

PRIMO PIANO

L'EFFICIENZA ENERGETICA: CENERENTOLA O PRINCIPESSA?

Di Clara Poletti, IEFE

■ L'efficienza energetica può essere vista, ad un tempo, come la "Principessa" e la "Cenerentola" della politica per l'energia e per il clima dell'Unione Europea. "Principessa" in quanto strumento privilegiato per il raggiungimento degli obiettivi di sviluppo di un'economia europea ambientalmente sostenibile e a basso contenuto di carbonio. "Cenerentola" in quanto unico tra gli obiettivi del cosiddetto pacchetto 20/20/20 a non avere carattere vincolante.

La centralità, rispetto al complesso degli obiettivi della strategia energetica dell'Unione Europea, delle misure per l'efficienza energetica è stata appena riconfermata dal Consiglio Europeo del 28 febbraio. Nel definire le priorità a breve, medio e lungo termine della strategia energetica dell'Unione per il periodo 2011-2020, il Consiglio ha infatti identificato l'efficienza energetica quale obiettivo prioritario, e ha richiesto alla Commissione Europea la tempestiva presentazione di un nuovo piano di efficienza energetica (PEE 2011) "completo e ambizioso". Pochi giorni dopo, lo scorso 8 marzo, la Commissione Euro-

pea ha, in effetti, approvato una Comunicazione indirizzata al Parlamento e al Consiglio Europeo con il Piano Efficienza Energetica 2011.

Il documento approvato dalla Commissione Europea è supportato da analisi molto dettagliate sullo stato di attuazione delle numerosissime norme che regolano aspetti specifici dell'efficienza energetica nell'Unione Europea e delle prospettive di evoluzione dei consumi energetici al 2020. Come è noto, l'UE si è data un obiettivo di riduzione dei propri consumi primari di energia al 2020 del 20% rispetto a quanto sarebbe stato in assenza di politiche per l'efficienza (cosiddetto scenario Business as Usual - BAU). Tuttavia, secondo le analisi effettuate dalla Commissione Europea utilizzando il modello "PRIMES 2009", sulla base delle politiche attive a fine 2009 l'Unione Europea potrà raggiungere

una riduzione pari a circa il 10%: la metà di quanto auspicato. La Commissione sottolinea, dunque, la necessità di un salto nelle politiche per l'efficienza energetica, con un raddoppio degli sforzi. Il nuovo Piano UE sull'efficienza energetica,



► continua a pagina 24

IN QUESTO NUMERO

■ **REPORT/MARZO 2011**

Mercato elettrico Italia
pag 2
Mercato gas Italia
pag 11
Mercati energetici europa
pag 15
Mercati per l'ambiente
pag 19

■ **FOCUS**

L'efficienza energetica: Cenerentola o Principessa?
di Di Clara Poletti, IEFE
pagina 24

■ **APPROFONDIMENTI**

Crisi internazionali e scenari 2011: ripresa (ancora) rinviata?
Fedele De Novellis, Pia Saraceno - REF
pagina 25

■ **NOVITA' NORMATIVE**

pagina 30

■ **APPUNTAMENTI**

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A marzo trovano conferma le tendenze emerse in questo avvio del 2011, con l'offerta di energia elettrica nel Sistema Italia molto alta, di poco inferiore al massimo storico di febbraio, ma con gli scambi di energia elettrica ancora in flessione su base annua, la terza del nuovo anno. Segno negativo per gli acquisti nazionali (-3,0%), per le vendite delle unità di produzione (-1,9%) e, diversamente dai due mesi

precedenti, anche per le importazioni di energia (-3,9%). Si consolida parimenti la forte crescita tendenziale degli scambi di energia over the counter (+21,6%) e la riduzione della liquidità del mercato, che si è attestata a 55,9%. Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), in lenta ma costante crescita nel primo trimestre 2011, si è portato a 68,18 €/MWh, con un aumento di 5,36 €/MWh (+8,5%) rispetto a marzo 2010.

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), in aumento di 1,90 €/MWh (+2,9%) su febbraio e di 5,36 €/MWh (+8,5%) su marzo 2010, si è portato a 68,18 €/MWh. L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo su base annua di 6,60 €/MWh nelle ore di picco e di 5,10 €/MWh nelle ore fuori picco, con i prezzi saliti rispettivamente a 79,95 €/MWh (+9,0%) e 61,70 €/MWh (+9,0%) (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload si è attestato anche questo mese a 1,17. I prezzi di vendita hanno

segnato aumenti tendenziali in tutte le zone, in evidenza il Sud con +24,3%; in controtendenza la Sicilia con il prezzo in flessione del 2,7%. Nonostante tali dinamiche, l'isola si conferma la zona dal prezzo più elevato, pari a 76,12 €/MWh, così come il Sud, con 64,60 €/MWh, quella dal prezzo più basso; il delta prezzo medio mensile è risultato il più basso degli ultimi tre anni. Prezzi di vendita compresi tra 66 e 68 €/MWh nelle altre zone (Grafico 2).

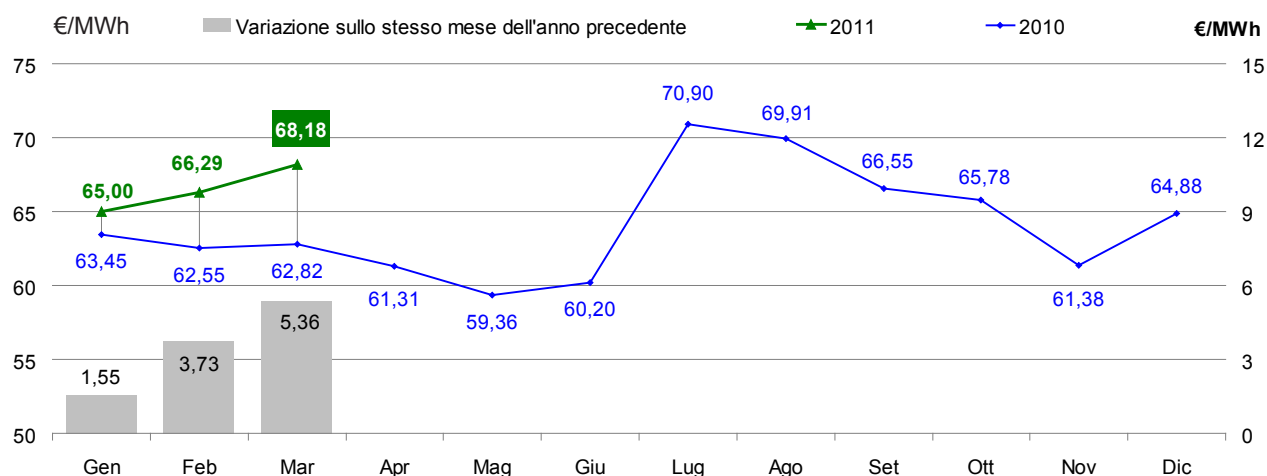
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	68,18	62,82	5,36	8,5%	20.321	-15,4%	36.371	-2,3%	55,9%	64,6%
<i>Picco</i>	79,95	73,35	6,60	9,0%	24.380	-13,1%	44.174	-1,5%	55,2%	62,6%
<i>Fuori picco</i>	61,70	56,61	5,10	9,0%	18.083	-16,5%	32.070	-2,0%	56,4%	66,2%
<i>Minimo orario</i>	36,18	18,07			11.594		23.656		45,9%	59,6%
<i>Massimo orario</i>	142,96	118,57			28.646		48.513		67,5%	73,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

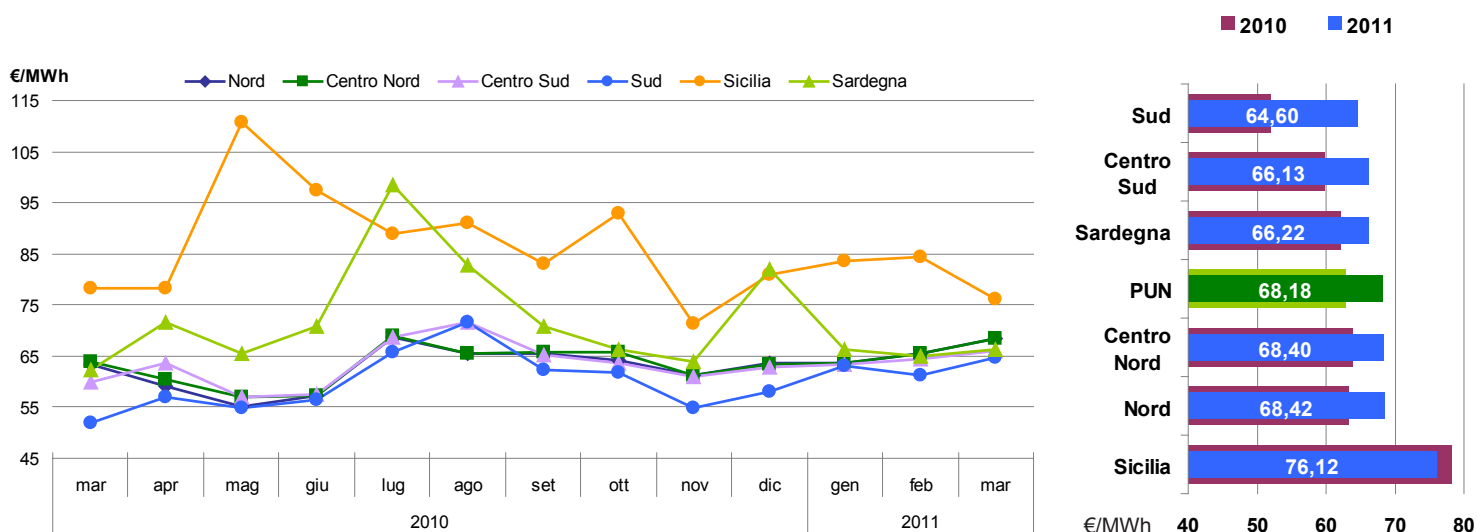
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 27,0 milioni di MWh, hanno registrato un calo su base annua del 2,3%, il terzo consecutivo. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,1 milioni di MWh, si è ridotta del 15,4% rispetto a marzo dello scorso anno; per contro gli scambi di ener-

gia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 11,9 milioni di MWh, sono cresciuti del 21,6%, in media oraria valore inferiore solo al massimo storico registrato a febbraio (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 8,7 punti percentuali su base annua attestandosi al 55,9% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.098.293	-15,4%	55,9%
Operatori	8.552.016	-22,0%	31,6%
GSE	3.543.823	-3,6%	13,1%
Zone estere	3.002.279	-6,6%	11,1%
Saldo programmi PCE	175	-96,8%	0,0%
PCE (incluso MTE)	11.925.171	+21,6%	44,1%
Zone estere	1.652.834	+1,4%	6,1%
Zone nazionali	10.272.512	+25,6%	38,0%
Saldo programmi PCE	-175	-	-
VOLUMI VENDUTI	27.023.464	-2,3%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.933.385	+22,9%	
OFFERTA TOTALE	45.956.849	+6,7%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

