

APPROFONDIMENTI

UN TARGET MODEL PER IL MERCATO EUROPEO DEL GAS

di Sergio Ascari - Ref

■ Nell'ambito del processo di attuazione del Terzo Pacchetto di liberalizzazione, i mercati europei dell'energia elettrica e del gas sono di fronte ad un'opportunità unica: la predisposizione dei Codici di rete europei che dovrebbero finalmente portare ad un'effettiva integrazione dei mercati, ancora largamente nazionali. Questo passaggio è ancora più importante nel caso del gas, a causa della natura intrinsecamente continentale del mercato: occorre infatti ricordare che circa il 60% del gas consumato in Europa attraversa almeno una frontiera (contro il 3% soltanto dell'energia elettrica), e oltre il 20% almeno due.

Il codice di rete europeo definirà le caratteristiche del mercato integrato: per guidare questo processo, i regolatori europei stanno lavorando, in relazione con tutti i portatori di interessi, all'elaborazione di una visione del mercato quale si realizzerà al termine del processo di integrazione in corso: il cosiddetto Target Model. Sulla base di questa visione, saranno individuate le linee guida a cui dovrà ispirarsi l'effettiva costruzione del Codice di rete, con i suoi vari capitoli (Allocazione delle capacità, risoluzione delle congestioni, modalità di bilanciamento, tariffe, interoperabilità delle reti e altri).

Il 5 luglio 2011 il Council of European Energy Regulators ha pubblicato un documento di consultazione su questo tema (http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT). Numerosi altri studi hanno recentemente affrontato l'argomento ¹.

La definizione del Target Model parte da alcune decisioni già prese ed incardinate in vincoli normativi, e dalle risposte ad alcuni fondamentali obiettivi di politica energetica. Dati i vincoli normativi del Terzo Pacchetto, è chiaro che il mercato europeo sarà formato da diverse zone di mercato, ciascuna

delle quali sarà normalmente e al tempo stesso un luogo di mercato (hub) virtuale, un sistema tariffario di tipo entry-exit, ed una zona di bilanciamento, priva di congestioni interne.

Gli obiettivi del modello sono derivati da quelli fondamentali della politica energetica europea: efficienza dei mercati, sostenibilità ambientale e sicurezza degli approvvigionamenti. Essi si traducono in criteri a fronte dei quali valutare la validità del modello proposto, quali: lo sviluppo di mercati liquidi con adeguata disponibilità di fonti concorrenziali; e lo sviluppo della capacità necessario a espandere l'uso del gas, anche in sostituzione di fonti energetiche meno sostenibili e a supporto di quelle più sostenibili; nonché di quella necessaria a fronteggiare le eventuali emergenze.

Per certi aspetti, gli obiettivi possono essere perseguiti con i medesimi strumenti: ad esempio, aumentare la capacità di trasporto permette sia di espandere l'uso del gas, sia di favorire la pluralità delle fonti e la concorrenza, sia di incrementare la sicurezza delle forniture. Tuttavia, accrescere la capacità è costoso: pur essendo molto superiore nel settore gas rispetto a quello elettrico, l'interconnessione tra i sistemi è probabilmente ancora inferiore al necessario. Vi sono tuttora alcuni casi di congestione fisica (capacità inferiore alla punta del fabbisogno), e molti di congestione contrattuale (capacità fisica disponibile, ma riservata attraverso contratti a lungo termine). Inoltre la capacità esistente è stata progettata in un contesto completamente diverso, basato su monopoli territoriali gestiti da società integrate, che vedevano il trasporto del gas come una parte della propria attività. Non è ancora perfettamente definito come gli investimenti necessari a mantenere e sviluppare la capacità di trasporto (e in certa misura quella di rigassificazione e stoccaggio) possano

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/LUGLIO 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

■ APPROFONDIMENTI
Un Target Model per il mercato europeo del gas
Di Sergio Ascari - Ref

pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 26

■ APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A luglio l'offerta di energia elettrica delle unità di produzione ha segnato ancora un record superando per la prima volta i 60.000 MWh medi orari; l'offerta complessiva, incluso quella estera (oltre 5.500 MWh), ha pertanto raggiunto in media oraria i 65.700 MWh. L'energia elettrica scambiata invece, complici anche le non elevatissime temperature di luglio, ha registrato l'ennesima flessione su base annua (-1,3%). Se gli acquisti nazionali non hanno dato segnali di ripresa (-1,2% su base annua), le vendite delle unità di produzione hanno messo a

segno, per il secondo mese di fila, un aumento tendenziale (+0,8%) propiziato dal calo delle importazioni (-12,3%), in particolare dalla frontiera francese (-38%). Ai massimi storici gli scambi di energia O.T.C. e le relative registrazioni sulla Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE), con la liquidità del mercato che si attesta al 57,6% (-4,4 punti percentuali). Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), disattendendo l'aumento stagionale (solo +1,33 €/MWh su giugno e -1,54 €/MWh su maggio), si è portato a 69,74 €/MWh, tornando a segnare, dopo dieci mesi, una, seppur contenuta, flessione su base annua (-1,6%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in aumento rispetto a giugno (+1,33 €/MWh, +1,9%), ma in calo di 1,16 €/MWh rispetto a luglio 2010 (-1,6%), si è portato a 69,74 €/MWh. La contenuta flessione tendenziale sconta, da un lato, il consistente ribasso del prezzo nelle ore di picco (-9,23 €/MWh; -10,3%), dall'altro, l'aumento nelle ore fuori picco (+3,68 €/MWh; +6,1%), con i prezzi attestatisi rispettivamente a 80,26 e 64,35 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload, pari a 1,15, permane su livelli piuttosto bassi anche

se leggermente superiore ai tre mesi precedenti. I prezzi di vendita hanno evidenziato dinamiche differenziate a livello territoriale. Tra le zone continentali in calo il prezzo nel Nord (-4,3%), poco mossi i prezzi nelle altre zone con il Sud (-0,6%) che si conferma la zona dal prezzo più basso con 65,43 €/MWh. Dinamiche opposte nelle due isole: in Sardegna il prezzo è sceso a 80,89 €/MWh (nel luglio 2010 aveva superato i 98 €/MWh) mentre in Sicilia, con un incremento del 10,2%, si è portato a 98,02 €/MWh, ancora una volta il più alto (Grafico 2).

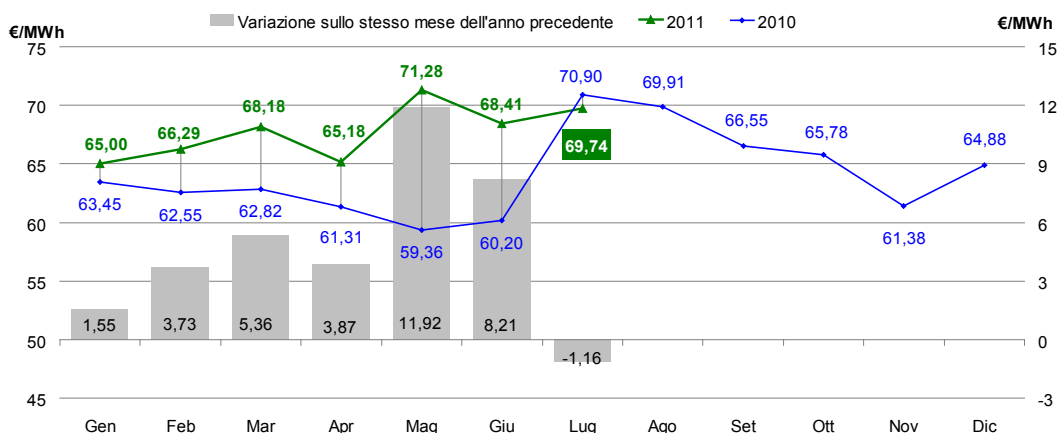
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011	2010	Var vs 2010		Borsa		Sistema Italia		2011	2010
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	69,74	70,90	-1,16	-1,6%	22.030	-8,3%	38.237	-1,3%	57,6%	62,0%
<i>Picco</i>	80,26	89,49	-9,23	-10,3%	27.025	-4,2%	46.008	-1,4%	58,7%	60,5%
<i>Fuori picco</i>	64,35	60,67	3,68	6,1%	19.472	-10,3%	34.257	-0,4%	56,8%	63,1%
<i>Minimo orario</i>	16,14	23,55			11.829		24.801		47,7%	56,5%
<i>Massimo orario</i>	142,67	157,52			32.737		50.922		65,2%	68,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

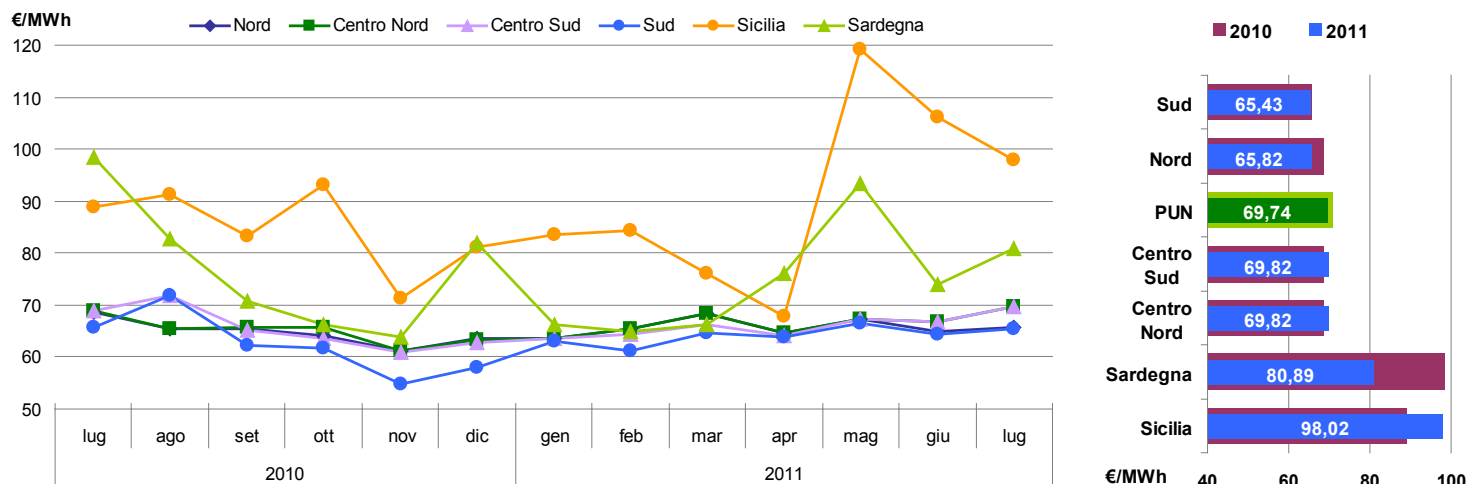
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 28,4 milioni di MWh, hanno registrato una flessione su base annua dell'1,3%, la settimana consecutiva. Ancora in calo l'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,4 milioni di MWh (-8,3%). Gli scambi di energia O.T.C. registrati sulla

PCE, pari a 12,1 milioni di MWh hanno invece segnato un aumento del 10,0% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato, pertanto, ha ceduto 2,3 punti percentuali rispetto a giugno e 4,4 su base annua, attestandosi al 57,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.390.278	-8,3%	57,6%
Operatori	10.263.129	-4,7%	36,1%
GSE	3.546.135	-15,0%	12,5%
Zone estere	2.579.635	-11,9%	9,1%
Saldo programmi PCE	1.379	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	12.058.027	+10,0%	42,4%
Zone estere	1.504.204	-13,1%	5,3%
Zone nazionali	10.555.201	+14,4%	37,1%
Saldo programmi PCE	-1.379	-	-
VOLUMI VENDUTI	28.448.305	-1,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	20.454.092	+25,5%	
OFFERTA TOTALE	48.902.397	+8,4%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

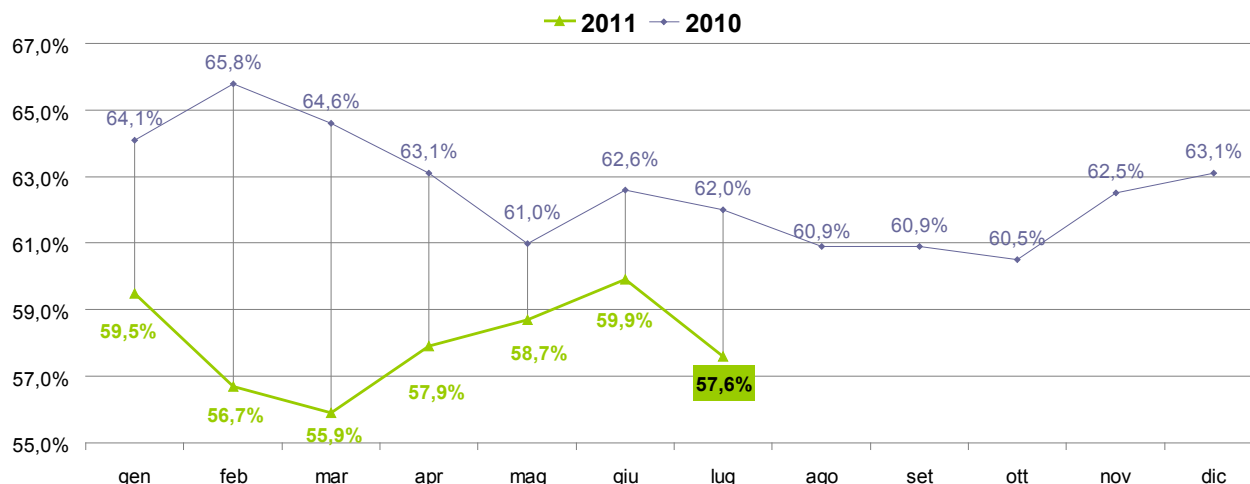
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.390.278	-8,3%	57,6%
Acquirente Unico	4.375.391	+13,9%	15,4%
Altri operatori	10.363.953	-17,2%	36,4%
Pompaggi	108.865	-30,7%	0,4%
Zone estere	53.737	-37,4%	0,2%
Saldo programmi PCE	1.488.333	+17,4%	5,2%
PCE (incluso MTE)	12.058.027	+10,0%	42,4%
Zone estere	37.200	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	3.146.844	-19,5%	11,1%
Zone nazionali altri operatori	10.362.315	+25,1%	36,4%
Saldo programmi PCE	-1.488.333	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	28.448.305	-1,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.602.337	-29,2%	
DOMANDA TOTALE	30.050.642	-3,3%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 28,4 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale dell'1,2%; il calo si è concentrato nelle due zone settentrionali del Paese (-4,0% il Nord e -1,6% il Centro Nord); in crescita, invece, gli acquisti nelle altre zone, in evidenza la Sardegna con +19,5%. Pari a soli 91 mila MWh (valore minimo da ottobre 2010) gli acquisti sulle zone estere, in flessione

del 26,1% (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 24,4 milioni di MWh, sono aumentate dello 0,8% rispetto a luglio 2010 trainate dalle vendite nel Sud cresciute del 6,1%. In flessione le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,1 milioni di MWh (-12,3%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	23.173.465	31.147	+15,8%	12.459.327	16.746	+0,3%	15.130.046	20.336	-4,0%
Centro Nord	3.533.050	4.749	+5,8%	1.721.566	2.314	-0,5%	3.110.817	4.181	-1,6%
Centro Sud	6.118.898	8.224	+0,3%	2.555.486	3.435	-5,9%	4.595.087	6.176	+1,4%
Sud	7.643.235	10.273	+18,1%	4.791.519	6.440	+6,1%	2.363.703	3.177	+0,6%
Sicilia	2.604.951	3.501	-10,7%	1.794.727	2.412	+2,1%	1.886.133	2.535	+2,8%
Sardegna	1.703.473	2.290	+14,2%	1.041.842	1.400	+1,3%	1.271.583	1.709	+19,5%
Totale nazionale	44.777.072	60.184	+11,0%	24.364.466	32.748	+0,8%	28.357.368	38.115	-1,2%
Estero	4.125.325	5.545	-13,7%	4.083.839	5.489	-12,3%	90.937	122	-26,1%
Sistema Italia	48.902.397	65.729	+8,4%	28.448.305	38.237	-1,3%	28.448.305	38.237	-1,3%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela una flessione tendenziale delle vendite da impianti a ciclo combinato (-3,0%) e idroelettrici ad apporto naturale (-11,3%); in crescita le vendite di tutti gli altri impianti, in evidenza quelli a carbone (+14,4%), termici tradizionali (+13,4%) e quelli eolici, quasi raddoppiate. Pertanto si riducono le quote delle vendite da

impianti a ciclo combinato (52,1%, -2,0 punti percentuali) ed idroelettrici ad apporto naturale (16,1%; -2,2 p.p.); aumentano invece le quote degli impianti a carbone (10,3%; +1,2 p.p.), dei termici tradizionali (15,2%; +1,7 p.p.) e degli impianti eolici (2,3%; +1,1 p.p.); pressoché invariate le quote delle vendite degli altri impianti (Tabella 5).

