

APPROFONDIMENTI

C'ERANO UNA VOLTA FALCHI E COLOMBE

Lisa Orlandi, RIE

■ I driver dei prezzi del greggio, motivati, percepiti o attesi, sono spesso al centro della cronaca quotidiana, nel tentativo di giustificare una volatilità difficilmente riconducibile alla mera lettura dei fondamentali reali. Specie a partire dal II trimestre 2011, il mercato petrolifero ha visto l'alternarsi di due forze contrapposte: il fear premium, associato agli afflitti rivoluzionari verificatisi in diversi paesi dell'area MENA (Medio Oriente – Nord Africa) e ai timori di possibili interruzioni delle loro forniture, come nel principale caso della Libia; l'anxiety discount, imputabile alla grave incertezza economica che caratterizza l'area OCSE e allo spettro di una nuova recessione che, unitamente ad alti prezzi del petrolio, potrebbero erodere nuovamente la domanda petrolifera dei paesi industrializzati, quel che nelle prime stime delle agenzie internazionali ha già iniziato a palesarsi.

Di fatto, nell'ultimo periodo, fear premium e anxiety discount si sono alternati facendo oscillare le quotazioni del petrolio e le loro previsioni a seconda della componente ritenuta di volta in volta di maggior rilievo. Le contraddittorie stime sui tempi di ripresa della produzione libica - spesso basate sulla memoria delle passate crisi e dei relativi tempi di ripristino - l'embargo UE nei confronti delle esportazioni petrolifere della Siria e i focolai non ancora sopiti in diverse zone critiche si contrappongono, in termini di "effetto prezzo", ai diffusi rischi dei debiti sovrani, all'affievolirsi delle aspettative di crescita delle economie e al riesplodere della crisi finanziaria con i pesanti crolli borsistici che hanno dominato la stagione estiva. I prezzi del petrolio reagiscono all'una o all'altra notizia dimostrando che siamo in presenza di un mercato che subisce il quotidiano, il che rende

ancora più complesso il già difficile esercizio previsivo. Tuttavia, lungi dalla pretesa di azzeccarne i futuri valori assoluti, e pur considerando la loro evidente e motivata altalena, si possono identificare almeno tre tendenze di fondo sostanzialmente rigide, la cui traiettoria non potrà modificarsi se non nel lungo periodo e che portano a confermare il reiterato slogan della fine del petrolio a buon mercato. Volendo azzardare, si potrebbe definire un floor minimo di 90 dollari al barile¹, al di sotto del quale i prezzi del petrolio difficilmente scenderanno nei prossimi anni.

La prima: la domanda tiene grazie allo spostamento da Occidente ad Oriente del suo baricentro. Le economie emergenti potranno rallentare il passo ma non smetteranno di crescere; molte di loro si stanno avvicinando ai livelli di reddito pro-capite oltre i quali storicamente si osserva lo sviluppo della motorizzazione. La domanda di mobilità di Cina, India e dintorni presenterà, pertanto, un elevato potenziale di crescita nel medio-lungo termine, quasi interamente soddisfatto dall'offerta petrolifera. Alcuni dati eclatanti suffragano quanto detto: in Cina 22 persone su 1000 hanno un'auto, contro 572 in Nord America e 442 nell'Europa OCSE. Al 2030, le previsioni indicano per il Dragone lo sbalorditivo balzo da 22 a 147 automobili ogni 1000 abitanti, una cifra pur sempre drasticamente inferiore ai 540 attesi per l'area OCSE². In sostanza, ad oggi il livello di motorizzazione di Pechino è equiparabile a quello che gli Stati Uniti avevano negli anni '20 del secolo scorso e all'orizzonte 2030 si avvicineranno allo stadio raggiunto dagli USA nel decennio 1940³. Si consideri poi l'aumento della domanda interna di molti paesi dell'area MENA che, in quanto importanti produttori, causerà una

► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/SETTEMBRE 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 11

Mercati energetici europa

pag 15

Mercati per l'ambiente

pag 19

■ APPROFONDIMENTI
C'erano una volta falchi e colombe
Di Lisa Orlandi - RIE

pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 27

■ APPUNTAMENTI

pagina 29

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A settembre il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), con un rialzo su base annua di 14,76 €/MWh (+22,2%), si è attestato a 81,31 €/MWh. Ad incidere sulla dinamica del PUN i crescenti costi di produzione, le tensioni sui prezzi delle due isole (abbondantemente sopra i 100 €/MWh) e la, seppur modesta, ripresa della domanda

di energia (gli acquisti nazionali, per la prima volta nel 2011, hanno segnato un aumento tendenziale) sostenuta anche dalle elevate temperature registrate nel mese. Le ridotte importazioni di energia dall'estero, hanno favorito la crescita delle vendite delle unità di produzione (+2,2%) ed in particolare di quelle dislocate nel Nord (+5,9%). La liquidità del mercato, in risalita rispetto ad agosto, si è attestata al 57,6%, cedendo 3,3 punti percentuali su base annua.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 6,80 €/MWh rispetto ad agosto (+9,1%) e di 14,76 €/MWh rispetto a settembre 2010 (+22,2%), si è portato a 81,31 €/MWh, livello più alto da febbraio 2009. L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo su base annua superiore al 21% sia nelle ore di picco (+16,23 €/MWh) che nelle ore fuori picco (+13,91 €/MWh) con i prezzi attestatisi rispettivamente a 92,89 e 74,60 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload, dopo il minimo storico toccato ad agosto (1,08), è risalito a 1,14. I prezzi di vendita evidenziano

ancora il netto divario tra zone continentali e zone insulari. Nelle prime i prezzi, tutti in rialzo tendenziale di circa il 20% ed ai livelli più alti da febbraio 2009, si sono allineati sotto i 79 €/MWh; il più basso sempre quello del Sud pari a 75,84 €/MWh. Nelle due isole il prezzo di vendita si è attestato a 103,84 €/MWh in Sicilia e a 108,39 €/MWh in Sardegna. Quest'ultima, penalizzata da restrizioni sul transito con il continente per quasi l'intero mese e da una ridotta offerta interna, ha evidenziato un tasso di crescita su base annua (+53,0%) più che doppio rispetto alle altre zone (Grafico 2).

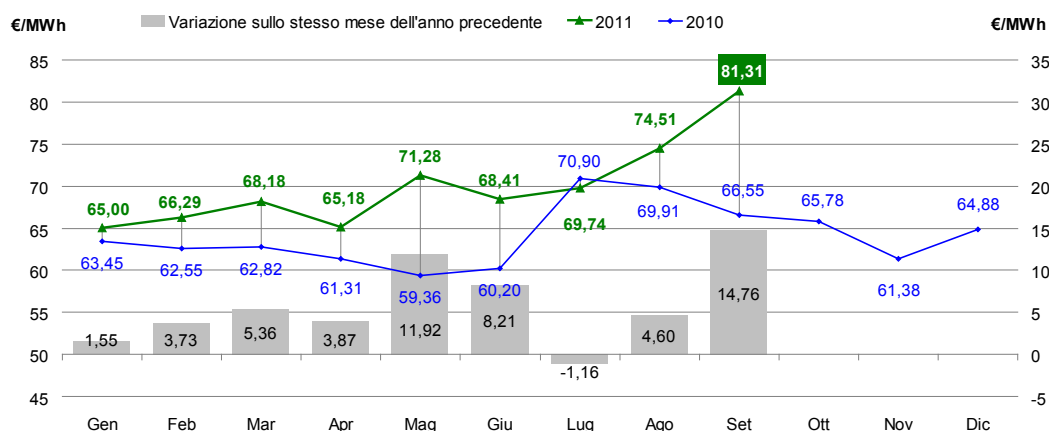
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	81,31	66,55	14,76	22,2%	20.924	-5,1%	36.319	0,3%	57,6%	60,9%
<i>Picco</i>	92,89	76,66	16,23	21,2%	25.474	-2,1%	42.964	-0,5%	59,3%	60,3%
<i>Fuori picco</i>	74,60	60,69	13,91	22,9%	18.289	-7,5%	32.472	0,9%	56,3%	61,4%
<i>Minimo orario</i>	40,01	24,95			12.316		24.868		49,2%	53,3%
<i>Massimo orario</i>	131,71	140,61			29.583		47.002		65,8%	68,2%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

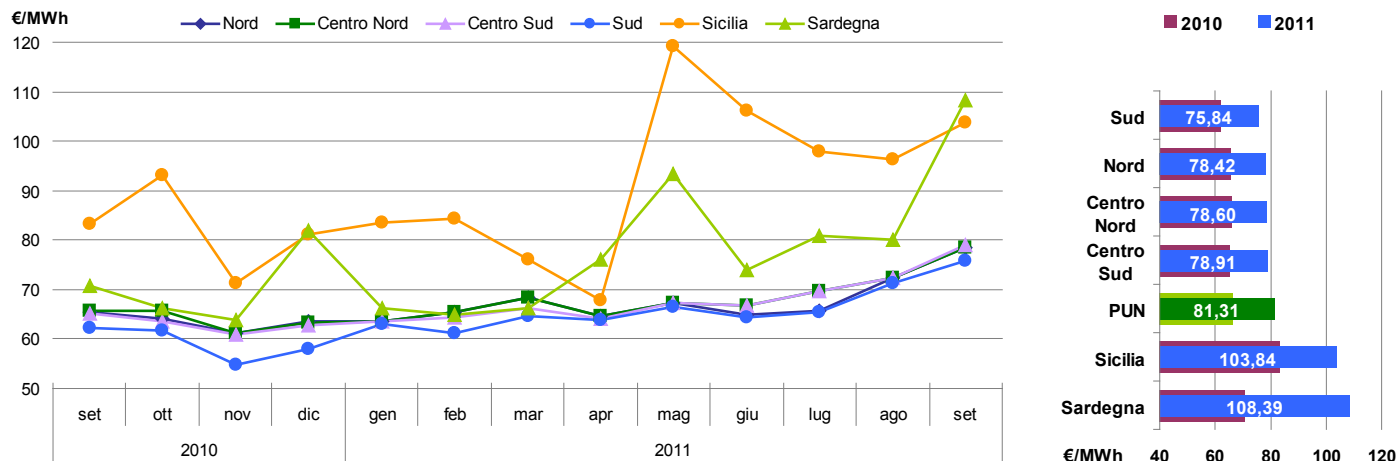
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,1 milioni di MWh, hanno registrato per la prima volta nel 2011, un, seppur contenuto, aumento su base annua (+0,3%). Tale aumento tendenziale sconta da un lato il calo dell'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,1 milioni

di MWh (-5,1%), dall'altro, la crescita degli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 11,1 milioni di MWh (+8,8%) (Tabelle 2 e 3). La liquidità mensile del mercato, in salita rispetto ad agosto, ha ceduto 3,3 punti percentuali su base annua, attestandosi al 57,6% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.065.104	-5,1%	57,6%
Operatori	9.636.534	-3,9%	36,9%
GSE	3.448.685	-5,0%	13,2%
Zone estere	1.979.885	-10,9%	7,6%
Saldo programmi PCE	-	-	0,0%
PCE (incluso MTE)	11.084.494	+8,8%	42,4%
Zone estere	1.134.143	-13,4%	4,3%
Zone nazionali	9.950.351	+12,0%	38,1%
Saldo programmi PCE	-	-	-
VOLUMI VENDUTI	26.149.599	+0,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.041.178	+7,8%	
OFFERTA TOTALE	43.190.777	+3,1%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

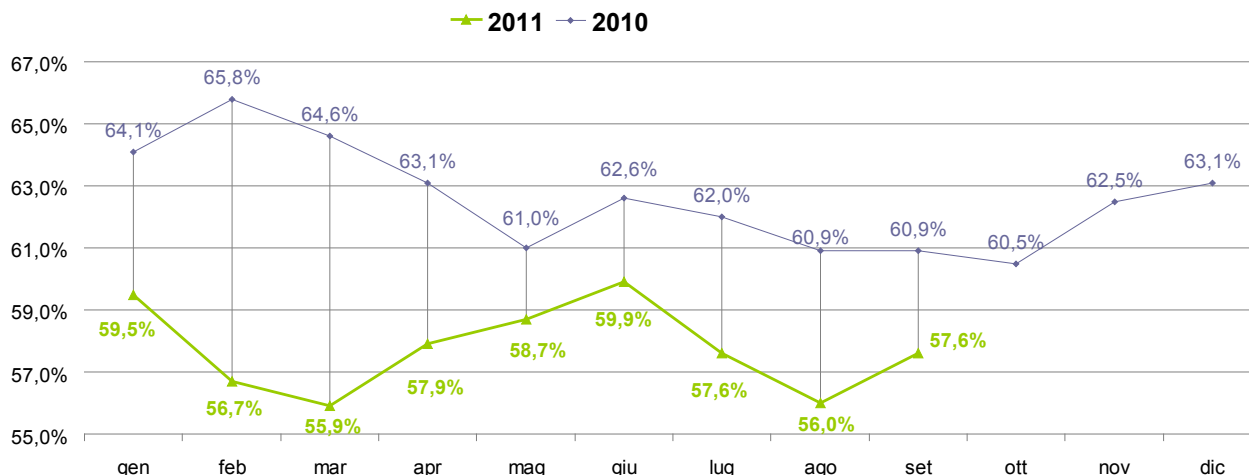
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.065.104	-5,1%	57,6%
Acquirente Unico	3.335.638	+10,6%	12,8%
Altri operatori	9.993.272	-14,1%	38,2%
Pompaggi	68.964	-49,4%	0,3%
Zone estere	46.293	+131,6%	0,2%
Saldo programmi PCE	1.620.938	+50,9%	6,2%
PCE (incluso MTE)	11.084.494	+8,8%	42,4%
Zone estere	36.000	+0,0%	0,1%
Zone nazionali AU	2.846.160	-20,8%	10,9%
Zone nazionali altri operatori	9.823.272	+28,6%	37,6%
Saldo programmi PCE	-1.620.938	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	26.149.599	+0,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.504.352	+43,3%	
DOMANDA TOTALE	28.653.950	+3,0%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,1 milioni di MWh, hanno registrato un modesto aumento tendenziale (+0,2%). A livello zonale in calo gli acquisti del Nord e del Centro Sud in aumento quelli delle altre zone - in evidenza la Sardegna (+25,3%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 82 mila MWh, sono cresciuti del 47,0% (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 23,0 milioni di MWh, sono aumentate del 2,2% rispetto a settembre 2010, trainate soprattutto dalle centrali del Nord (+5,9%). Ancora in flessione le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 3,1 milioni di MWh (-11,9%) (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zonali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.586.138	28.592	+10,6%	12.050.308	16.737	+5,9%	14.052.182	19.517	-2,2%
Centro Nord	3.165.174	4.396	+2,7%	1.709.565	2.374	-0,4%	2.871.276	3.988	+1,8%
Centro Sud	5.866.038	8.147	+1,4%	2.575.882	3.578	+1,8%	4.136.650	5.745	-1,0%
Sud	6.600.903	9.168	+2,7%	4.115.938	5.717	-5,9%	2.133.956	2.964	+4,1%
Sicilia	2.336.389	3.245	-17,8%	1.606.775	2.232	+1,2%	1.679.231	2.332	+2,1%
Sardegna	1.494.776	2.076	-3,4%	977.103	1.357	+2,7%	1.194.012	1.658	+25,3%
Totale nazionale	40.049.418	55.624	+4,6%	23.035.571	31.994	+2,2%	26.067.306	36.205	+0,2%
Estero	3.141.359	4.363	-12,6%	3.114.028	4.325	-11,9%	82.293	114	+47,0%
Sistema Italia	43.190.777	59.987	+3,1%	26.149.599	36.319	+0,3%	26.149.599	36.319	+0,3%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela, a livello nazionale, un aumento tendenziale delle vendite di tutte le tipologie di impianto eccetto quelle a ciclo combinato (-1,8%). Gli impianti a carbone (+16,9%) - soprattutto quelli localizzati nella zona Nord (+37,0%) - e quelli eolici (+26,4%) hanno

mostrato la crescita più sostenuta. Pertanto la quota delle vendite da impianti a ciclo combinato è scesa al 56,3% (-2,2 punti percentuali rispetto ad un anno fa) mentre quella degli impianti a carbone è salita al 10,7% (+1,3 p.p.); pressoché invariata la quota degli altri impianti (Tabella 5).

