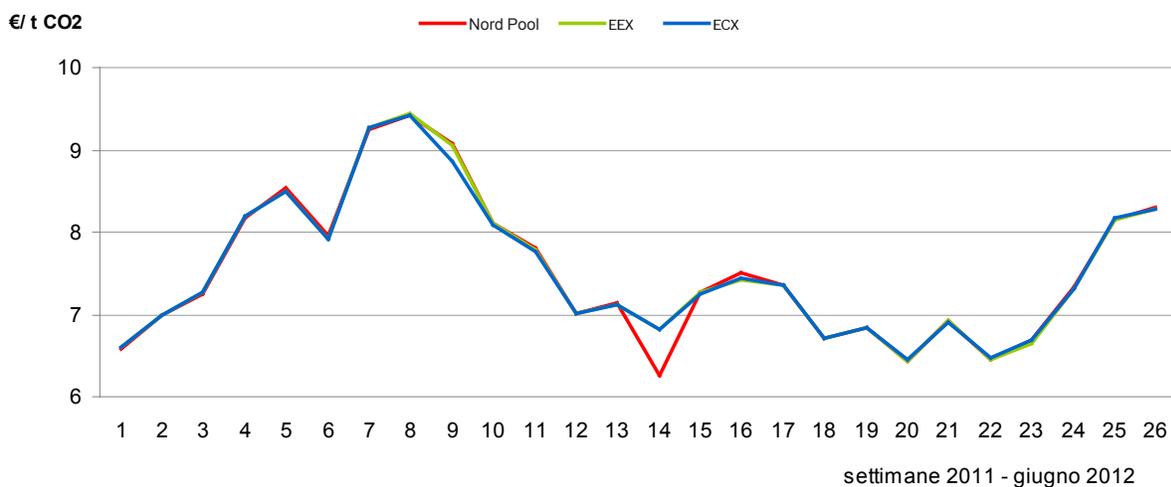
In particolare, in relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna *Dicembre 2012* (ICE ECX), si registra un range di variazione del settlement price fra 6,45

€/tonn e 8,28 €/tonn (tra 6,36 €/tonn a 7,57 €/tonn nel mese di maggio).

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



I MERCATI DELLA CAPACITÀ NELL'ERA DELLE RINNOVABILI

Claudia Checchi, Marco La Cognata, REF-E

(continua dalla prima)

Si sta così prospettando il rischio di disinvestimenti e mancati investimenti in capacità produttiva da fonti tradizionali, e la situazione è inasprita dai seguenti fattori:

- la conclusione della vita utile di molti impianti nucleari e le difficoltà nella realizzazione di nuovi, problema che per la Germania è ulteriormente aggravato dalla politica di phase out del nucleare (8.5 GW in dismissione entro il 2013, e altrettanti dal 2013 al 2022);
- l'introduzione di norme ambientali sempre più stringenti per gli impianti a carbone che ne riducono la profittabilità, e le difficoltà alla realizzazione di nuovi impianti di tale tecnologia dovute all'opposizione delle comunità locali.

La rapidità dello sviluppo delle rinnovabili ha reso il problema ancora più urgente, e il fatto che tali criticità non siano state originate solo dalle dinamiche di mercato ma anche dalle politiche pubbliche di incentivazione alle rinnovabili porta gli operatori a richiedere interventi di carattere legislativo e/o regolatorio.

■ I modelli

I meccanismi per la remunerazione della capacità sono molteplici e si differenziano sia per le modalità con cui è riconosciuta la remunerazione, sia per il ruolo dei soggetti centrali (governi, TSO, regolatori) chiamati a definirne le caratteristiche.

Capacity payment

Nei capacity payment, un soggetto centrale stabilisce un pagamento annuale in funzione della potenza installata (a copertura dei costi fissi) e impone un cap al prezzo che gli impianti che partecipano al meccanismo possono offrire sui mercati dell'energia.

Riserva strategica

La riserva strategica consiste in un gruppo di impianti esclusi dal mercato (non concorrono a formare il prezzo sui mercati dell'energia) e chiamati a produrre solo in caso di scarsità di offerta. La gestione operativa è generalmente affidata al TSO, e gli impianti ricevono un pagamento definito amministrativamente sia per la capacità impegnata che per l'energia eventualmente prodotta. La riserva strategica è utilizzata in particolare per mantenere in esercizio impianti obsoleti non più remunerativi, ma ancora essenziali per coprire picchi di domanda.