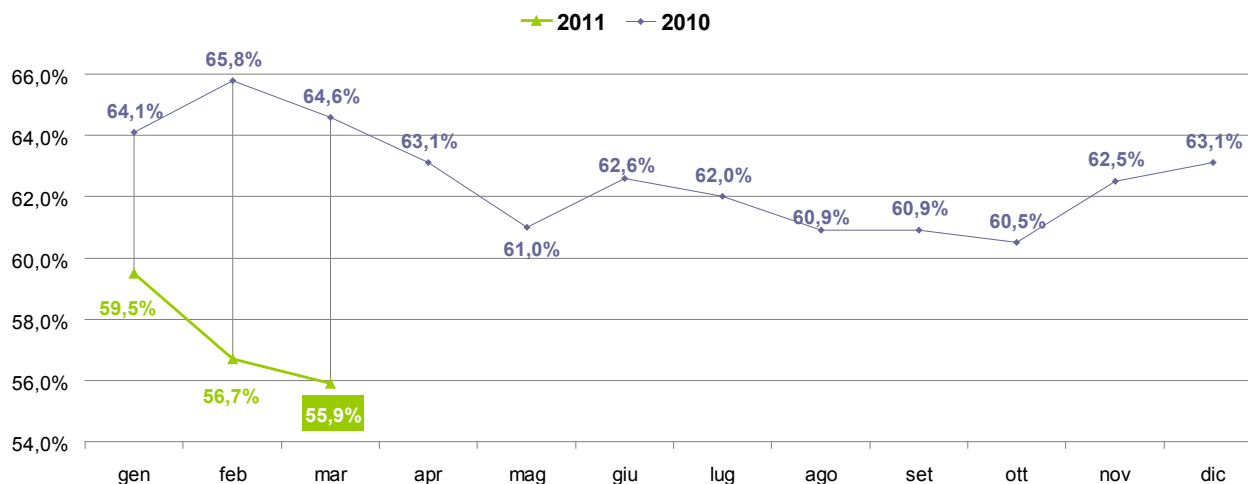
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.098.293	-15,4%	55,9%
Acquirente Unico	4.481.646	-5,1%	16,6%
Altri operatori	8.738.179	-25,3%	32,3%
Pompaggi	68.317	-79,9%	0,3%
Zone estere	463.044	+54,2%	1,7%
Saldo programmi PCE	1.347.108	+69,9%	5,0%
PCE (incluso MTE)	11.925.171	+21,6%	44,1%
Zone estere	37.150	+69,1%	0,1%
Zone nazionali AU	3.187.451	-0,5%	11,8%
Zone nazionali altri operatori	10.047.678	+36,3%	37,2%
Saldo programmi PCE	-1.347.108	-	-
VOLUMI ACQUISTATI	27.023.464	-2,3%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.278.751	-12,7%	
DOMANDA TOTALE	29.302.215	-3,2%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,5 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 3,0%; il calo ha interessato tutte le zone continentali, con variazioni comprese tra -0,7% del Sud e -4,7% del Nord, in crescita invece gli acquisti nelle isole (in evidenza la Sardegna con +9,7%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a soli 500 mila MWh, hanno segnato un aumento del 55,2% (Tabella 4). Le

vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 22,4 milioni di MWh, si sono ridotte dell'1,9%; in calo le vendite nel Nord (-4,6%) e soprattutto nel Sud (-11,4%), in forte aumento, invece, nel Centro Sud (+15,6%) e ancora in Sardegna (+24,4%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,7 milioni di MWh, si sono ridotte su base annua del 3,9% (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	19.864.185	26.735	+12,4%	10.593.869	14.258	-4,6%	14.559.092	19.595	-4,7%
Centro Nord	3.801.432	5.116	+7,5%	1.998.272	2.689	-0,5%	2.918.599	3.928	-1,7%
Centro Sud	6.080.509	8.184	+5,1%	2.830.288	3.809	+15,6%	4.188.901	5.638	-3,5%
Sud	7.013.808	9.440	+5,9%	4.212.276	5.669	-11,4%	2.112.115	2.843	-0,7%
Sicilia	2.624.539	3.532	+3,3%	1.628.167	2.191	+1,5%	1.683.785	2.266	+2,2%
Sardegna	1.550.538	2.087	+5,8%	1.105.479	1.488	+24,4%	1.060.778	1.428	+9,7%
Totale nazionale	40.935.011	55.094	+8,8%	22.368.351	30.105	-1,9%	26.523.270	35.698	-3,0%
Estero	5.021.838	6.759	-7,9%	4.655.113	6.265	-3,9%	500.194	673	+55,2%
Sistema Italia	45.956.849	61.853	+6,7%	27.023.464	36.371	-2,3%	27.023.464	36.371	-2,3%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela il calo tendenziale delle vendite da impianti a ciclo combinato (-1,8%), termici tradizionali (-5,0%) ed idroelettrici (-13,2%), tra questi soprattutto quelli a pompaggio (-60,1%). In crescita, invece, le vendite da impianti a carbone (+13,6%) – trainate dagli impianti del Centro Sud (+115,5%) – da impianti geotermici (+5,1%) ed eolici (+20,2%). Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone è salita al 10,2% (+1,4 punti percentuali

rispetto ad un anno fa), quella da impianti eolici al 3,3% (+0,6 p.p.), mentre è scesa allo 0,9% quella da impianti a pompaggio (-1,4 p.p.), al 14,3% quella da altri impianti termici (-0,5 p.p.) ed al 12,5% quella da impianti idroelettrici ad apporto naturale (-0,4 p.p.); pressoché invariate le quote delle vendite da impianti a ciclo combinato (56,7%) e geotermici (2,0%) (Tabella 5).

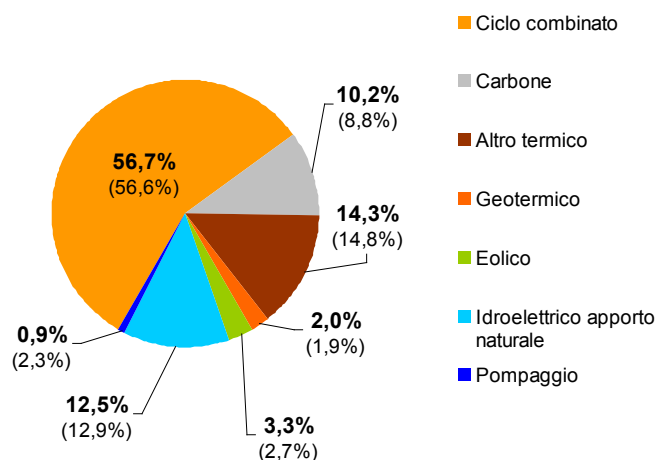
(continua)

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	11.797	-3,9%	2.201	-0,4%	3.079	+23,8%	4.841	-11,7%	1.877	+3,6%	1.265	+34,1%	25.059	-0,6%
Ciclo combinato	9.724	+0,8%	1.443	-0,2%	1.072	-25,6%	2.635	-14,2%	1.636	+11,9%	556	+72,3%	17.064	-1,8%
Carbone	626	-47,5%	0	-100,0%	1.714	+115,5%	64	-37,9%	-	-	670	+14,6%	3.074	+13,6%
Geotermico	0	-	614	+5,7%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	616	+5,1%
Altro termico	1.447	+0,4%	144	-6,2%	293	+16,4%	2.141	-6,9%	241	-31,0%	39	+8,8%	4.305	-5,0%
Idroelettrico	2.459	-8,0%	483	-1,2%	574	-14,6%	352	-42,0%	56	-45,7%	137	+1,6%	4.060	-13,2%
Apporto naturale	2.298	+5,4%	446	-5,8%	536	-6,8%	352	-42,0%	33	-12,7%	111	+20,8%	3.776	-4,8%
Pompaggio	160	-67,4%	37	+135,0%	38	-60,9%	-	-	23	-64,8%	26	-39,1%	285	-60,1%
Eolico	3	+21,3%	5	-95,7%	157	+14,1%	476	+52,0%	259	+6,0%	85	-27,3%	986	+20,2%
Totale Impianti	14.258	-4,6%	2.689	-0,5%	3.809	+15,6%	5.669	-11,4%	2.191	+1,5%	1.488	+24,4%	30.105	-1,9%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragiornaliero (MI), a marzo, il prezzo d'acquisto è variato tra i 67,23 €/MWh di MI1 e 68,27 €/MWh di MI3. Il confronto con il prezzo di acquisto su MGP negli stessi periodi rilevanti (ore) evidenzia prezzi generalmente più bassi su

MI, in particolare nelle sessioni MI3 e MI4. Rispetto a marzo 2010, i prezzi di MI1 ed MI2, gli unici per cui è possibile il confronto, sono aumentati rispettivamente del 4,5% e dell'8,7% (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*		68,18	67,23 (-1,4%)	67,81 (-0,5%)	68,27 (-6,8%)	68,19 (-9,4%)
Prezzi di vendita	Nord	68,42	64,94 (-5,1%)	68,54 (+0,2%)	69,07 (-5,2%)	68,96 (-7,4%)
	Centro Nord	68,40	64,93 (-5,1%)	68,54 (+0,2%)	69,07 (-5,2%)	68,96 (-7,4%)
	Centro Sud	66,13	63,86 (-3,4%)	63,08 (-4,6%)	68,01 (-4,2%)	68,50 (-6,5%)
	Sud	64,60	63,06 (-2,4%)	62,18 (-3,8%)	65,80 (-5,6%)	67,59 (-6,5%)
	Sicilia	76,12	61,81 (-18,8%)	57,65 (-24,3%)	55,64 (-36,7%)	62,94 (-32,1%)
	Sardegna	66,22	64,46 (-2,7%)	64,10 (-3,2%)	69,76 (-1,8%)	71,01 (-3,1%)

* 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

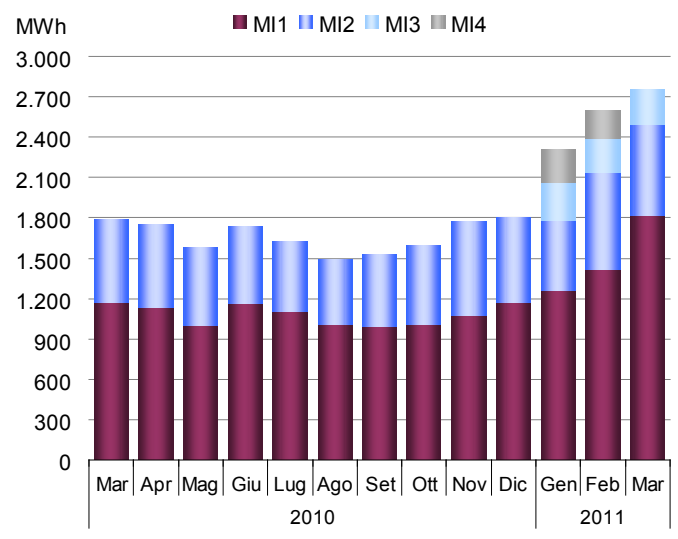
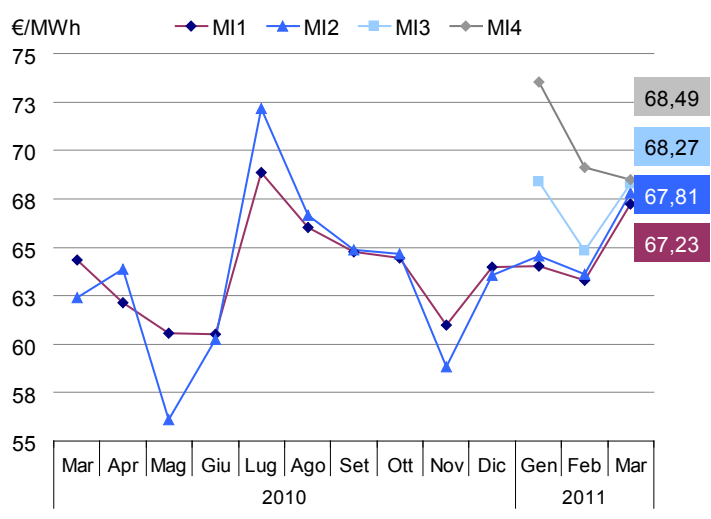
(continua)

I volumi scambiati su MI1 sono stati 1.344 mila MWh, in aumento del 55,5% rispetto a marzo 2010, mentre quelli scambiati su MI2, pari a 507 mila MWh, sono cresciuti del

9,1%. Sulle nuove sessioni di mercato MI3 ed MI4 sono stati scambiati rispettivamente 99 mila MWh e 60 mila MWh (Grafico 5).