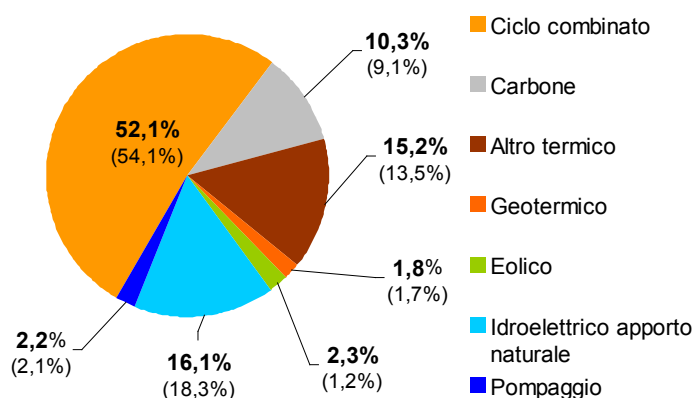
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto: media oraria

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	11.602	+5,7%	2.082	+0,3%	2.969	-8,0%	5.891	+3,4%	2.189	-1,1%	1.272	-1,5%	26.007	+2,1%
Ciclo combinato	8.725	+2,3%	1.319	+0,6%	1.320	-22,8%	3.211	-10,9%	1.948	+1,4%	530	+3,6%	17.054	-3,0%
Carbone	1.077	+34,1%	8	-82,5%	1.325	+11,1%	261,47	+42,1%	-	-	706	-2,7%	3.378	+14,4%
Geotermico	-	-	600	+9,6%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	601	+9,6%
Altro termico	1.800	+9,8%	155	-9,4%	324	+0,4%	2.418	+26,8%	241	-17,3%	36	-33,0%	4.973	+13,4%
Idroelettrico	5.135	-10,2%	229	-7,9%	306	-6,9%	185	-10,3%	77	+40,1%	54	-18,4%	5.986	-9,6%
Apporto naturale	4.603	-10,6%	180	-23,9%	241	-15,8%	185	-10,3%	27	+7,0%	26	-16,9%	5.262	-11,3%
Pompaggio	532	-6,4%	49	+315,4%	66	+52,0%	-	-	50	+68,4%	28	-19,7%	724	+5,3%
Eolico	9	+263,4%	3	+115,2%	159	+66,2%	363	+114,9%	147	+55,4%	74	+191,8%	755	+94,5%
Totale Impianti	16.746	+0,3%	2.314	-0,5%	3.435	-5,9%	6.440	+6,1%	2.412	+2,1%	1.400	+1,3%	32.748	+0,8%

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 i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a luglio, il prezzo d'acquisto è variato tra i 68,18 €/MWh di MI3 e 71,21 €/MWh di MI4. Il confronto con l'analogo prezzo su MGP negli stessi periodi

rilevanti (ore) evidenzia che lo scarto a favore di MI, piuttosto contenuto nelle prime due sessioni, si allarga nelle seconde due (Tabella 6).

Tabella 6: MI, confronto con MGP dei prezzi medi mensili

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)	MGP (1-24 h)	MI1 (1-24 h)	MI2 (1-24 h)	MI3 (13-24 h)	MI4 (17-24 h)
€/MWh					
Prezzo d'acquisto*	69,74	68,96	68,71	68,18	71,21
		(-1,1%)	(-1,5%)	(-8,7%)	(-5,7%)
Prezzi di vendita	Nord	65,82	63,66	63,54	66,17
			(-3,3%)	(-3,5%)	(-3,7%)
	Centro Nord	69,82	66,75	66,50	69,70
			(-4,4%)	(-4,7%)	(-7,1%)
	Centro Sud	69,82	66,75	66,50	69,70
			(-4,4%)	(-4,7%)	(-7,1%)
Sud	65,43	63,21	63,06	66,29	
		(-3,4%)	(-3,6%)	(-5,6%)	
Sicilia	98,02	92,61	85,27	93,16	
		(-5,5%)	(-13,0%)	(-19,4%)	
Sardegna	80,89	89,21	89,42	83,75	
		(+10,3%)	(+10,6%)	(-6,0%)	

* Il prezzo d'acquisto delle sessioni di MI è calcolato come media dei prezzi zonalari ponderati con gli acquisti.

NOTA: Tra parentesi lo scarto con i prezzi di MGP negli stessi periodi rilevanti

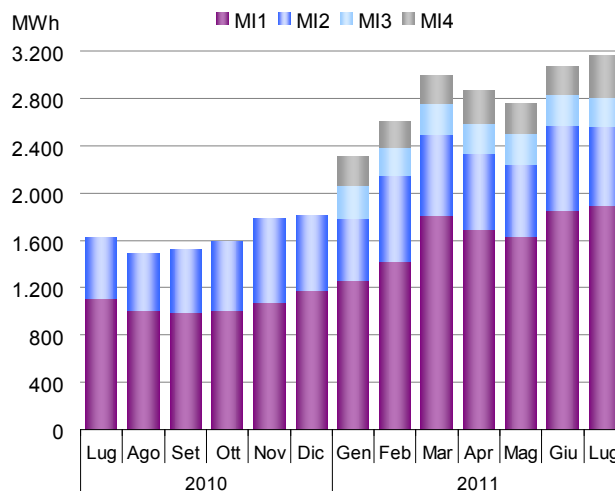
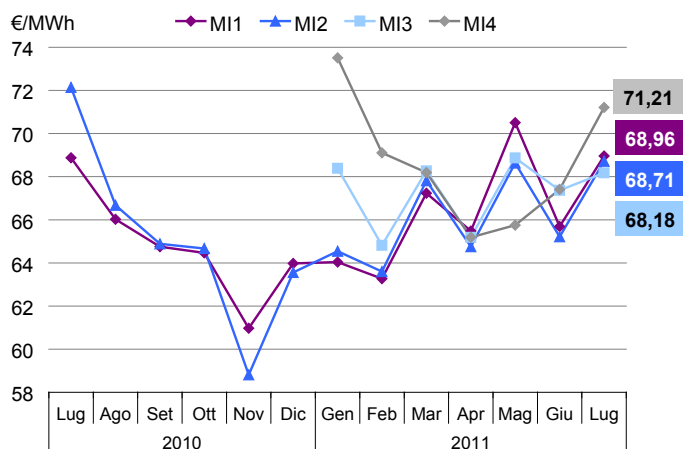
(continua)

Il confronto tendenziale, possibile solo su MI1 e MI2, evidenzia un prezzo stabile sul primo (+0,1%) ed in calo sul secondo (-4,8%). I volumi scambiati su MI1 sono stati 1,4 milioni di MWh, in aumento del 71,3% su base annua, mentre quelli

scambiati su MI2, pari a 500 mila MWh, sono cresciuti del 27,5%. Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 92 e 90 mila MWh (Grafico 5).

Grafico 5: MI, prezzi e volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME



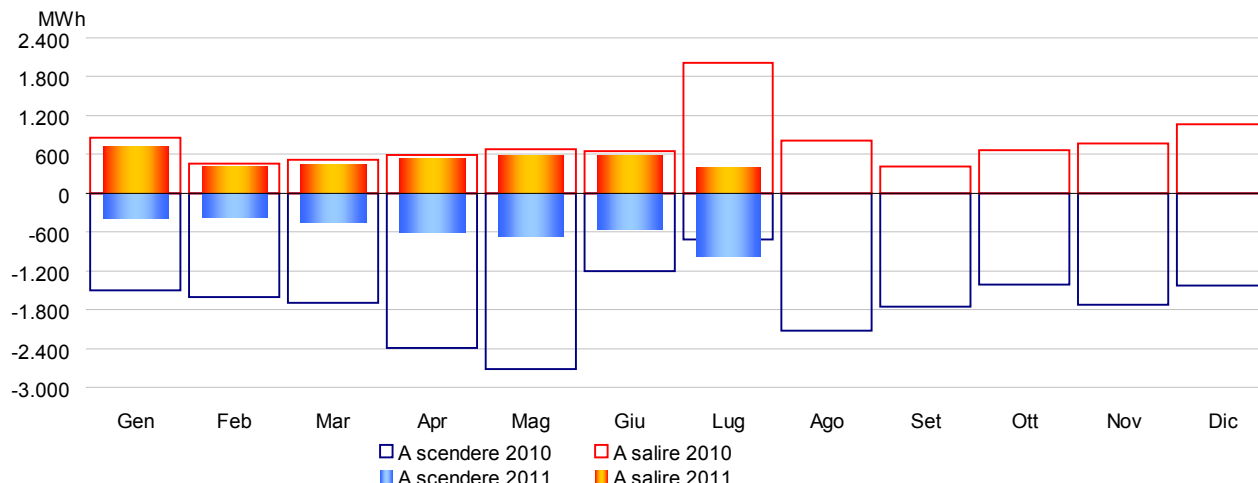
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a luglio, gli acquisti di Terna, pari a 300 mila MWh, hanno segnato una flessione dell'80,1% su base annua. Sul mercato a

scendere, le vendite di Terna, per la prima volta in crescita tendenziale nell'anno in corso, sono state 736 mila MWh (+39,0%) (Grafico 6).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a luglio sono stati negoziati 1.521 contratti (988 baseload e 533 peakload), pari a 6,1 milioni di MWh, e registrati 40 contratti baseload O.T.C., pari a 351 mila MWh. Il prodotto *Anno 2012* sia peakload che baseload è risultato, anche questo mese, il più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 6.412 MW,

per un totale di 20,5 milioni di MWh. Prezzi di controllo in aumento per i prodotti *II e III Trimestre 2012, Anno 2012 e Settembre 2011 peakload*; in calo i prezzi dei restanti prodotti. (Tabella 7). Il prodotto *Agosto 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 816 MW sul baseload e di 510 MW sul peakload, per complessivi 748 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a luglio

Fonte: GME

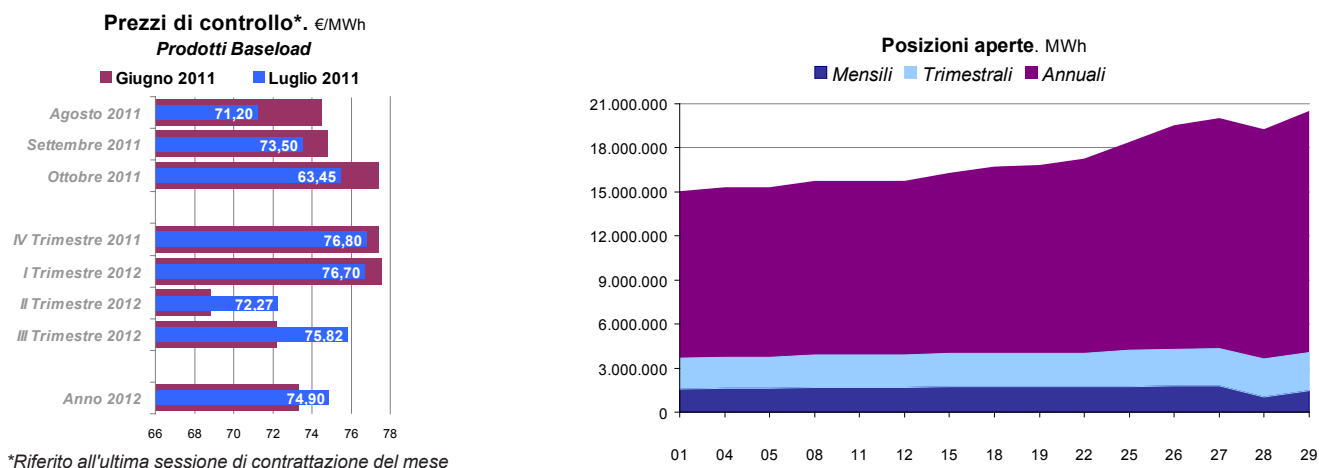
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2011	71,20	-4,4%	17	170	-	170	-	-
Settembre 2011	73,50	-1,7%	4	65	-	65	689	496.080
Ottobre 2011	75,45	-2,6%	1	10	-	10	471	350.895
Novembre 2011	77,49	-	-	-	-	-	461	331.920
IV Trimestre 2011	76,80	-0,8%	8	80	-	80	866	1.912.994
I Trimestre 2012	76,70	-1,1%	11	150	-	150	150	327.450
II Trimestre 2012	72,27	5,0%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	75,82	5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	74,90	2,2%	48	513	40	553	1.652	14.511.168
Totale			89	988	40	1.028	4.289	17.930.507

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Agosto 2011	78,40	-6,1%	11	135	-	135	-	-
Settembre 2011	83,50	3,9%	13	145	-	145	490	129.360
Ottobre 2011	88,00	-2,0%	-	-	-	-	280	70.560
Novembre 2011	89,89	-	-	-	-	-	280	73.920
IV Trimestre 2011	87,00	-2,2%	-	-	-	-	440	343.200
I Trimestre 2012	87,25	-3,0%	-	-	-	-	-	-
II Trimestre 2012	83,83	7,5%	-	-	-	-	-	-
III Trimestre 2012	87,95	5,0%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	84,60	2,2%	17	253	-	253	633	1.982.556
Totale			41	533	-	533	2.123	2.599.596

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

Gráfico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a luglio 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 luglio 2011, sono state pari a 26,6 milioni di MWh, in aumento del 29,9% rispetto allo stesso mese del 2010 e al loro massimo storico. A trainare la crescita il deciso aumento dei contratti non standard (+49,5%), anch'essi al loro massimo storico, e dei contratti Baseload (+14,7%), che assieme raccolgono oltre il 90% dei volumi. Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 16,9 milioni di MWh (+21,9%), anche questo record assoluto.

In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 12,1 milioni di MWh (+10,0%), valore secondo solo al massimo storico dello scorso febbraio, che nei conti in prelievo, pari a 13,5 milioni di MWh (+10,8%), record assoluto dall'avvio della PCE (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è attestato a quota 1,57, in aumento di circa 0,10 punti sia in termini congiunturali che tendenziali (Grafico 8).

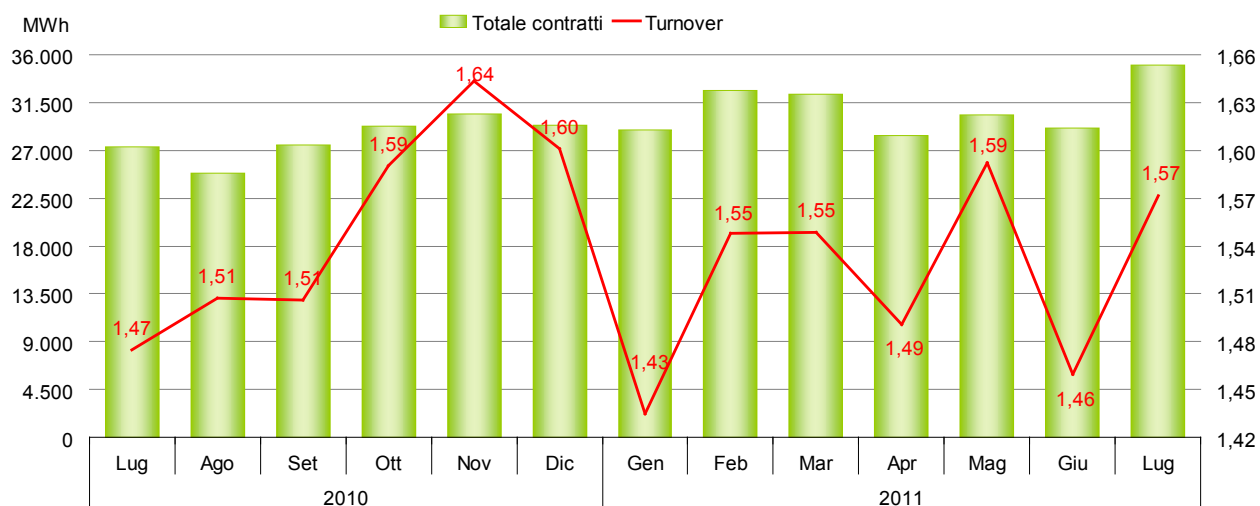
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a luglio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	7.302.739	+14,7%	27,4%	Richiesti	12.373.539	+11,4%	100,0%	13.546.359	+10,8%	100,0%
<i>Off Peak</i>	722.256	- 31,5%	2,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.171.678	+60,0%	25,6%	-	-	-
<i>Peak</i>	851.986	- 40,9%	3,2%	Registrati	12.059.405	+10,0%	97,5%	13.546.359	+10,8%	100,0%
<i>Week-end</i>	6.480	+575,0%	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.858.662	+53,6%	23,1%	-	-	-
Totale Standard	8.883.461	+0,2%	33,4%	Rifiutati	314.134	+110,6%	2,5%	-	-	-
Totale Non standard	17.149.698	+49,5%	64,4%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	313.016	+160,4%	2,5%	-	-	-
PCE bilaterali	26.033.158	28,0%	97,7%	Saldo programmi	1.379	100%		1.488.333	+17,4%	
MTE	599.556	+784,3%	2,3%							
TOTALE PCE	26.632.714	+29,9%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	16.948.490	+21,9%	63,6%							

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

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di luglio il differenziale di prezzo tra la zona Nord di Ipx e la borsa BSP cresce per il secondo mese consecutivo portandosi a 13,28 €/MWh (+1,86 €/MWh rispetto al mese precedente). Tale aumento riflette la divergenza tra il prezzo italiano (65,82 €/MWh; +1,2%) e quello sloveno (52,54 €/MWh; -2,0%), particolarmente intensa nelle ore festive in cui il prezzo di BSP registra una flessione del 14% scendendo ben 20 €/MWh sotto il prezzo italiano. Ciononostante il numero di ore in cui le due borse hanno presentato stessi prezzi sale al 18 %, valore massimo dall'avvio del market coupling.