Capacity obligation

Nel caso di capacity obligation, l'adeguatezza è ottenuta imponendo ai fornitori la creazione e il mantenimento di un margine di riserva, da coprire mediante capacità da impianti propri oppure approvvigionata bilateralmente e/o su un apposito mercato. La remunerazione per la capacità è data dall'incontro tra domanda e offerta di riserva.

Reliability option

Nel modello di reliability option, il soggetto centrale approvvigiona per conto della domanda un certo volume di contratti sotto forma di opzioni call, che garantiscono al compratore il diritto di richiedere la consegna fisica del bene (in questo caso la disponibilità di capacità) ad un prezzo prestabilito (strike price) entro una certa data. Il prezzo dell'opzione, dato dall'incontro tra domanda e offerta di capacità, remunera il produttore per la disponibilità dell'impianto. Sul mercato dell'energia, il soggetto centrale esercita l'opzione qualora il prezzo di mercato sia superiore allo strike price, e il produttore è tenuto a restituire l'eventuale differenza positiva rinunciando così ad una parte di remunerazione.

■ Caratteristiche dei modelli, costi e benefici

Sebbene i meccanismi presentino differenze, alcuni tratti come la presenza di un cap alle offerte sui mercati dell'energia, o la partecipazione di un soggetto centrale che definisce le variabili del modello, sono in comune. I costi, dati dalla remunerazione per la capacità, possono ricadere sugli oneri di sistema, sulle tariffe di trasmissione, oppure essere traslati nel prezzo dell'energia nel caso in cui l'obbligo sia sui fornitori. I benefici sono di più difficile quantificazione, e si possono misurare in termini di:

- riduzione del prezzo sui mercati dell'energia grazie al cap che riduce i picchi di prezzo, e all'ingresso di nuova capacità produttiva che stimola la concorrenza tra gli operatori
- minori costi di finanziamento per nuovi impianti grazie alla riduzione della rischiosità dovuta alla maggiore certezza e stabilità dei ricavi.

Se ben disegnato, un *capacity mechanism* dovrebbe essere in grado di bilanciare costi e benefici, dove tra questi rientra anche, in estrema analisi, il valore di perdita del carico evitato grazie all'introduzione del meccanismo. Un meccanismo efficiente non dovrebbe creare interferenze con il normale funzionamento del mercato né concedere sovra remunerazioni ai produttori.

■ I meccanismi nei singoli paesi

Spagna

In Spagna sono attualmente presenti due meccanismi di remunerazione della capacità, l'uno di medio termine per garantire la sicurezza (*servicio de disponibilidad a medio plazo*) con aste annuali, e l'altro (*incentivo a la inversión*) come incentivo agli investimenti per garantire l'adeguatezza del sistema. E' inoltre in vigore un meccanismo (*Mecanismo de solucion de restricciones por garantia de suministro*) che garantisce priorità di dispacciamento per determinate quantità annuali a un prezzo prefissato, ad un gruppo di dieci impianti

LE RAGIONI DEI MECCANISMI PER LA CAPACITÀ

(continua)

alimentati a carbone. L'incentivo agli investimenti, introdotto nel 1998 e più volte modificato nel tempo, ha la forma del *capacity payment* e la remunerazione, espressa in €/MW/anno rimodulati per ogni giorno di effettiva disponibilità, è stabilita con cadenza annuale ed erogata per 10 anni. L'incentivo è ora pari ad un valore base di 23,400 €/MW/anno¹ rimodulato in funzione dell'indice di copertura². Il meccanismo ha attirato numerose critiche in relazione alla sua reale efficacia rispetto ai costi per il sistema (i costi previsti per il 2012 sono pari a 651 milioni di euro) ed è attualmente in consultazione l'introduzione di un meccanismo di mercato sul modello delle *reliability options*. Non è ancora stabilito se nel nuovo meccanismo rientrerà anche il servizio di capacità di breve periodo.