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

Fonte: GME



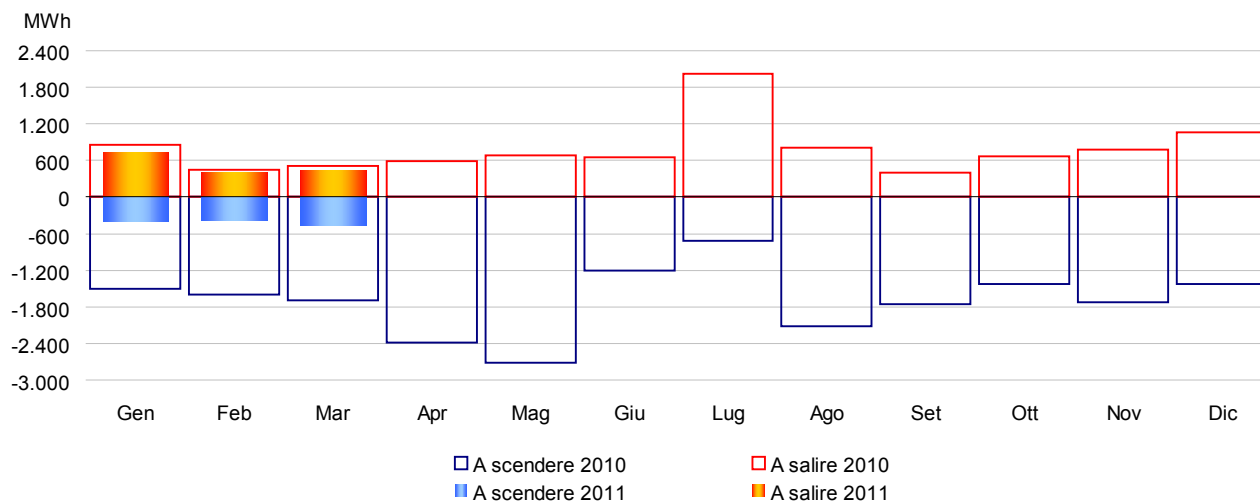
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, a marzo, Terna ha acquistato 330 mila MWh, con una flessione del 12,7% su base annua. Sul mercato a scendere, molto

contenute le vendite di Terna, pari a 342 mila MWh, ancora in flessione tendenziale del 72,9% (Grafico 6).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a marzo sono stati negoziati 123 contratti (18 baseload e 105 peakload), pari a 62 mila MWh; *Aprile 2011 peakload* è stato il prodotto più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 3.973 MW, per un totale di 4,1 milioni di

MWh. Tutti i prodotti in contrattazione hanno evidenziato un prezzo di controllo in aumento rispetto a febbraio (Tabella 7). Il prodotto *Aprile 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 571 MW sul baseload e di 385 MW sul peakload, per complessivi 508 mila MWh.

Tabella 7: MTE, prodotti negoziabili a marzo

Fonte: GME

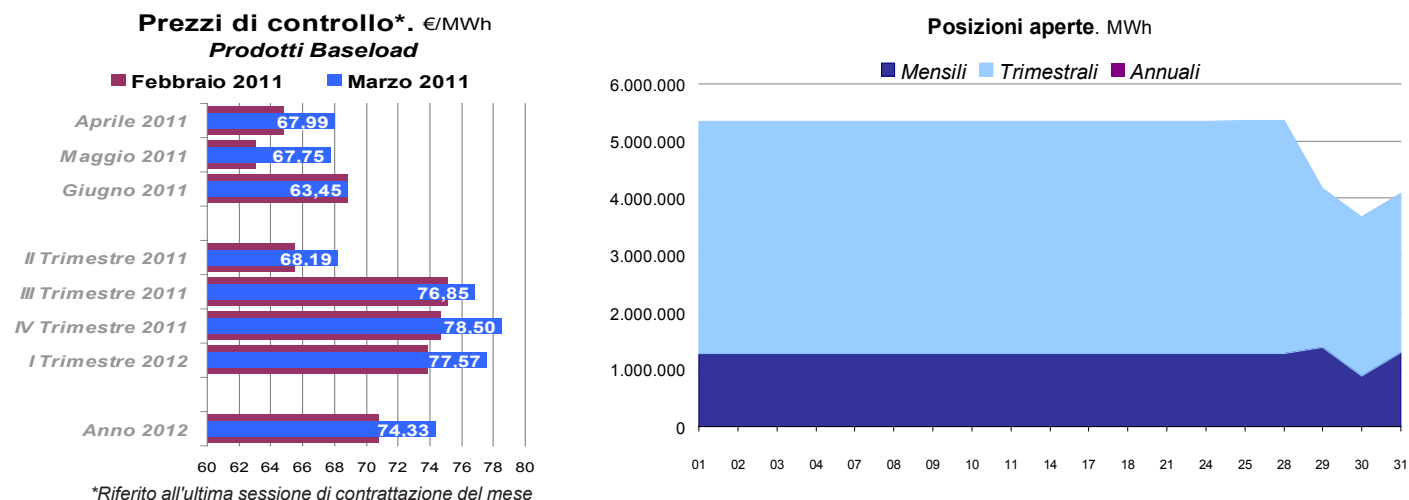
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2011</i>	67,99	5,0%	-	-	-	-	-	-
<i>Maggio 2011</i>	67,75	7,5%	1	5	-	5	506	376.464
<i>Giugno 2011</i>	68,83	0,0%	-	-	-	-	501	360.720
<i>Luglio 2011</i>	76,85	-	-	-	-	-	461	342.984
<i>II Trimestre 2011</i>	68,19	4,1%	-	-	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2011</i>	76,85	2,3%	1	3	-	3	474	1.046.592
<i>IV Trimestre 2011</i>	78,50	5,1%	2	10	-	10	571	1.261.339
<i>I Trimestre 2012</i>	77,57	5,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2012</i>	69,00	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	74,33	5,0%	-	-	-	-	-	-
Totale			4	18	-	18	2.513	3.388.099

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
<i>Aprile 2011</i>	75,75	2,9%	10	100	-	100	-	-
<i>Maggio 2011</i>	76,73	5,0%	-	-	-	-	285	75.240
<i>Giugno 2011</i>	78,49	5,1%	-	-	-	-	285	75.240
<i>Luglio 2011</i>	89,15	-	-	-	-	-	280	70.560
<i>II Trimestre 2011</i>	76,96	4,3%	-	-	-	-	-	-
<i>III Trimestre 2011</i>	88,20	7,6%	-	-	-	-	280	221.760
<i>IV Trimestre 2011</i>	90,10	10,4%	1	5	-	5	330	257.400
<i>I Trimestre 2012</i>	89,98	5,0%	-	-	-	-	-	-
<i>II Trimestre 2012</i>	80,04	-	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	86,22	5,0%	-	-	-	-	-	-
Totale			11	105	-	105	1.460	700.200

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

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

Fonte: GME



PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a marzo 2011, sono state pari a 24,7 milioni di MWh, in aumento del 29,2% rispetto allo stesso mese del 2010, trascinate dalla decisa crescita dei contratti non standard (+39,6%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti

energia di 15,9 milioni di MWh (+28,4%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 11,9 milioni di MWh (+21,6%), che nei conti in prelievo, pari a 13,3 milioni di MWh (+25,2%) (Tabella 8).

Il Turnover, in calo rispetto al mese precedente, si è portato a quota 1,86, ancora in aumento su base annua (Grafico 8).

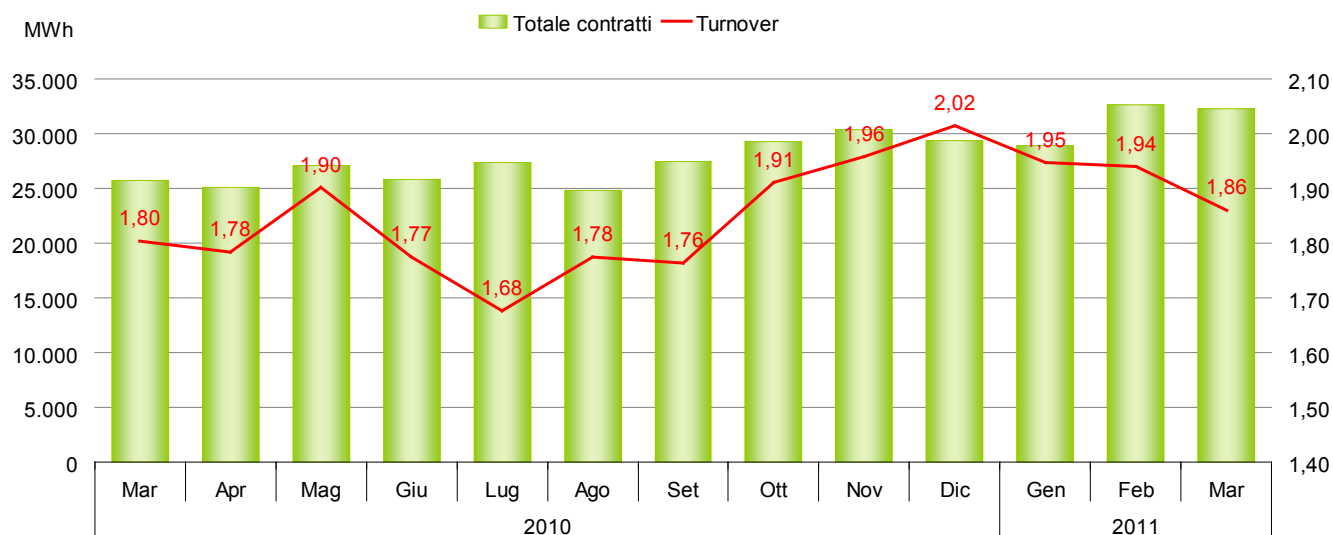
Tabella 8: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a marzo e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
<i>Baseload</i>	6.580.487	+6,7%	26,6%	Richiesti	12.226.268	+23,7%	100,0%	13.272.279	+25,0%	100,0%
<i>Off Peak</i>	622.952	- 4,1%	2,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.112.012	+82,8%	25,5%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.331.935	+9,4%	5,4%	Registrati	11.925.346	+21,6%	97,5%	13.272.279	+25,2%	100,0%
<i>Week-end</i>	4.800,00	-	0,0%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.818.352	+70,3%	23,1%	-	-	-
Totale Standard	8.540.174	+6,3%	34,6%	Rifiutati	300.923	+300,3%	2,5%	-	-	-
Totale Non standard	15.435.999	+39,6%	62,5%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	293.660	+517,4%	2,4%	-	-	-
PCE bilaterali	23.976.173	25,6%	97,1%	Saldo programmi	175	- 96,8%		1.347.108	+69,9%	
MTE	718.493	+2949,0%	2,9%							
TOTALE PCE	24.694.666	+29,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.947.871	+28,4%	64,6%							

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

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

A marzo il differenziale di prezzo tra la zona Nord e la borsa BSP si è attestato a 12,85 €/MWh, risultando in linea rispetto a quello del mese precedente (-0,62 €/MWh). Tale andamento, tuttavia, riflette variazioni sensibili nei gruppi di ore, che si compensano tra loro. In particolare si registra l'aumento del differenziale di prezzo nelle ore di picco (+3,85 €/MWh), a fronte della sua riduzione nelle ore festive (-3,72 €/MWh) e fuori picco (-2,68 €/MWh). Quest'ultima diminuzione, con il delta prezzo sceso al valore minimo storico di 6,09 €/MWh, trova conferma anche nella crescita della percentuale di ore in cui vi è stata convergenza di prezzo tra le due borse, GME e BSP, salita in queste ore all'8% e complessivamente all'11%. In tale contesto il market coupling ha funzionato regolarmente, assegnando 113 MW medi orari di capacità transfrontaliera,

nel 98% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 2% in export. Si segnala che l'incremento di capacità assegnata (+26 MWh) è concentrato soprattutto nelle giornate di venerdì 25 e lunedì 28 marzo, quando il limite di transito BSP-SLOV ha toccato valori particolarmente alti, prossimi ai 400 MWh. Il meccanismo di allocazione della capacità esercitato dal market coupling si conferma più efficiente rispetto a quello dell'asta esplicita in quanto, a fronte di un differenziale di prezzo positivo, non ha generato casi di sottoutilizzo della capacità disponibile, contro lo 0,3% delle ore in cui questo è avvenuto con il meccanismo dell'asta esplicita. Infine, tra gli effetti del market coupling, si osserva l'ulteriore aumento dei volumi trattati dalla borsa BSP, saliti a 138 MWh medi orari (+20%).