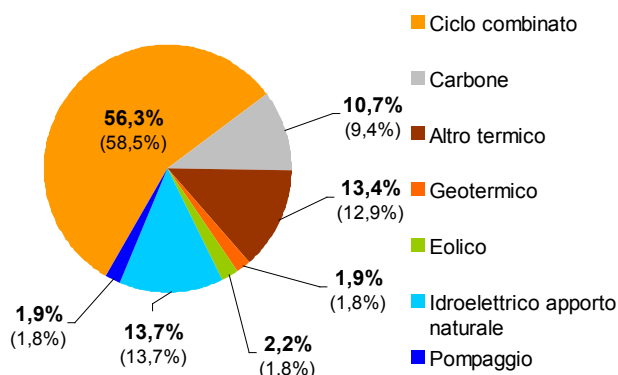
(continua)

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	12.428	+6,7%	2.230	+3,0%	3.174	+0,3%	5.209	-7,9%	2.042	+0,3%	1.233	+1,6%	26.317	+1,7%
Ciclo combinato	9.555	+2,5%	1.403	-4,1%	1.730	+3,5%	3.032	-13,3%	1.796	-4,4%	484	-2,5%	18.001	-1,8%
Carbone	1.342	+37,0%	31	-21,1%	1.069	-14,3%	291	-	-	-	706	+4,4%	3.439	+16,9%
Geotermico	-	-	600	+6,1%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	602	+6,1%
Altro termico	1.530	+13,6%	196	+101,6%	375	+52,6%	1.885	-12,7%	246	+56,3%	43	+5,2%	4.276	+5,6%
Idroelettrico	4.289	+3,4%	142	-34,1%	268	+8,8%	165	-3,8%	50	+6,0%	70	+59,3%	4.984	+2,3%
Apporto naturale	3.839	+4,3%	142	-24,3%	186	-12,1%	165	-3,8%	20	-16,9%	22	-7,4%	4.374	+1,8%
Pompaggio	450	-3,9%	0	-100,0%	81	+138,1%	-	-	30	+29,1%	48	+135,2%	610	+6,2%
Eolico	19	+236,4%	2	-42,5%	136	+29,5%	342	+38,5%	140	+13,5%	54	-14,6%	693	+26,4%
Totale Impianti	16.737	+5,9%	2.374	-0,4%	3.578	+1,8%	5.717	-5,9%	2.232	+1,2%	1.357	+2,7%	31.994	+2,2%

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 i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a settembre, il prezzo d'acquisto è variato tra i 77,96 €/MWh di MI2 e 95,06 €/MWh di MI4. Il confronto con l'analogo prezzo su MGP negli stessi

periodi rilevanti (ore) evidenzia prezzi più bassi, a favore di MI, nelle prime tre sessioni e nettamente più alti nell'ultima (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*		81,31	78,13	77,96	83,79	95,06
			<i>(-3,9%)</i>	<i>(-4,1%)</i>	<i>(-4,3%)</i>	<i>(+6,3%)</i>
Prezzi di vendita	Nord	78,42	76,84	76,23	82,23	87,15
			<i>(-2,0%)</i>	<i>(-2,8%)</i>	<i>(-1,7%)</i>	<i>(+2,6%)</i>
	Centro Nord	78,60	77,31	76,98	83,75	90,60
			<i>(-1,6%)</i>	<i>(-2,1%)</i>	<i>(-0,3%)</i>	<i>(+5,9%)</i>
	Centro Sud	78,91	77,37	77,01	83,81	90,60
			<i>(-2,0%)</i>	<i>(-2,4%)</i>	<i>(-0,8%)</i>	<i>(+5,0%)</i>
Sud	75,84	74,41	72,99	78,79	86,58	
		<i>(-1,9%)</i>	<i>(-3,8%)</i>	<i>(-2,8%)</i>	<i>(+2,7%)</i>	
Sicilia	103,84	96,46	104,29	99,48	113,09	
		<i>(-7,1%)</i>	<i>(+0,4%)</i>	<i>(-19,8%)</i>	<i>(-13,8%)</i>	
Sardegna	108,39	110,19	106,89	99,50	120,89	
		<i>(+1,7%)</i>	<i>(-1,4%)</i>	<i>(-12,5%)</i>	<i>(+8,5%)</i>	

* Il prezzo d'acquisto delle sessioni di MI è calcolato come media dei prezzi zionali 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 più alto di circa il 20% su ambedue le sessioni.

Tabella 7: MI, volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

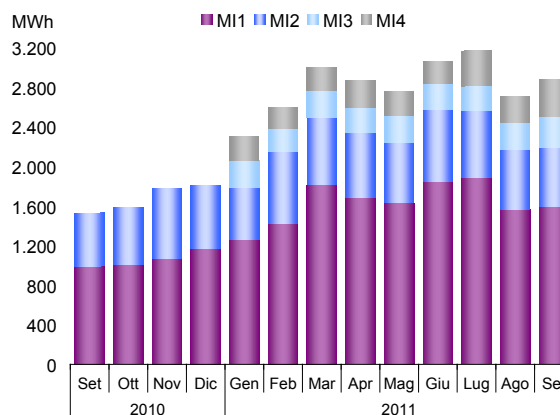
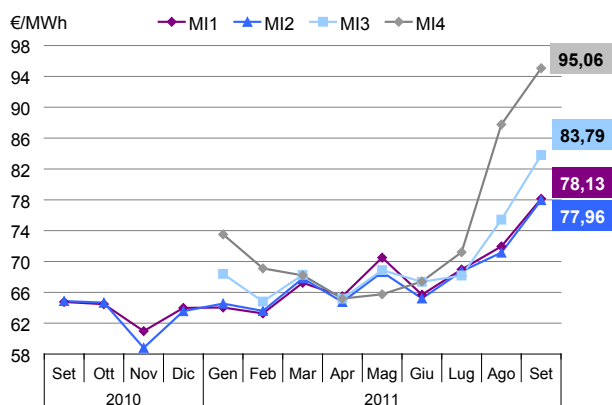
MERCATI (periodi rilevanti)	MI1 (1-24 h)		MI2 (1-24 h)		MI3 (13-24 h)		MI4 (17-24 h)	
	MWh							
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	1.022	1.023	399	402	190	194	215	223
Centro Nord	134	127	32	58	18	19	59	40
Centro Sud	133	128	64	40	29	16	43	44
Sud	184	219	59	57	41	46	44	51
Sicilia	85	41	21	19	10	16	8	7
Sardegna	34	41	18	14	20	17	14	17
Totale Nazionale	1.592	1.579	593	590	309	309	383	383
Esteri	2	15	5	7	0	0	0	0
Sistema Italia	1.594	1.594	598	598	309	309	383	383

I volumi scambiati su MI1 sono stati 1,1 milioni di MWh, in aumento del 60,8% su base annua, mentre quelli scambiati su MI2, pari a 430 mila MWh, sono cresciuti dell'11,1%.

Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 111 e 92 mila MWh (Tabella 7 e Grafico 5).

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

Fonte: GME



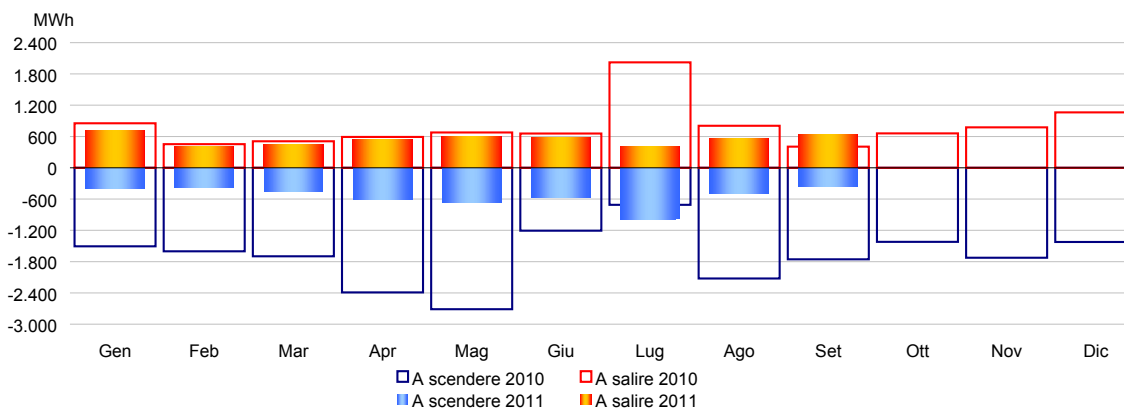
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a settembre, gli acquisti di Terna, pari a 464 mila MWh, hanno segnato, per la prima volta nell'anno 2011, un aumento su

base annua (+58,6%). Al minimo storico invece, le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 261 mila MWh ed in calo tendenziale del 79,3% (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 settembre sono stati negoziati 970 contratti (678 baseload e 292 peakload), pari a 3,38 milioni di MWh, e registrati 30 contratti baseload O.T.C., pari a 264 mila MWh. Il prodotto *Anno 2012* è risultato, anche questo mese, il più scambiato, con il prezzo di controllo pressoché invariato rispetto ad un mese fa; dinamiche contrastanti per i prezzi degli altri prodotti. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese

posizioni aperte per 7.416 MW, per un totale di 28,3 milioni di MWh (Tabella 7). Il prodotto *Ottobre 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 77,50 €/MWh sul baseload ed 86,00 €/MWh sul peakload e con una posizione netta totale pari rispettivamente a 1.186 e 450 MW, per complessivi 997 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a settembre

Fonte: GME

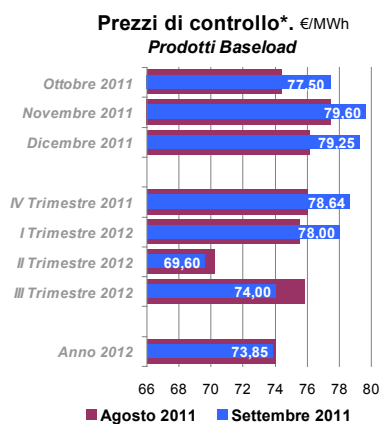
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2011	77,50	4,2%	5	75	-	75	-	-
Novembre 2011	79,60	2,7%	5	35	-	35	1.091	785.520
Dicembre 2011	79,25	4,1%	4	30	-	30	1.086	807.984
Gennaio 2012	78,00	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2011	78,64	3,5%	5	55	-	55	-	-
I Trimestre 2012	78,00	3,3%	10	170	-	170	380	829.540
II Trimestre 2012	69,60	-0,9%	4	60	-	60	290	633.360
III Trimestre 2012	74,00	-2,4%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	73,85	-0,2%	34	253	30	283	2.490	21.872.160
Totale			67	678	30	708	5.337	24.928.564

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Ottobre 2011	86,00	-0,6%	2	15	-	15	-	-
Novembre 2011	92,76	6,6%	2	10	-	10	445	117.480
Dicembre 2011	89,97	2,8%	2	10	-	10	445	117.480
Gennaio 2012	86,68	-	-	-	-	-	-	-
IV Trimestre 2011	83,06	-4,5%	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2012	88,40	1,6%	1	30	-	30	30	23.400
II Trimestre 2012	75,73	-4,7%	13	131	-	131	200	156.000
III Trimestre 2012	81,08	-6,8%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	82,62	-0,5%	9	96	-	96	959	3.003.588
Totale			29	292	-	292	2.079	3.417.948

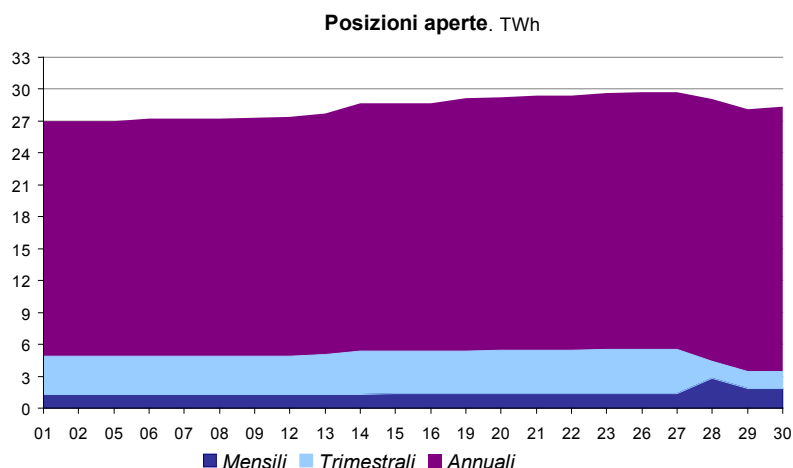
*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese; le variazioni sono calcolate rispetto all'analogo valore del mese precedente

Gráfico 7: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a settembre ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a settembre 2011, sono state pari a 25,2 milioni di MWh, in aumento del 26,8% rispetto allo stesso mese del 2010, in media oraria il secondo valore più alto mai registrato dopo il record dello scorso luglio. A trainare la crescita il deciso aumento dei contratti Baseload (+34,3%) e dei contratti non standard (+26,6%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti

energia di 15,4 milioni di MWh (+16,7%).

In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 11,1 milioni di MWh (+8,8%) che nei conti in prelievo, pari a 12,7 milioni di MWh (+12,8%) (Tabella 8).

Il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, si è attestato a quota 1,64, in aumento sia in termini congiunturali che tendenziali (Grafico 8).

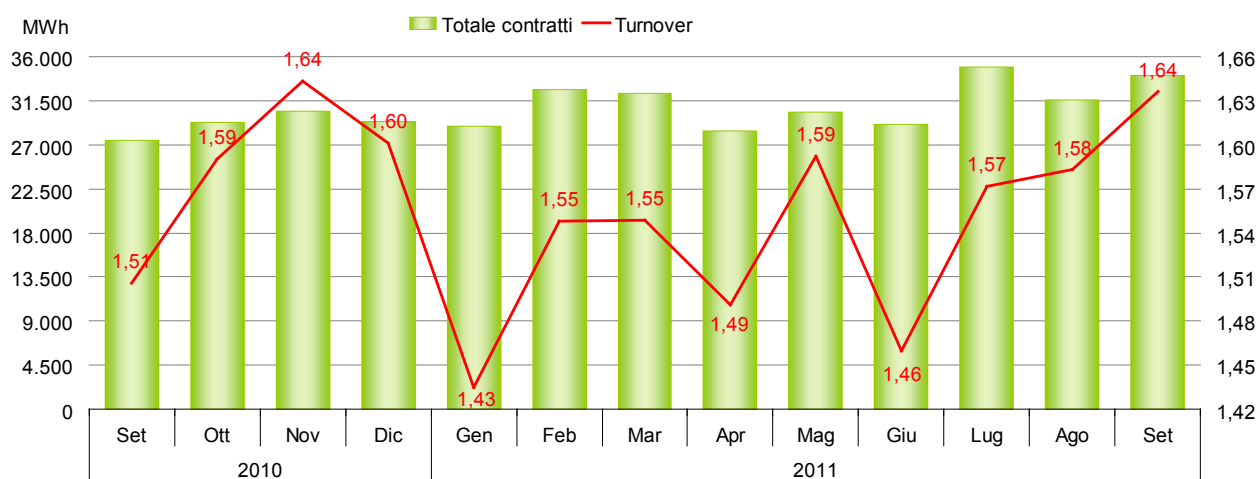
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a settembre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.368.268	+34,3%	33,2%	Richiesti	11.375.259	+9,9%	100,0%	12.705.432	+12,8%	100,0%
<i>Off Peak</i>	708.840	- 18,4%	2,8%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.243.808	+39,7%	28,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.049.105	- 19,0%	4,2%	Registrati	11.084.494	+8,8%	97,4%	12.705.432	+12,8%	100,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.957.030	+35,7%	26,0%	-	-	-
Totale Standard	10.126.213	+20,6%	40,2%	Rifiutati	290.765	+79,0%	2,6%	-	-	-
Totale Non standard	14.428.787	+26,6%	57,3%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	286.779	+100,3%	2,5%	-	-	-
PCE bilaterali	24.555.000	24,0%	97,5%	Saldo programmi	-	-	-	1.620.938	+50,9%	-
MTE	632.640	+877,7%	2,5%							
TOTALE PCE	25.187.640	+26,8%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.392.438	+16,7%	61,1%							

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

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di settembre il differenziale di prezzo tra la zona Nord di IpeX e la borsa BSP scende a 10,58 €/MWh, in marcata diminuzione rispetto ai 19,50 €/MWh di agosto. Tale dinamica riflette la forte crescita del prezzo sloveno – salito a 67,84 €/MWh (+22,0%), ma comunque inferiore ai 78,42 €/MWh (+8,3%) del nord Italia – realizzatasi contestualmente al raggiungimento del massimo valore registrato, dall'avvio del coupling, del numero di ore in cui le due borse hanno avuto stessi prezzi (36%).