In tale contesto il meccanismo ad asta implicita ha funzionato

efficientemente allocando 93 MW medi orari di capacità transfrontaliera – in forte calo rispetto ai 160 MW di Luglio (-42%) – nel 97,4% dei casi in import verso l'Italia e nel restante 2,6% in export verso la Slovenia. Di contro la capacità gestita in asta esplicita, salita a 368 MW medi orari, è risultata in tutte le ore in import verso l'Italia presentando sottoutilizzo della capacità disponibile nel 3,9% delle ore.

L'aumento della capacità allocata in asta esplicita provoca in parte, la diminuzione dei volumi scambiati nella borsa slovena, scesi a 128 MWh medi orari (-57%).

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)						N° di ore (%)			Capacità (MW)
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP*	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	65,82	+1,2%	52,54	-2,0%	13,28	11,42	82%	18%	0%	93
Picco	74,17	+1,7%	65,29	+3,2%	8,88	9,78	25%	9%	0%	30
Fuori Picco	61,83	+3,0%	50,64	+1,9%	11,19	10,34	28%	6%	0%	32
Festivo	61,24	-0,6%	41,14	-14,2%	20,10	14,59	29%	3%	0%	31

* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

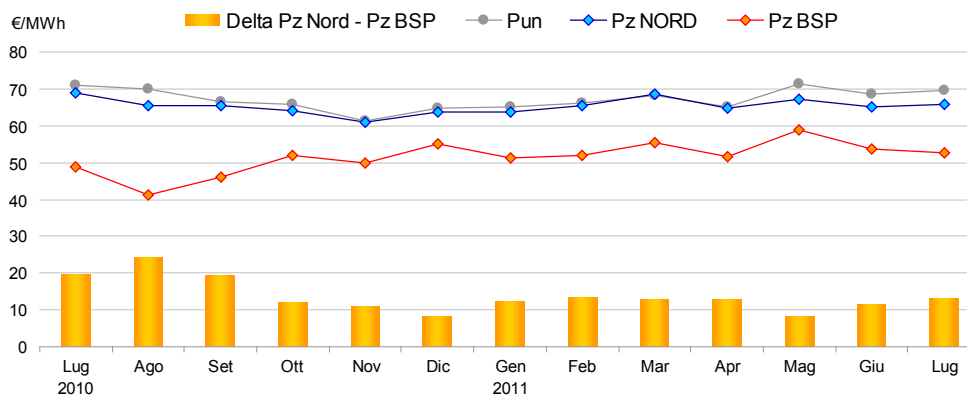
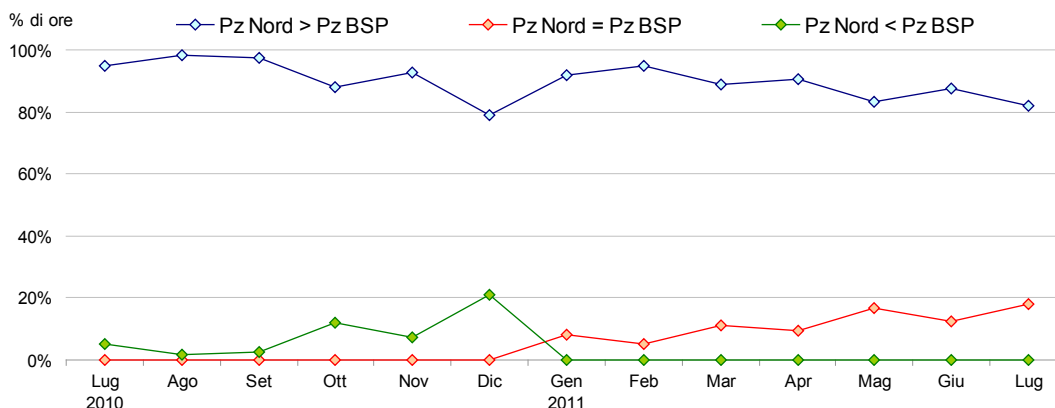


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		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	92	368	97,4%	100,0%	97,4%	96,1%	0,0%	3,9%	0,0%	0,0%
Export	1	0	2,6%	0,0%	2,6%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	93	368	100,0%	100,0%	100,0%	96,1%	0,0%	3,9%	0,0%	0,0%

Grafico 3: relazione tra delta Pz Nord – Pz BSP e flusso transfrontaliero

Fonte: GME

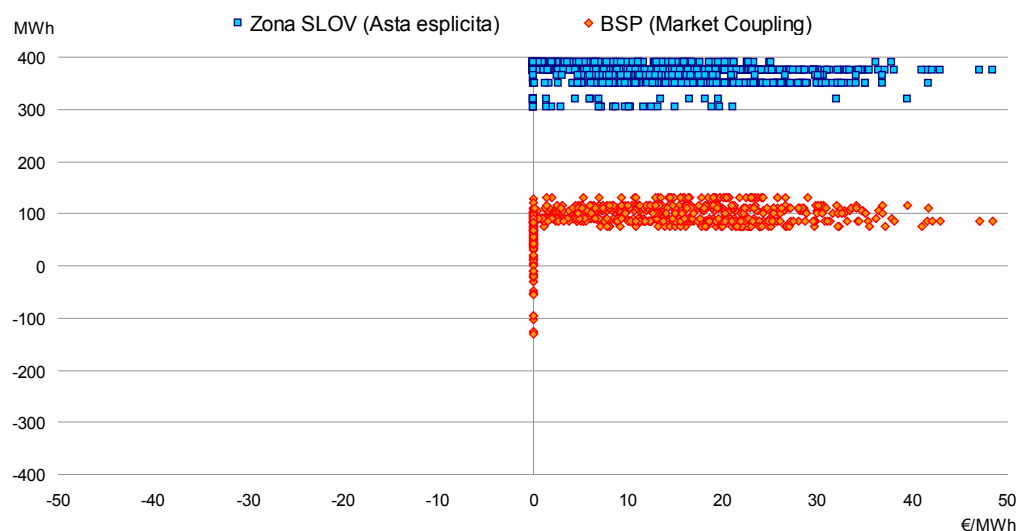
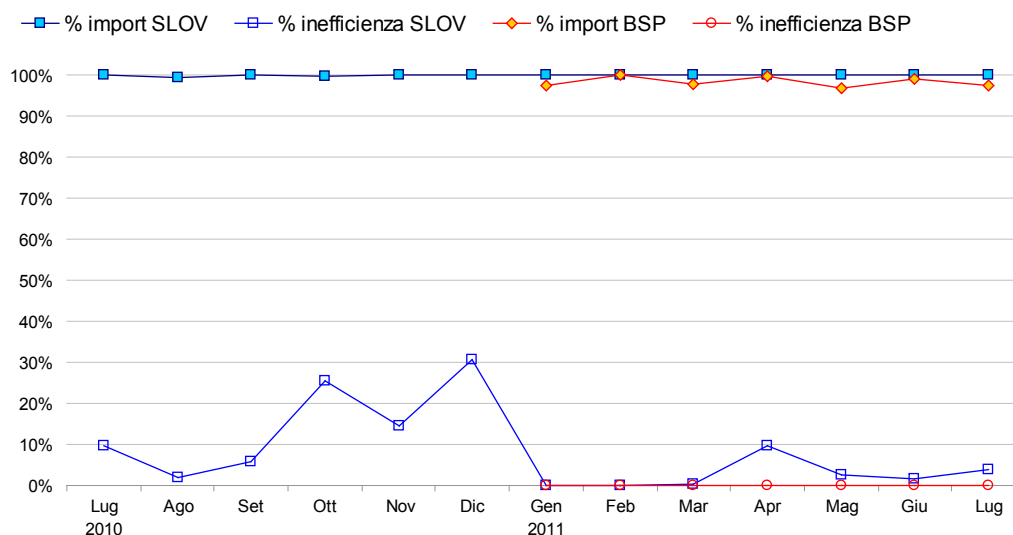


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di luglio conferma consumi di gas su livelli inferiori rispetto allo scorso anno, per effetto congiunto del calo dei comparti termoelettrico e industriale per sé in presenza di una crescita del comparto domestico. I prezzi rilevati al PSV mostrano un debole aumento rispetto al mese precedente

segnando ancora il massimo annuo, con valori superiori a quelli osservati a luglio 2010. Infine sul mercato spot del gas naturale gestito dal GME i volumi negoziati risultano in diminuzione, raggiungendo i livelli minimi dall'avvio della borsa, con prezzi che si confermano inferiori a quelli registrati al PSV.

Il mese di luglio mostra consumi complessivi di gas in debole ripresa rispetto al mese precedente, ma su livelli inferiori rispetto allo scorso anno e pari a 4.562 milioni di mc (-11%), confermandosi peraltro al di sotto di quanto registrato nell'anno di crisi 2009 (-5%). Tali condizioni riflettono principalmente il marcato calo di domanda termoelettrica, che scende a 2.325 milioni di mc (-20%), accompagnato da riduzioni riscontrate anche sul settore industriale fermo a 1.003 milioni di mc (-5%), stante incrementi registrati sul settore domestico, che sale a 1.020 milioni di mc (+6%). In relazione ai programmi registrati sul

mercato elettrico MGP, la contrazione dei consumi termoelettrici sconta l'effetto combinato della riduzione della domanda elettrica e dell'aumento delle vendite da fonti rinnovabili e termiche diverse da ciclo combinato. Le analisi sui consumi consolidati da inizio anno confermano infine livelli inferiori di domanda rispetto ad un anno fa (-5%), con riduzioni concentrate sul comparto domestico (-6%) e termoelettrico (-6%), rimanendo tuttavia al di sopra a quanto riscontrato nell'anno di crisi 2009 (+4%) in virtù della ripresa registrata sui comparti industriale (+14%) e termoelettrico (+6%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	4.562	-11%
Impianti di Distribuzione	1.020	+6%
Consumi Termoelettrici	2.325	-20%
Consumi Industriali	1.003	-5%
Rete terzi e consumi di sistema	213	+14%
Offerta	4.562	-11%
Import	5.186	-7%
Produzione Nazionale	725	+8%
Sistemi di stoccaggio	-1.349	-19%

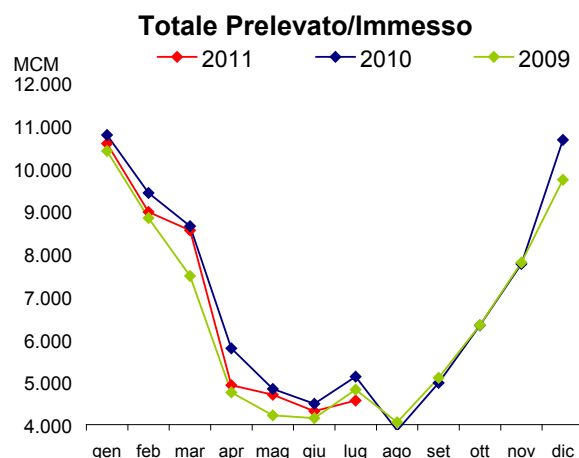
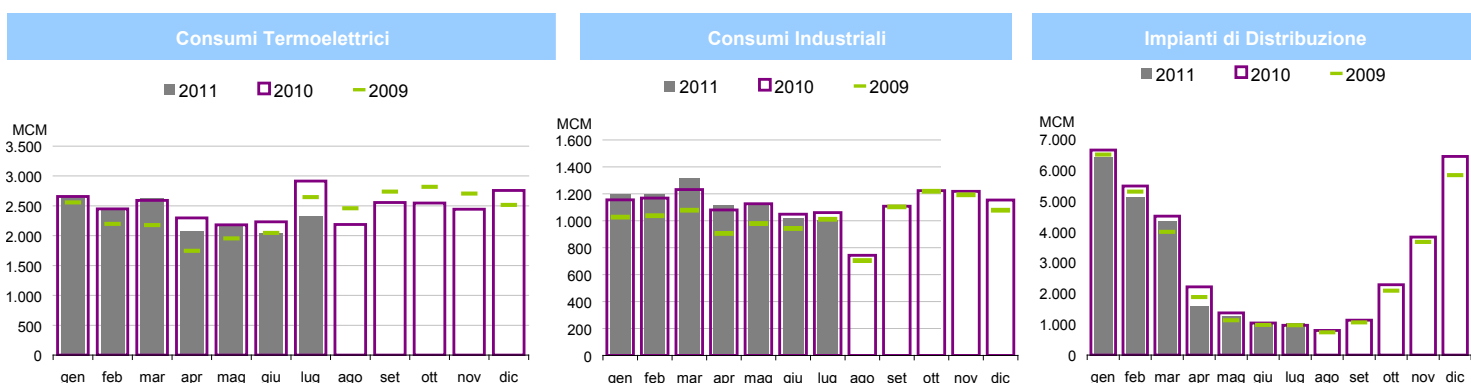


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



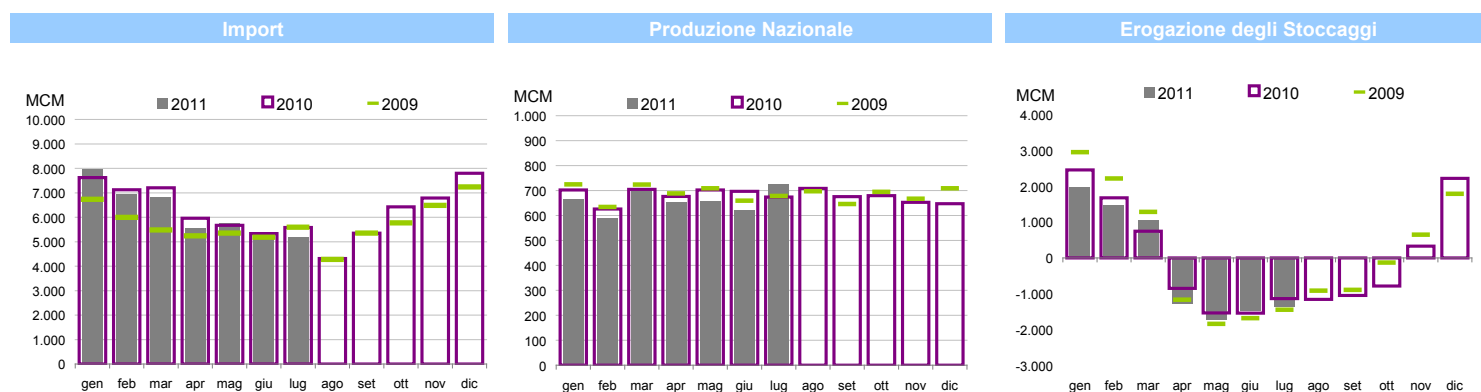
(continua)

Il calo tendenziale della domanda è stato accompagnato dalla riduzione dei flussi in import che si portano a 5.186 milioni di mc (-7%), come risultato combinato della contrazione dei flussi algerini (p.e. di Mazara del Vallo, -21%) e dell'aumento di quelli russi (p.e. di Tarvisio, +26%) e di quelli olandesi (p.e. di Passo Gries, +42%), stante il perdurare dell'interruzione dei flussi in ingresso dalla Libia (p.e. di Gela). In tale contesto

si registra l'aumento dell'attività in iniezione degli stoccaggi, con flussi stoccati pari a 1.349 milioni di mc (rispetto ai 1.137 iniettati a luglio 2010), che determina l'innalzamento del gas stoccato ad un livello pari a 7.371 milioni di mc, in sensibile aumento rispetto ad un anno fa (+24%). Si segnala, infine, un aumento tendenziale della produzione nazionale che sale a 725 milioni di mc (+8%), valore massimo da gennaio 2008.