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	68,42	+4,4%	55,57	+6,4%	12,85	13,47	89%	11%	0%	113
Picco	80,13	+4,5%	62,38	-0,6%	17,75	13,90	34%	2%	0%	47
Fuori Picco	58,28	+3,2%	52,19	+8,6%	6,09	8,77	27%	8%	0%	41
Festivo	66,47	+5,8%	51,37	+14,3%	15,10	18,82	28%	1%	0%	25

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

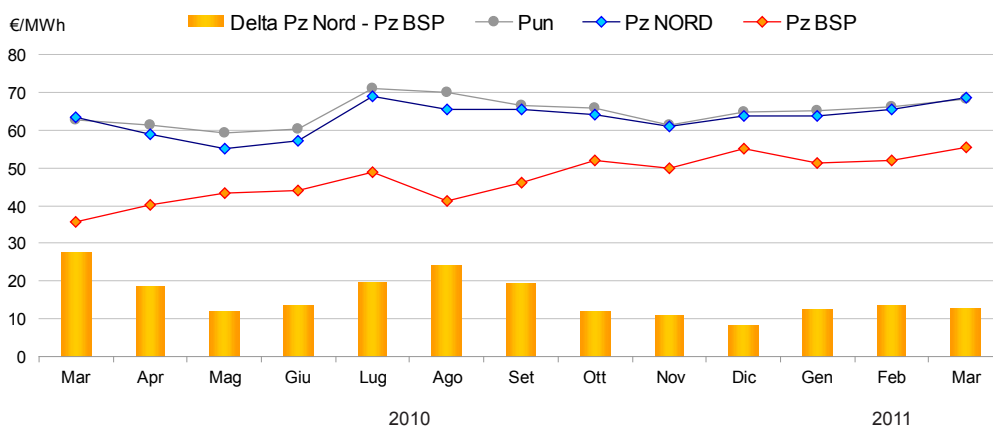
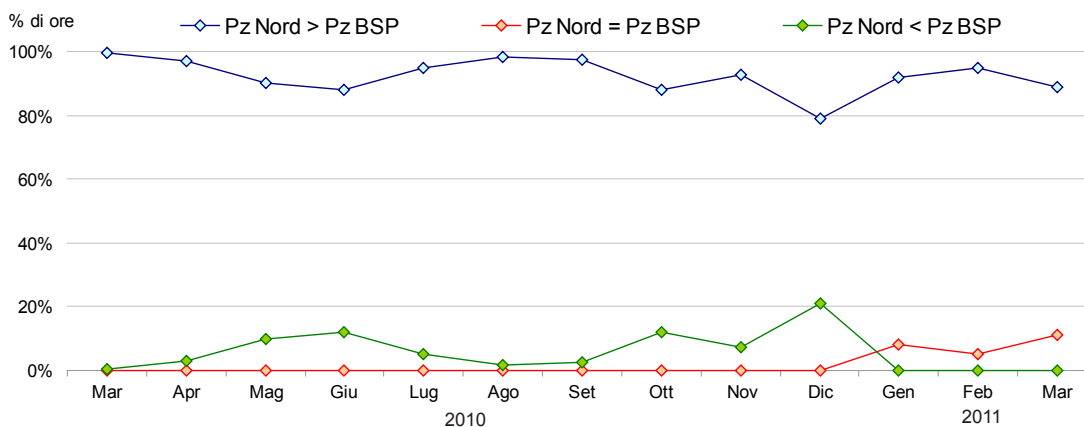


Grafico 2: Andamento del delta Pz Nord - Pz BSP

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	112	379	97,7%	100,0%	97,7%	99,7%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%
Export	1	0	2,3%	0,0%	2,3%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	113	379	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%

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

Fonte: GME

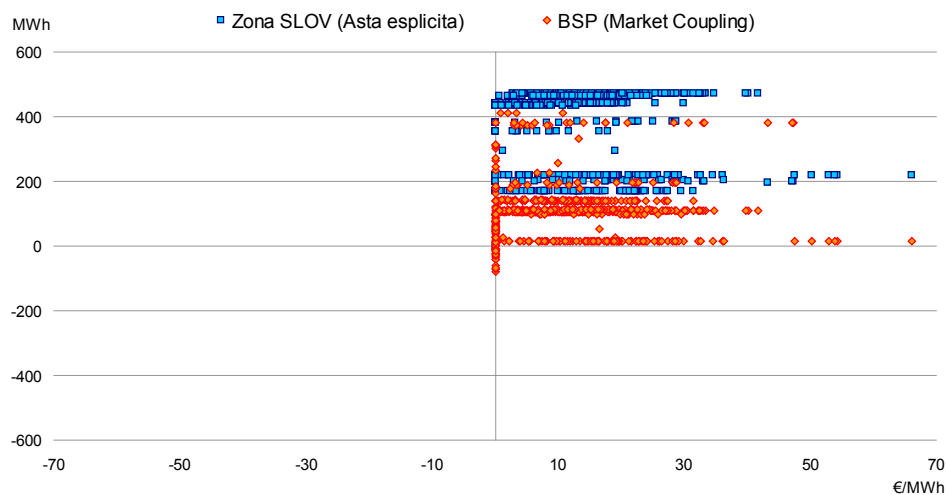
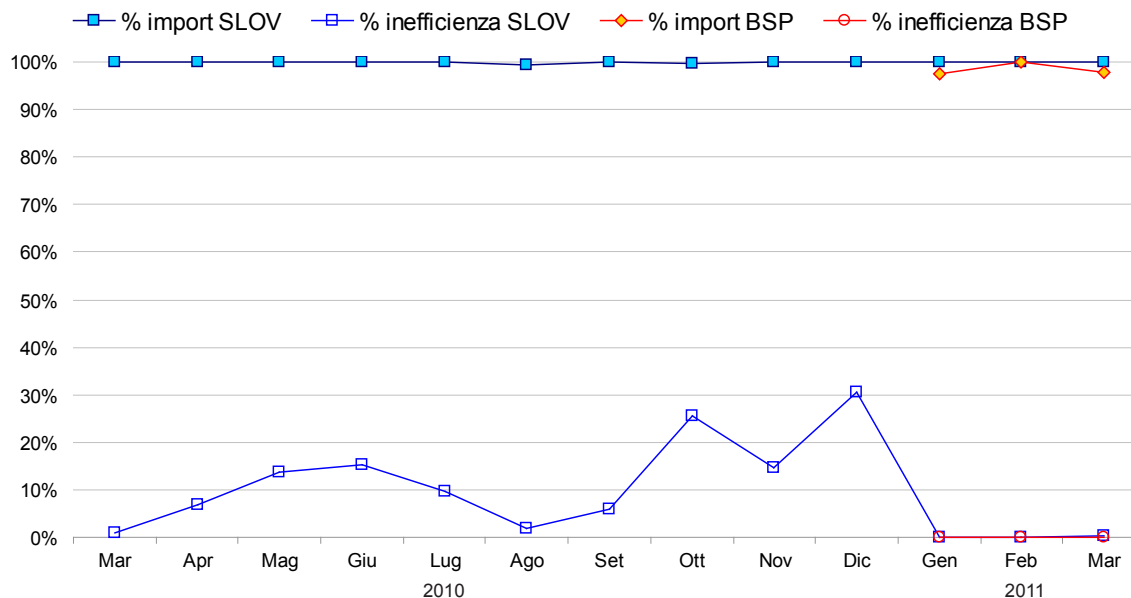


Gráfico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Nel corso del mese di marzo i consumi di gas si riportano sui livelli raggiunti lo scorso anno, riflettendo un ulteriore e più marcato incremento dei consumi industriali, bilanciato ancora da una riduzione dei consumi domestici. I prezzi ril-

evati al PSV evidenziano spinte al rialzo, portandosi su valori massimi da agosto scorso. Si rileva, inoltre, un sensibile aumento dell'operatività sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME, concentrato soprattutto nella prima settimana del mese.

La domanda di gas naturale registrata nel mese di marzo ritorna sui livelli rilevati lo scorso anno e pari a 8.550 milioni di mc (-1%), riflettendo un ulteriore e più marcato incremento dei consumi industriali (+7%) bilanciato ancora da una riduzione dei consumi domestici per effetto di migliori condizioni climatiche (-4%). Nel dettaglio, il comparto industriale consolida le dinamiche al rialzo ormai in atto da sedici mesi toccando livelli di consumo mai rag-

giunti da marzo 2008 e portandosi a 1.317 milioni di mc (+7%). Per contro, i consumi domestici evidenziano il secondo calo tendenziale consecutivo scendendo a 4.309 milioni di mc (-4%), contestualmente ad un contributo sostanzialmente stabile del settore termoelettrico, con consumi pari a 2.626 milioni di mc (+1%) ed in sensibile aumento rispetto al 2009 (+21%), ma ancora inferiore a quanto registrato nell'anno pre-crisi (-9%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	8.550	-1%
Impianti di Distribuzione	4.309	-4%
Consumi Termoelettrici	2.626	+1%
Consumi Industriali	1.317	+7%
Rete terzi e consumi di sistema	297	-13%
Offerta	8.550	-1%
Import	6.796	-6%
Produzione Nazionale	699	-1%
Sistemi di stoccaggio	1.054	+42%