Anche questo mese il meccanismo ad asta implicita ha funzionato efficientemente allocando 111 MW medi orari di capacità transfrontaliera, in calo rispetto ai 160 MW di agosto

(-31%) e pari al 24% della capacità di interconnessione complessivamente disponibile. In merito alla direzione del flusso si osserva il record di esportazioni verso la Slovenia, in termini sia di numero di ore (6,8%) sia di capacità allocata (5 MW), concentrato soprattutto nelle giornate del 14 e del 16 settembre, quando si assiste a picchi di export superiori anche ai 200 MWh. Di contro la capacità gestita in asta esplicita, pari a 343 MW medi orari, è risultata in tutte le ore in import verso l'Italia.

La riduzione della capacità allocata dal market coupling ha favorito anche la diminuzione dei volumi scambiati nella borsa slovena, scesi a 150 MWh medi orari (-36%).

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	78,42	+8,3%	67,84	+22,0%	10,58	19,50	64%	36%	0%	111
Picco	89,25	+15,0%	82,55	+23,4%	6,70	14,42	16%	21%	0%	38
Fuori Picco	71,66	+1,9%	59,16	+17,0%	12,50	21,24	27%	10%	0%	42
Festivo	72,81	+6,2%	59,56	+24,4%	13,25	23,56	21%	6%	0%	30

* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

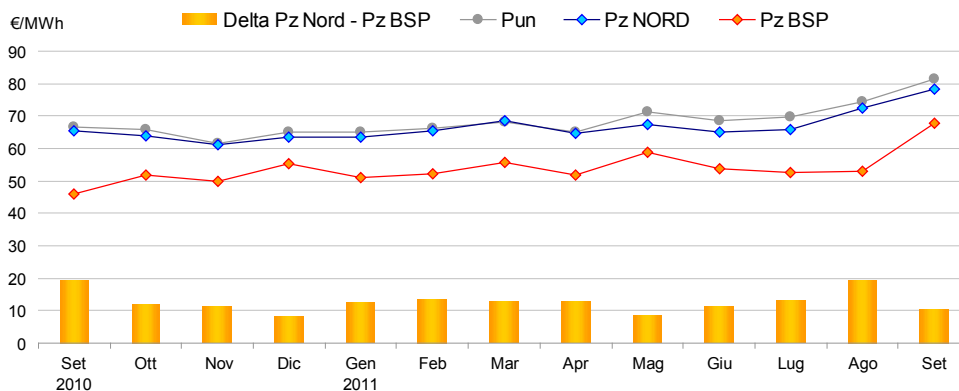
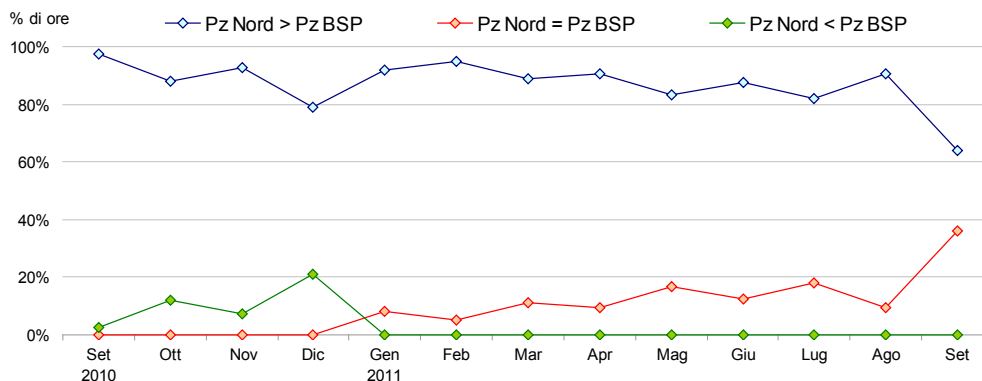


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

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	105	343	93,2%	100,0%	93,2%	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Export	5	0	6,8%	0,0%	6,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	111	343	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

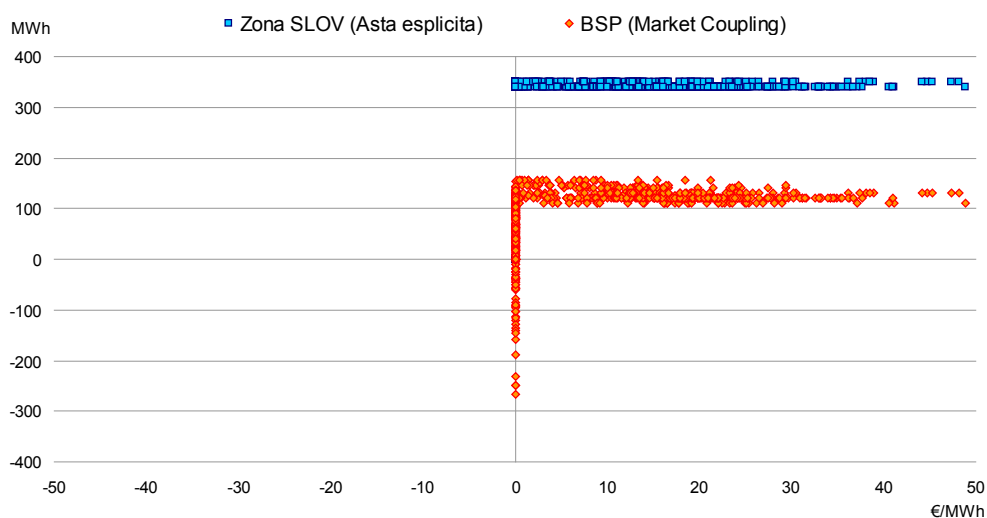
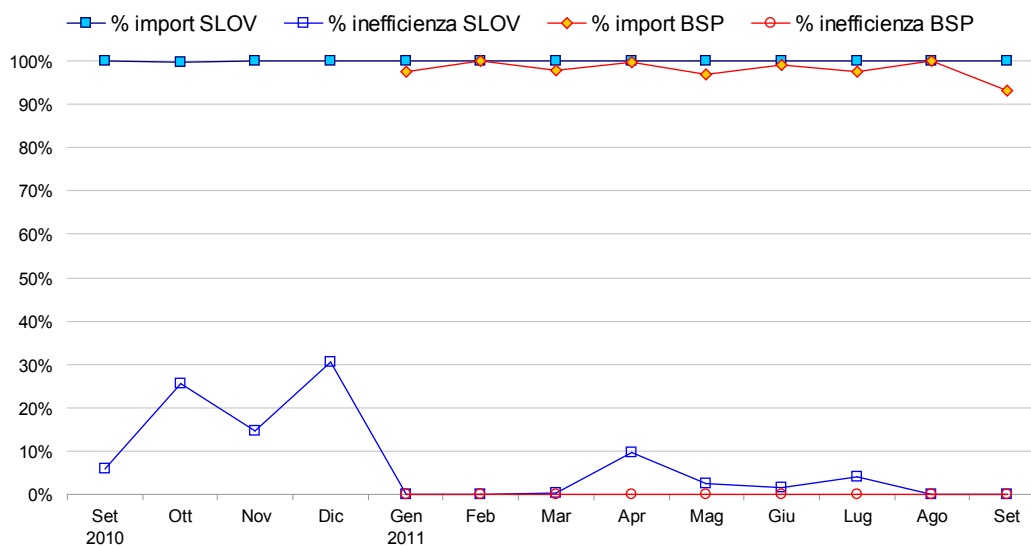


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di settembre si osserva una debole ripresa dei consumi rispetto ad un anno fa trainata dal solo comparto industriale. I prezzi al PSV risultano in forte crescita sui valori più alti degli ultimi 24 mesi, similmente a quanto avvenuto sulle

piazze dell'Europa continentale. I mercati spot del gas naturale gestiti dal GME presentano ancora liquidità ridotta, mentre il comparto royalties evidenzia una piena operatività.

Nel mese di settembre i consumi di gas si sono attestati a 5.069 milioni di mc, risultando in fisiologica ripresa rispetto al mese di agosto e in lieve aumento tendenziale (+2%). Quest'ultimo incremento riflette la crescita degli utilizzi industriali (+6%), solo in parte attenuata dalla diminuzione di quelli per gli impianti di distribuzione (-4%), a fronte

di una sostanziale stabilità dei consumi termoelettrici. L'analisi sui dati dei primi nove mesi dell'anno mostra il ribasso dei prelievi rispetto all'analogo periodo del 2010 (-4%), sostenuto da minori consumi termoelettrici (-4%) e civili (-6%), mentre l'unico aumento si rileva nel settore industriale (+3%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	5.069	+2%
Impianti di Distribuzione	1.079	-4%
Consumi Termoelettrici	2.561	+0%
Consumi Industriali	1.175	+6%
Rete terzi e consumi di sistema	254	+39%
Offerta	5.069	+2%
Import	5.413	+1%
Produzione Nazionale	697	+3%
Sistemi di stoccaggio	-1.041	+1%

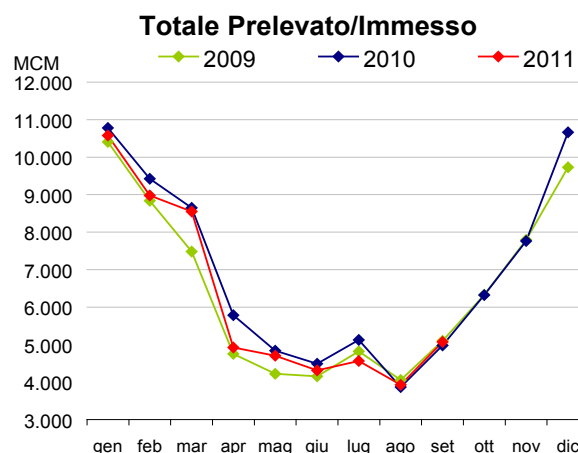
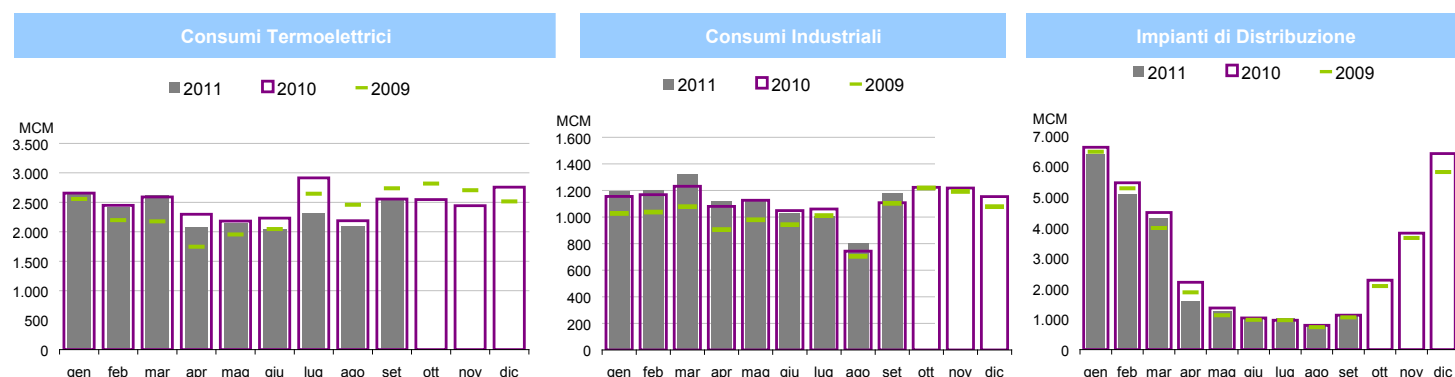


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



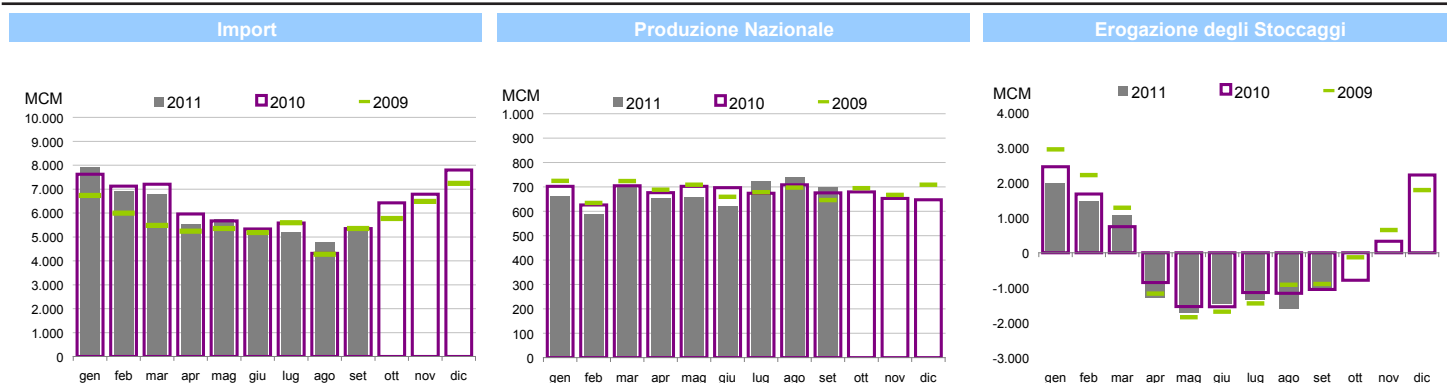
(continua)

Alla ripresa dei consumi rispetto a settembre 2010 ha fatto seguito anche l'aumento tendenziale dell'import (+1%) e della produzione nazionale (+3%). L'incremento delle importazioni si è concretizzato soprattutto sul gasdotto del Passo Gries (1.444 milioni di mc), che l'anno scorso era interrotto, e sul terminale GNL di Panigaglia, che ha raddoppiato i suoi volumi (153 milioni di mc; +118%). Di contro si registrano riduzioni

tendenziali sul gas algerino (Mazara del Vallo, -28%) e russo (Tarvisio, -12%) e il perdurare dell'interruzione del gasdotto libico (Gela). Il maggior livello dell'offerta rispetto ai consumi ha prodotto un flusso in iniezione negli stoccaggi pari a 1.041 milioni di mc, portando così il gas complessivamente stoccato a 9.634 milioni di mc, valore massimo degli ultimi due anni e pari al 96% dello spazio conferito da Stogit.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