Gráfico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

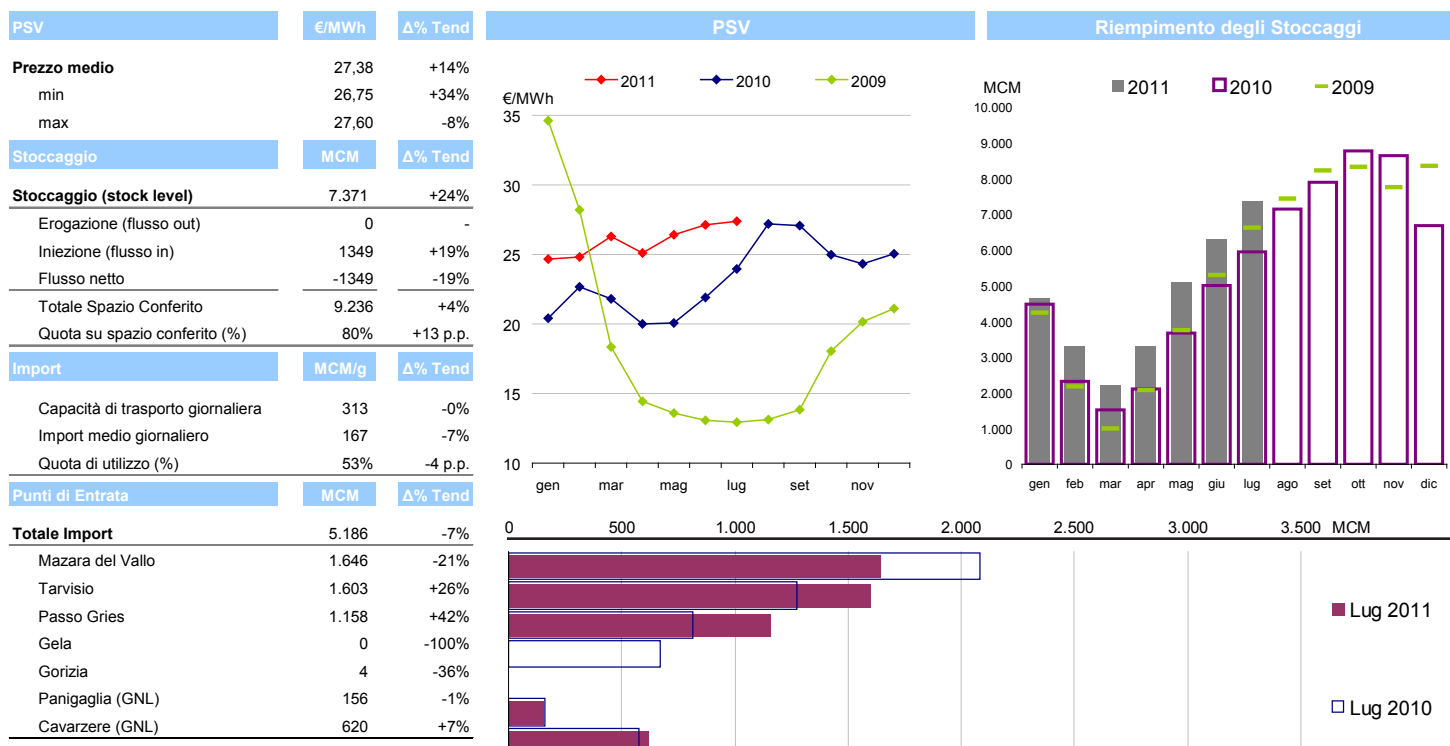


Il prezzo registrato al Punto di Scambio Virtuale sembra aver indebolito la spinta rialzista osservata da maggio scorso portandosi poco al di sopra degli elevati livelli di giugno

e attestandosi al valore massimo annuo pari a 27,38 €/MWh, peraltro ancora in forte aumento tendenziale (+14%).

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

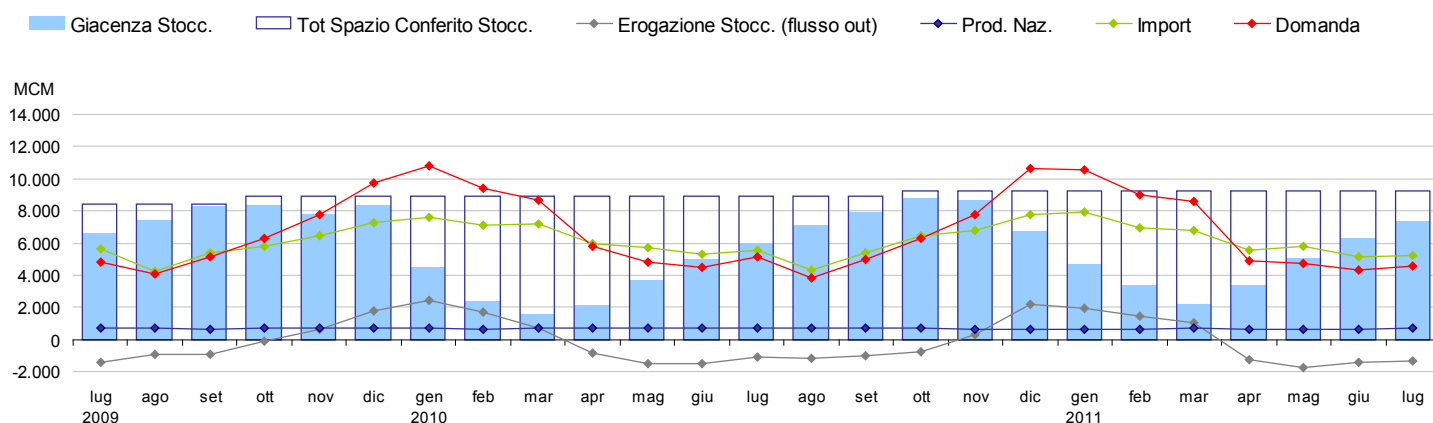
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Nel mese di luglio, sul mercato spot del gas naturale gestito dal GME i volumi negoziati si schiacciano a ridosso dei livelli minimi dall'avvio della borsa, con un valore pari a 1.690 MWh su MGP-gas e un prezzo medio di 25,45 €/MWh. Si segnala inoltre il perdurare di tendenze opposte tra le quotazioni PSV e MGP-gas già

evidenziate nel corso del mese precedente, che mostrano prezzi MGP-gas su livelli inferiori a quanto registrato sul PSV con un ulteriore incremento del differenziale che ha raggiunto quasi 2 €/MWh.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	25,45	-1,5%	1,30%	-	-	-
	c€/Gj	706,94	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	27,38	+1,0%	0,9%	-	-	-
	c€/Gj	760,65	-	-	-	-	-

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

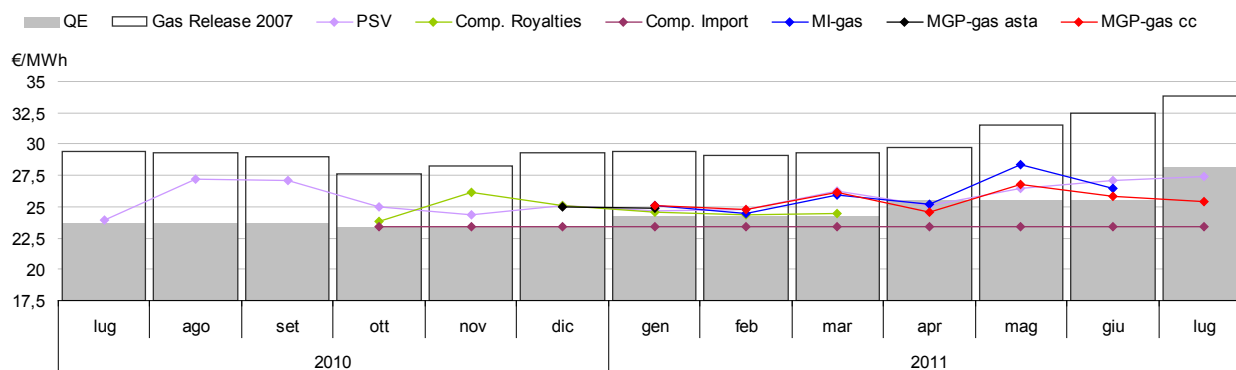


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

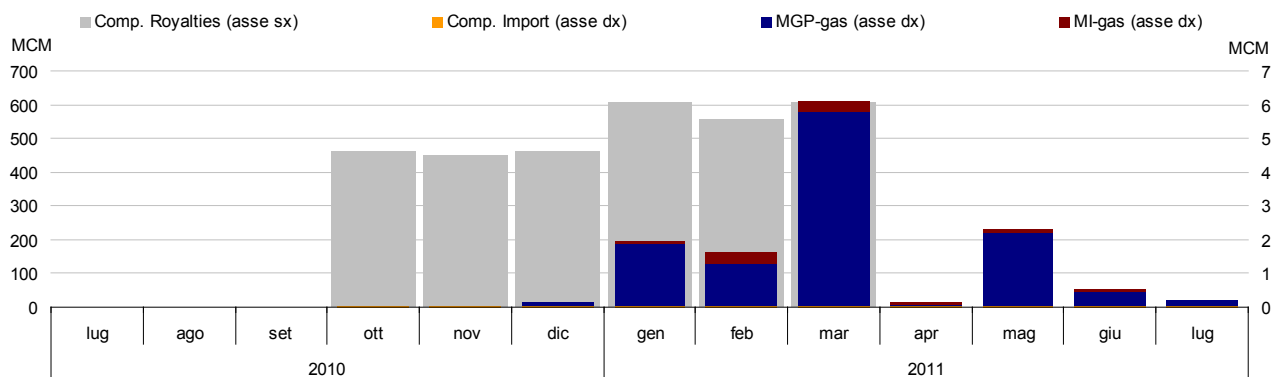
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,15	-65,8%	-	-	0,15	1	3	4
	MWh	1.690	-	-	-	1.690	-	-	-
MI-gas	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME, SRG



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di luglio le quotazioni registrate sui principali combustibili europei si confermano sui livelli massimi del triennio 2008-2011, pur evidenziando dinamiche congiunturali diverse. In questo contesto, infatti, si osserva: una moderata ripresa del prezzo sui mercati petroliferi, sui quali torna a rafforzarsi lo spiccato trend di crescita in atto dalla seconda metà dello scorso anno; una sostanziale stabilità delle quotazioni del carbone; e infine una

diminuzione del prezzo del gas naturale, sceso ai minimi annui in virtù soprattutto del tipico andamento stagionale dei consumi.

La stagionalità della domanda mostra i suoi effetti anche sulle borse elettriche europee, dove le quotazioni risultano in ulteriore deciso ripiegamento sui valori più bassi del 2011 e in linea con quelli dell'anno precedente.

Dopo un bimestre caratterizzato da un modesto indebolimento del vistoso trend di crescita in atto sui mercati petroliferi a partire dallo scorso anno, il mese di luglio torna a registrare una ripresa delle quotazioni del greggio, salite in Europa a ridosso dei 117 \$/bbl (+2,5% su base congiunturale), valore ancora tra i più elevati dell'ultimo triennio (+54,5% rispetto al 2010). L'incremento è apparso peraltro ben più sostenuto delle attese manifestate dai mercati a termine nel precedente mese di giugno, spingendo conseguentemente al rialzo i prezzi futures del trimestre a venire. Aumenti di analoga intensità si rilevano sui mercati dei derivati del greggio, dove le quotazioni si attestano a 961,8 \$/MT per il gasolio e a 690 \$/MT per l'olio combustibile (+2,8/+3,1% rispetto al mese scorso, circa +51% sul 2010). Nonostante la ripresa congiunturale e il consolidato trend pluriennale di crescita mostrato dalle quotazioni, i mercati futures confermano le aspettative divergenti sulle

curve a termine dei due combustibili, proiettate verso una progressiva riduzione del prezzo dell'olio combustibile e un contemporaneo aumento di quello del gasolio. Nessuna variazione di rilievo si evidenzia invece sui prezzi europei del carbone, che si mantengono stabili attorno ai 124 \$/MT, valore comunque tra i più alti dell'ultimo triennio (+33,5% rispetto allo scorso anno) e destinato a crescere ulteriormente nel prossimo semestre, secondo quanto prospettato dai mercati a termine. In presenza di un tasso di cambio pari a 1,43 \$/€ (-0,7% sul mese precedente, +11,7% sul 2010), la conversione in euro delle quotazioni non produce modifiche sostanziali nelle dinamiche congiunturali dei combustibili, inducendo invece effetti più evidenti su base annua, rispetto alla quale gli incrementi subiscono una moderata riduzione, attestandosi tra il 19% e il 39%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot						Quotazioni futures			
FUEL	UdM	Lug 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 11	Set 11	Ott 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,43	-0,7%	+11,7%	1,45	1,44 ▼	1,44 ▼	1,44 -	1,42 ▼
Brent	\$/bbl	116,9	+2,5%	+54,5%	105,2	117,9 ▲	117,9 ▲	118,0 -	116,3 ▲
FOB	€/bbl	81,8	+3,3%	+38,4%	72,6	82,0 ▲	82,0 ▲	82,1 -	81,8 ▲
Fuel Oil	\$/MT	690,0	+3,1%	+51,2%	633,5	694,3 ▲	688,0 ▲	684,5 -	679,3 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	482,7	+3,9%	+35,5%	437,2	482,7 ▲	478,7 ▲	476,6 -	477,8 ▲
Gasoil	\$/MT	961,8	+2,8%	+51,1%	877,1	980,5 ▲	983,3 ▲	985,2 -	995,2 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	673,0	+3,6%	+35,3%	605,3	681,7 ▲	684,1 ▲	686,0 -	700,1 ▲
Coal	\$/MT	123,8	+0,8%	+33,5%	121,0	125,0 ▲	124,9 ▲	126,6 -	128,3 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	86,6	+1,6%	+19,6%	83,5	86,9 ▲	86,9 ▲	88,1 -	90,2 ▲

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

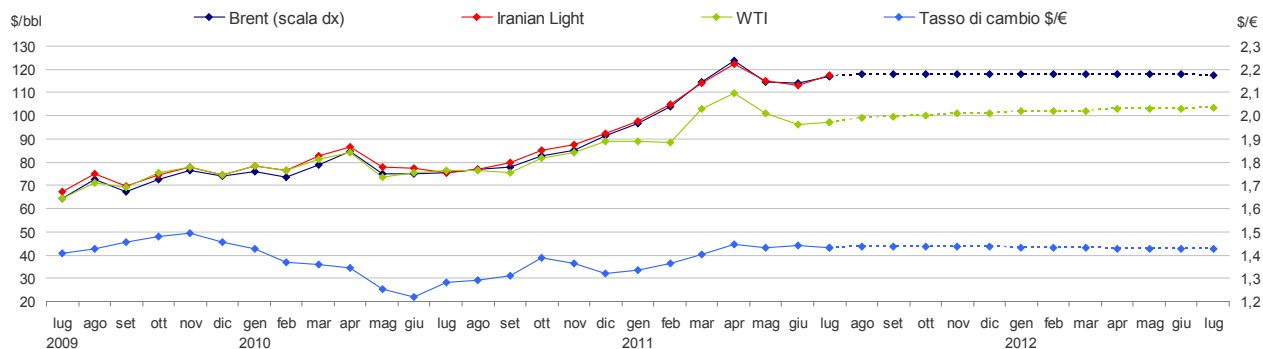


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

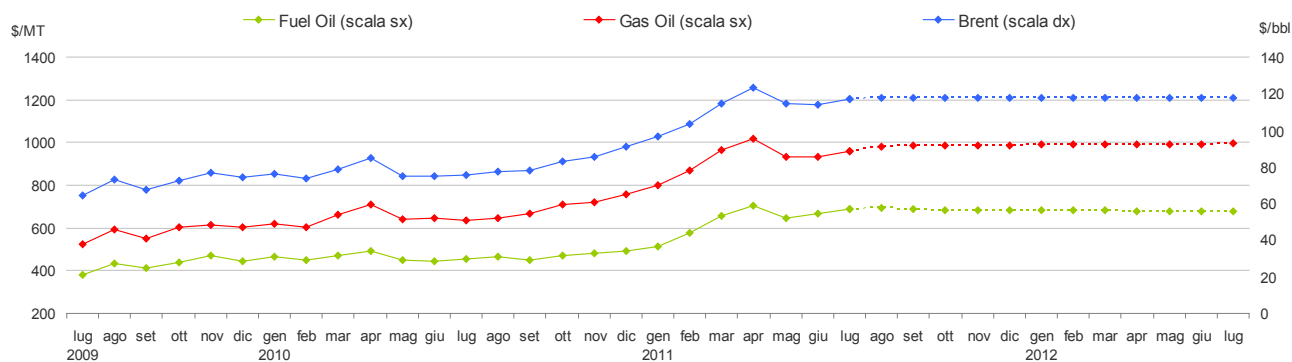
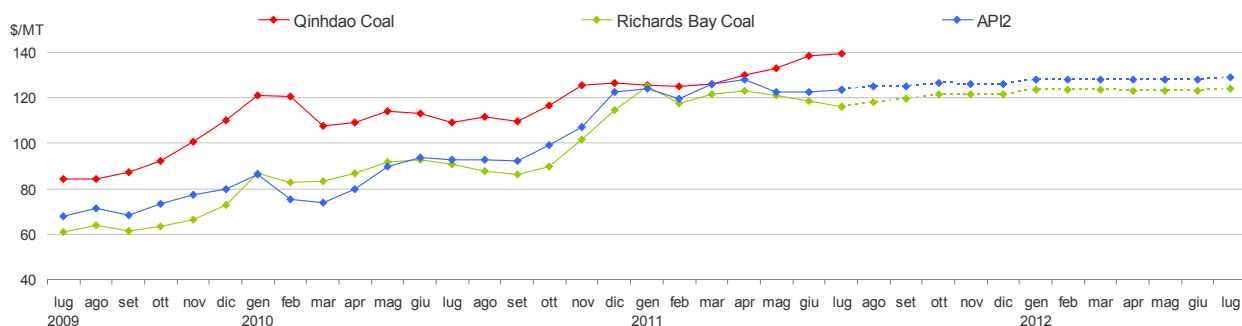