Francia

In Francia è stato adottato un meccanismo di *capacity obligation* che dovrebbe entrare in funzione entro il 2016. Ai fornitori sono assegnate quote di capacità aggiuntiva rispetto al proprio consumo medio, che devono essere coperte tramite presentazione di "Certificati di capacità" garantiti dal fornitore stesso o acquistati su apposito mercato. L'adozione di una *capacity obligation* è stata giustificata da una serie di considerazioni che fanno riferimento sia alla sicurezza che all'adeguatezza: fornire nuova capacità per far fronte all'incremento della domanda, coprire i fabbisogni originati dall'intermittenza delle fonti rinnovabili, sostituire gli impianti in fase di dismissione.

Svezia

In Svezia è stato scelto un modello di riserva strategica gestito dal TSO (Svenska Kraftnät) che procura e mantiene la riserva necessaria a coprire il fabbisogno dei mesi invernali. Gli impianti, nei mesi in cui partecipano al meccanismo, sono gestiti dal TSO e non partecipano al mercato dunque non concorrono a formare il prezzo sul mercato del giorno prima. Sono chiamati a produrre dal TSO solo in condizioni di scarsità e ricevono una remunerazione determinata amministrativamente sia per la capacità resa disponibile che per l'energia eventualmente prodotta.

Regno Unito

Nel Regno Unito è stato proposto un meccanismo di *capacity market* con *reliability options*, i cui dettagli dovrebbero essere approvati entro il 2012 in modo da svolgere le prime aste nel 2015 e rendere disponibile la capacità entro il 2020. Sulle

motivazioni, il *Department of Energy and Climate Change* (DECC) ritiene che, sebbene vi siano attualmente margini adeguati, nei prossimi anni ci potranno essere problemi di sicurezza poiché 1/5 dell'attuale capacità tradizionale sarà sostituita principalmente da fonti rinnovabili e intermittenti piuttosto che fonti "flessibili": il *capacity mechanism* prospettato è dunque finalizzato principalmente a garantire capacità "affidabile", ciò significa che la partecipazione di fonti rinnovabili dovrà sottostare a vincoli molto stringenti, e in ogni caso non sarà prevista per quelle in regime di tariffe feed in o di contratti per differenza.

Germania

In Germania, la discussione sull'introduzione di un meccanismo per la capacità è ancora in una fase iniziale, e al momento non esistono documenti ufficiali. Dal dibattito in corso sui mezzi di comunicazione sembra che l'enfasi sarà sulla sicurezza del sistema, lasciando l'adeguatezza complessiva alle scelte del mercato. L'introduzione di un *capacity mechanism* indicata dal Governo dovrebbe dunque essere finalizzata in primo luogo allo sviluppo di nuova capacità da fonti convenzionali e a prevenire la dismissione anticipata di quelle attualmente in esercizio.

■ Un modello comune

Sebbene le soluzioni adottate siano differenti tra paesi, molte esperienze (Regno Unito, Italia, e presumibilmente anche Germania e Spagna) stanno convergendo verso un modello di mercato con *reliability option*. Un percorso di convergenza è da accogliere con favore a maggior ragione in questo caso dove, sul tema dei mercati della capacità, non sono previste linee guida comunitarie. Attualmente la scelta del *Target Model* da parte di ENTSO-E e ACER può ritenersi sostanzialmente definita per gli orizzonti temporali *day-ahead* e *intraday*, come emerge dalla bozza di Codice in consultazione. Dal Regolamento CE n. 714/2009³ non emerge però con chiarezza se la definizione di Codici comuni dovrà ritenersi obbligatoria anche per i mercati della capacità, non essendo l'adeguatezza tra i temi oggetto di intervento (lo sono però le norme in materia di sicurezza e affidabilità della rete). Un certo grado di convergenza sarà però necessario in ottica di integrazione tra i mercati, poiché la presenza di meccanismi diversi tra paesi può rendere meno trasparenti i segnali di prezzo, generare effetti distorsivi e influenzare gli scambi tra diversi mercati.

¹ Real Decreto, Legge 13/2012.

² L'indice di copertura è definito come capacità installata sul picco di domanda, dove per capacità si intende: quella termoelettrica del regime ordinario (potenza netta meno potenza indisponibile); quella idroelettrica del regime ordinario (stima della potenza idro disponibile); quella del regime speciale (produzione disponibile). Il meccanismo non è mai stato applicato perché non si è ancora giunti ad una approvazione dei criteri puntuali per il calcolo dell'indice di copertura; inoltre, la Spagna è attualmente in una condizione di overcapacity per cui l'indice è stimato pari a circa 1.6.