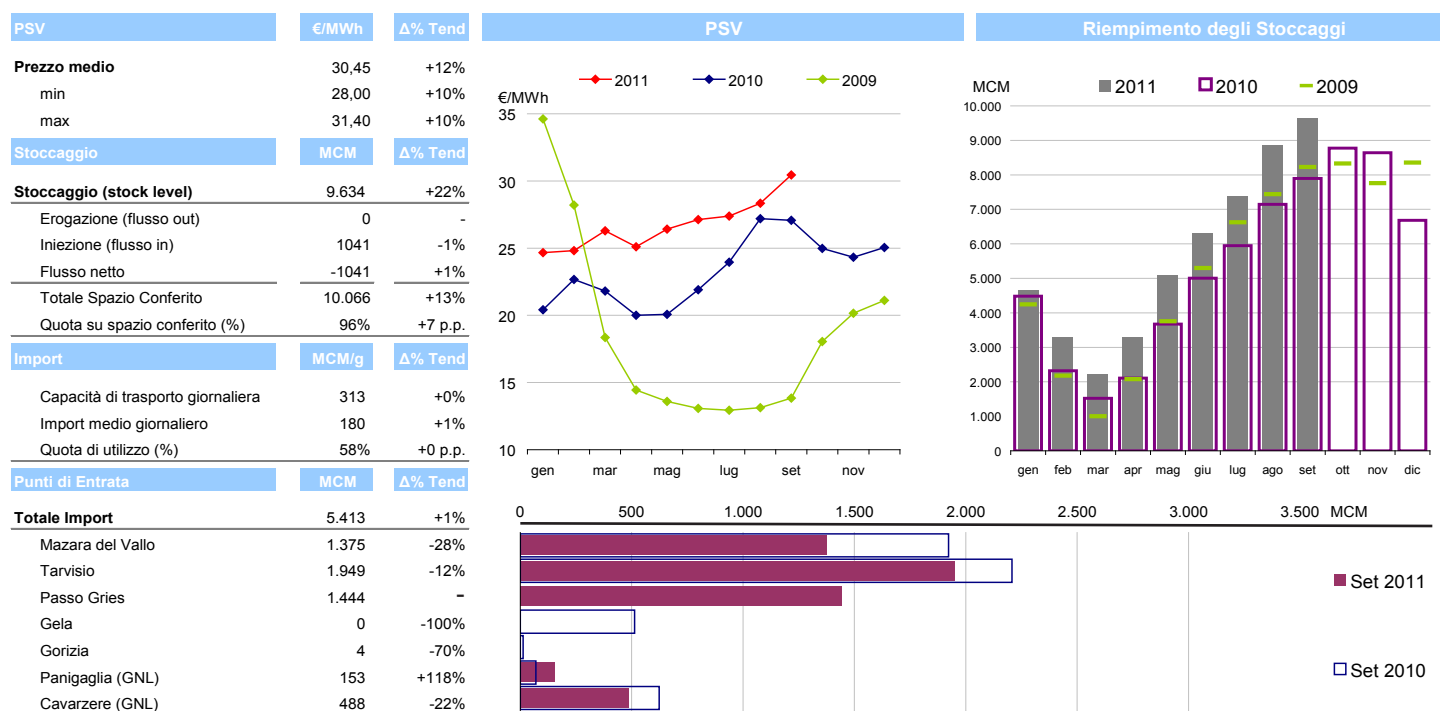


Il prezzo registrato al Punto di Scambio Virtuale (PSV) si attesta a 30,45 €/MWh, portandosi sul valore massimo dell'ultimo biennio, in aumento del 12% rispetto ad un anno fa. Tale rialzo

si inserisce in un contesto di analoghi aumenti sui principali hub europei, benché la quotazione italiana risulti circa 6/7 €/MWh sopra la media dei riferimenti dell'Europa continentale.

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

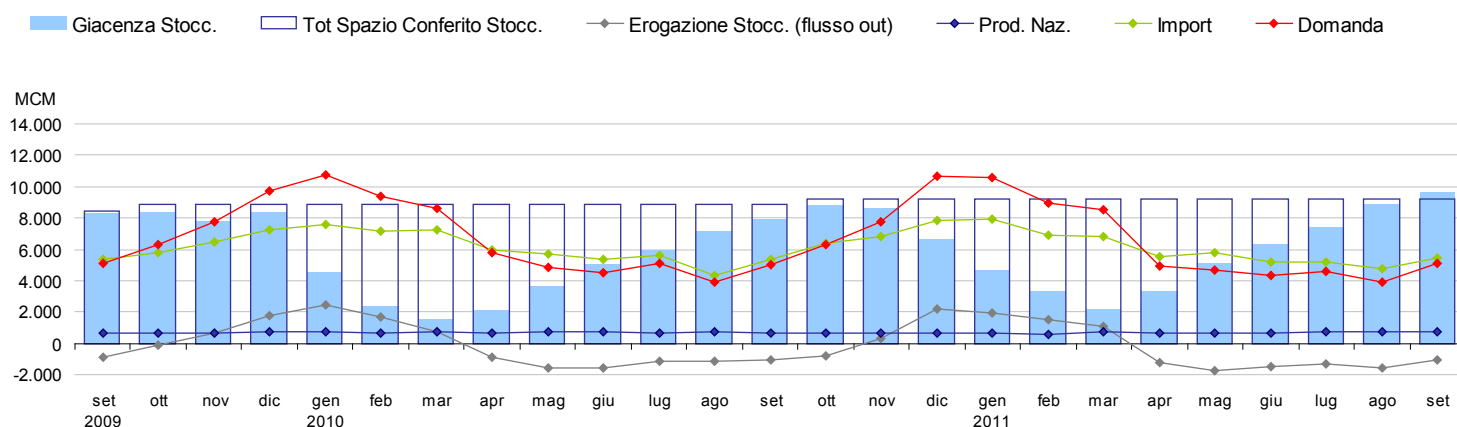
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Con riferimento ai mercati del gas gestiti dal GME, nel mese di settembre, si registrano sporadiche transazioni su M-Gas, per complessivi 0,41 milioni di mc, e la piena operatività del comparto royalties, con 41 milioni di mc scambiati. I prezzi espressi sul mercato spot risultano sostanzialmente in linea con la quotazione

al PSV e con quella delle royalties con delivery ottobre. D'altra parte quest'ultimo comparto ha quotato il prodotto con consegna novembre a 33,36 €/MWh, evidenziando possibili aspettative rialziste.

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	30,56	+19,6%	0,96%	-	-	-
	c€/Gj	848,77	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	30,50	-	0,00%	-	-	-
	c€/Gj	847,22	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	-	-	-	30,28	33,36	-
	c€/Gj	-	-	-	841,08	926,53	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	30,45	+7,4%	3,6%	-	-	-
	c€/Gj	845,71	-	-	-	-	-

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

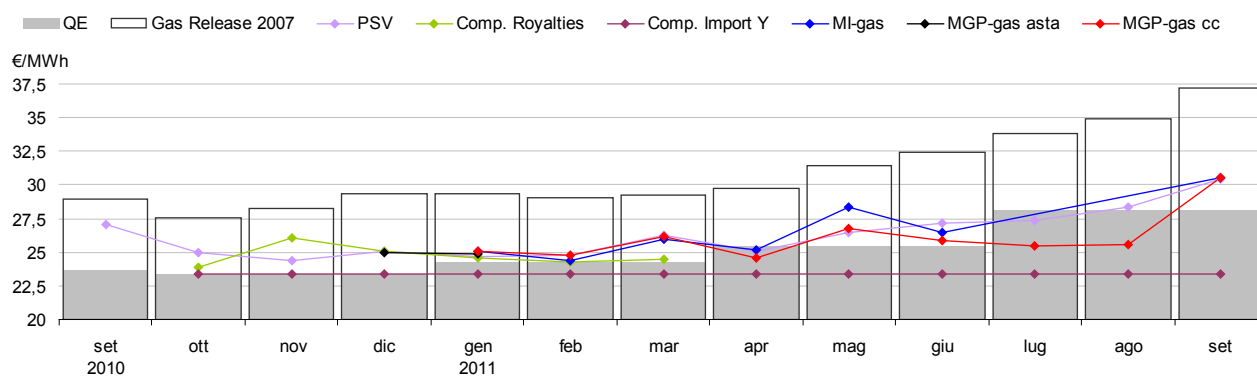


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

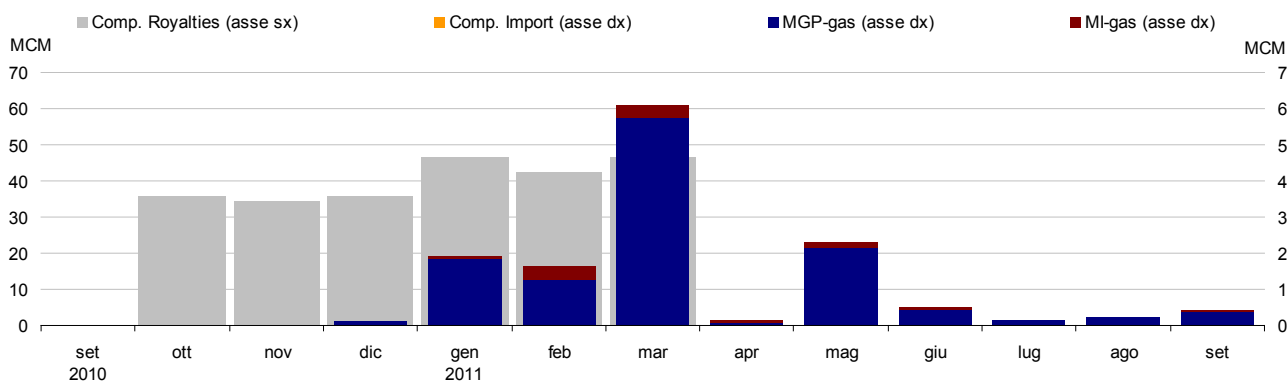
Fonte: dati GME

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	0,37	+63,2%	-	-	0,37	1	3	3
	MWh	4.070	-	-	-	4.070	-	-	-
MI-gas	MCM	0,04	-	-	-	0,04	1	1	1
	MWh	456	-	-	-	456	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	-	-	41	-	41	-	-	-
	Gj	-	-	1.617.300	-	1.617.300	-	-	-
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 settembre le quotazioni di tutti i principali combustibili europei confermano le tendenze mostrate nel corso degli ultimi cinque mesi, con la sola eccezione del gas naturale, in ripresa sui massimi valori annui, dopo una breve fase di deboli ribassi. D'altro canto, i prezzi si mantengono sostanzialmente stabili a ridosso dei livelli massimi dell'ultimo triennio sui mercati del carbone e su

quelli petroliferi, dove, eccezionalmente, i prodotti derivati dalla raffinazione del greggio non sembrano recepire il lieve rialzo congiunturale osservato sul Brent.

Sui mercati elettrici si consolida la crescita già mostrata in agosto, in virtù della quale le quotazioni delle borse mediterranee salgono al massimo valore rilevato da gennaio 2009.

Il mese di settembre rafforza la fase di ridotta volatilità del Brent che si attesta a 113,1 \$/bbl, confermando il disaccoppiamento, in atto ormai da gennaio, delle sue quotazioni da quelle decisamente inferiori del riferimento statunitense. Il greggio europeo segna così una lieve ripresa rispetto ad agosto (+2,5%), consolidando ulteriormente la sua crescita annua, di poco superiore al 45%. A fronte di questa robusta tendenza, le aspettative dei mercati per i mesi a venire appaiono moderatamente ribassiste, prospettando per il Brent un ritorno attorno ai 100 \$/bbl nel corso del 2012.

Il seppur modesto incremento congiunturale registrato sul petrolio continentale non trova eccezionalmente riscontro sui mercati dei suoi prodotti di raffinazione che mostrano sia per il gasolio (925 \$/MT) che per l'olio combustibile (643 \$/MT) quotazioni sostanzialmente stabili rispetto al

mese precedente, ma ancora fortemente superiori al 2010 (+38%/+43%). Andamenti analoghi si rilevano anche sul prezzo del carbone, stabile da maggio sui 123 \$/MT, livello attorno al quale è previsto mantenersi anche nei prossimi mesi nelle attese espresse dai mercati a termine. Tale quotazione evidenzia tuttavia un aumento tendenziale del 34% che mantiene il riferimento europeo a ridosso della quotazione cinese, tradizionalmente più elevata.

In questo contesto si osserva una brusca flessione congiunturale del tasso di cambio, sceso a 1,38 \$/€ (-4,1% sul mese precedente), ma ancora superiore alla parità raggiunta tra le due monete nel 2010 (+5,0%). Tali variazioni producono una crescita delle quotazioni espresse in euro di tutti i combustibili rispetto al mese precedente (+3/+7%), generando, per contro, solo una debole riduzione degli incrementi riscontrati su base annua (+27/+38%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Set 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 11	Nov 11	Dic 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,38	-4,1%	+5,0%	1,44	1,34 ▼	1,34 ▼	1,34 -	1,34 ▼
Brent	\$/bbl	113,1	+2,5%	+45,4%	110,3	103,2 ▼	102,1 ▼	101,6 -	100,3 ▼
FOB	€/bbl	82,3	+6,9%	+38,4%	76,8	77,1 ▲	76,3 ▼	75,9 -	75,0 ▼
Fuel Oil	\$/MT	642,6	-0,7%	+43,0%	648,0	619,0 ▼	616,3 ▼	613,5 -	602,5 ▼
1% FOB ARA Barge	€/MT	467,3	+3,6%	+36,1%	450,9	462,6 ▲	460,6 ▲	458,5 -	450,6 ▼
Gasoil	\$/MT	924,5	-0,6%	+38,7%	938,9	887,4 ▼	882,5 ▼	878,0 -	865,5 ▼
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	672,4	+3,7%	+32,1%	653,3	663,2 ▲	659,6 ▲	656,3 -	647,3 ▼
Coal	\$/MT	123,4	-1,1%	+33,9%	123,8	121,0 ▼	120,8 ▼	123,4 -	122,5 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	89,8	+3,2%	+27,4%	86,1	90,4 ▲	90,3 ▲	92,2 -	91,6 ▲

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

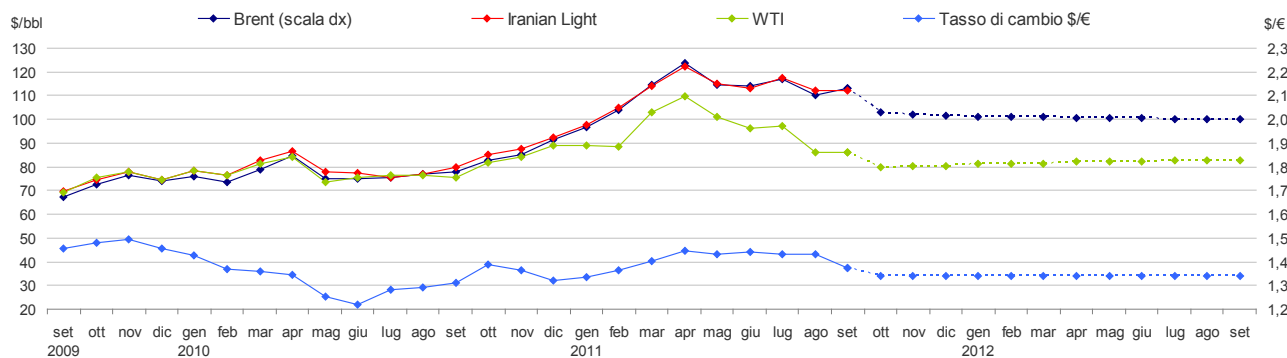


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

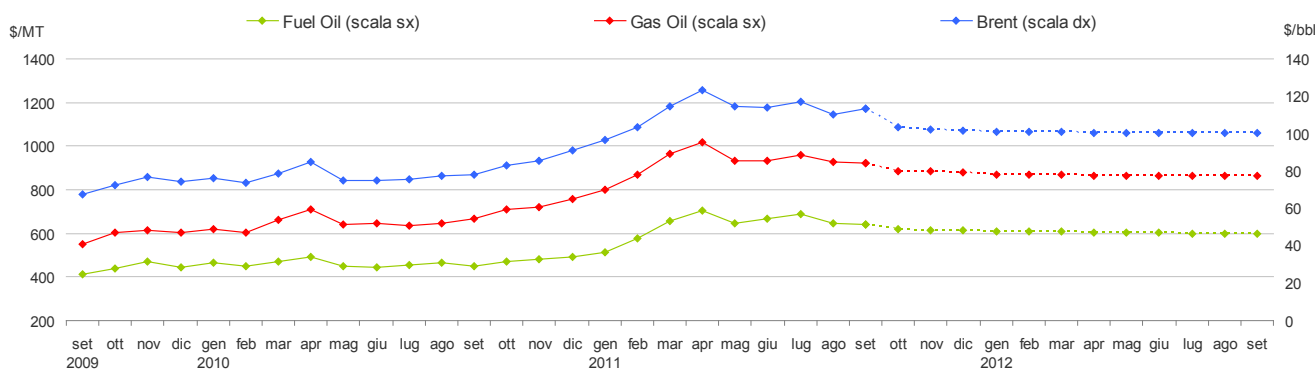
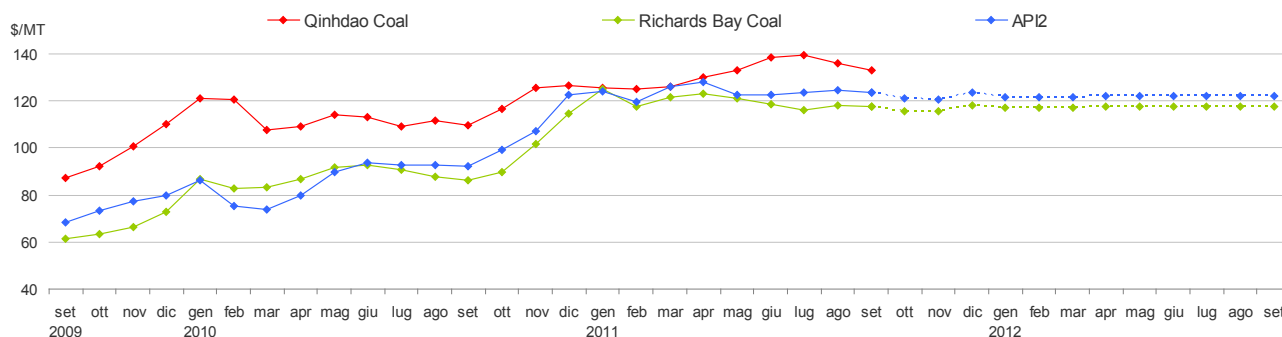