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

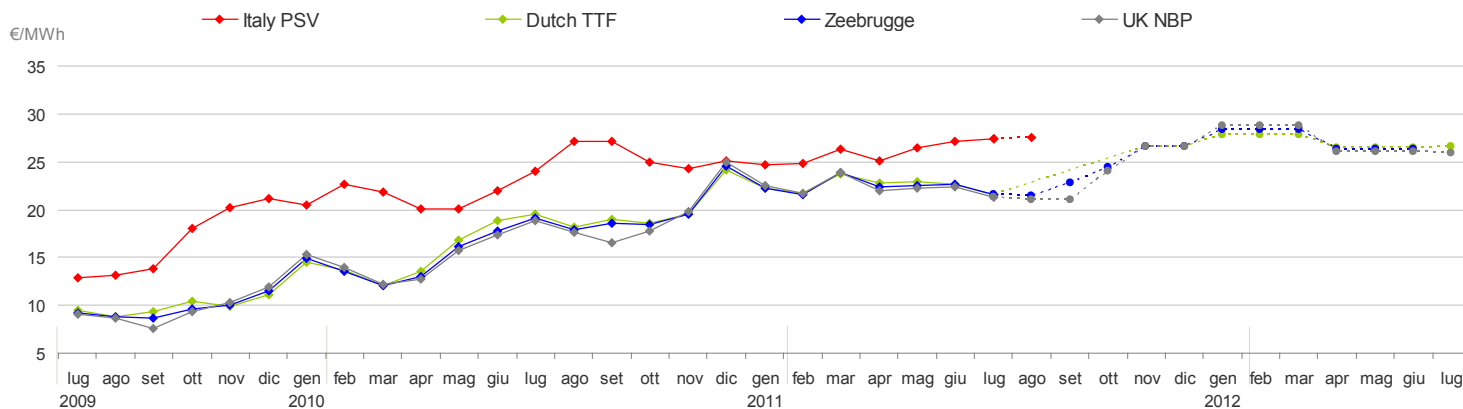
In controtendenza con quanto osservato sui mercati petroliferi e dopo un trimestre di sostanziale stabilità, le quotazioni ai principali hub europei del gas mostrano una moderata flessione congiunturale (circa -5%), attestandosi sui 21/22 €/MWh, valore comunque superiore a quello del 2010 (+10/13%). Il tipico andamento stagionale dei prezzi, decrescente in questo periodo dell'anno per effetto del basso livello dei consumi, appare anche nel 2011 non rispettato al PSV italiano, salito al massimo annuo di 27,38 €/MWh (+1,0% su giugno, +14,3% sul

2010) e ancora in parte influenzato dall'incertezza derivante dalla chiusura del gasdotto Greenstream. Ne consegue il terzo incremento consecutivo del differenziale di prezzo con il resto d'Europa, che raggiunge i 6 €/MWh, pur mantenendosi a ridosso dei livelli minimi dell'ultimo biennio. In ottica futura i mercati evidenziano il perdurare della fase ribassista fino a settembre e una successiva ripresa, legata all'avvio del nuovo anno termico, ulteriormente rafforzata dagli aumenti previsti a partire da gennaio.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)							
GAS	Area	Lug 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 11	Set 11	Ott 11	Gas Year 11				
PSV DA	Italia	27,38	+1,0%	+14,3%	26,40	27,50	-	-	-	-	-	-	
Dutch TTF	Olanda	21,50	-5,1%	+10,1%	-	-	-	-	-	-	26,85	▲	
Zeebrugge	Belgio	21,52	-5,0%	+12,3%	22,02	21,44	▼	22,72	▼	24,35	-	26,96	▲
UK NBP	Regno Unito	21,24	-5,3%	+13,1%	21,73	21,08	▼	21,00	▼	23,94	▲	26,81	▲



In linea sia con le dinamiche registrate sui listini del gas sia con l'andamento stagionale che le contraddistingue, le quotazioni delle principali borse elettriche centro-nord europee scendono nel mese di luglio al loro minimo annuo di 37/47 €/MWh (-11/-20% su base congiunturale), risultando stabili rispetto al valore già basso di dodici mesi fa in Europa continentale e addirittura inferiori nella regione scandinava e in Francia (-14,6%/-18,3%).

Diverso lo scenario che si presenta nell'area mediterranea, dove i prezzi si attestano ai massimi annui o immediatamente a ridosso di essi, confermando la modesta propensione rialzista seguita da gennaio. In particolare, in Italia la quotazione si attesta a 69,74 €/MWh, in lieve aumento rispetto a giugno

(+1,9%), ma - per la prima volta nel corso del 2011 - in diminuzione rispetto al dato di dodici mesi fa (-1,6%), mentre in Spagna il prezzo sale a 50,82 €/MWh, registrando una crescita modesta su base congiunturale (+1,6%) e più marcata in termini tendenziali (+18,4%).

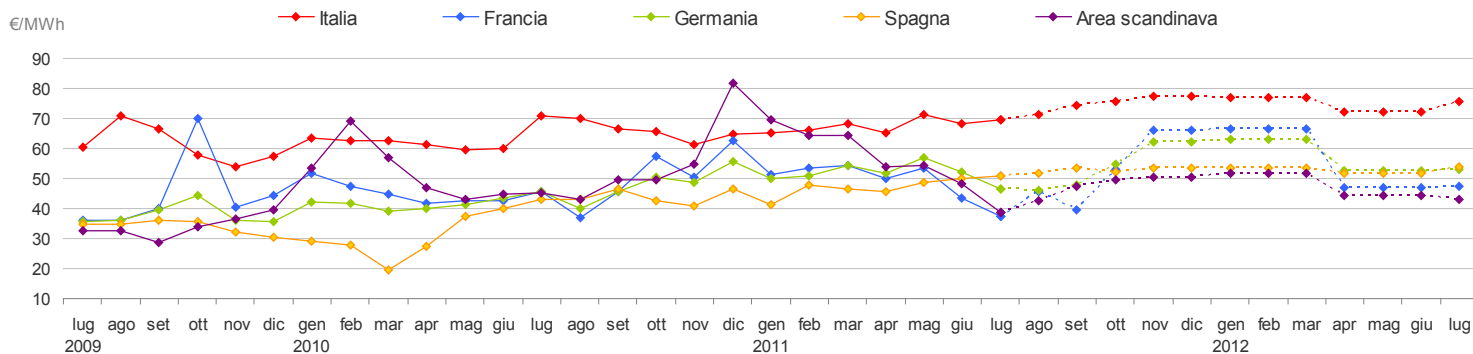
In chiave prospettica, il divario esistente tra il riferimento italiano e i mercati esteri limitrofi sembra destinato a confermarsi attorno ai 24 €/MWh fino alla fine della stagione estiva, per tornare poi a stringersi sensibilmente a partire da novembre, in corrispondenza dello stagionale aumento dei consumi elettrici d'Oltralpe e dei possibili impatti generati dal ridimensionamento del parco nucleare tedesco.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Lug 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ago 11	Set 11	Ott 11	Calendar
Italia	69,74	+1,9%	-1,6%	75,75	71,25 ▼	74,25 ▼	75,75 -	74,50 ▲
Francia	37,37	-13,9%	-18,3%	52,50	45,71 ▼	39,50 ▼	53,00 -	56,70 ▲
Germania	46,40	-11,3%	+1,2%	52,46	46,13 ▼	47,98 ▼	54,65 -	57,64 ▲
Svizzera	46,58	-12,4%	+0,5%	-	-	-	-	-
Austria	46,81	-11,9%	+0,4%	-	-	-	-	-
Spagna	50,82	+1,6%	+18,4%	53,50	51,85 ▼	53,50 ▼	52,34 -	53,25 ▲
Regno Unito	47,62	-7,5%	+9,0%	49,39	46,55 ▼	47,45 ▼	52,17 -	-
Area scandinava	38,78	-19,9%	-14,6%	42,50	42,50 ▼	47,35 ▼	49,45 -	47,15 ▲



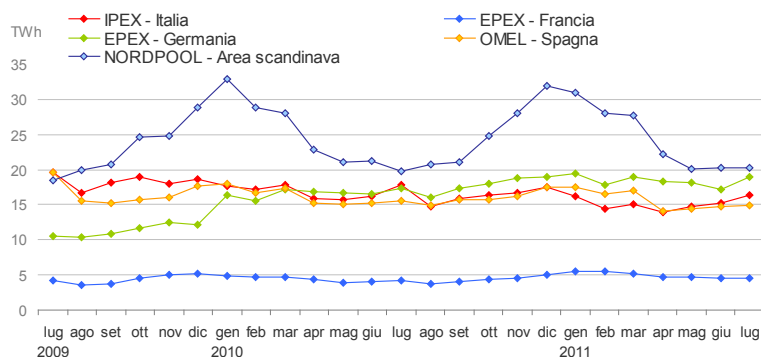
L'analisi dei volumi negoziati sui mercati elettrici spot evidenzia un sensibile avvicinamento degli scambi registrati su Epex-Germania (18,9 TWh, +9,0%) alle transazioni effettuate su NordPool, attestate sui minimi annui (20,2 TWh, +2,1%)

in conseguenza del forte andamento stagionale che le caratterizza. In ulteriore calo tendenziale appaiono invece le quantità circolanti su Ipxe e Omel, attestate rispettivamente a 16,4 TWh (-8,3%) e 14,9 TWh (-4,3%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Lug 11	Diff M-12(%)
Italia	16,4	-8,3%
Francia	4,5	+6,0%
Germania	18,9	+9,0%
Svizzera	1,0	+38,0%
Austria	0,6	-4,5%
Spagna	14,9	-4,3%
Regno Unito	1,5	-2,8%
Area scandinava	20,2	+2,1%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 62.095 TEE nel mese di luglio, in aumento rispetto ai 14.672 TEE scambiati a giugno. Dei 62.095 TEE sono stati scambiati: 27.908 di Tipo I; 30.403 di tipo II e 3.784 di tipo III. I prezzi medi hanno registrato un aumento rispetto a quelli del

mese precedente (2,36 % per la Tipologia I e 0,16 % per la Tipologia II). Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,94€ (rispetto a 95,69 € di giugno), i titoli di tipo II ad una media di 97,98 € (rispetto a € 97,82 di giugno) e i titoli di tipo III ad una media di 98,30 €. I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 10.122.104.

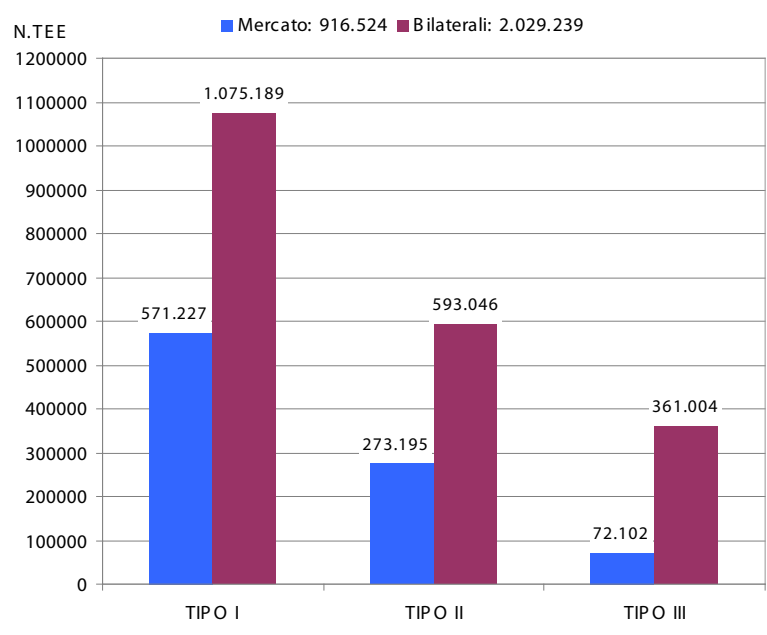
TEE, risultati del mercato del GME - luglio 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	27.908	30.403	3.784
Controvalore (€)	€ 2.733.409	€ 2.978.773	€ 371.961
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 93,00	€ 93,50	€ 93,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 99,50	€ 100,00	€ 100,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 97,94	€ 97,98	€ 98,30

TEE scambiati dal 1 gennaio al 31 luglio 2011

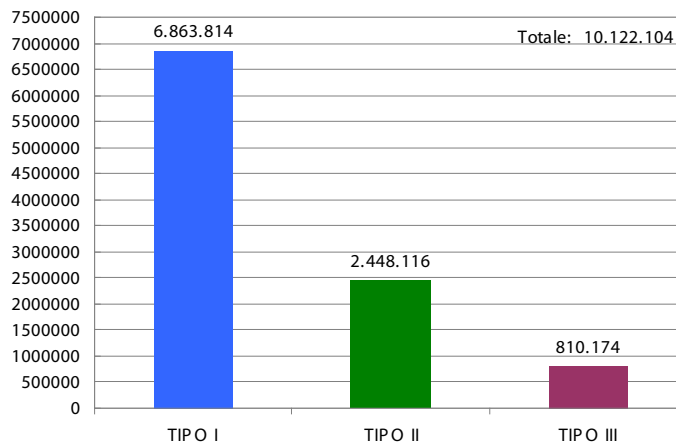
Fonte: GME



(continua)

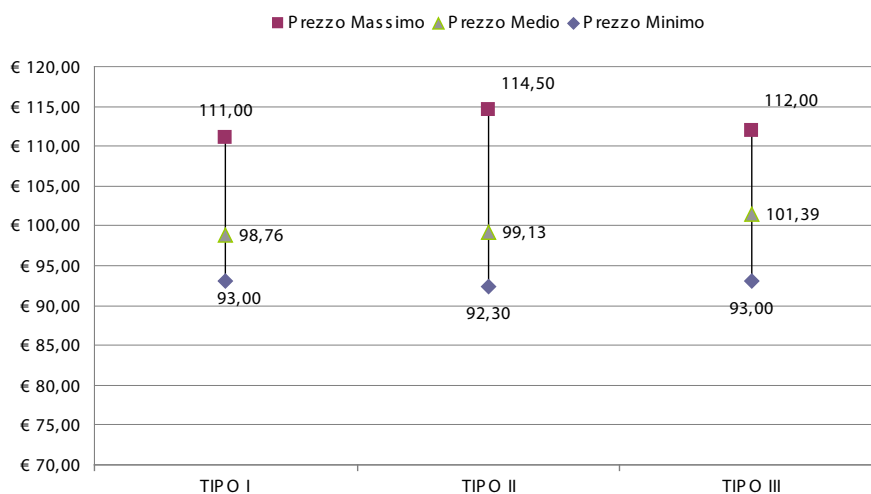
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine luglio 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



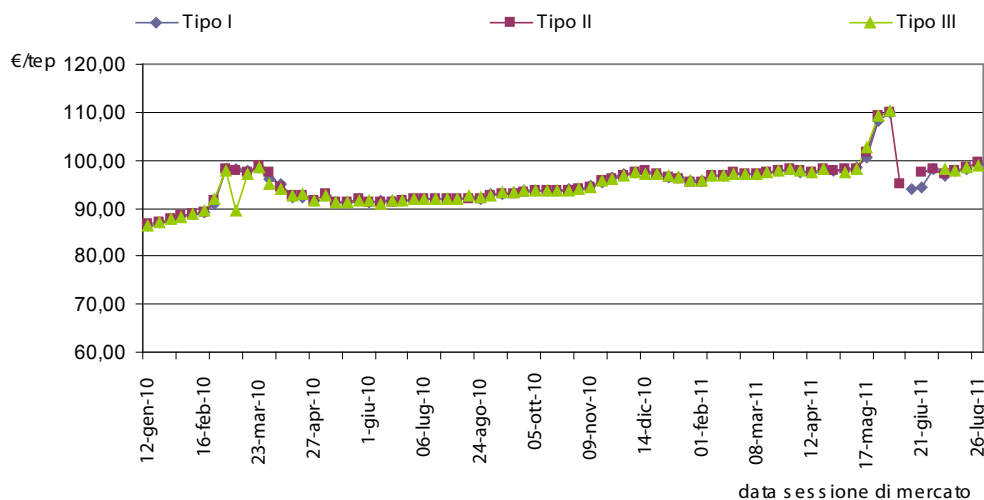
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 31 luglio 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



TEE, prezzi sul mercato GME (sessioni da gennaio 2010 a luglio 2011)

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di luglio sono stati scambiati 213.454 CV, in diminuzione rispetto ai 240.297 CV negoziati nel mese di giugno. La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011, con un volume pari a 194.563 in diminuzione rispetto ai 214.314 CV_2011 scambiati a giugno, e dei CV con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 13.546, in diminuzione rispetto al volume delle transazioni registrate a giugno, pari a 22.292. Seguono ancora in calo rispetto al mese precedente, i volumi dei CV scambiati con anno di riferimento 2009, pari a 806 (2.262 i CV_2009 scambiati a giugno). Infine, i CV con anno di riferimento 2010_TRL, assenti sul mercato nel mese scorso, hanno registrato un volume pari a 4.539. In riferimento ai prezzi medi, rispetto al mese di giugno,

si è registrata una generale diminuzione dei certificati scambiati, tranne che per i CV_2010 che hanno registrato un aumento di 0,11 €/MWh. I CV_2011 sono diminuiti di 0,19 €/MWh, i CV_2009 di 0,55 €/MWh.