³ Regolamento (CE) n. 714/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativo alle condizioni di accesso alla rete per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica e che abroga il regolamento (CE) n. 1228/2003.

Novità normative di settore

A cura del GME

■ **Determina 18 giugno 2012 3/2012 - DMEG** | “Approvazione delle modifiche alla disposizione tecnica di funzionamento n. 3 della piattaforma dei conti energia a termine predisposte dal Gestore dei mercati energetici S.p.A.” | pubblicata il 18 giugno 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/003-12dmeg.htm>

Con la presente Determina l'AEEG, ai sensi dell'art. 4, comma 4.2, del Regolamento della Piattaforma Conti Energia, ha approvato la proposta di modifica della DTF rev.01 n.03 predisposta dal GME ed avente per oggetto la “Registrazione di transazioni e programmi” sulla piattaforma PCE.

La modifica della DTF in commento ha previsto – con decorrenza dallo scorso 19 giugno – il posticipo del termine previsto per la presentazione delle richieste di registrazione dei programmi sulla PCE (le richieste di registrazione dei programmi possono essere inviate tutti i giorni entro le ore 8.45 del giorno precedente il giorno di flusso oggetto del programma, in luogo del precedente termine fissato alle ore 8:30) in coerenza con il posticipo del termine di chiusura del mercato MGP (dalle ore 9:00 alle ore 9:15) adottato dal GME mediante la modifica della Disposizione Tecnica di Funzionamento n. 03 Rev.04 MPE, disciplinante la “Tempistica delle attività relative alle sessioni di MGP, MI e MSD”.

■ **Documento di consultazione del GME S.p.A. n.02/2012** | “Proposte di consultazione GME per la modifica della tempistica dei pagamenti sul mercato elettrico” | pubblicato il 25 giugno 2012 | Download <http://www.mercatoelettrico.org/It/HomePage/popup.aspx?id=116>

Nell'ambito dell'Unione Europea si sta completando il processo di definizione del modello di mercato comunitario (Target Model) volto a creare un mercato interno dell'energia realmente integrato.

Tale processo, ormai in atto da diversi anni, ha avuto avvio con l'approvazione, in data 13 luglio 2009, del Terzo pacchetto energia da parte del Parlamento e del Consiglio Europeo con il quale sono state identificate, tra l'altro, le condizioni che devono essere rispettate, da ciascuno Stato Membro, per consentire l'accesso alla rete elettrica e agli scambi transfrontalieri di energia fra i paesi dell'UE.

A sottendere il modello di integrazione dei mercati vi è il meccanismo del market coupling individuato dall'UE quale soluzione tecnica per il raggiungimento dell'obiettivo stesso di integrazione.

Tale meccanismo di market coupling consiste nel coordinamento delle attività operative, nonché nella condivisione in forma anonima delle offerte degli operatori tra i mercati elettrici organizzati nei diversi Stati nazionali, e risulta finalizzato a

massimizzare, tra l'altro, l'utilizzo efficiente della capacità di trasmissione disponibile sulle reti di interconnessione transfrontaliere (ovvero gli scambi transfrontalieri).

Il GME ha già avviato, a partire dal 1 gennaio 2011 mediante l'integrazione con il mercato elettrico sloveno, un primo meccanismo di market coupling, e risulta attualmente impegnato - unitamente alle borse di Belgio, Francia, Olanda, Germania, Paesi scandinavi e Spagna - nel progetto di integrazione pan-europea denominato Price Coupling of Regions (PCR).

Tra gli aspetti di funzionamento del mercato italiano che necessitano di essere armonizzati in vista dell'integrazione dei mercati europei, riveste particolare rilevanza quello relativo alla tempistica dei pagamenti del mercato nazionale, che, al momento, non risulta allineata rispetto allo standard dei paesi UE.

Sul mercato italiano, infatti, i pagamenti per l'energia elettrica acquistata e venduta in borsa vengono regolati secondo la tempistica M+2, vale a dire il 15° giorno lavorativo del secondo mese successivo alla data di consegna (mediamente il 15° giorno lavorativo coincide con il giorno 22 di calendario). Viceversa, i pagamenti sui mercati europei vengono di norma effettuati in d+2, ovvero il secondo giorno successivo alla data di consegna.