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

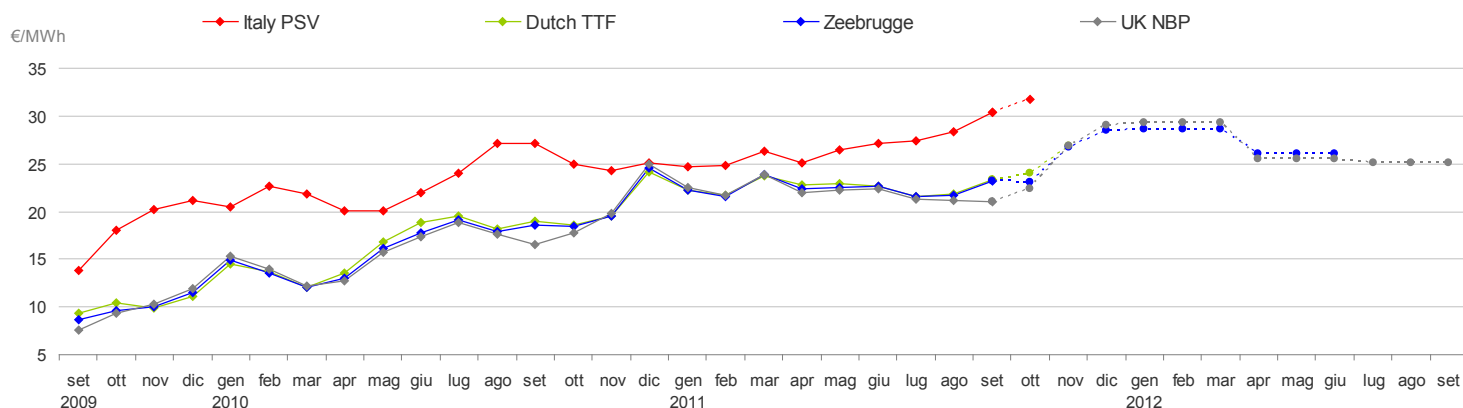
Dinamiche congiunturali di crescita interessano più marcatamente i prezzi riscontrati ai principali hub del gas, saliti sui 23 €/MWh e a ridosso dei massimi annui sulle piazze belga e olandese (+7%). Tale andamento non trova conferma nel Regno Unito, dove la quotazione NBP si mantiene sui 21 €/MWh, separandosi dagli altri riferimenti continentali come già accaduto un anno fa. Allineate appaiono invece le variazioni tendenziali che evidenziano una crescita generalizzata delle

quotazioni attorno al 23/26%. D'altro canto in Italia non accenna ad arrestarsi la propensione rialzista osservata al PSV, arrivato a superare i 30 €/MWh (+7,4% rispetto ad agosto), valore mai più raggiunto dal 2008 (+12,5% rispetto al 2010), che mantiene il differenziale con il resto d'Europa sui massimi annui di 7 €/MWh. Aspettative rialziste si registrano anche sui mercati futures, dove la crescita risulta profilata secondo il tipico andamento stagionale della domanda di gas.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)						
GAS	Area	Set 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 11	Nov 11	Dic 11	Gas Year 11			
PSV DA	Italia	30,45	+7,4%	+12,5%	29,20	31,75	-	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	23,38	+7,2%	+23,4%	-	24,00	-	26,90	-	-	-	26,45
Zeebrugge	Belgio	23,24	+7,4%	+25,2%	22,87	23,03	▼	26,71	▼	28,50	-	26,55
UK NBP	Regno Unito	20,97	-0,6%	+26,4%	21,08	22,38	▼	26,81	▼	29,05	▲	26,46



In linea con le dinamiche registrate sui listini del gas e con la stagionale ripresa dei consumi, i prezzi delle principali borse elettriche si attestano sui 50/53 €/MWh, segnalando, nel centro-nord Europa, un consolidamento della crescita dopo la fase ribassista osservata tra giugno e luglio (+8/+21% su base congiunturale), e, nell'area mediterranea, il raggiungimento del massimo valore dell'ultimo biennio, pari a 58,47 €/MWh in Spagna e a 81,31 €/MWh in Italia (+9% rispetto ad agosto in entrambi i paesi). Da segnalare la vistosa eccezione di NordPool, le cui quotazioni scendono al livello minimo degli ultimi due anni, posizionandosi sui 29 €/MWh (-28% rispetto al mese precedente). Su base tendenziale si conferma l'aumento

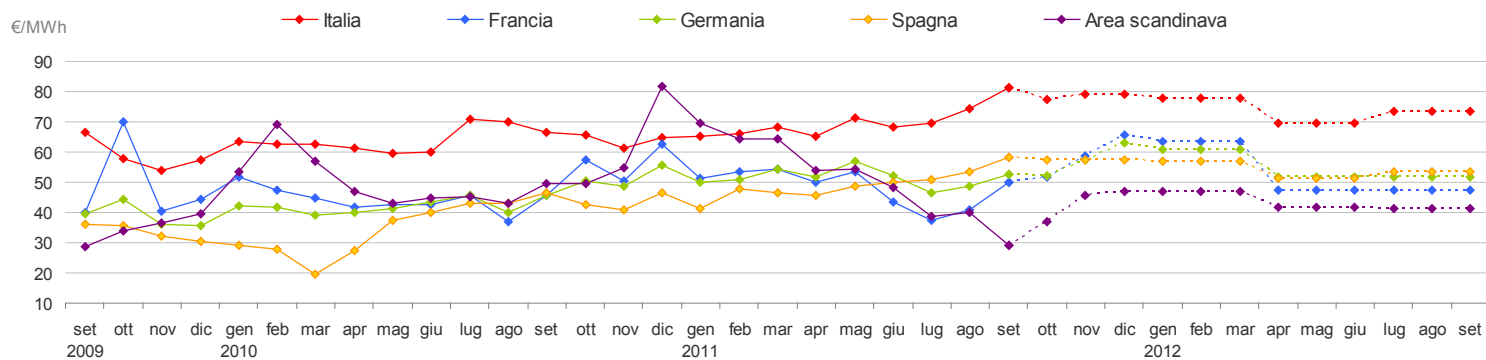
di tutti i prezzi rispetto al 2010, moderato in Francia (+9%), più consistente nel resto d'Europa (+12/25%). Si distingue anche in questo caso la borsa scandinava, la cui drastica contrazione produce una flessione del 41% rispetto al dato del 2010. In chiave prospettica gli incrementi attesi nel periodo invernale in Francia e Germania determinano nel breve termine una lieve riduzione del divario esistente tra il riferimento italiano, previsto in lieve calo, e i mercati limitrofi. L'entità di tale riduzione appare sostanzialmente legata ai possibili impatti generati dallo stagionale aumento dei consumi elettrici transalpini e dal ridimensionamento del parco nucleare tedesco.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)			
	Set 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Ott 11	Nov 11	Dic 11	Calendar
Italia	81,31	+9,1%	+22,2%	74,25	77,25 ▼	79,28 ▲	79,00 -	73,50 -
Francia	49,99	+21,8%	+9,4%	35,50	51,78 ▼	58,63 ▼	65,47 -	55,38 ▼
Germania	52,64	+8,4%	+14,8%	48,05	52,15 ▼	57,49 ▼	63,05 -	56,17 ▼
Svizzera	53,25	+8,8%	+12,7%	-	-	-	-	-
Austria	53,75	+10,5%	+16,6%	-	-	-	-	-
Spagna	58,47	+9,2%	+25,9%	55,25	57,50 ▼	57,44 ▲	57,55 -	53,50 ▲
Regno Unito	49,50	+2,5%	+23,5%	48,54	49,63 ▼	56,04 ▼	59,06 -	-
Area scandinava	28,94	-27,9%	-41,4%	47,20	37,10 ▼	45,74 ▼	47,15 -	44,30 ▼

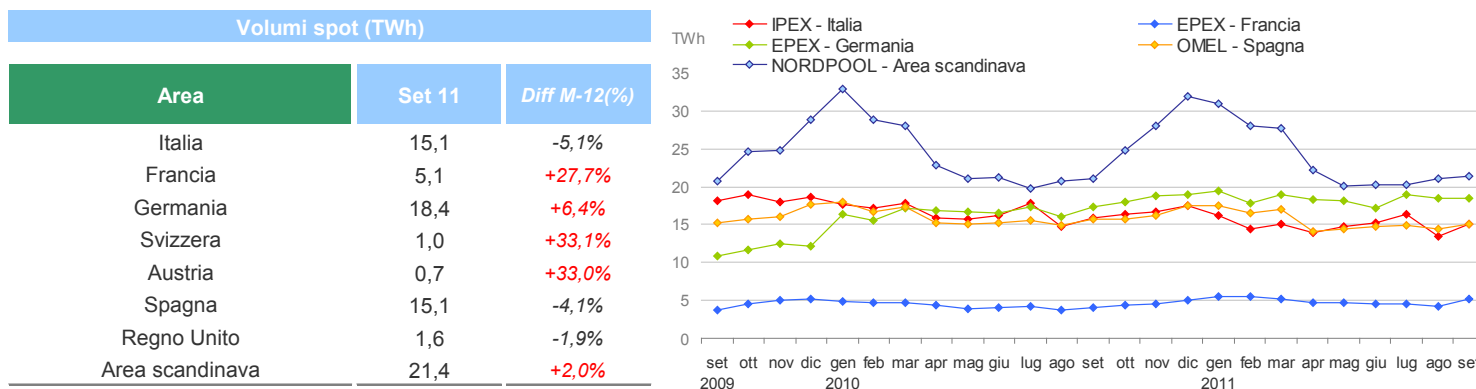


L'analisi dei volumi negoziati sui mercati elettrici spot mostra andamenti in linea con quanto osservato nel corso del 2011, evidenziando una generale flessione delle transazioni registrate su tutte le principali borse europee (-2/-5% rispetto

all'anno precedente), tra le quali NordPool si conferma la più capiente in virtù dei suoi 21,4 TWh, e una controtendenziale crescita degli scambi effettuati su Epex-Germania, attestati a 18,4 TWh (+6,4%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 73.790 TEE nel mese di settembre, in aumento rispetto ai 18.016 TEE scambiati ad agosto.

Dei 73.790 TEE sono stati scambiati 42.796 di Tipo I; 27.126 di tipo II e 3.868 di tipo III.

Prezzi medi in aumento rispetto a quelli del mese precedente

(4,03 % per la Tipologia I, 3,69 % per la Tipologia II, 4,14% per la tipologia III).

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 104,71€ (rispetto a 100,65 € di agosto), i titoli di tipo II ad una media di 105,06 € (rispetto a € 101,32 di agosto) e i titoli di tipo III ad una media di 105,26 (rispetto a 101,07 € di agosto).

I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 10.158.740.

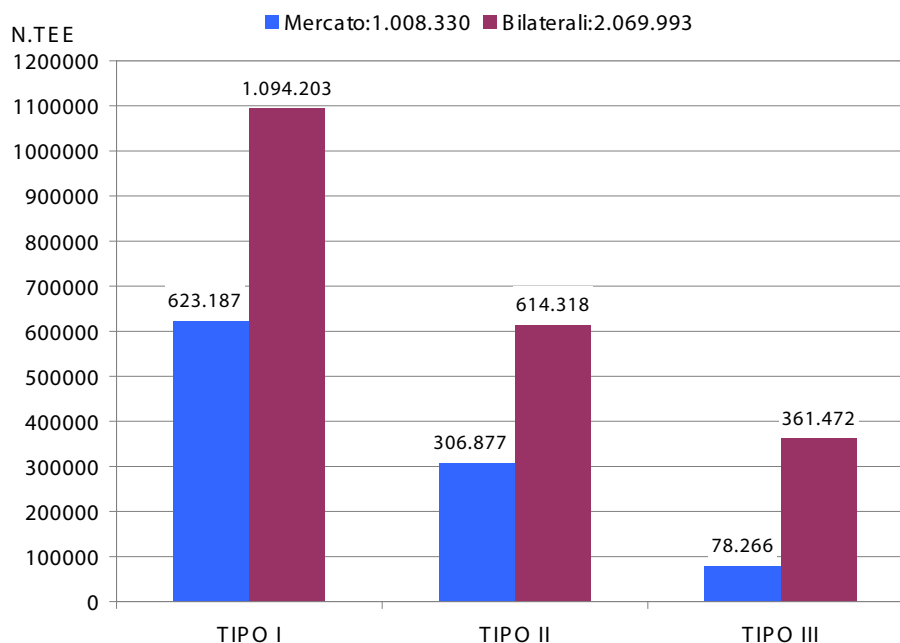
TEE, risultati del mercato del GME - settembre 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	42.796	27.126	3.868
Controvalore (€)	€ 4.481.007	€ 2.849.769	€ 407.153
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 101,00	€ 102,50	€ 104,05
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 106,00	€ 106,00	€ 105,90
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 104,71	€ 105,06	€ 105,26

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 30 settembre 2011

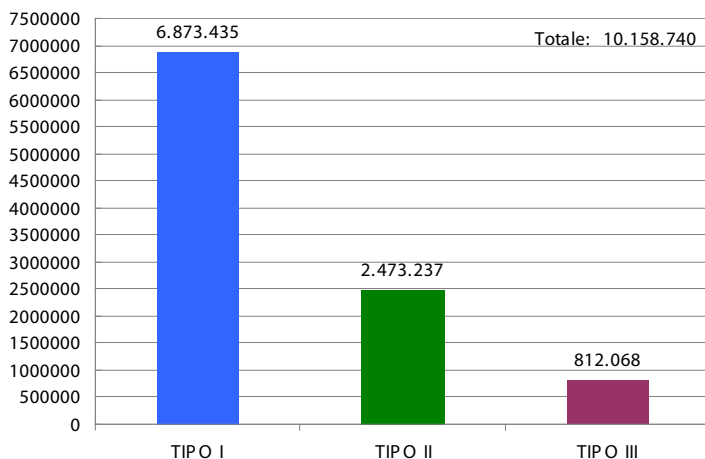
Fonte: GME



(continua)