Più in dettaglio, nel mese di luglio, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2011 è stato di 79,65 €/MWh, mentre quello relativo ai CV_2010 è stato pari a 85,38 €/MWh. Il prezzo medio dei CV con anno di riferimento 2009 è stato pari a 83,27 €/MWh, ed il prezzo dei CV con anno di riferimento 2010_TRL è stato pari a 79,78 €/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.

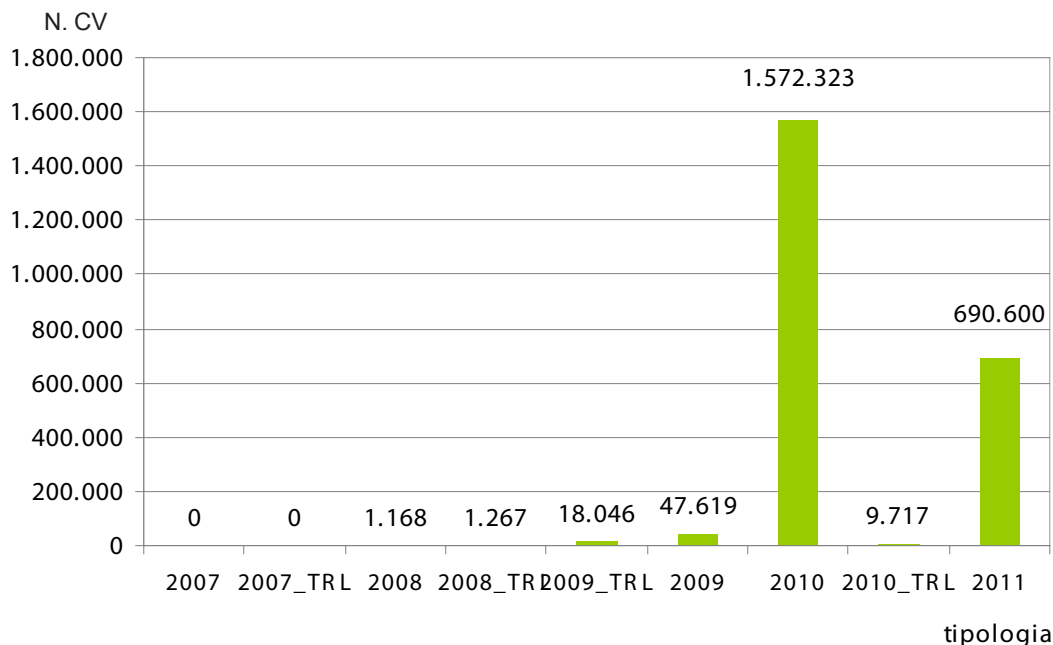
CV, risultati del mercato GME luglio 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	806	13.546	4.539	194.563
Valore totale (€)	€ 67.117,00	€ 1.156.494,00	€ 362.133,70	€ 15.497.720,31
Prezzo minimo (€/CV)	€ 84,00	€ 82,00	€ 79,00	€ 79,30
Prezzo massimo (€/CV)	€ 84,70	€ 86,20	€ 80,00	€ 80,00
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,27	€ 85,38	€ 79,78	€ 79,65

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011)

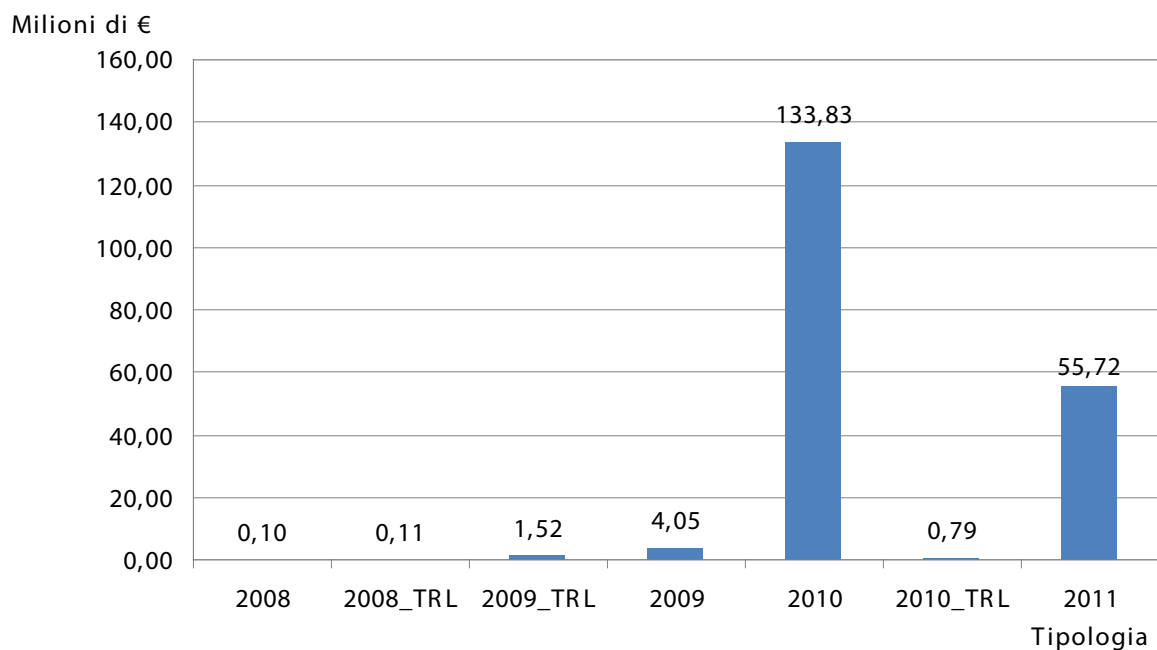
Fonte: GME



(continua)

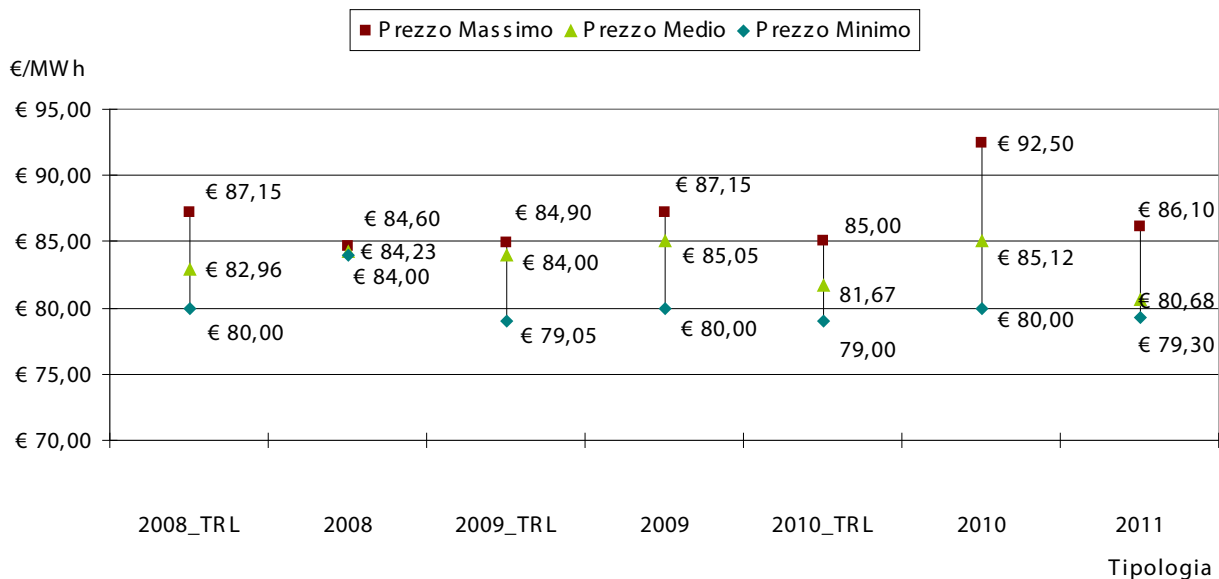
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal gennaio 2011).

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal gennaio 2011)

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

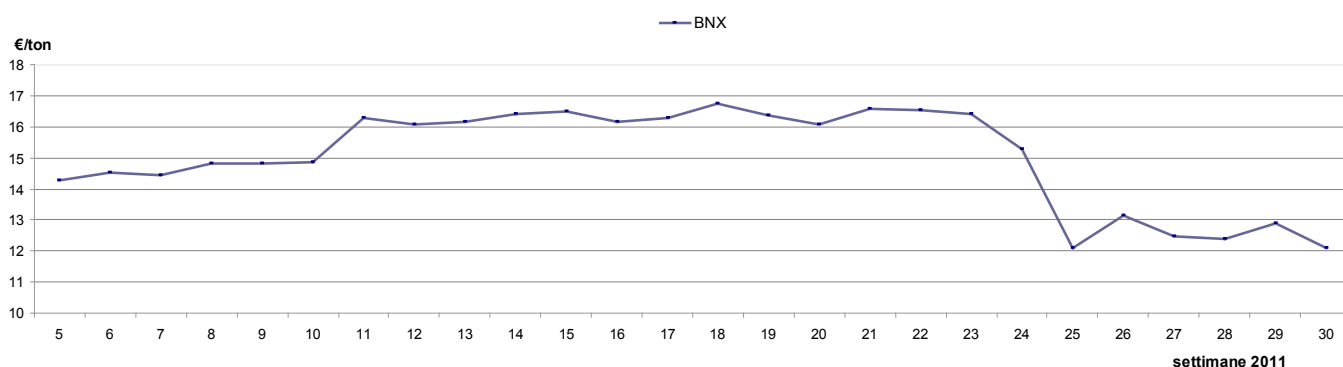
A cura del GME

■ Nel corso del mese di luglio sono state scambiate sulle piattaforme europee 664,3 milioni di EUAs, in diminuzione rispetto al mese precedente (870 milioni di EUA a giugno - fonte Point Carbon). Sul mercato spot gestito da Bluenext,

nel mese di luglio, i prezzi, dopo il crollo di giugno, restano stabili sopra i 12,00 €/ton e sempre inferiori ai 13,00 €/ton, tranne che nella prima settimana di luglio (13,19 €/ton), come evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti (da novembre 2010), media settimanale

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters

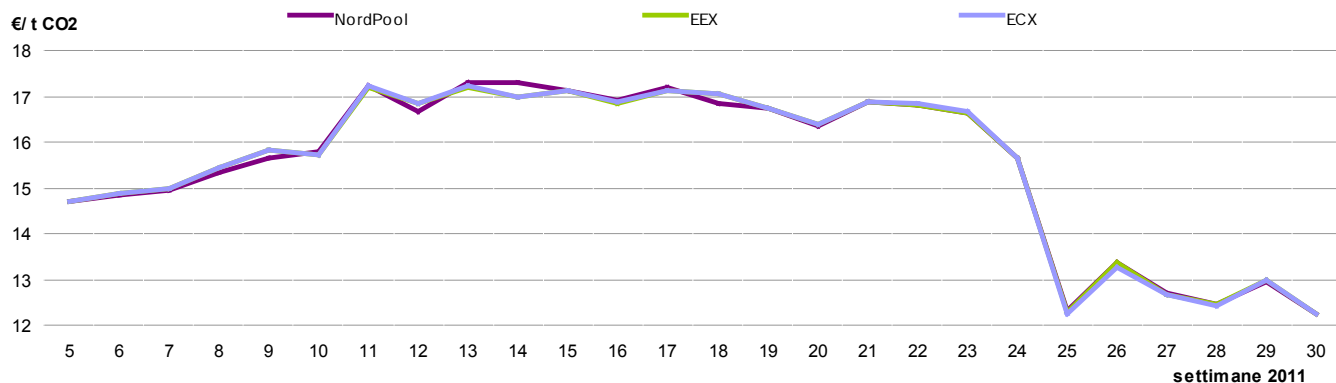


Il mercato a termine riflette, nel mese di luglio, l'andamento del mercato spot. In particolare, i prezzi del contratto di riferimento, con consegna Dicembre 2011 (ICE ECX), tranne che nella prima settimana, restano stabili intorno ai 12,00 €/ton. La grave crisi del debito sia europea sia statunitense si riflette

sui mercati delle unità di emissione, nonostante i considerevoli sforzi dei governi nazionali e sovranazionali di porre in atto manovre economiche di rilevante portata. Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine (da novembre 2010) - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Un Target Model per il mercato europeo del gas

di Sergio Ascari - Ref

(continua dalla prima)

essere sviluppati in un mercato liberalizzato.

Vi è poi il rischio che la disponibilità della capacità a lungo termine e la liquidità dei mercati spot entrino in conflitto. La prima è necessaria in forma non interrompibile, per consentire lo sviluppo di investimenti ispirati ad una logica economica transfrontaliera; d'altra parte la disponibilità della capacità come supporto a transazioni di breve termine potrebbe essere ridotta per effetto dell'assegnazione a lungo termine.

Comunque, l'assegnazione – al limite totalitaria – della capacità di interconnessione a lungo termine può in linea di principio consentire egualmente lo sviluppo di un'adeguata liquidità, attraverso clausole di tipo UIOSI (*use it or sell it*), versione rafforzata della vecchia *use it or lose it* (UIOLI), o altro meccanismo efficace di *congestion management*. Per queste vie la capacità inutilizzata alla scadenza delle nomine è automaticamente ceduta al mercato, ed assegnata attraverso aste, che possono essere esplicite o eventualmente implicite, come i meccanismi di *market coupling*.

D'altronde, proprio per l'importanza strutturale e non marginale del commercio transfrontaliero, nel settore del gas sono state sviluppate modalità volte a potenziare le capacità attraverso meccanismi concorrenziali, già largamente collaudate, anche se bisognose di perfezionamento e di armonizzazione: come le *open seasons* con assegnazione di capacità a lungo termine, con o senza esenzione dagli obblighi di *third party access*.

In questo quadro, il primo problema considerato dal CEER è quello di quante e quali zone di mercato (hubs) vi saranno in Europa. Zone con mercati limitati, poche interconnessioni con le fonti primarie del gas (incluso il GNL) e poca concorrenza difficilmente possono diventare hubs competitivi. La risposta a questo problema potrebbe risiedere nel potenziamento delle interconnessioni, laddove giustificato dalla domanda dei mercati; nella fusione di diverse zone nazionali; o nella fusione parziale, per mezzo della definizione di hubs interzone (*trading region*) che raggruppano più zone, anche se il bilanciamento rimarrebbe competenza di ciascuna zona.

La fusione, totale o parziale delle zone di mercato, anche gestite da operatori di rete diversi è perfettamente possibile, come dimostra la recente esperienza tedesca. Tuttavia, i problemi sarebbero indubbiamente maggiori nel caso di fusioni transfrontaliere, per la necessità di armonizzare nel dettaglio le regole di mercato, e per quella di stabilire sistemi tariffari unificati, con sistemi di compensazione che comportano inevitabilmente alcuni sussidi incrociati tra paesi diversi. Inoltre, la creazione di zone di bilanciamento più ampie ha comportato (ancora, nel caso tedesco) una certa riduzione della capacità di interconnessione rispetto

al caso precedente. Nel caso francese, è stato segnalato che la proposta di unificazione delle attuali zone a parità di capacità comporterebbe costi ragguardevoli.

D'altra parte, anche i benefici della creazione di zone più ampie non sono garantiti. L'esperienza dell'unico grande mercato liberalizzato, quello americano, ha mostrato che la liquidità tende comunque a concentrarsi in pochissimi hubs principali, con i prezzi di quelli minori correlati ai primi sulla base delle condizioni di trasporto che li collegano a questi (costi e livelli di congestione). A fronte di queste difficoltà, appare chiaramente fondamentale concentrare gli sforzi, più che nella predisposizione di molti hubs, sul miglioramento delle condizioni di accesso agli stessi.