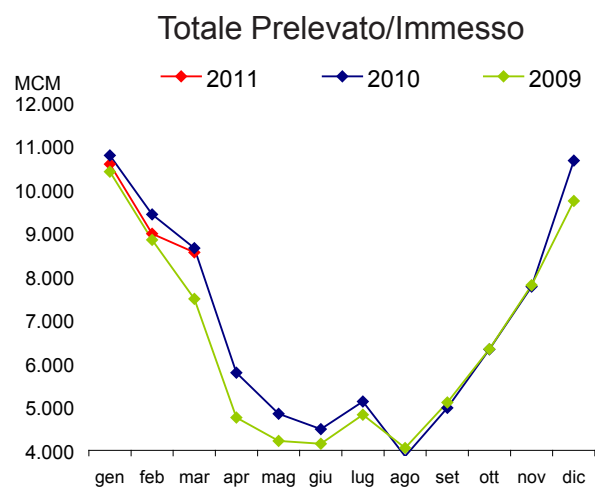
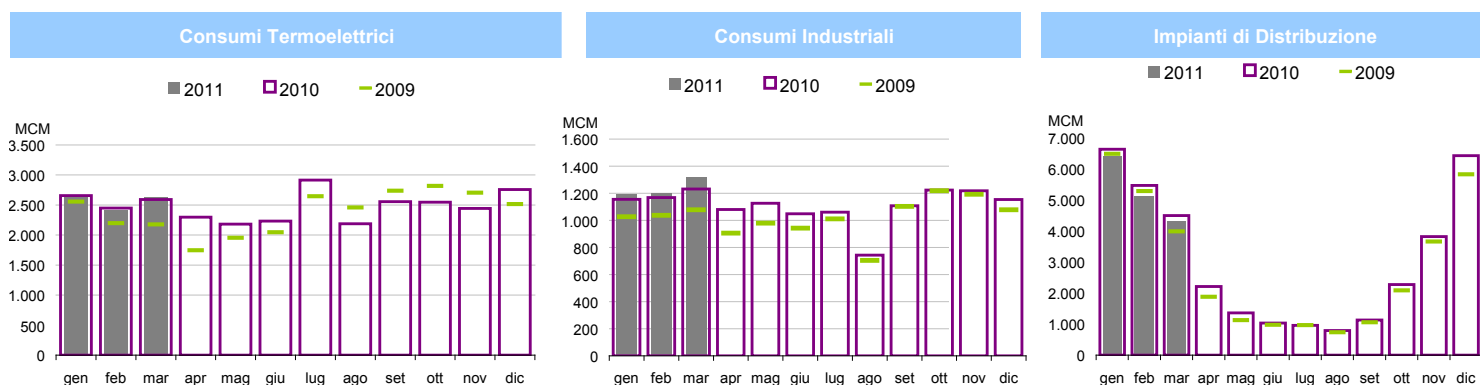


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



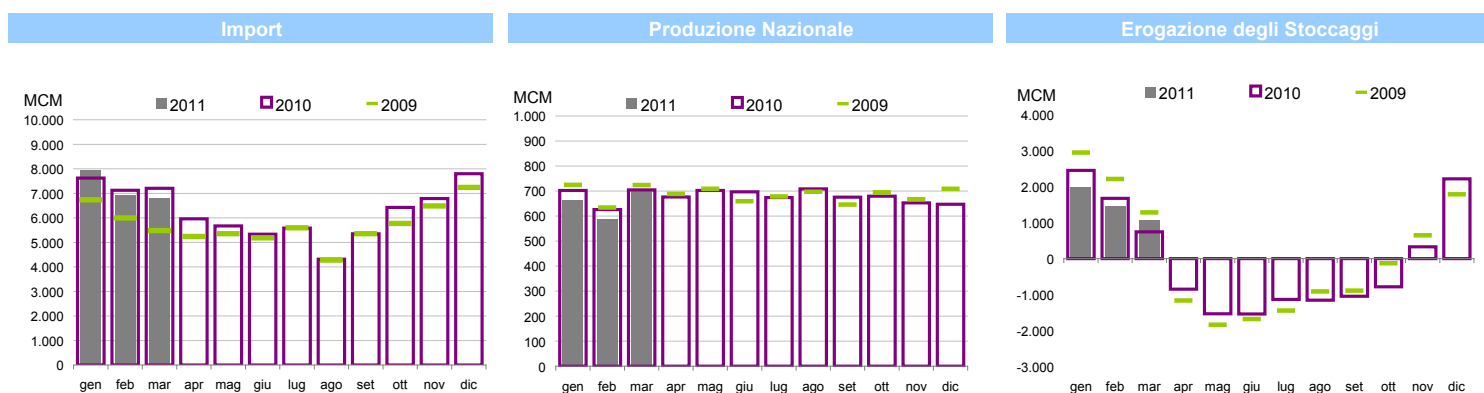
(continua)

A fronte della sostanziale stabilità della domanda di gas, l'offerta ha registrato un moderato calo delle importazioni (-6%) contrapposto ad un maggiore utilizzo degli stoccaggi in erogazione. In particolare, per il secondo mese consecutivo l'import mostra una flessione tendenziale registrando flussi in discesa e pari a 6.796 milioni di mc (-6%), per effetto del perdurare dell'interruzione sul gasdotto Greenstream – legato alle tensioni nordafricane – e del sensibile calo registrato sul punto di entrata di Passo Gries (-27%), non sufficientemente compensati dai marcati incrementi rilevati sui punti di entrata di Tarvisio (+48%) e Mazara del Vallo (+9%). Per contro,

gli stoccaggi registrano una sensibile attività di erogazione con volumi pari a 1.054 milioni di mc (+42%), determinando una marcata riduzione del gas stoccato – che scende ad un livello pari a 2.213 milioni di mc – confermandosi comunque su livelli decisamente superiori rispetto ad un anno fa (+45%) per via dell'intenso utilizzo in iniezione di tale strumento, concentrato soprattutto nel corso di ottobre scorso e di una erogazione più parsimoniosa durante i mesi più freddi. Stabile e marginale, infine, si conferma il contributo della produzione nazionale di gas che si attesta a 699 milioni di mc (-1%).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

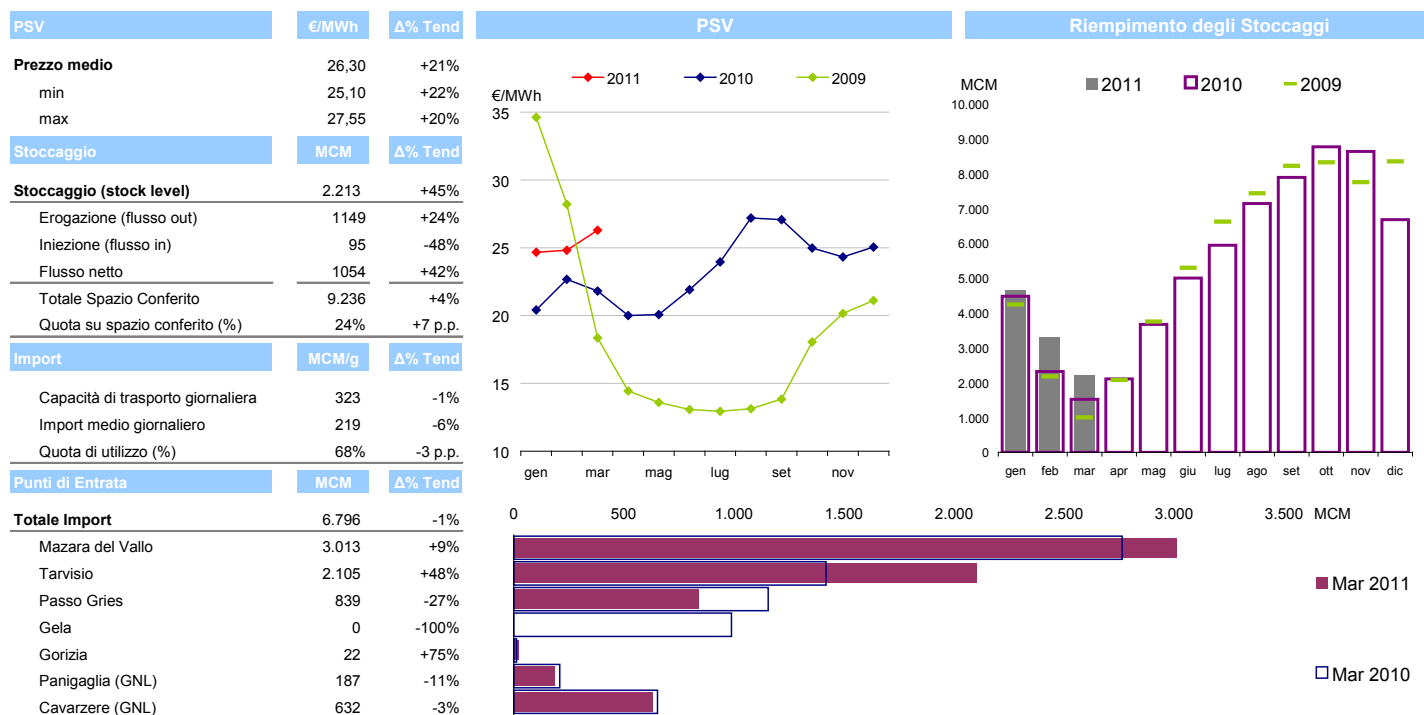


In un contesto di prezzi petroliferi in crescita ulteriore per effetto delle tensioni nordafricane, si riscontrano dinamiche al rialzo sui prezzi del gas naturale scambiato al PSV, che si attestano su valori massimi da agosto scorso e pari a 26,30 €/MWh (+21%). Tali valori risultano in sensibile aumento

rispetto allo scorso anno e prossimi ai livelli massimi che si sono registrati nel 2010, in particolare nei mesi di luglio e agosto per via dell'incertezza di approvvigionamento legata al guasto registrato sul gasdotto Transitsgas.

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

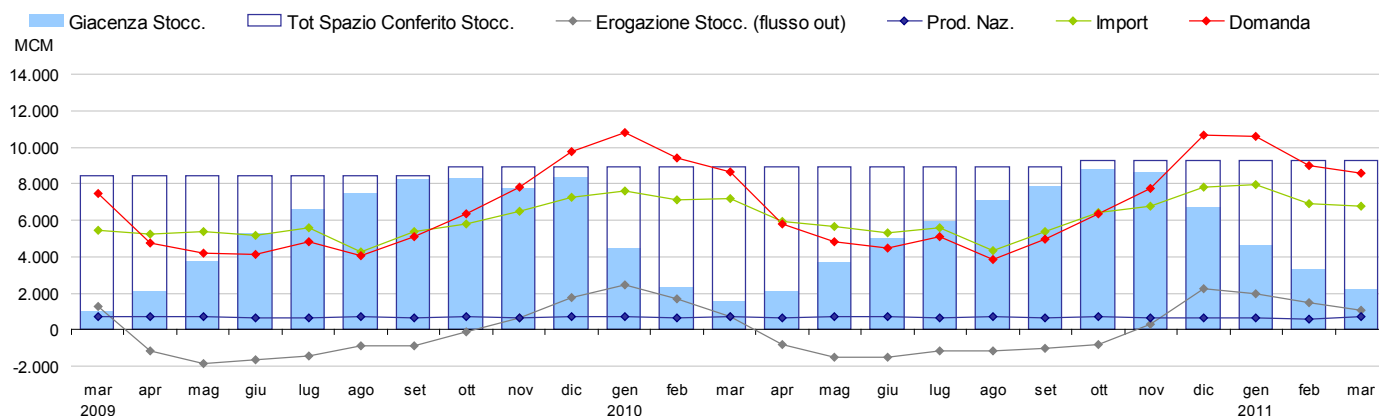
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Sulla scia delle tensioni internazionali legate al conflitto libico, il mese di marzo rileva un sensibile aumento di operatività sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME, concentrato soprattutto nella prima settimana del mese. Nel dettaglio, le contrattazioni si sono concentrate soprattutto sulla fase continua del mercato MGP-gas, che ha registrato volumi scambiati per un ammontare

totale pari a 62.950 MWh (+360% su base mensile) ad un prezzo medio di 26,16 €/MWh (+5% su base mensile), contestualmente a 3.520 MWh (-13% su base mensile) scambiati su MI-gas ad un prezzo medio pari a 25,93 €/MWh (+6% su base mensile). Tali aumenti osservati nei prezzi riflettono le stesse dinamiche di crescita osservate sul Punto di Scambio Virtuale.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	$\Delta\% M-1$	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	26,16	+5,4%	1,60%	-	-	-
	c€/Gj	726,61			-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	25,93	+6,2%	2,28%	-	-	-
	c€/Gj	720,37			-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	24,51	+0,8%	-	-	-	-
	c€/Gj	680,71			-	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	26,30	+6,0%	2,1%	-	-	-
	c€/Gi	730,43			-	-	-