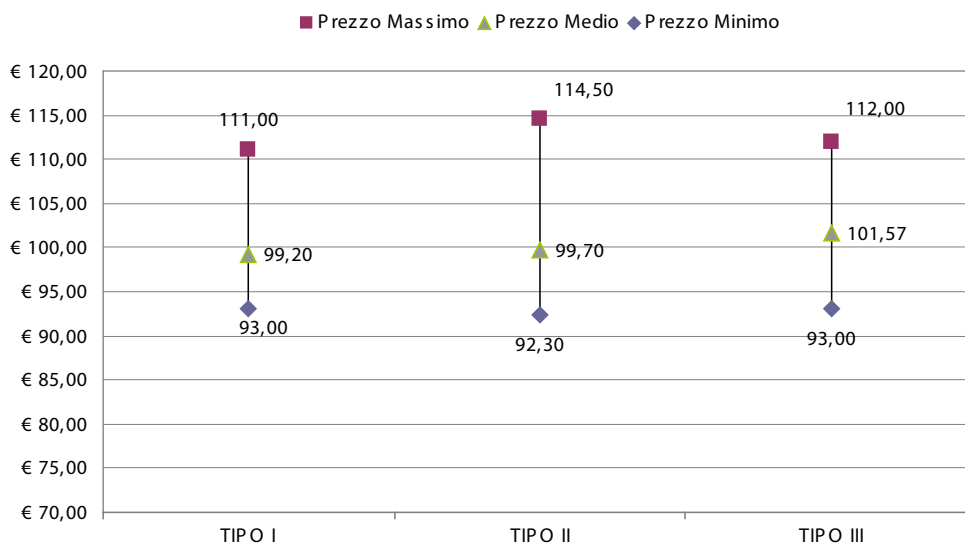
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine settembre 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



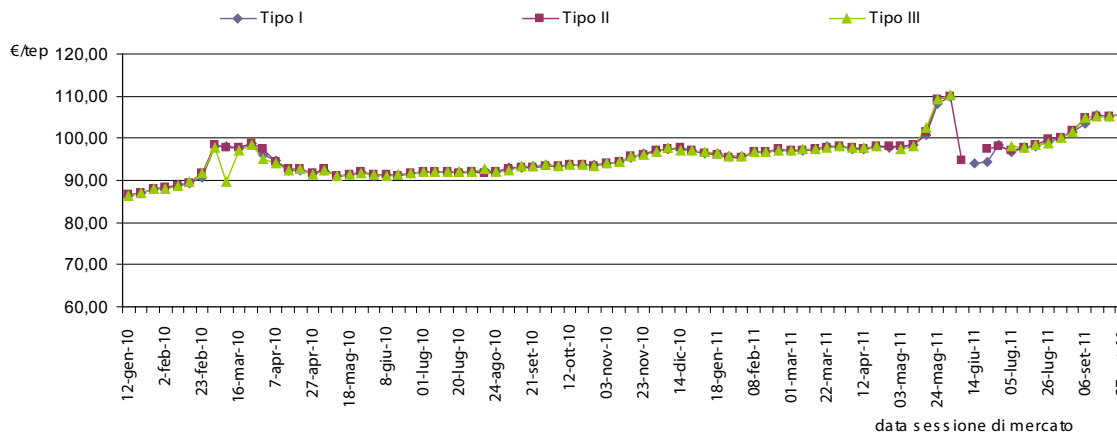
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 30 settembre 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di settembre sono stati scambiati 312.128 CV, in aumento rispetto ai 129.424 CV negoziati nel mese di agosto.

Incremento dei volumi per tutte le tipologie di certificato presenti sul mercato, tranne che per la tipologia CV_2010_TRL.

In dettaglio, la concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 299.440, in aumento rispetto ai 111.308 CV_2011 scambiati ad agosto e dei CV scambiati con anno di riferimento 2009, pari a 5.260 (320 i CV_2009 scambiati ad agosto).

Seguono i CV con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 4.628 (1.375 i CV scambiati il mese scorso) e, unica tipologia con volumi in diminuzione, i CV con anno di riferimento 2010_TRL, che hanno registrato 2.800 scambi (16.421 il mese

precedente).

In riferimento ai prezzi medi, rispetto al mese di agosto, si registra un aumento per i CV_2010_TRL di 0,48 €/MWh, e per i CV_2010 pari a 0,47 €/MWh, e una diminuzione pari a 2,13 €/MWh per i CV_2009 e di 0,23 €/MWh per i CV_2011.

Più in dettaglio, nel mese di settembre, il prezzo medio ponderato dei CV_2010 è stato pari a 83,43 €/MWh, dei CV con anno di riferimento 2009 è stato pari a 82,95 €/MWh, dei CV con anno di riferimento 2011 è stato di 80,26 €/MWh ed infine il prezzo dei CV con anno di riferimento 2010_TRL è stato pari a 80,18 €/MWh.

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

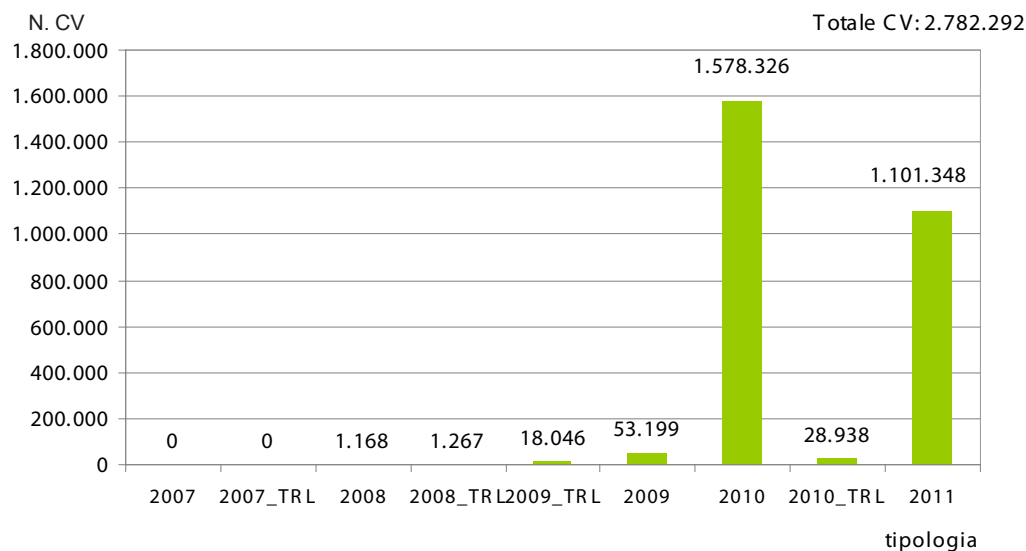
CV, risultati del mercato GME settembre 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	5.260	4.628	2.800	299.440
Valore totale (€)	€ 436.303,00	€ 386.105,84	€ 224.500,00	€ 24.032.514,58
Prezzo minimo (€/CV)	€ 79,95	€ 79,99	€ 80,00	€ 79,86
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,00	€ 86,00	€ 80,85	€ 80,70
Prezzo medio (€/CV)	€ 82,95	€ 83,43	€ 80,18	€ 80,26

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 30 settembre 2011)

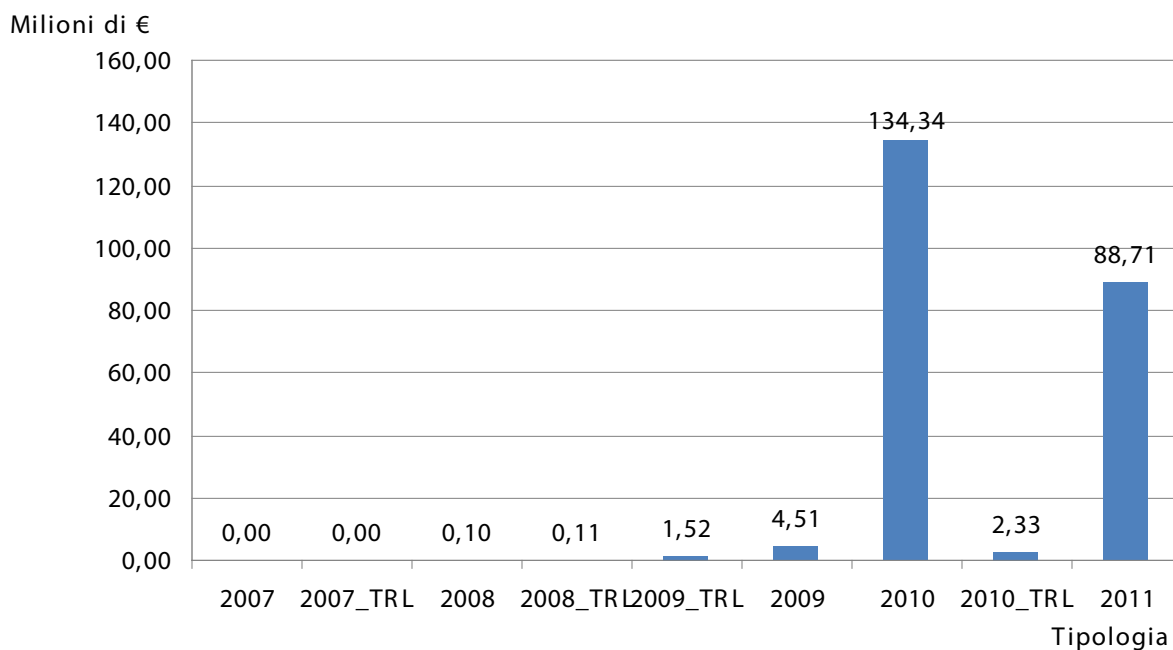
Fonte: GME



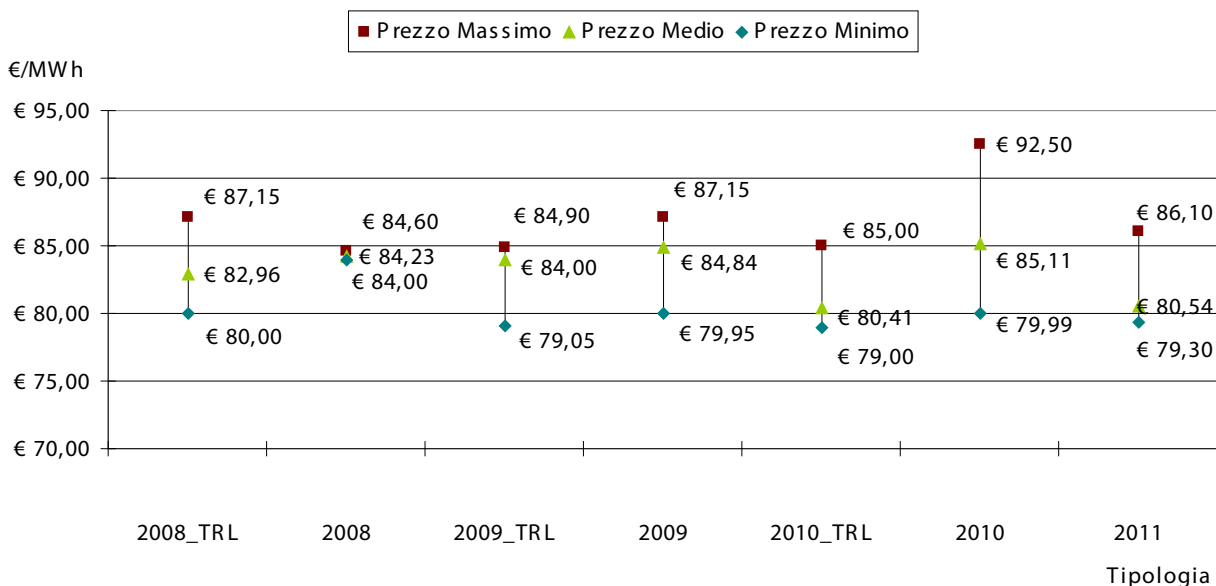
(continua)

CV, controvalore delle transazioni (sessioni dal 1 gennaio al 30 settembre 2011). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 30 settembre 2011). Media ponderata (€/MWh)



Fonte: GME

Mercato europeo delle unità di emissione

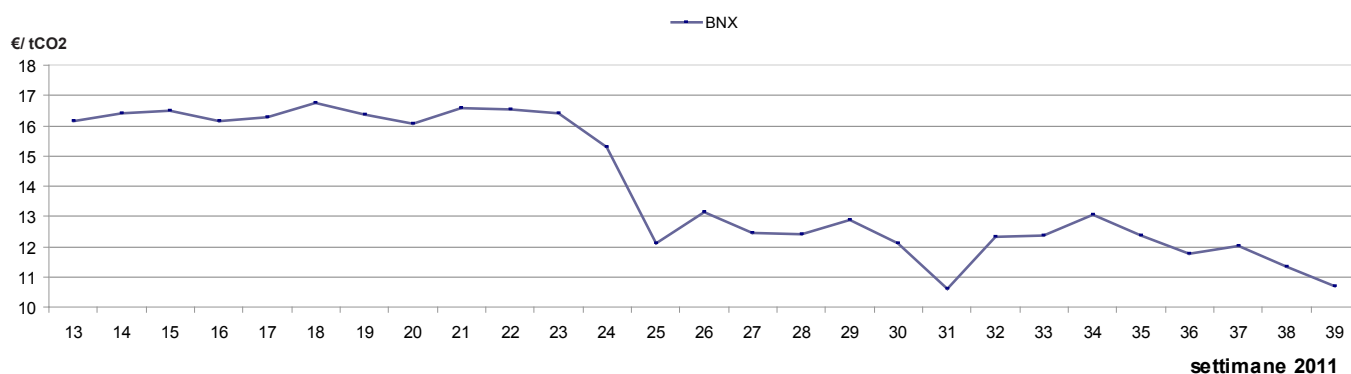
A cura del GME

■ Nel corso del mese di settembre sono state scambiate sulle piattaforme europee 635,3 milioni di EUAs, in diminuzione rispetto al mese precedente (793,7 milioni di EUA ad agosto - fonte Point Carbon).
Sul mercato spot gestito da Bluenext, nel mese di settembre, i

prezzi risentono del crollo diffuso di inizio estate di tutti mercati finanziari europei a causa dell'aumento del debito pubblico di molti Paesi dell'Unione Europea e del grave momento di crisi economica generale. L'andamento che ne consegue è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



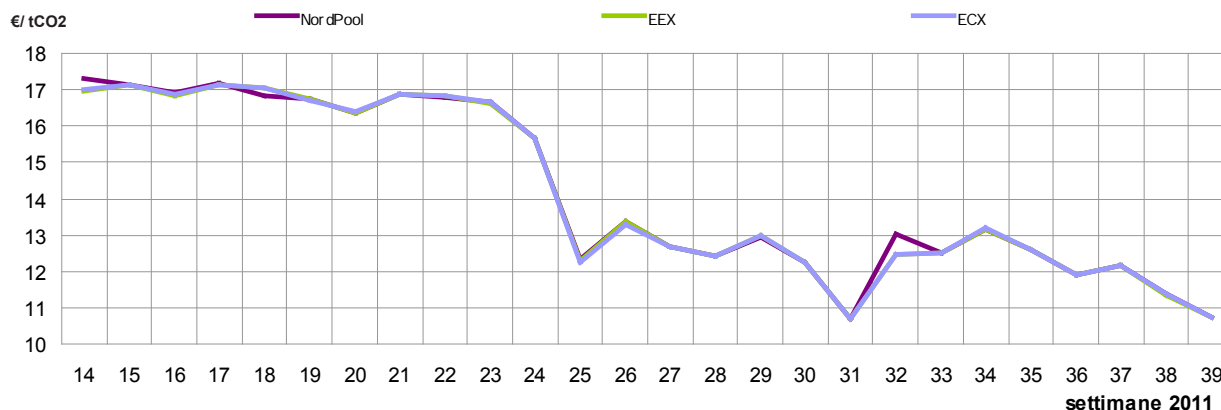
Anche nel mercato a termine delle Unità di emissione si riflettono, nel mese di settembre, gli umori della crisi economica in atto e dell'inizio, per alcuni paesi dell'Unione Europea, di una fase di recessione a cui si tenta in ogni modo di fare fronte. In particolare, i prezzi del contratto di riferimento, con

consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX), hanno oscillato fra i 12,61 €/ton e i 10,50 €/ton.

Il grafico sottostante rappresenta l'andamento medio settimanale delle EUAs con scadenza 2011-2012 sui tre maggiori mercati europei.