Questo tema permette di entrare nell'altro grande tema affrontato nel dibattito sul Target model: come collegare le zone di mercato. Nel caso del gas, in molti casi (anche se con importanti eccezioni) il problema è più quello di liberare le interconnessioni dalla congestione contrattuale che quello di predisporre più capacità fisica. Diviene dunque importante il prerequisito costituito dalle procedure di *congestion management*, quali il rilascio della capacità inutilizzata il giorno precedente la sua utilizzazione (UIOLI): questa soluzione è stata tuttavia criticata perché limiterebbe di fatto i diritti relativi alla capacità, in particolare quello di riprogrammare l'uso effettivo in base alle necessità. È stato osservato che tale flessibilità nell'uso della capacità di trasporto diverrà sempre più importante con la crescita della generazione elettrica da fonti rinnovabili, e con essa del ruolo del gas come fonte di riserva rispetto all'imprevedibilità della generazione rinnovabile.

Un altro metodo è quello di promuovere la cessione di capacità in eccesso (*overbooking*) salvo consentire ai gestori delle reti di riacquistare la capacità se necessario, oppure di compensare adeguatamente sul piano finanziario i richiedenti non soddisfatti.

Se su questi temi il dibattito è tutt'altro che concluso, maggiore accordo esiste sull'opportunità di generalizzare l'assegnazione tramite aste della capacità di trasporto ai punti di interconnessione tra le reti, superando l'attuale confusione di metodi, che sono spesso tali da favorire gli operatori storici. Le aste dovrebbero essere rese omogenee e coordinate, in modo da consentire agli utilizzatori delle reti (shipper) di acquisire capacità anche per diversi punti di connessione adiacenti: infatti in parecchi casi essi hanno bisogno in realtà di interi percorsi, tali da collegare le zone di produzione a quelle di consumo, e che passano attraverso numerosi paesi ed operatori di rete. Il problema di coordinare e di assegnare la capacità in modo da soddisfare questa necessità è formidabile, sia nel breve che nel lungo termine: in mancanza di questo, l'incertezza sull'uso della capacità potrebbe scoraggiare gli investimenti, sia nelle reti

Un Target Model per il mercato europeo del gas

di Sergio Ascari - Ref

(continua)

di trasporto europee che (ed è quello che più conta) nelle capacità di produzione e trasporto “a monte” (via gasdotto o GNL).

In particolare, sono state fatte varie ipotesi sui possibili meccanismi di assegnazione della capacità nel lungo termine e tramite coordinamento di diversi operatori, ma il problema è ben lontano dall'essere risolto. Appare più probabile che la capacità a lungo termine, la cui assegnazione appare necessaria al fine di favorire gli investimenti nelle reti di trasporto (e soprattutto quelli a monte), siano assegnati attraverso il meccanismo delle *open season*, opportunamente coordinate ed integrate per tener conto delle finalità di carattere pubblico, come la sicurezza delle forniture.

L'altro importante problema in discussione riguarda invece le aste a breve termine. Il settore del gas ha una certa esperienza di aste di capacità esplicite, ossia quelle in cui è posta in vendita la capacità di trasporto, ma nessuna con la soluzione alternativa delle aste implicite, ossia quelle in cui la capacità è automaticamente assegnata in base all'ordine di merito delle offerte sul mercato dell'energia, quali il *market coupling*. Questa soluzione presenta importanti vantaggi teorici: la capacità è assegnata direttamente in funzione delle esigenze del mercato, ed aumenta la liquidità e la convergenza dei mercati interessati. Nel settore elettrico, l'allocatione tramite *market coupling* è stata sostenuta dalle esperienze pratiche che ne mostrano la flessibilità e l'efficacia. L'eventuale adattamento di questo metodo al settore del gas, di cui si ipotizza la sperimentazione, dovrà fronteggiare problemi importanti, quali il fatto che i mercati del gas sono normalmente basati sulla contrattazione continua, che non è direttamente compatibile con il tipo di *market coupling* attualmente in uso. Altra difficoltà è la sopra citata opportunità di consentire una certa riprogrammazione dell'uso

delle reti per venire incontro alle necessità della domanda. Il ricorso alle aste per l'assegnazione della capacità riduce potenzialmente il ruolo delle attuali tariffe regolamentate. Da un lato, le aste attribuirebbero alla capacità un valore più in linea con quello richiesto dal mercato. Tuttavia tale valore potrebbe essere condizionato dalle condizioni di mercato di breve termine, e finire per scoraggiare la manutenzione e gli investimenti nelle reti. Si ritiene generalmente opportuno che le aste di capacità siano soggette a prezzi minimi, in linea con i costi come le tariffe regolamentate, ma vi sono più dubbi nel caso delle aste per la capacità di breve termine. Sussiste comunque il rischio che gli shipper preferiscano ridurre l'acquisto di capacità a lungo termine, nella speranza di ottenerla a prezzi migliori nelle aste a breve, e che ciò finisca per scoraggiare gli investimenti in capacità, finendo per peggiorare le condizioni concorrenziali del mercato nel lungo termine.

Infine, può essere interessante riflettere sui benefici di un maggior allineamento tra i diversi mercati. Nel breve termine, questa è solitamente misurata in primo luogo dall'allineamento dei prezzi sui vari mercati. Tuttavia, anche questo indicatore perde qualche colpo nell'adattamento dal settore elettrico a quello del gas. Infatti, mentre nel settore elettrico il *coupling* ha normalmente prodotto l'effetto desiderato, nel settore del gas questo è stato già largamente conseguito almeno tra i principali mercati dell'Europa nord-occidentale tramite arbitraggi di varia natura (swap, dirottamenti di carichi GNL, mercato secondario della capacità), anche se ciò è stato probabilmente favorito dalla fase ciclica caratterizzata da eccesso di domanda. Non è ancora pienamente chiaro quali potranno essere i benefici dell'adozione di questi metodi anche nel settore del gas, data la complessità organizzativa e la maggiore flessibilità logistica rispetto all'energia elettrica.

ⁱ - “A vision for the EU target model: the MECO-S Model”, Glachant, Jean-Michel, Florence School of Regulation, EUI Working Papers, RSCAS 2011/38, June 2011, http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Publications/Working_Papers/2011/RSCAS_2011_38.pdf

- “Market design for natural gas: the target model for the internal market”, LECG study, March 2011, http://www.energy-regulators.eu/portal/page/portal/EER_HOME/EER_CONSULT/CLOSED%20PUBLIC%20CONSULTATIONS/GAS/Gas%20target%20model/Tab1/LECG%20Gas_Target_Model_0700311.pdf

- CIEP vision on the Gas Target Model. Ample secure and competitive supplies, in corso di pubblicazione su www.clingendael.nl

- “An American model for the EU gas market?”, Ascari Sergio, Florence School of Regulation, EUI Working Papers, RSCAS 2011/38, June 2011, http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Publications/Working_Papers/2011/RSCAS_2011_39.pdf

- Frontier

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 98/11** | “Criteri e condizioni per la disciplina del sistema di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di energia elettrica, ai sensi dell’articolo 2 del decreto legislativo 19 dicembre 2003, n. 379” | pubblicata il 22 luglio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/098-11arg.htm>

Con la delibera in oggetto l’Autorità disciplina i criteri e le disposizioni finalizzate a riformulare l’attuale meccanismo di remunerazione della disponibilità di capacità produttiva di generazione elettrica (Capacity Payment), in esito all’iter di consultazioni avviato con il DCO n. 27/08, e proseguito con i DCO 10/09 (cifra NL GME n.17), 09/10 (cifra NL GME n.28) e 38/10.

Il tema dell’adeguatezza del parco produttivo nazionale di generazione elettrica e del meccanismo di remunerazione ad esso associato, nelle valutazioni del Regolatore, è da considerarsi rilevante per il sistema paese ai fini del raggiungimento di diversi obiettivi di politica energetica, quali: la riduzione della dipendenza da aree geopolitiche instabili ai fini dell’approvvigionamento delle fonti primarie; la diversificazione delle medesime fonti di approvvigionamento; l’adeguatezza del sistema elettrico, e dei suoi costi, rispetto alle esigenze produttive e competitive del sistema economico italiano in contesti internazionali; gli obiettivi di salvaguardia ambientale.

Scopo della riforma è, da un lato, quello di soddisfare - in sicurezza e con adeguati livelli di qualità - la domanda attesa di energia elettrica con riferimento alle ore e alle zone di maggiore scarsità nell’offerta, dall’altro, quello di definire un quadro regolatorio adeguato per il sostegno degli investimenti, anche pluriennali, per lo sviluppo di nuovi impianti di produzione.

Il precedente schema di Capacity Payment non correlava l’entità della remunerazione percepita dal titolare dell’impianto di generazione al livello di scarsità di offerta che si realizzava nel mercato elettrico; veniva difatti remunerata la capacità resa disponibile dall’utente del dispacciamento in immissione nelle ore individuate ex ante come critiche dal Gestore di rete (Terna), con riferimento all’anno solare di competenza, senza certezza che le ore indicate dal Gestore fossero effettivamente rappresentative delle ore contraddistinte da marcata scarsità. Il regime transitorio precedente - pubblicato ai sensi della deliberazione AEEG n.48/04 del 27 marzo 2004 - risultava finanziato sulla base di un corrispettivo a carico degli utenti del dispacciamento in prelievo (A_T) fissato e aggiornato dall’AEEG, il cui gettito complessivo veniva destinato alla remunerazione della capacità di generazione resa disponibile dalle varie unità produttive ammesse alla remunerazione. In particolare per gli operatori che, disattendendo quanto dichiarato, non rendevano

effettivamente disponibile la capacità produttiva, non era prevista alcuna forma di penalizzazione ad eccezione della rinuncia al riconoscimento del corrispettivo fisso previsto dal Capacity Payment.

L’Autorità, con il provvedimento de quo, supera il precedente sistema con la creazione di un mercato della capacità, che, fornendo agli operatori segnali di prezzo di lungo periodo, sia in grado di consentire, tra l’altro, di contenere e ben valutare i rischi degli investimenti pluriennali in nuova capacità produttiva.

In sintesi lo schema deliberato dall’AEEG si ispira ai modelli di “reliability options” i quali prevedono l’utilizzo di contratti finanziari di opzione sul prezzo di borsa associati ad obbligazioni fisiche di disponibilità della capacità (modello attualmente utilizzato nei mercati americani PJM e ISO-NE).

Nei suoi tratti essenziali la soluzione delineata dall’AEEG prevede che:

a) Terna definisca e pubblichi su base annua l’ammontare di capacità disponibile ritenuta necessaria, a livello nazionale e locale, per coprire la domanda di picco più un adeguato margine di riserva per ciascuno dei dieci anni successivi.

b) L’obbligo di adeguatezza della capacità produttiva ricada su Terna stessa, che vi adempie stipulando con i produttori contratti a termine aventi periodo di consegna minimo di tre anni. L’operatore titolare di tali contratti ha l’obbligo di offrire in vendita la sottostante capacità produttiva su MGP, nonché l’obbligo di offrire su MSD la capacità impegnata non accettata su MGP.

c) In particolare, in virtù delle caratteristiche dei predetti contratti, Terna riconoscerà ai produttori un pagamento fisso (c.d. premio) e, di contra, i produttori verseranno a Terna, la differenza (se positiva) tra il prezzo di riferimento del mercato sul quale il produttore offre la capacità e il prezzo stabilito nel contratto (c.d. prezzo di esercizio o strike price ovvero il costo variabile standard della tecnologia utilizzata per produrre) applicata al maggiore fra:

- la capacità impegnata per quell’ora moltiplicata per il fattore di carico del sistema nella stessa ora;

- la capacità impegnata per quell’ora accettata su MGP e su MSD in ottemperanza dei predetti obblighi di offerta.

Per la capacità offerta su MGP, il prezzo di offerta è liberamente scelto dal produttore, mentre il prezzo di riferimento sarà pari al prezzo marginale zonale di MGP ove è ubicata l’unità produttiva.

Per la capacità offerta su MSD, il prezzo di offerta può essere posto pari ad un prezzo superiore o inferiore al prezzo di esercizio.

Il prezzo di riferimento, invece, sarà pari:

- al prezzo di esercizio, nel caso in cui il produttore abbia presentato offerte con prezzo non superiore al prezzo di esercizio;

- al prezzo corrispondente a quello indicato nell’offerta, nel caso in cui il produttore abbia presentato offerte con prezzo superiore

Novità normative di settore (continua)

al prezzo di esercizio e che le stesse risultino accettate;

- al massimo tra il prezzo del MGP della zona di riferimento ed il prezzo dell'ultima offerta accettata in vendita su MSD nella macrozona di bilanciamento che include la zona di consegna; questo solo nel caso in cui il produttore abbia presentato offerte con prezzo superiore al prezzo di esercizio ma che non risultano accettate su MSD.

Nell'ipotesi di capacità impegnata che è stata presentata ma non accettata in vendita su MGP e, in seguito, non è stata presentata in vendita su MSD e/o che non è stata presentata in vendita né su MGP né su MSD, il prezzo di riferimento sarà pari a:

- al massimo tra il prezzo MGP della zona di riferimento ed il prezzo dell'ultima offerta accettata in vendita su MSD nella macrozona di bilanciamento che include la zona di consegna, per le ore e le zone in cui il sistema elettrico non è in condizioni di inadeguatezza ai sensi dell'articolo 60bis, comma 60bis1, della deliberazione AEEG 111/06;

- al VENT di cui all'articolo 30, comma 30.5, della deliberazione AEEG 111/06, per le ore e le zone in cui il sistema elettrico è in condizioni di inadeguatezza ai sensi dell'articolo 60bis, comma 60bis1, della medesima delibera.

d) Terna, selezioni i produttori di capacità a termine mediante procedure concorsuali - a partecipazione volontaria previo il rilascio di idonee garanzie - in base all'ordine di merito economico del premio richiesto da ciascun fornitore di capacità produttiva.

e) obblighi di trasparenza e vigilanza in capo a Terna (Art. 11) al fine di evitare che potenziali comportamenti di Terna stessa risultino divergenti rispetto all'interesse generale del sistema. A tal proposito l'AEEG dispone che, con successivo provvedimento, sarà introdotto anche un sistema di premi e penali in funzione delle differenze tra le stime e i consuntivi del fabbisogno di potenza al picco del carico sulla rete.

Con riferimento alle tempistiche di attuazione del nuovo meccanismo Capacity Payment la delibera de qua prevede che:

1. Terna elabori e trasmetta all'AEEG, entro 180 giorni dalla data di pubblicazione della delibera in oggetto, una proposta di disciplina del sistema di remunerazione in commento;

2. l'AEEG entro 45 giorni dal ricevimento della predetta proposta verifichi la conformità della stessa ai criteri ed alle condizioni indicate nella delibera in oggetto;

3. Terna, in seguito al riscontro positivo da parte dell'AEEG sulla proposta formulata ponga la stessa in consultazione;

4. Terna, ultimata la consultazione, trasmetta gli esiti all'AEEG, corredati da una relazione che illustri gli orientamenti del Gestore circa l'accoglimento o il rigetto delle osservazioni formulate dagli operatori;

5. Terna, a seguito dell'ulteriore controverifica positiva dell'AEEG, trasmetta al Ministero dello sviluppo economico la proposta di disciplina del sistema di remunerazione della potenza ai fini dell'emanazione di uno specifico decreto di attuazione.

■ **Documento di consultazione dell'AEEG n. 25/11 | "Attuazione dell'articolo 20 del Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici" | pubblicato il 7 luglio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/025-11dco.jsp>**

Con il DCO in oggetto l'AEEG presenta agli operatori elettrici le proprie proposte in merito ai criteri di "Attuazione dell'articolo 20 del Decreto del Ministro dello sviluppo economico, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare, 5 maggio 2011, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici".

In premessa giova richiamare che con l'approvazione del decreto interministeriale 5 maggio 2011, il MiSE ha definito i criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici che entreranno in esercizio nel periodo compreso fra il 1 giugno 2011 e il 31 dicembre 2016, introducendo il c.d. "IV° conto energia" fotovoltaico, assegnando al GSE le competenze attuative del medesimo.