Al fine di superare tale disallineamento temporale, con il presente DCO, il GME sottopone alla consultazione degli operatori interessati tre possibili soluzioni, alternative tra di loro e applicabili già a partire dal 1 gennaio 2013 per la gestione dei pagamenti sul mercato nazionale.

Le tre proposte spaziano, rispettivamente, da una prima soluzione che prevede una completa armonizzazione delle tempistiche del mercato italiano rispetto agli standard dei mercati europei (d+2); ad una seconda soluzione intermedia che rimette agli operatori di mercato la facoltà di decidere, secondo scadenze prestabilite e con la previsione di incasso/versamento dei relativi interessi finanziari, la tempistica di pagamento loro applicabile fra le due scadenze temporali indicate (d+2 o M+2); fino ad arrivare ad una terza soluzione che, mantenendo di fatto l'attuale tempistica dei pagamenti in M+2, chiamerebbe gli operatori di mercato unicamente a corrispondere in d+2 gli importi derivanti dal controvalore corrispondente ai flussi di energia scambiati in applicazione del meccanismo di market coupling.

Nel documento di consultazione de quo sono descritte in dettaglio le tre soluzioni oggetto della presente consultazione. Tutte le ipotesi proposte si applicherebbero sia al Mercato del giorno prima (MGP) che al Mercato Infragiornaliero (MI).

I soggetti interessati possono formulare le proprie osservazioni con riferimento alle modalità operative proposte, oltre che, in particolare, sugli spunti di consultazione da S.1 a S.4 indicati nel documento, nel rispetto delle modalità e delle tempistiche ivi previste.

Novità normative di settore (continua)

■ **Delibera 07 giugno 2012 239/2012/A/efr | “Disposizioni urgenti in materia di organizzazione e gestione delle attività di valutazione e certificazione dei risparmi energetici” | pubblicata il 7 giugno 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/12/239-12.htm>**

Nell'ambito della regolazione del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), con il provvedimento in oggetto l'AEEG, al fine di garantire la continuità nello svolgimento delle attività di valutazione dei progetti di risparmio energetico presentati nell'ambito dei DDMM 20 luglio 2004 e ss.mm.ii. - nelle more dell'attuazione di quanto previsto dall'art. 29, comma 1, lettera b) del D.lgs 28/11 e tenuto conto di quanto previsto dall'art. 7, comma 2, del D.lgs 115/08 - ha prorogato fino al 31 dicembre 2012 l'avvalimento dell'ente di ricerca ENEA per lo svolgimento delle seguenti attività:

a) attività istruttoria a supporto delle decisioni in merito alla valutazione delle proposte di progetto e di programma di misura a consuntivo di cui all'art. 6 delle Linee Guida per la preparazione, l'esecuzione e la valutazione consuntiva dei progetti di interventi e misure di risparmio energetico, da ultimo aggiornate dall'Autorità con propria deliberazione EEN 9/11 del 27 ottobre 2011 e ss.mm.ii.;

b) attività di verifica tecnica finalizzata alla quantificazione dei risparmi energetici effettivamente conseguiti in applicazione di progetti di cui all'art. 12 delle citate Linee Guida;

c) attività di controllo di cui all'art. 14 delle richiamate Linee Guida, volte a verificare la correttezza e la veridicità delle dichiarazioni rese dai titolari di progetto ai fini della certificazione dei risparmi energetici.

Sul punto si segnala che il rapporto di avvalimento dell'ente ENEA è stato inizialmente avviato e disciplinato dall'Autorità con la deliberazione 4/06 del 12 gennaio 2006 ed in particolare mediante la Convenzione allegata al citato provvedimento (Allegato A).

Di conseguenza l'Autorità, proprio al fine di prorogare fino al 31 dicembre p.v. l'avvalimento dell'ente ENEA per le attività sopra indicate, con il provvedimento in oggetto, delibera di modificare, ove necessario, alcune disposizioni contenute nella richiamata Delibera 4/06, sostituendo in particolare l'Allegato A della medesima delibera con il nuovo Allegato A al provvedimento de quo.