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

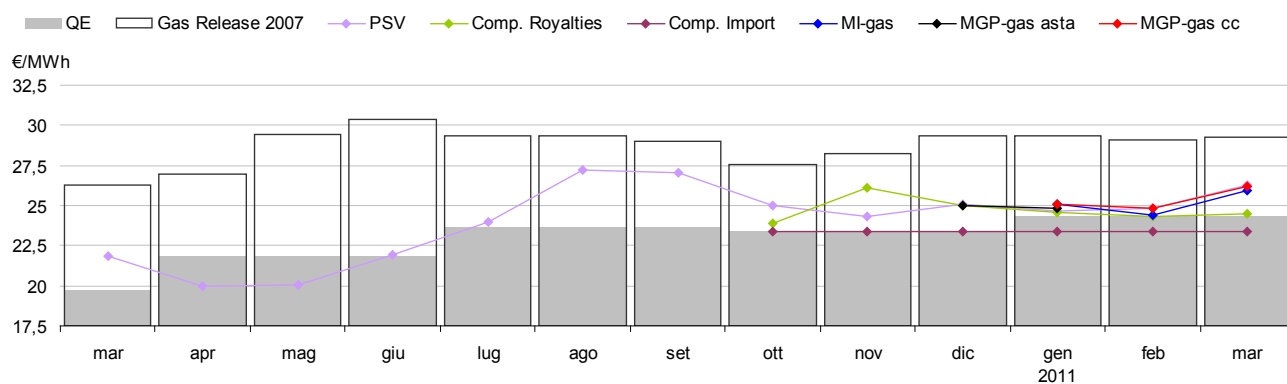


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

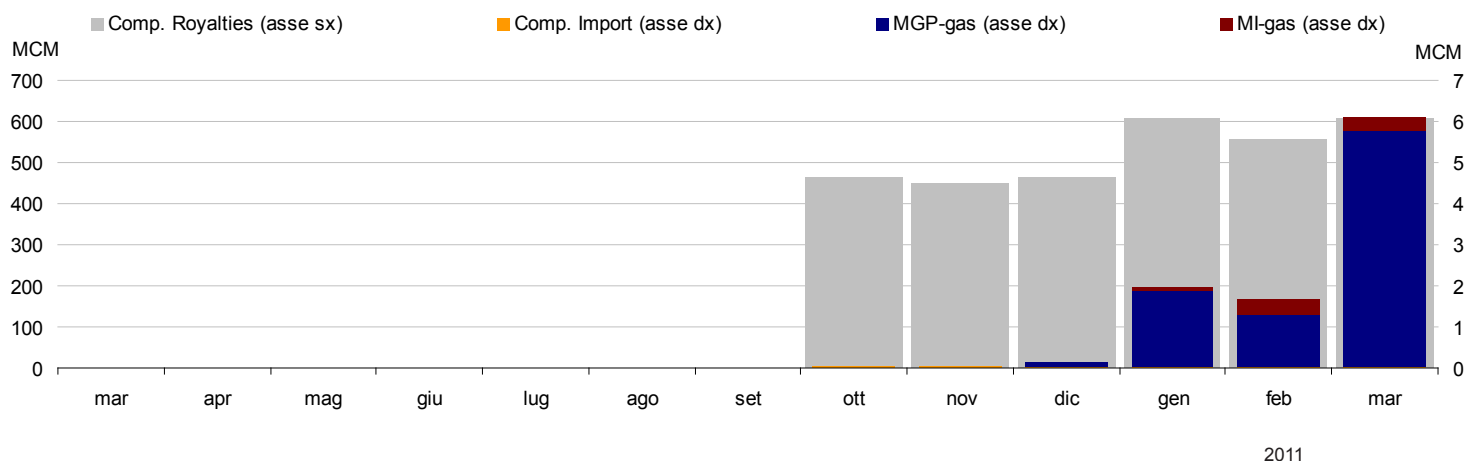
Fonte: dati GME

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	5,75	+360,2%	-	-	5,75	3	5	35
	MWh	62.950	-	-	-	62.950	-	-	-
MI-gas	MCM	0,32	-13,3%	-	-	0,32	3	2	3
	MWh	3.520	-	-	-	3.520	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	606,36	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	1.843.409	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di marzo il trend spiccatamente rialzista in atto su tutti i combustibili, ormai dalla fine dell'estate, risulta in ulteriore deciso consolidamento, originato soprattutto dalle conseguenze del terremoto giapponese e dal permanente stato di tensione socio-politica che stanno vivendo alcuni dei principali paesi produttori ed esportatori di greggio e gas naturale. In questo contesto, le quotazioni delle più rilevanti commodities energetiche puntano velocemente ai record storici

registrati nel secondo e terzo trimestre del 2008, rafforzando, nel caso del petrolio e dei suoi derivati, dinamiche già marcatamente crescenti, e invertendo, nel caso invece del gas e del carbone, i deboli segnali di ribasso osservati nel corso degli ultimi due mesi. Effetti di tali incrementi si riscontrano anche sui mercati elettrici, dove i prezzi appaiono stabili o addirittura in aumento rispetto a febbraio, in contrasto con il tipico andamento stagionale del periodo, ed in significativa ripresa tendenziale, alimentata proprio dal progressivo recepimento del rincaro dei combustibili.

A marzo il trend di crescita già particolarmente accentuato delle quotazioni internazionali del greggio subisce un ulteriore rafforzamento, sostenuto dalle conseguenze del terremoto giapponese e dalla prosecuzione dei conflitti sociali in atto in alcuni dei più importanti paesi produttori ed esportatori di petrolio. In Europa il Brent si attesta a 114,6 \$/bbl, a ridosso dei valori record dell'estate del 2008, evidenziando un incremento che, poco superiore al 10% rispetto a febbraio, raggiunge il 45,3% su base tendenziale. Nelle aspettative dei mercati tale situazione sembra peraltro destinata a durare almeno nel breve termine, mostrando deboli segnali di cedimento soltanto nella parte finale dell'anno. Come consuetudine, i movimenti rilevati sui prezzi del petrolio si riflettono sulle quotazioni dei suoi prodotti di raffinazione, che salgono a 963,7 \$/MT per il gasolio e a 657 \$/MT per l'olio combustibile, esibendo incrementi congiunturali dell'11/14% e del 40/46% sul 2010. L'incertezza

degli scenari energetici futuri prodotta dal terremoto giapponese e dal conseguente dibattito scaturito sulla sicurezza degli impianti nucleari ha spinto al rialzo le quotazioni spot e a termine del carbone, possibile fonte di approvvigionamento alternativa all'atomo. In Europa i prezzi dell'API2 tornano a crescere dopo l'indebolimento manifestato nel trimestre precedente, arrivando a toccare il massimo valore dal settembre del 2008 (+5,5% su febbraio, +71,1% rispetto al 2010) e rinnovando il trend rialzista in atto dallo scorso ottobre, in virtù di una nuova fase di espansione prospettata progressivamente più intensa dai mercati futures. La conversione in euro delle quotazioni segnala un modesto ritocco al ribasso degli aumenti congiunturali (+2%/+11%) e tendenziali (+35/+65%) rilevati su tutti i combustibili, in conseguenza di un apprezzamento del tasso di cambio \$/€ che fissa a 1,40 la parità tra le due monete (+2,6% in termini congiunturali, +3,3% su base annua).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Mar 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 11	Mag 11	Giu 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,40	+2,6%	+3,3%	1,38	1,42 ▲	1,41 ▲	1,41 -	1,40 ▲
Brent	\$/bbl	114,6	+10,4%	+45,3%	105,8	114,7 ▲	114,4 ▲	114,2 -	110,5 ▲
FOB	€/bbl	81,8	+7,6%	+40,6%	76,7	81,0 ▲	80,9 ▲	80,7 -	79,1 ▲
Fuel Oil	\$/MT	657,0	+14,2%	+40,2%	573,0	665,0 ▲	661,3 ▲	658,0 -	637,8 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	468,7	+11,3%	+35,7%	415,4	469,7 ▲	467,4 ▲	465,4 -	456,9 ▲
Gasoil	\$/MT	963,7	+11,1%	+46,0%	891,8	980,5 ▲	979,5 ▲	980,4 -	977,8 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	687,5	+8,3%	+41,3%	646,5	692,6 ▲	692,3 ▲	693,4 -	700,6 ▲
Coal	\$/MT	126,0	+5,5%	+71,1%	119,3	127,0 ▲	126,3 ▲	126,5 -	131,5 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	89,9	+2,9%	+65,7%	86,4	89,7 ▲	89,2 ▲	89,5 -	94,2 ▲