In particolare, il richiamato decreto interministeriale stabilisce, fra l'altro, che il GSE:

- esamini le richieste di accesso agli incentivi e ai premi di cui al medesimo decreto e determini ed assicuri l'erogazione delle tariffe incentivanti e degli eventuali premi ai soggetti responsabili entro i termini previsti dal decreto;

- provveda a realizzare il registro per i grandi impianti di cui all'Art. 8 del medesimo decreto;

- pubblichi, per gli anni 2011 e 2012, le regole tecniche per l'iscrizione al registro grandi impianti, prevedendo un protocollo sulla base del quale i gestori di rete provvedano ad effettuare le attività di certificazione di fine lavori;

- aggiorni la guida sugli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative con le relative schede tecniche che indichino le modalità di installazione per l'accesso al premio per applicazioni innovative finalizzate all'integrazione architettonica;

- definisca le modalità per lo svolgimento dei controlli, prevedendo anche ispezioni sugli impianti;

- trasmetta al MiSE, al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, alle Regioni e Province autonome, nonché all'Autorità, un rapporto relativo all'attività svolta e ai risultati conseguiti in applicazione del decreto in commento e dei decreti interministeriali attuativi dell'Art. 7 del decreto legislativo n. 387/03;

- organizzi, in collaborazione con l'ENEA, un sistema di rilevazione dei dati tecnologici e di funzionamento degli impianti incentivati;

- promuova azioni informative finalizzate a favorire la conoscenza del meccanismo di incentivazione e le relative modalità e

Novità normative di settore (continua)

condizioni di accesso al sistema;

- predisponga un'anagrafica unica per gli impianti fotovoltaici, nell'ambito della quale - prima dell'entrata in esercizio dell'impianto
- il soggetto responsabile è tenuto a censire il proprio impianto;
- individui le informazioni relative agli impianti necessarie per una corretta registrazione nell'anagrafica unica di cui sopra;
- pubblichi sul proprio sito internet e aggiorni i dati relativi agli impianti oggetto di incentivazione, nonché il valore dei costi degli incentivi di cui all'Art. 3, comma 1, lettere z) e aa), del decreto di cui sopra, e i valori delle tariffe applicabili in ciascun periodo.

Con riferimento alle risorse economiche necessarie al fine di sostenere il meccanismo incentivante, l'Art. 20 del decreto dispone che il Regolatore "provveda a determinare le modalità con le quali le risorse per l'erogazione delle tariffe incentivanti, nonché per la gestione delle attività previste dal presente decreto, trovano copertura nel gettito della componente tariffaria A3 delle tariffe dell'energia elettrica".

Il "IV° conto energia" in commento prevede inoltre che, per gli impianti fotovoltaici che entreranno in esercizio dal 1° gennaio 2013, all'energia elettrica immessa in rete si applicherà la tariffa fissa onnicomprensiva.

Nello schema proposto, tale energia verrà quindi commercialmente ritirata dal GSE e dovrà essere collocata da quest'ultimo sul mercato all'ingrosso.

Con riferimento alle modalità attraverso cui tale energia verrà collocata sul mercato all'ingrosso, l'AEEG - spunto di consultazione n.4 - avanza la proposta che il GSE ceda sul mercato l'energia elettrica ritirata applicando quanto previsto dalla deliberazione n.111 del 9 giugno 2006 e dalla deliberazione ARG/elt 89 del 23 luglio 2009.

In argomento, l'Autorità ritiene opportuno prevedere che il GSE possa offrire tale energia sul mercato del giorno prima e sul mercato intra-day, ovvero, in alternativa, che il medesimo definisca meccanismi di copertura a termine avvalendosi della piattaforma implementata dal GME (MTE) o di apposite procedure concorsuali (come in precedenza avveniva nel caso della produzione derivante dagli impianti Cip 6).

I soggetti interessati potranno formulare le proprie osservazioni all'AEEG entro il 5 settembre 2011, termine previsto per la chiusura della predetta consultazione.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 95/11** | "Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di aliquote del prodotto di giacimenti di gas naturale dovute allo Stato, ai sensi dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 12 luglio 2007 e 6 agosto 2010" | pubblicata il 19 luglio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/095-11arg.htm>

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG definisce le modalità di offerta, presso la Piattaforma P-GAS gestita dal GME, delle aliquote del prodotto derivante dalla coltivazione di giacimenti di gas dovute allo Stato (royalties), relative all'anno termico 2010 e seguenti.

In linea con quanto in precedenza stabilito dal Regolatore con la deliberazione ARG/gas 132/10 del 9 agosto 2010, il provvedimento de quo detta disposizioni in ordine agli adempimenti richiesti al soggetto titolare di concessioni di coltivazione sul territorio nazionale, riguardanti:

- il numero di lotti che intende offrire per ciascun mese di consegna;
- le condizioni generali di contratto che regolano la cessione del gas oggetto dei lotti offerti, le quali devono obbligatoriamente prevedere che il prezzo di cessione sia pari al prezzo oggetto delle relative transazioni concluse sulla P-GAS e che la consegna del gas avvenga al Punto di Scambio Virtuale secondo quantitativi giornalieri costanti in tutto il mese di consegna.
- eventuali forme di garanzia, o altri prerequisiti, che il titolare delle concessioni richiede ai soggetti che intendono partecipare alla negoziazione delle aliquote di propria competenza.

A tal proposito l'Autorità conferma che ciascun titolare di concessioni di coltivazione dovrà pubblicare sul proprio sito internet e trasmettere al GME le predette informazioni nel rispetto delle modalità stabilite nel Regolamento della P-GAS.

Si segnala inoltre che ai fini dell'adempimento dell'obbligo di cui all'articolo 11, comma 1, del decreto legge n. 7/07, i lotti offerti dai soggetti titolari dovranno rimanere disponibili nell'ambito della P-GAS - ove non siano stati oggetto di cessione - per tutto il corrispondente periodo di negoziazione indicato dal Regolamento della P-GAS.

La delibera in oggetto prescrive, altresì, l'obbligo in capo al GME di rilasciare - ai fini del monitoraggio di cui all'Art. 1, comma 6, del decreto del MISE 12 luglio 2007 - entro il 15 marzo di ciascun anno, a ciascun titolare di concessione di coltivazione una dichiarazione avente ad oggetto:

- le aliquote che l'operatore ha offerto con consegna nell'anno termico precedente presso la P-GAS;
- il dettaglio delle aliquote eventualmente cedute dall'operatore con indicazione, per ciascun lotto assegnato, della controparte acquirente e del relativo prezzo di cessione.

Le informazioni di cui sopra saranno trasmesse dal GME a ciascun operatore soggetto all'obbligo di cessione delle royalties e, contestualmente, all'AEEG per i relativi riscontri ai fini della procedura di verifica.

Gli appuntamenti

21-27 agosto

DOPO FUKUSHIMA, SOLO RINNOVABILI?

Rimini, Italia

Organizzatore: Meeting Rimini

<http://www.riminifiera.it/index.asp>

22-24 agosto

Coal Market Strategies

Colorado Springs, Usa

Organizzatore: American Coal Council

<http://www.accevents.org/index.php/cms>

25-26 agosto

2011 Western Energy Policy Research Conference

Boise, Usa

Organizzatore: Energy Policy Institute

<http://epi.boisestate.edu/conference>

28 agosto-2 settembre

Solar World Congress 2011

Kassel, Germania

Organizzatore: ISES

http://www.isesitalia.it/Evn_vis_00.asp?IdEvento=149

4-5 settembre

Econometric Modelling for Energy Markets

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: energyforum

<http://www.energyforum.com/events/courses/2011/econometric-modelling-for-energy-markets/index.php>

6 settembre

First Workshop on access to European LNG terminals

Madrid, Spagna

Organizzatore: CEER

<http://www.energy-regulators.eu>

6-8 settembre

The 4th EV Battery Forum - Asia

Shanghai, Cina

Organizzatore: EV Battery Forum

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

9 settembre

Valutazione Ambientale Strategica (VAS)

Milano, Italia

Organizzatore: Dario Flaccovio editore

<http://www.darioflaccovio.it/>

12 settembre

Efficienza energetica nell'edilizia: ricerca e governance verso nuovi modelli di sviluppo

Brindisi, Italia

Organizzatore: Enea in collaborazione con Confindustria

Brindisi

www.enea.it

13 settembre

Efficienza Energetica. Tutela dell'ambiente, opportunità di crescita

Milano, Italia

Organizzatore: Confindustria, Assolombarda

<http://www.assolombarda.it>

13-15 settembre

Cigré 2011 Bologna International Symposium "The Electric Power System of the Future - Integrating supergrids and microgrids"

Bologna, Italia

Organizzatore: Cigré

<http://www.cigre.org/gb/events/symposium.asp>

13-15 settembre

EXPOGAZ France Exhibition

Parigi, Francia

Organizzatore: ETAI

<http://www.expogaz-expo.com>

13-16 settembre

Chi semina vento raccoglie energia pulita

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

14-15 settembre

Sviluppo, progettazione e realizzazione di un impianto minieolico

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

www.isesitalia.it

14-16 settembre

ZeroEmission Rome

Roma, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

http://www.zeroemissionrome.eu/it_zer/index_zer.asp

Gli appuntamenti (continua)

14-16 settembre

Second Annual European Electricity Ancillary Services & Grid Integration Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17759&SectorID=3>

14-16 settembre

International Biorefining Conference & Trade Show

Houston, Usa

Organizzatore: BBI International

www.biorefiningconference.com

16 settembre

Iter autorizzativo, analisi fiscale e finanziaria e sistemi di incentivazione per la costruzione di impianti fotovoltaici di media e grande taglia

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

16 settembre

II SISTEMA SERRA: consumo e produzione di energia

Padova, Italia

Organizzatore: Fritegotto

www.fritegotto.it

16 settembre

Sicurezza e manutenzione degli impianti eolici

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

www.isesitalia.it

16 settembre

Fotovoltaico e 4° Conto Energia

Padova, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it/events/ed.action?edCode=2689&t=events>

16-21 ottobre

International Congress on Energy 2011 (ICE 2011)

Minneapolis, Usa

Organizzatore: AIChE

www.energycongress.org

19 settembre

I sistemi di accumulo nel contesto delle attività della Ricerca di Sistema Elettrico

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

http://www.enea.it/it/enea_informa/events/RSE%2019set11

19 settembre 2011

Non sono mica Batman! Riflessioni su energia, ambiente e clima

Milano, Italia

Organizzatore: CBA, The Adam Smith Society

<http://www.cbalex.com>

20-21 settembre

Wind Power Turkey

Istanbul, Turchia

Organizzatore: Greenpower Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/127QvjKhKnZfzcjy5B>

20-21 settembre

3rd Annual Northeast B.C. Natural Gas Summit

Calgary, Usa

Organizzatore: ALM

www.insightinfo.com/nebcgas

21-23 settembre

2nd International Workshop on Degradation Issues on Fuel Cells

Thessaloniki, Grecia

Organizzatore: JRC

http://fctesqa.jrc.ec.europa.eu/events/event_details.php?eventId=21

22 settembre

Un'applicazione dei prezzi nodali al mercato elettrico britannico

Milano, Italia

Organizzatore: IEFE - Università Bocconi

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=4041&sez=Events&padre=82>

22 settembre

I contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale alla luce dei nuovi obblighi del codice di condotta commerciale AEEG

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

22 settembre

Standard di qualità commerciale della vendita. Reclami ed indennizzi automatici. Gestione del rapporto con lo Sportello per il Consumatore.

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

Gli appuntamenti (continua)

22 settembre

Fonti energetiche rinnovabili: solare termico e fotovoltaico

Milano, Italia

Organizzatore: ANIT

http://www.anit.it/CORSI/PDF/PDF_FER_22settembre2011.pdf

22-24 settembre

ENERGETHICA - Mostra Convegno dell'Energia Sostenibile

Firenze, Italia

Organizzatore: Emtrad

www.energethica.it

22-24 settembre

Klimaenergy 2011-Fiera internazionale delle energie rinnovabili per usi commerciali e pubblici

Bolzano, Italia

Organizzatore: Fiera Bolzano

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2011/default.htm>

22-25 settembre

RENEXPO

Augsburg, Germania

Organizzatore: Camera di commercio Italo-Tedesca

www.italcam.de

23-25 settembre

Festival dell'Energia 2011

Firenze, Italia

Organizzatore: Aris, FederUtility

<http://www.festivaldellenergia.it/>

24 settembre

La generazione di energia attraverso le biomasse legnose: aspetti tecnici, autorizzativi e meccanismi di incentivazione

Biella, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

24-25 settembre

La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Verona, Italia

Organizzatore: FIRE

www.fire-italia.it

25-27 settembre

17th Annual Fleet Fueling Conference & Exhibition

Las Vegas, Usa

Organizzatore: OPIS Conferences

<http://www.opisnet.com/fleetfueling/>

25-29 settembre

6th Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems

Dubrovnik, Croazia

Organizzatore: SDEWES

<http://www.dubrovnik2011.sdewes.org>

26 settembre

Hydro in Europe: Powering Renewables

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

www.eurelectric.org

26-28 settembre

11° Italian energy summit 2011. Quale futuro per il nuovo energy mix?

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo 24 ore

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/energy2011/default.htm>

27-28 settembre

Exploration & Production Summit 2011

Houston, Usa

Organizzatore: WTG Events

<http://www.exproevent.com/programme.asp>

29 settembre

Gestione del processo di comunicazione verso gli Enti preposti (AEEG, CIG, ecc.) allo scopo di uniformare i comportamenti in azienda volti alla raccolta e organizzazione delle informazioni obbligatorie

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

29-30 settembre

European Energy Trading Summit 2011

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Oliver kinross

www.eets2011.com

Gli appuntamenti (continua)

30 settembre

Osservatorio Internazionale sull'Industria e la Finanza delle Rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: AGICI e OIR

www.agici.it

3 ottobre

Cogenerazione: nuove regole per il riconoscimento, l'allacciamento e gli incentivi

Milano, Italia

Organizzatore: FIRE

http://www.fire-italia.it/convegni/milano_ottobre2011/2011-06_cogenerazione_programma_MI.pdf

5 ottobre

Electricity Markets At The Crossroads: Towards A New Market Design?

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

www.eurelectric.org

5-7 ottobre

Le Giornate dell'energia - Viaggio nel mondo energetico

Ancona, Italia

Organizzatore: Confindustria Ancona

<http://www.confindustria.an.it/default.asp>

5-7 ottobre

Power Outages Europe 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Power Outages Europe

www.poweroutageseurope.com

5-8 ottobre

SAIE 2011 - Salone internazionale dell'edilizia

Bologna, Italia

Organizzatore: SAIE Bologna Fiere

<http://www.saie.bolognafiere.it/eventi/>

6 ottobre

100% RENEWABLES NOW!

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club, Edizioni Ambiente

<http://www.qualenergia.it/eventi>

6-7 ottobre

European Emissions Markets, 3rd Annual

Brussels, Belgio

Organizzatore: Platts

<http://www.platts.com/Conference>

6-7 ottobre

Campus per l'energia 2011

Roma, Italia

Organizzatore: ENEA

www.enea.it

7-8 ottobre

Foreign Direct Investment and Climate Change: New Research Directions

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3770&sez=Events&padre=79>

10-11 ottobre

Le diagnosi energetiche e gli studi di fattibilità

Bologna, Italia

Organizzatore: FIRE

http://www.fire-italia.it/convegni/bologna_ottobre2011/2011-06%20Programma_audit_studi%20fattibilit%C3%A0.pdf

10-12 ottobre

EFEF 2011

Ginevra, Svizzera

Organizzatore: EFEF

www.europeanfutureenergyforum.com

13 ottobre

Linee guida per la progettazione dell'illuminazione pubblica

Roma, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

16-17 ottobre

Oil&nonoil - Sud: Mostra d'oltre mare

Napoli, Italia

<http://www.oilnonoil.it/>

18 ottobre

Cattura e Stoccaggio della CO2 (CCS). Evoluzione del Quadro Normativo e Prospettive di Filiera Industriale

Roma, Italia

Organizzatore: WEC e AIDIC, in collaborazione con Gruppo Italia Energia

<http://www.wec-italia.org/index.aspx>

20 ottobre

Monitoraggio degli standard di qualità tecnica e commerciale. Rapporti con gli utenti della rete, con i clienti finali nell'ambito del nuovo ruolo assegnato al Distributore. Gestione dei fuori standard.

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

20-21 ottobre

Estec 2011 - The 5th European Solar Thermal Energy Conference

Marsiglia, Francia

Organizzatore: Voyages C. Mathez

<http://www.matheztravel.com/estec2011/iEntitlement/index.asp?PageID=2&SID=&Lang=EN>

20-21 ottobre

Deploying Smart Grids for customers and a carbon-neutral Europe

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

www.eurelectric.org

25-26 ottobre

A SAVE 2011 l'Award Ecohitech

Verona, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre

www.eiomfiere.it

26 ottobre

Monitoraggio degli standard di qualità tecnica e commerciale. Rapporti con gli utenti della rete, con i clienti finali nell'ambito del nuovo ruolo assegnato al Distributore. Gestione dei fuori standard.

Milano, Italia

Organizzatore: GIE

www.gruppoitaliaenergia.it

26-27 ottobre

Global Clean Energy Forum

Barcellona, Spagna

Organizzatore: IHT

www.IHTcleanenergy.com

26-28 ottobre

14th Annual Electric Market Forecasting Conference

San Antonio, Usa

Organizzatore: Epis

http://www.epis.com/events/2011_conference/



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.