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



C'ERANO UNA VOLTA FALCHI E COLOMBE

Lisa Orlandi

(continua dalla prima)

riduzione dei margini di esportazione. Anche scontando la stagnazione o il declino, in parte strutturale, della domanda dei paesi industrializzati è molto probabile che l'evidente spaccatura tra i due mondi petroliferi OCSE e non-OCSE impedisca una duratura inversione di questa tendenza.

La seconda: la difficoltà di rendere l'offerta adeguata alla domanda, sia quantitativamente che qualitativamente, sviluppando gli investimenti necessari a garantire un duraturo equilibrio dei mercati. Il declino dei giacimenti nelle aree non-OPEC, il difficile accesso alle riserve esistenti, le nuove ed impervie aree di frontiera in cui concentrare le perforazioni e la predominanza di petrolio di bassa qualità sono i principali elementi che spiegano l'inadeguatezza dell'offerta alla domanda, destinata ad accentuarsi in futuro. Anche in molti paesi OPEC, i principali giacimenti petroliferi hanno già messo in produzione oltre la metà delle loro riserve, soglia oltre la quale di norma inizia il declino. Anche se il petrolio pesante abbonda, dei circa 3000

miliardi di barili di petrolio esistenti solo 400 miliardi⁴ (13%) sono recuperabili utilizzando le tecnologie esistenti. Questo significa che il petrolio di nuova estrazione richiederà tecnologie sofisticate e costose, non prive di impatto sui prezzi. Lo stesso dicasi per le perforazioni offshore o per l'estrazione di petrolio non-convenzionale che rappresenteranno in misura crescente la futura offerta petrolifera e che richiedono ingenti investimenti, giustificabili solo da elevati prezzi del greggio. Un altro pattern che coinvolge quasi tutti i principali produttori di petrolio e che incide al rialzo sui costi di estrazione è il fatto di dover fare sempre più affidamento su piccoli giacimenti con conseguente maggior numero di perforazioni

necessarie per mantenere stabili le forniture. Negli ultimi tre anni i giacimenti messi in produzione hanno fruttato riserve per soli 20 mil. bbl, mentre negli anni '60 e '70 - l'era dei super-giant - i pozzi di nuova perforazione erano in grado

di aggiungere all'esistente 520 mil. bbl. Ne deriva la crescente difficoltà a mantenere un livello di spare capacity tale da consentire flessibilità al mercato e sopperire ad imprevisti ammanchi di offerta, il che contribuisce a sostenere i prezzi.

Ma la tendenza più recente, la terza, e destinata a consolidarsi anche nei prossimi anni è il progressivo aumento del prezzo di equilibrio, o breakeven, del petrolio OPEC che inevitabilmente si riflette sull'andamento delle quotazioni internazionali. E' il prezzo necessario per mantenere la stabilità interna dei paesi dell'Organizzazione sul piano macroeconomico, quella soglia in corrispondenza della quale i profitti generati dalla vendita di petrolio coprono le spese dei governi. Una questione delicata, ancora poco discussa e sicuramente contraddittoria rispetto

a quello che è da sempre un elemento distintivo del Cartello: la storica divisione tra falchi e colombe. Dove è la contraddizione? Retrocedendo di qualche mese, nel vertice OPEC dello scorso 8 giugno, definito dal Ministro del Petrolio saudita il peggiore di cui si abbia memoria, il disaccordo tra i paesi membri è stato tale da non portare ad alcuna decisione collettiva sulla produzione; alla volontà di Riad di aumentare l'offerta, appoggiata da Qatar, Kuwait ed Emirati Arabi Uniti, si è contrapposto il diniego di altri 6 paesi, guidati dall'Iran, che ritengono il mercato ben fornito e considerano accettabile un prezzo nell'intorno dei 115 dollari al barile, quale la media mensile di giugno.



C'ERANO UNA VOLTA FALCHI E COLOMBE

Lisa Orlandi

(continua)

Le divisioni in seno all'OPEC non sono di certo una novità: storicamente motivate da disomogeneità demografiche e fiscali, diversità nella consistenza delle riserve, nei costi, nella struttura dell'industria degli idrocarburi e dal sistema delle quote che, di per sé, espone i paesi membri - Iraq escluso - al classico rischio del free-riding. Tuttavia, la storica spaccatura tra falchi e colombe emersa in questo mancato accordo non trova più corrispondenza nei prezzi di breakeven dichiarati dalle due fazioni che, al contrario, mostrano un progressivo avvicinamento.

Molto è cambiato rispetto ai primi anni 2000 quando la forchetta difesa dall'OPEC e ritenuta ottimale era compresa tra 22 e 28 doll./bbl. Tensioni interne, rivolte più o meno accese verificatesi in molti di questi paesi, con l'apice raggiunto nell'anno in corso, hanno richiesto un forte aumento della spesa pubblica per finanziare progetti infrastrutturali e aiuti alla popolazione. Si è così registrato un progressivo aumento del prezzo del greggio ritenuto di equilibrio, necessario a mantenere la stabilità di economie ancora fortemente dipendenti dalle entrate petrolifere.

Primo tra tutti il leader del Cartello, che ha recentemente dichiarato di necessitare per il 2011 di un livello minimo di 84⁵ dollari al barile al fine di non incorrere in un deficit di parte corrente a causa delle costose riforme sociali - 130 miliardi di dollari - da implementare nei prossimi anni e volte ad impedire le sommosse che hanno caratterizzato i paesi limitrofi. Il prezzo di breakeven saudita è cresciuto costantemente nell'ultima decade, quadruplicando rispetto ai livelli del 2003 di poco superiori ai 20 doll./bbl e quasi raddoppiando rispetto ai 49 dollari del 2008: difficilmente questa tendenza si invertirà in futuro. Anzi, le pressioni demografiche che caratterizzano Riad inducono a ritenere possibile un prezzo di equilibrio intorno a quota 110 al 2015 per sostenere l'ingente spesa pubblica pianificata.

Anche in altri paesi produttori, sinora ritenuti colombe nell'universo OPEC, i prezzi di equilibrio hanno preso ad aumentare. Solo rispetto a tre anni fa, il Qatar - uno degli

stati con il più alto PIL pro-capite al mondo - ha visto quasi duplicare il suo prezzo di breakeven da 24 a 45 dollari⁶ a causa dell'innalzamento della spesa pubblica per sostenere progetti infrastrutturali e per attuare riforme sociali, quali l'aumento del già alto livello delle pensioni e dei salari dei funzionari pubblici. Stesso discorso per il Kuwait il cui prezzo di equilibrio è salito dai 33 dollari del 2008 ai 75⁷ annunciati per il 2011, dietro la promessa di elargire generi alimentari gratuiti per un anno. Stime meno precise ma pur sempre significative per gli Emirati Arabi Uniti, che nello stesso arco temporale sono passati da un breakeven sui 23 dollari ad uno compreso nel range 60-80⁸.

La conclusione è che il gap tra falchi e colombe si è drasticamente ridotto e in taluni casi scomparso; con l'Iran che copre le spese con un prezzo tra gli 81,5 e i 95 dollari⁹, pur difendendo la soglia dei 100, il distacco dai desiderata di prezzo di Riad non esiste quasi più. Ora, se dal prezzo di breakeven possono desumersi le decisioni produttive dei diversi paesi, viene da chiedersi se la storica classificazione in due opposte fazioni dei membri OPEC abbia ancora un senso. Personalmente ritengo di no. Il fear premium subito dai consumatori diventa "fear spending" nell'ottica dei paesi produttori che realizzano riforme sociali al solo scopo di ottenere consenso politico ed evitare il temuto contagio da parte dei paesi già in rivolta. Il costo geologico, per quanto in aumento, non è mai stato così lontano dal costo geopolitico che questi paesi sono chiamati a sostenere per salvaguardare la loro stabilità interna.

In breve, quel che è ragionevole attendersi è il tendenziale aumento dei prezzi di breakeven OPEC, con relative conseguenze in termini di politica produttiva da parte dei paesi membri. Un prezzo inferiore ad 80 dollari potrebbe infatti indurre il cartello a tagliare la produzione, quel che solo nel 2003 faceva per prezzi inferiori a 22 dollari.

Forse alle colombe sono spuntati gli artigiani. Forse è davvero finito il petrolio a buon mercato.

¹ Si fa riferimento alle quotazioni del benchmark europeo Brent Dated.

² Fonte: OPEC, World Oil Outlook 2010. I dati sono riferiti all'anno 2007, ultimo disponibile.

³ Elaborazioni RIE su dati IHS-CERA

⁴ Stime US Geological Survey.

⁵ Fonte Bloomberg. Questi dati sono soggetti a numerose stime. Per l'Arabia Saudita le più accreditate indicano per il 2011 un breakeven tra 82 e 88 dollari al barile. Per il 2008, fonte Fondo Monetario Internazionale.

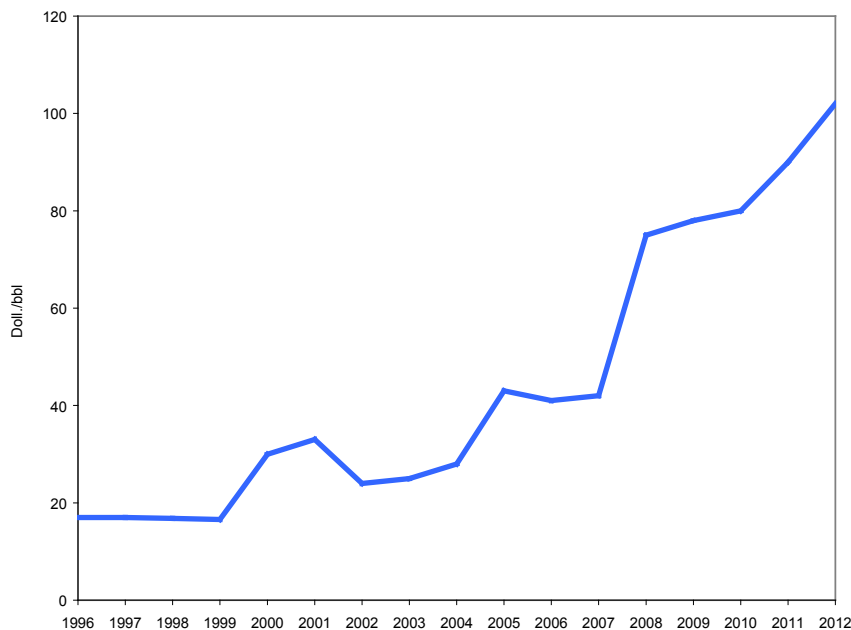
⁶ Per il 2008 fonte Fondo Monetario Internazionale; per il 2011 fonte Deutsche Bank.

⁷ Per il 2008 fonte Fondo Monetario Internazionale; per il 2011 fonte Crédit Agricole.

⁸ Per il 2008 fonte Fondo Monetario Internazionale; per il 2011 fonte Apicorp Research e fonti varie.

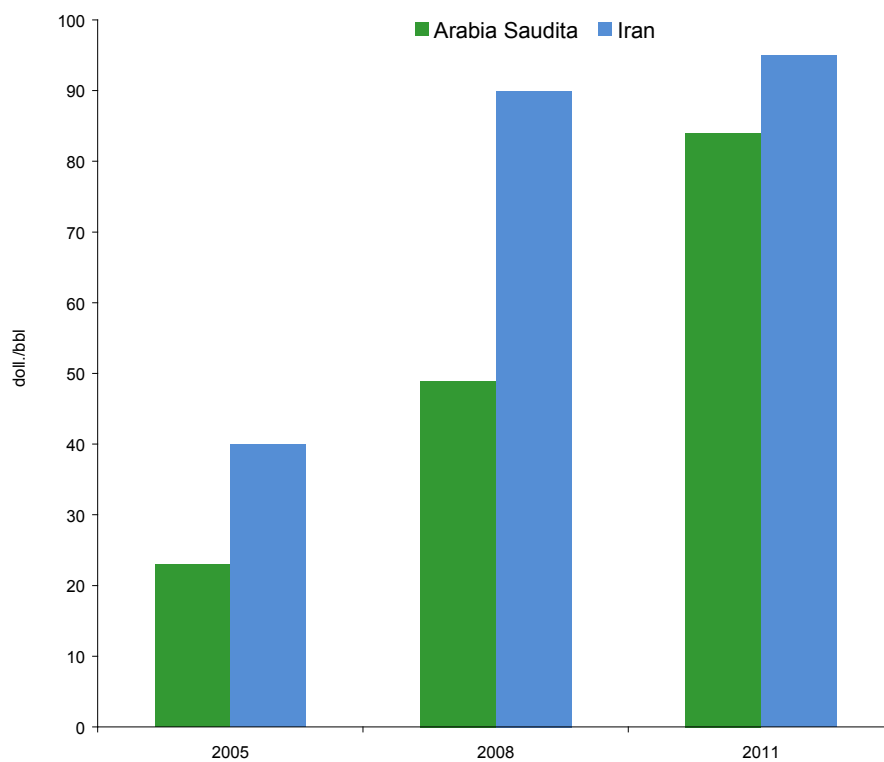
⁹ Fonte Reuters.

Andamento del prezzo di breakeven di Arabia Saudita, Emirati Arabi, Kuwait, Iran, Iraq



Fonte: elaborazioni RIE su dati Datastream, NATIXIS

Arabia Saudita Vs Iran: l'avvicinamento dei breakeven



Fonte: elaborazioni RIE su dati Bloomberg/Credit Swiss per il 2005, FMI per il 2008. Per il 2011: fonte Bloomberg per Arabia Saudita e Reuters per Iran (si considera il livello di 95 doll./bbl sostenuto anche da altre fonti)

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori dell'AEEG | "Trasmissione dati per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico 2012" | pubblicata il 25 agosto 2011 | Download http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110825_een.htm**

In attuazione di quanto disposto con deliberazione EEN 13 del 1 settembre 2009, con il comunicato in oggetto l'Autorità ha reso noto le tempistiche per la trasmissione dei dati di cui all'articolo 3, comma 1, della deliberazione n. 344/07 richiesti ai fini della determinazione degli obiettivi di risparmio energetico posti in capo ai distributori soggetti agli obblighi di cui ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 e 21 dicembre 2007.

Il Regolatore ha precisato che entro la data del 30 settembre 2011, i distributori obbligati sono tenuti a trasmettere i suddetti dati, utilizzando esclusivamente il sistema informatico di comunicazione on-line introdotto dall'AEEG con deliberazione GOP 35/08 del 23 giugno 2008.

La trasmissione di tali dati dovrà avvenire a cura del legale rappresentante della società di distribuzione soggetta agli obblighi, attraverso la compilazione della maschera di raccolta dati "Comunicazione dei dati per la determinazione degli obiettivi di risparmio energetico - settore elettrico / gas - anno di riferimento 2010". L'obbligo di trasmissione dei dati di cui alla citata deliberazione n. 344/07, sarà considerato assolto unicamente mediante l'"invio definitivo" per via telematica. L'Autorità ha osservato che l'invio definitivo inibisce la possibilità di effettuare successive modifiche ai dati inviati, la cui ricezione sarà confermata dal sistema informatico con un messaggio di posta elettronica al medesimo legale rappresentante della società.

■ **Delibera ARG/elt 117/11 | "Approvazione delle modifiche apportate da Terna ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 19 maggio 2011, ARG/elt 59/11, ai contratti con i soggetti che si avvalgono delle misure di cui al comma 6 dell'articolo 32 della legge 23 luglio 2009 n. 99/09 e con i soggetti individuati per dare esecuzione alle misure medesime" | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/117-11arg.htm>**

Con riferimento al servizio di interconnessione virtuale - istituito ai sensi dell'Art. 32, comma 6, della legge 23 luglio 2009, n.99, recante "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia" - con il provvedimento de quo l'AEEG ha approvato le modifiche apportate da Terna al contratto Terna-finanziatori e al contratto Terna-shipper, in attuazione delle disposizioni contenute nella precedente

Deliberazione AEEG ARG/elt 59/11 del 19 maggio 2011.