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

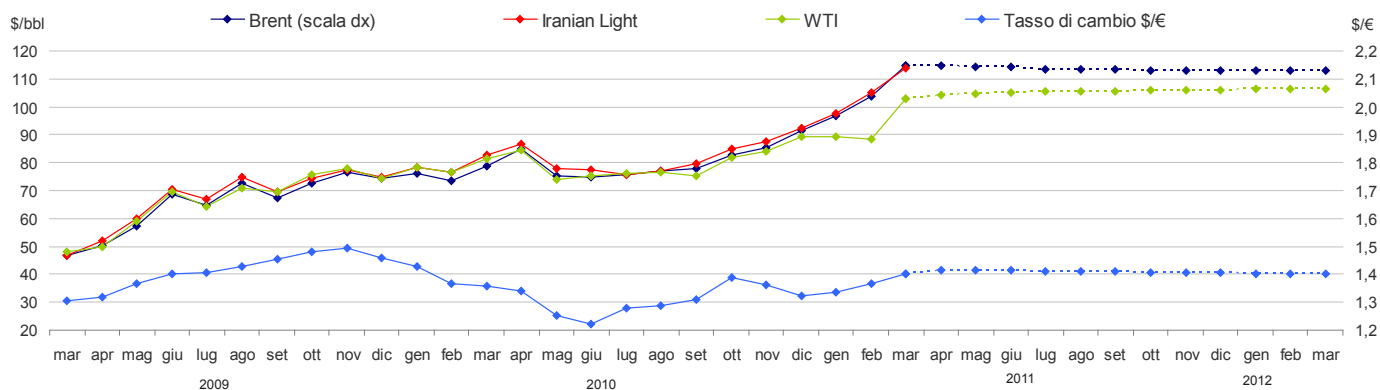


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

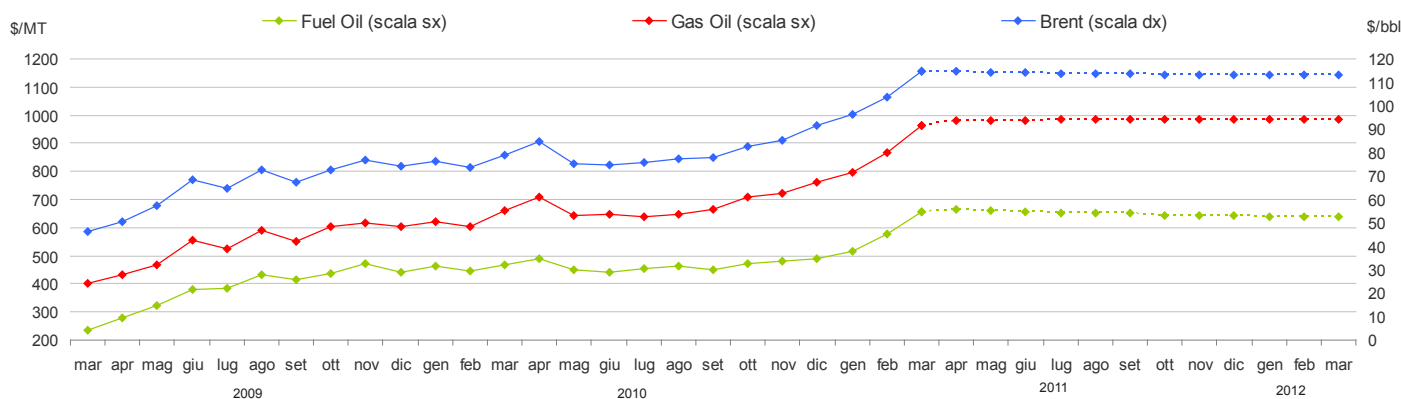
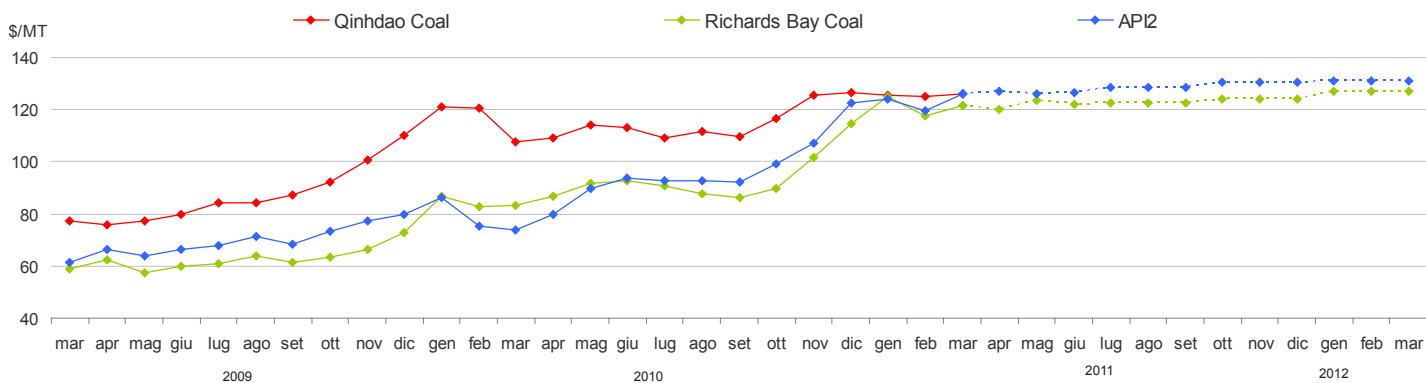


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

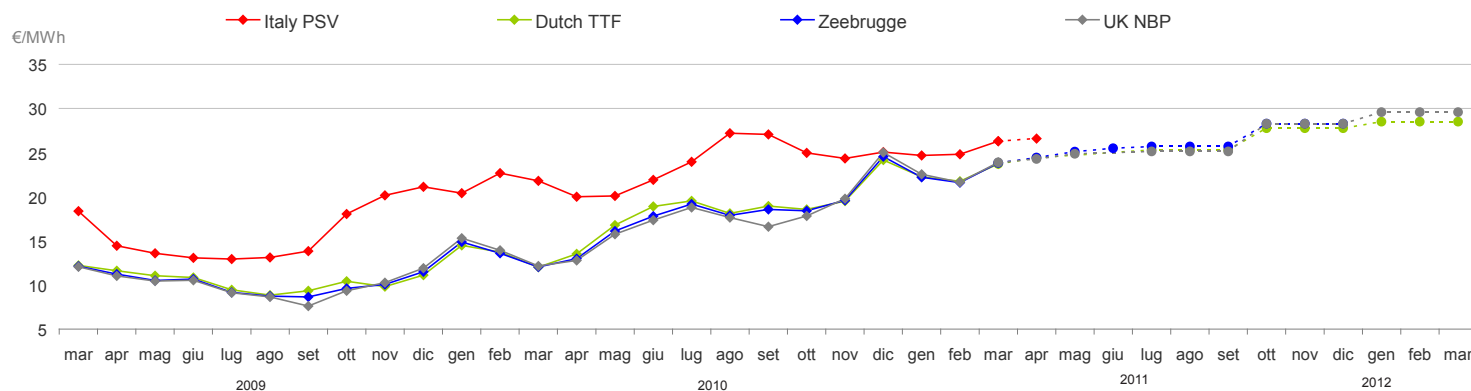
La generale propensione alla crescita investe anche gli hub europei del gas, dove i prezzi salgono sui 24 €/MWh (+9/10%), interrompendo la serie di ribassi congiunturali succedutisi in questo inizio d'anno. In Italia le quotazioni al PSV si mantengono leggermente più elevate, attestandosi attorno ai 26 €/MWh, per effetto dell'aumento più intenso sperimentato su base mensile dall'agosto del 2010 (+6%). E' dal confronto tendenziale, tuttavia, che si apprezza la significativa ascesa compiuta dal gas nell'ultimo anno: sulle piazze centro-nord eu-

ropee il prezzo è sostanzialmente raddoppiato rispetto ai valori particolarmente bassi dello scorso marzo (+96/+98%), convergendo gradualmente al livello espresso al punto di scambio italiano, in aumento decisamente meno intenso (+20,6%). In chiave futura i mercati sembrano mostrare fiducia nella possibilità che il prezzo possa mantenersi sui valori attuali nel breve termine, contravvenendo a qualsiasi ipotesi di stagionalità, peraltro venuta meno già nel 2010.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Mar 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 11	Mag 11	Giu 11	Gas Year 11		
PSV DA	Italia	26,30	+6,0%	+20,6%	25,15	26,60	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	23,72	+9,0%	+97,5%	21,90	24,40	▲	-	-	-	27,35
Zeebrugge	Belgio	23,82	+10,3%	+97,7%	21,81	24,42	▲	25,10	▲	25,49	-
UK NBP	Regno Unito	23,89	+10,3%	+96,5%	21,81	24,27	▲	24,85	▲	-	-



Il mercato incremento del costo dei combustibili estende i suoi effetti sui prezzi delle principali borse elettriche, alimentandone non soltanto la crescita tendenziale, ma favorendone anche, con alcune limitate eccezioni, lievi o moderati aumenti rispetto al dato di febbraio e alle aspettative dei mercati.

In Europa centrale le quotazioni appaiono allineate sui 54/55 €/MWh, segnalando soprattutto l'incremento rilevato su base congiunturale in Germania ed in Austria (+7/8%), contrario alla tipica stagionalità del periodo. Rimangono elevati e stabili sui livelli di febbraio i prezzi nell'area scandinava, che con i suoi 64 €/MWh esprime una quotazione seconda nel ranking solo a quella italiana, di poco superiore ai 68 €/MWh (+2,9%). In questo panorama la spagnola Omel si conferma la borsa più economica, in virtù di una modesta flessione a 46,70 €/MWh (-2,8%), che la mantiene, tuttavia, sui suoi massimi valori

dell'ultimo biennio.

D'altro canto, le variazioni annue evidenziano su tutti i listini il rafforzamento di un crescente trend di fondo, sostenuto dal progressivo recepimento del rincaro dei combustibili. In termini tendenziali le dinamiche rialziste, contenute in Svizzera e in Italia (+4/+8%), appaiono più accentuate in Europa centro-settentrionale (+12/+47%), per toccare il loro massimo in Spagna (+138%), dove tuttavia il dato risulta alterato dalla quotazione particolarmente bassa registrata nel marzo dello scorso anno.

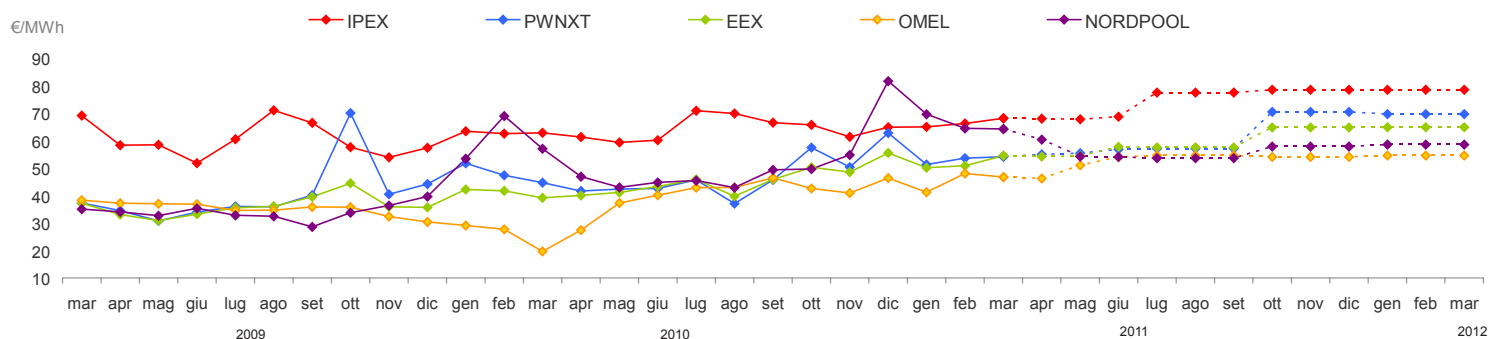
In ottica prospettiva le curve forward disegnate sulle attese degli operatori mostrano nei prossimi mesi una sostanziale stabilità delle quotazioni, interrotta soltanto dagli incrementi legati alla stagionalità della domanda, previsti a luglio in Italia e a ottobre in tutti gli altri paesi.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Mar 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Apr 11	Mag 11	Giu 11	Calendar
Italia	68,18	+2,9%	+8,5%	68,25	68,00 ▼	67,75 ▲	68,75 -	75,50 ▲
Francia	54,17	+1,0%	+21,1%	51,00	55,00 ▼	55,47 ▲	56,80 -	60,81 ▲
Germania	54,48	+7,1%	+38,9%	49,80	54,21 ▼	54,45 ▲	57,75 -	59,52 ▲
Svizzera	60,79	-0,7%	+4,4%	-	-	-	-	-
Austria	55,13	+8,4%	+41,1%	-	-	-	-	-
Spagna	46,70	-2,8%	+138,0%	48,15	46,25 ▼	51,00 ▲	54,09 -	53,30 ▲
Regno Unito	51,28	+7,9%	+47,5%	47,16	53,22 ▼	54,60 ▲	54,29 -	-
Scandinavia	64,22	-0,4%	+12,6%	63,95	60,35 ▼	54,20 ▲	54,10 -	50,30 ▲