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG | “Aggiornamento del codice di rete per il trasporto della società Snam Rete Gas Spa” | pubblicato il 21 giugno 2012 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/12/120621rete.htm>**

Con il presente comunicato l'AEEG ha informato gli operatori che è disponibile sul proprio sito internet la versione aggiornata del codice di rete per il trasporto della società Snam Rete Gas Spa, pubblicata ai sensi dell'art. 2 della delibera AEEG 7 maggio 2009, ARG/gas 55/09.

La versione aggiornata del codice di rete di trasporto in commento contiene le modifiche predisposte da Snam Rete Gas, approvate dall'Autorità con deliberazione 8 maggio 2012 181/2012/R/gas, con riferimento alla disciplina del sistema di garanzie a copertura dell'esposizione massima potenziale del sistema nei confronti dell'utente in merito alle partite economiche ascrivibili alla gestione del sistema di bilanciamento gas.



Gli appuntamenti

29 giugno - 20 luglio

CCIAA MI all'info day del FP7

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Assocamerestero

www.assocamerestero.it

17 luglio

Workshop Il contributo dei lavori Verdi allo sviluppo sostenibile in Italia dopo Rio+20

Roma, Italia

Organizzatore: Ministero dell'Ambiente

www.pongasminambiente.it

17 luglio

Città resilienti: pianificare l'ambiente urbano del futuro

Lecce, Italia

Organizzatore: CRES

www.kyotoclub.org

18 luglio

Renewable Power Technologies

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Green Power Conference

www.greenpowerconferences.com

19 luglio

Environmental and Technology Policy Options in the Electricity Sector: Interactions and Outcomes

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei

www.feem.it

23 luglio

Fotovoltaico e Quinto conto energia

Milano, Italia

Organizzatore: Nextville

www.nextville.it

5-7 settembre

Energie Rinnovabili per il Mediterraneo

Roma, Italia

Organizzatore: FIRE

www.zeroemissionrome.eu

12 settembre

Energy Challenge and Environmental Sustainability

Venezia, Italia

Organizzatore: AIEE

www.iaeeu2012.it

20-22 settembre

Klimaenergy 2012

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera di Bolzano

www.fierabolzano.it

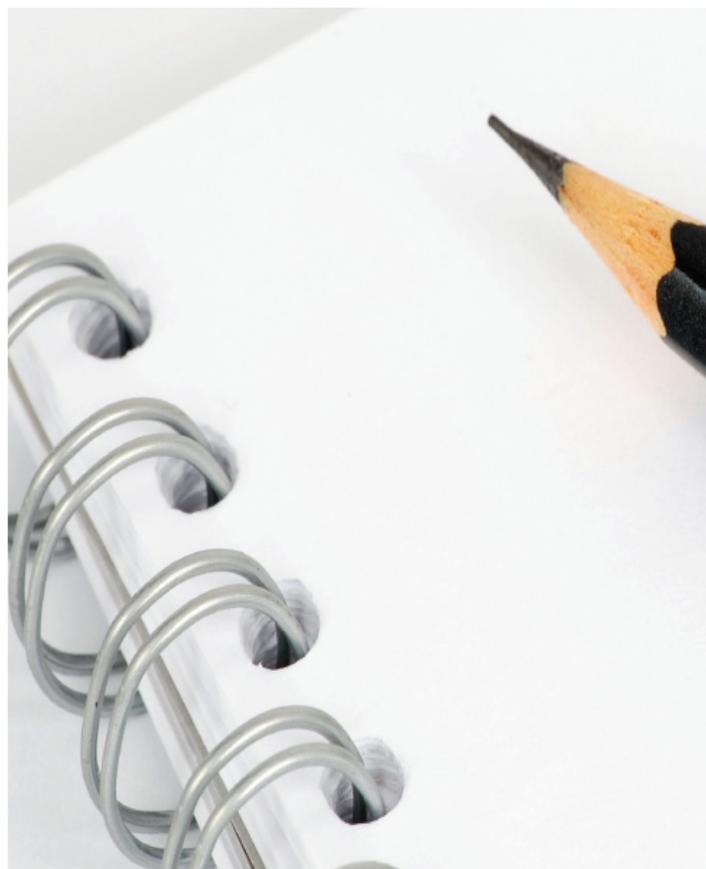
24-27 settembre

12° Italian Energy Summit

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 ore

www.formazione.ilssole24ore.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.