In argomento giova richiamare brevemente che la gestione del servizio di importazione virtuale prevede - a fronte di esplicita richiesta presentata da parte dei soggetti finanziatori delle infrastrutture fisiche e nelle more dell'effettiva entrata in esercizio delle stesse - che Terna l'individui uno o più soggetti (Shipper) che si impegnino, a fronte di un corrispettivo mensile, a trasferire e rendere costantemente disponibile sul mercato italiano (segnatamente sulla piattaforma PCE) a favore dei soggetti finanziatori, la corrispondente quantità di energia da quest'ultimi ceduta ai medesimi Shipper sui differenti mercati esteri, in esecuzione dei loro contratti di approvvigionamento transfrontaliero.

Con la citata Deliberazione ARG/elt 59/11, l'AEEG ha disposto che Terna procedesse ad inviare, per la relativa approvazione, una proposta di modifica dei contratti Terna-finanziatori e dei contratti Terna-shipper che consentisse, senza aumentare il rischio sopportato dal Gestore di rete nei casi di mancato inadempimento della controparte, di ridurre l'entità degli ingenti costi lamentati dagli operatori in relazione alla:

- garanzia prevista nel contratto Terna-finanziatori a copertura del pagamento dei corrispettivi per l'interconnessione virtuale, di cui all'articolo 6 della deliberazione ARG/elt 179/09, e del controvalore dell'energia elettrica che il soggetto finanziatore è tenuto a consegnare nel mercato estero agli shipper;
- garanzia prevista dalla deliberazione ARG/elt 65/10 a copertura della mancata disponibilità delle risorse incrementalì di riduzione istantanea del prelievo.

Nel valutare positivamente le modifiche apportate da Terna, le quali rispondono alle finalità di cui alla citata deliberazione ARG/elt 59/11, con il provvedimento in oggetto l'Autorità ha approvato le versioni degli schemi contrattuali in commento inoltrate dal Gestore di rete in data 1 agosto 2011, deliberando in ogni caso che negli stessi sia precisato che:

- nel contratto Terna-finanziatori, in caso di mancata riconsegna in Italia al soggetto finanziatore dell'energia dallo stesso consegnata all'estero, Terna riconosca al soggetto finanziatore il controvalore di mercato solo per l'energia elettrica corrispondente alle quantità consegnate all'estero, non riconsegnate in Italia e strettamente necessarie ad assolvere ai corrispondenti impegni contrattuali fino al momento in cui Terna stessa non dia indicazione che il soggetto finanziatore non è più tenuto a consegnare l'energia elettrica;

- nel contratto Terna-shipper, in caso di mancata consegna all'estero allo shipper dell'energia da questo riconsegnata in Italia, Terna riconosca allo shipper il controvalore di mercato solo per l'energia elettrica corrispondente alle quantità riconsegnate in Italia, non consegnate all'estero e strettamente necessarie ad assolvere ai corrispondenti impegni contrattuali fino al momento in cui Terna stessa non dia indicazione che lo shipper non è più tenuto a riconsegnare l'energia elettrica.

Novità normative di settore (continua)

In ordine a queste ultime previsioni integrative, l'AEEG ha deliberato che le stesse si applicheranno ai contratti Terna-finanziatore, ed ai corrispondenti contratti Terna-shipper, per il restante periodo dell'anno corrente (2011) solo nei casi in cui, sia i soggetti finanziatori interessati che gli shipper ad essi abbinati, ne facciano congiuntamente esplicita richiesta al Gestore di rete.

■ **Delibera ARG/elt 126/11** | “Approvazione dei premi di riserva, di cui alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 17 agosto 2009, ARG/elt 115/09, relativi alle procedure concorsuali di cessione della capacità produttiva virtuale, per il 2012, in Sardegna” | pubblicata il 21 settembre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/126-11arg.htm>

In applicazione delle disposizioni di cui all'Art. 30, comma 9, della legge n.99/09, con la deliberazione ARG/elt 115/09, l'Autorità ha adottato, nel rispetto degli indirizzi del MiSE ed al fine di elevare il livello di concorrenza del mercato elettrico nella regione Sardegna, misure regolatorie finalizzate ad ampliare l'offerta di energia nella medesima regione, mediante l'individuazione di un meccanismo di mercato che consenta l'acquisizione/cessione di capacità produttiva virtuale (nel seguito: Virtual Power Plant - VPP) sino alla completa realizzazione delle nuove infrastrutture energetiche di trasporto finalizzate ad una migliore integrazione con la rete elettrica nazionale.

In linea generale l'introduzione di un meccanismo di VPP è finalizzato alla promozione della concorrenza nei mercati all'ingrosso dell'energia elettrica, in quanto la sua applicazione determina, per le quantità oggetto dei contratti VPP, una riduzione dell'interesse ad esercitare, per gli operatori dominanti obbligati alla cessione della capacità produttiva, il proprio potere di mercato nei mercati elettrici a pronti e/o a termine (cifra NL GME n.20). L'obbligo di cessione dei VPP rende infatti parte dei

ricavi dell'operatore dominante non correlati ai prezzi orari che si realizzano sulla borsa elettrica, sterilizzando di conseguenza l'interesse - limitatamente alle quantità oggetto dei VPP - a presentare offerte di vendita sul mercato a pronti con una indicazione di prezzo superiore al proprio costo variabile di produzione.

Segnatamente con la richiamata delibera ARG/elt 115/09, l'Autorità ha previsto che:

i. Enel ed E.ON - in quanto principali produttori di energia nella zona Sardegna e con un significativo potere mercato nella medesima - sono tenuti a cedere capacità produttiva virtuale per i cinque (5) anni del periodo 2010-2014 per una potenza rispettivamente pari, in ciascun anno, a 225 e 150 MW.

ii. Enel ed E.ON possono però non assolvere tale obbligo di cessione con riferimento alla capacità produttiva, per la quale il premio offerto dai partecipanti alle procedure concorsuali di assegnazione dei VPP risulti inferiore al premio minimo di riserva applicabile ai medesimi (quest'ultimo soggetto ad approvazione dall'Autorità).

iii. Enel ed E.ON trasmettano all'AEEG, per la relativa approvazione entro il 10 settembre di ciascun anno del periodo di riferimento, una proposta di quantificazione dei premi di riserva relativi ai VPP annuali riferiti all'anno solare successivo.

Per quanto sopra premesso, sia Enel che E.ON, entrambi in data 9 settembre 2011, hanno trasmesso all'AEEG:

- lo schema di contratto di cessione dei VPP 2012;
- lo schema di regolamento dell'asta per l'assegnazione dei medesimi;

- le proposte dei premi di riserva relative ai VPP 2012.

Con il provvedimento in oggetto, l'Autorità, in riferimento alla definizione dei premi di riserva, ha approvato le relative proposte pervenute da Enel ed E.ON in data 9 settembre 2011, considerandole adeguate rispetto alle esigenze di procedere alle assegnazioni, ai soggetti interessati alla partecipazione alle aste, dei VPP 2012 per la zona Sardegna.

Agenda GME

■ 26 ottobre

Il contributo dell'efficienza energetica agli obiettivi europei dell'Italia

Milano, Italia

Organizzatore: AIEE, EGL

<http://www.aiee.it>

■ 28 ottobre

Opportunità e rischi: i prezzi elettrici del 2012 – prezzi spot e all'ingrosso per trader e consumatori finali nel 2012

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma ENERGIA

<http://www.nomismaenergia.it>

■ 23-24 novembre

E-MART ENERGY

LIONE, Francia

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

Gli appuntamenti

17-21 ottobre 2011

Corso di formazione ed aggiornamento professionale per energymanagers

Napoli, Italia

Organizzatore: ENEA, ANEA e FIRE

http://www.anea.eu/CFEM_Locandina.pdf

18 ottobre

Power.it 2011

Milano, Italia

Organizzatore: i4C

<http://www.i4c.it/eventi/power.it>

18 ottobre

Sviluppo delle energie alternative e crescita economica.

Presentazione studio di Francesco Forte e Carlo

Stagnaro

Roma, Italia

Organizzatore: REL (Fondazione riformismo&Libertà)

www.fondazionerel.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>

19 ottobre

Forum Efficienza Energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

19 ottobre

Quarto conto energia: regole e modalità di presentazione delle richieste

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

<http://www.isesitalia.it>

19-20 ottobre

Econometric Modelling for Energy Markets

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: EnergyForum

<http://www.energyforum.com>

20 ottobre

Tutela penale dell'Ambiente: i reati ambientali e la responsabilità amministrativa delle imprese

Milano, Italia

Organizzatore: Assolombarda

www.assolombarda.it

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

Gli appuntamenti (continua)

20-21 ottobre

Estec 2011 - The 5th European Solar Thermal Energy Conference

Marsiglia, Francia

Organizzatore: Voyages C. Mathez

<http://www.matheztravel.com>

20-21 ottobre

"Deploying Smart Grids for customers and a carbon-neutral Europe"

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

www.eurelectric.org

21 ottobre

MEF Day: energia e finanza

Milano, Italia

Organizzatore: MIP Politecnico di Milano, FT Business School

www.mip.polimi.it/mef

24 ottobre

ACER Workshop on Electricity Balancing Framework Guidelines

Ljubljana, Slovenia

Organizzatore: ACER - the Agency for the Cooperation of Energy Regulators

www.acer.europa.eu

24-25 ottobre

Gas Market Flexibility Instruments

Barcellona, Spagna

Organizzatore: energyforum

<http://www.energyforum.com>

24-25 ottobre

La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Verona, Italia

Organizzatore: FIRE

<http://www.fire-italia.it>

24-27 ottobre

Conoscere tutte le possibili soluzioni per la gestione delle morosità e recupero crediti per le forniture di energia elettrica e gas da privati - aziende - enti pubblici

Roma, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

25 ottobre 2011

La Valutazione degli impianti di distribuzione del gas: lo stato di consistenza, il valore residuo e il costo di ricostruzione a nuovo

Milano, Italia

Organizzatore: GIE

www.gruppoitaliaenergia.it

25-26 ottobre

A SAVE 2011 l'Award Ecohitech

Verona, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre

www.eiomfiere.it

25-27 ottobre

Modelli e strumenti previsionali della domanda e del prezzo di energia elettrica e gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

<http://www.iir-italy.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 ottobre

La Fiscalità delle Energie Rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

26 ottobre

Initial meeting on development of balancing network code

Brussels, Belgio

Organizzatore: ENTSO-G

<http://www.entsog.eu/index.html>

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

Gli appuntamenti (continua)

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/

27 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

27 ottobre

Efficienza Energetica. Tutela dell'ambiente, opportunità di crescita

L'Aquila, Italia

Organizzatore: Confindustria

<http://www.confindustria.it>

28 ottobre

Opportunità e rischi: i prezzi elettrici del 2012. Prezzi spot e all'ingrosso per trader e consumatori finali nel 2012

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

29 ottobre 2011 - 28 gennaio 2012

Tecnico in Progettazione, Realizzazione e Gestione di Impianti Fotovoltaici

Napoli, Italia

Organizzatore: ADL Group Srl

www.adiellegroup.com

2-3 novembre

Chi semina vento raccoglie energia pulita - Trading e Nuovi Meccanismi d'incentivazione dell'Energia Eolica

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org

3 novembre

Sustainability Leaders Forum - Working towards zero waste and zero carbon

Londra, Regno Unito

Organizzatore: edie.net; Sustainable Business

<http://www.sustainabilityleaders.net/>

3-4 novembre

Forum Telecontrollo delle Reti Acqua, Gas ed Elettriche

Torino, Italia

Organizzatore: AssoAutomazione - ANIE, Gruppo Italia

Energia

http://www.fastonline.it/ita/eventi_approf.asp?id=73

4-5 novembre

Chi semina vento raccoglie energia pulita - L'Eolico Offshore

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org

7 novembre

Le procedure di autorizzazione per gli impianti a fonti rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: FAST

<http://www.fast.mi.it/progr.pdf>

7-8 novembre

Second International Conference on Green and Sustainable Technology

Greensboro, Usa

Organizzatore: Eia NCAT

<http://greenconference.ncat.edu/index.html>

8 novembre

I maggiori mercati del gas in Europa: analisi per paese e principali players - Regole, prospettive e strategie degli operatori

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma ENERGIA

<http://www.nomismaenergia.it>

8-9 novembre

Renewable Energy Insurance & Risk Management

New York, Usa

Organizzatore: Greenpowerconferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/12fLEboT1EEPcf5kn8>

Gli appuntamenti (continua)

9-12 novembre

Ecomondo

Rimini, Italia

Organizzatore: Rimini Fiera

<http://www.ecomondo.com>

10 novembre

Renewables to the European Market!

Organizzatore: EURELECTRIC

Brussels, Belgio

<http://www2.eurelectric.org>

10-11 novembre

5th St.Gallen International Energy Forum (IEF)

St.Gallen, Svizzera

Organizzatore: Università St.Gallen

www.sg-ief.com

10-12 novembre

Clima Expo Roma 2011

Roma, Italia

Organizzatore: ROS e SENAF

http://www.senaf.it/_download/climaexporoma11.pdf

10-12 novembre

"Green City Energy ONtheSEA, Forum Internazionale sulle energie intelligenti e lo sviluppo sostenibile della città e del porto "

Genova, Italia

Organizzatore: ClickUtility

www.greencityenergy.it

14-15 novembre

Power Generation Valuation & Hedging

Barcelona, Spagna

Organizzatore: energyforum

<http://www.energyforum.com/events/courses/2011/power-generation-valuation/index.php>

14 novembre

Il Forum accise energia: criticità e prospettive per elettricità e gas

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET, Agenzia delle Dogane, Mip e Politecnico di Milano

<http://www.aiget.it/Eventi-4-357.html>

14 novembre

MiFID 2 ED EMIR: IMPATTI SUL BUSINESS DEL TRADING ENERGETICO

Milano, Italia

Organizzatore: London Stock Exchange Group

www.academy.londonstockexchange.com

15 novembre

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

16 novembre

VI Workshop Annuale Agici - I Costi del Non Fare

Roma, Italia

Organizzatore: AGICI

<http://www.costidelnonfare.it/index.php?sezione=Eventi>

16-19 novembre

EnerSolar+

Milano, Italia

Organizzatore: Artenergy Publishing

http://www.enersolar.biz/it_esp/index_esp.asp

17 novembre

100% Rinnovabili, adesso! L'eredità di Hermann Scheer e il futuro dell'energia in Europa

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

17 novembre

Le ispezioni delle Autorità indipendenti: organizzazione interna e strumenti a disposizione degli operatori della vendita

Milano, Italia

Organizzatore: GIE

www.gruppoitaliaenergia.it

18 novembre 2011

E.S.CO. e contratti di efficienza energetica per le aziende e gli enti pubblici

Milano, Italia

Organizzatore: Dario Flaccovio Editore

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

Pubblicazione mensile in formato elettronico
Iscrizione al Tribunale di Roma n. 456/07 del 28/09/07
Direttore Responsabile: Alessandro Talarico
Proprietario ed Editore: Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.
Largo Tartini, 3/4 - 00198 Roma
www.mercatoelettrico.org
relazioni.istituzionali@mercatoelettrico.org
Progetto a cura del GME, in collaborazione con
GMC — Giuseppe Marra Communications S.p.A. e Adnkronos Comunicazione S.p.A.
ref. - Ricerche per l'economia e la finanza S.r.l.
R.I.E. S.r.l. - Ricerche Industriali ed Energetiche

COPYRIGHT

Tutti i dati e le informazioni forniti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A (GME) (di seguito: Contenuto) sono di esclusiva proprietà del GME stesso ovvero da quest'ultimo detenuti in licenza e, in quanto tali, sono protetti dalle norme nazionali e dalle convenzioni internazionali in materia di proprietà intellettuale e/o industriale.

La riproduzione, modifica, pubblicazione, trasmissione in forma elettronica o con altri mezzi, copia, creazione di estratti, distribuzione, vendita, nonché la traduzione del Contenuto sono consentiti esclusivamente per uso personale, in nessun caso a fini commerciali, salvo consenso scritto da parte del GME. In ogni caso, l'utilizzo del Contenuto deve essere effettuato menzionando la fonte "Gestore dei Mercati Energetici S.p.A."

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento cd 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.