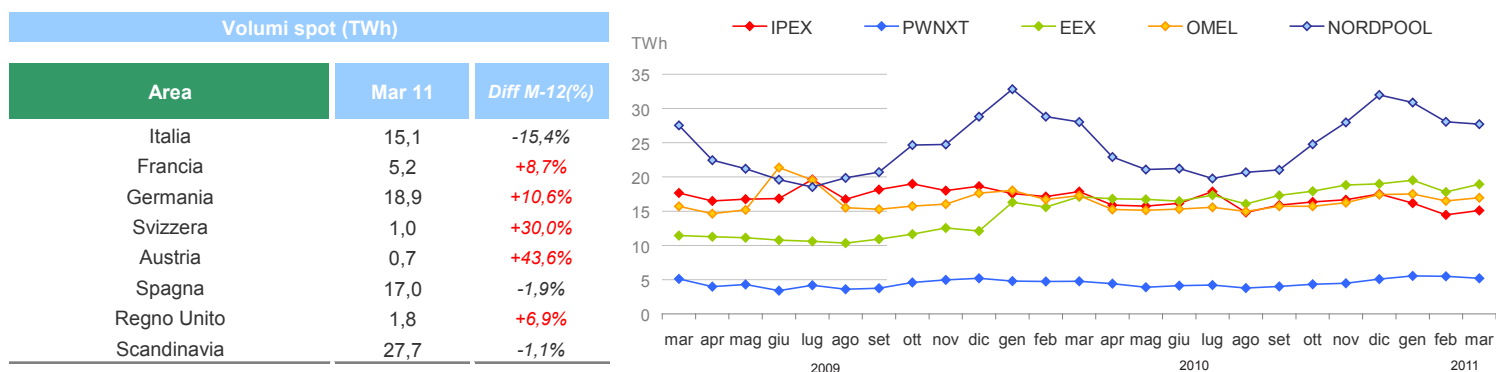


In merito ai volumi scambiati, il mese di marzo consolida quanto già osservato nel corso dell'ultimo trimestre, segnalando una contrazione tendenziale delle quantità circolate sui mercati spot di tutte le borse più capienti (-1/-3%), che in Italia arriva al 15,4%, per effetto anche di una domanda

ancora debole e inferiore ai livelli già bassi dello scorso anno. L'unica eccezione si manifesta ancora una volta su Epex, che, relativamente ai volumi tedeschi, indica un aumento a 18,9 TWh (+10,6% su base annua) e una conseguente riduzione del differenziale con NordPool (27,7 TWh).

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 177.705 TEE nel mese di marzo, in aumento rispetto ai 151.094 TEE scambiati a febbraio.

Dei 177.705 TEE scambiati, 125.844 sono stati di Tipo I, 45.379 di tipo II e 6.482 di tipo III.

I prezzi medi, durante le sessioni di febbraio, sono aumentati rispetto alle medie dei prezzi di gennaio dello 0,69 % per la Ti-

pologia I, dello 0,49 % per la Tipologia II e dello 0,36 % per la Tipologia III.

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 97,40 € (rispetto a 96,73 € di febbraio), i titoli di tipo II ad una media di 97,46 € (rispetto a 96,98 € di febbraio) ed i titoli di tipo III ad una media di 97,29 € (rispetto a 96,95 € del mese precedente).

I titoli emessi, dall'inizio del meccanismo a fine marzo 2011, sono pari a 8.556.768.

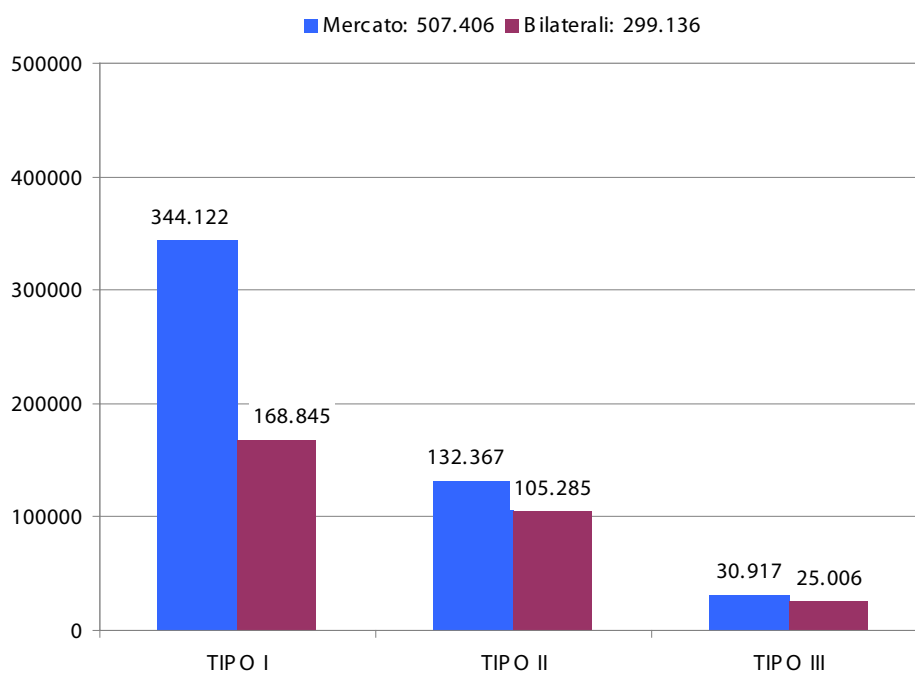
TEE, risultati del mercato del GME - marzo 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	125.844	45.379	6.482
Controvalore (€)	€ 12.257.833	€ 4.422.731	€ 630.664
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 95,00	€ 97,00	€ 95,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 98,09	€ 98,14	€ 98,05
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 97,40	€ 97,46	€ 97,29

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 31 marzo 2011

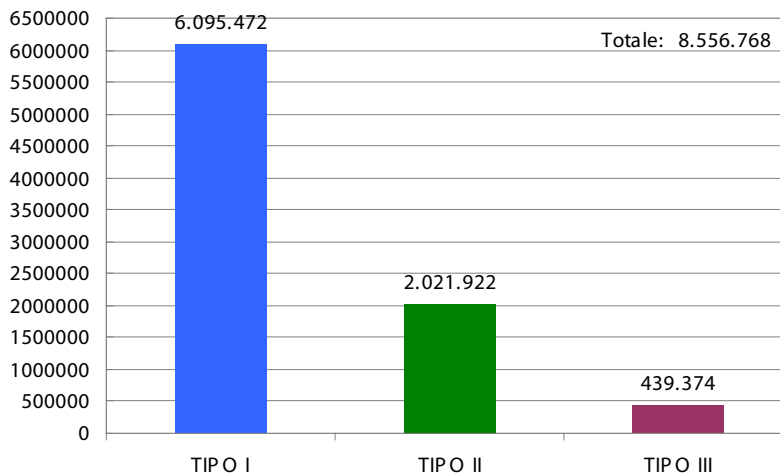
Fonte: GME



Mercato dei titoli di efficienza energetica

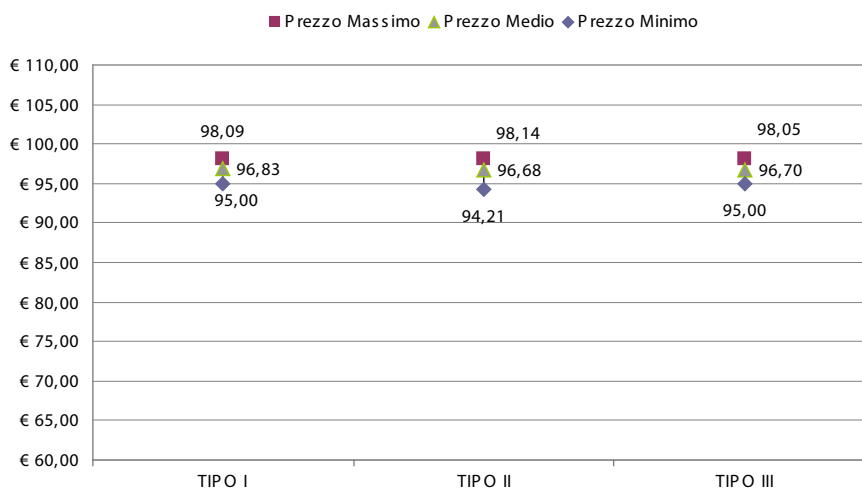
TEE, titoli emessi a fine marzo 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



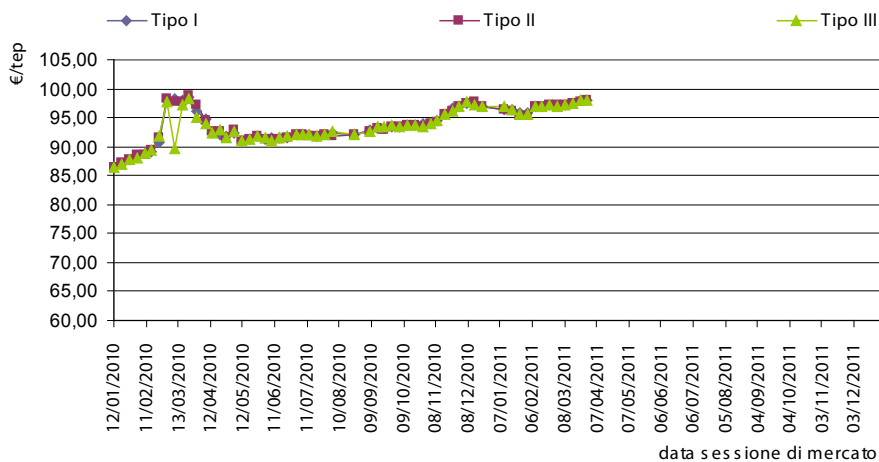
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 31 marzo 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di marzo sono stati scambiati 604.819 CV, in aumento rispetto ai 237.581 CV negoziati nel mese di febbraio.

Gli scambi nel mese di marzo si sono concentrati sui CV(1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 548.923, in aumento rispetto a quello registrato a febbraio (208.775). Aumentano gli scambi dei CV con anno di riferimento 2011, che hanno registrato un volume pari a 33.505 (15.000 CV scambiati il mese di febbraio), e i CV con anno di riferimento 2009, che hanno registrato un volume pari a 16.584 (410 CV a febbraio); i CV_TRL (Teleriscaldamento) sempre con anno di riferimento 2009 hanno registrato, invece, una diminuzione dei volumi scambiati, pari a 2.251 (13.116 CV a febbraio). Per la prima volta dall'inizio dell'anno sono stati scambiati i CV_TRL con anno di scadenza 2010, per un volume totale di 1.401 certificati.

Infine, in aumento rispetto al mese di febbraio i CV con anno di riferimento 2008, con 888 CV scambiati a marzo (280 a febbraio), e anche i CV_TRL con anno di riferimento 2008, con

volumi di scambio pari a 1.267.

Rispetto al mese di febbraio, i prezzi dei CV_2010 hanno segnato un leggero aumento di 0,38 €/MWh, passando da una media di 84,32 €/MWh in febbraio a 84,70 €/MWh in marzo.

I prezzi dei CV_2009 hanno registrato un aumento di 0,44 €/MWh. L'aumento più significativo è stato registrato per i CV anno di riferimento 2011, passati da 79,95 €/MWh a 82,83 €/MWh (+ 2,88 €/MWh). Il 31 marzo u.s. il GSE ha pubblicato il prezzo di ritiro dei CV pari a 87,38 €/MWh al netto di IVA. Tale prezzo corrisponde al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato del GME (mercato organizzato e bilaterali) nel triennio 2008-2010, al netto dei valori macroscopicamente lontani dalla media di mercato ed esclusi dal suddetto calcolo.

(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.

(2) Il prezzo di ritiro dei CV applicato dal GSE lo scorso anno era stato pari a 88,91 €/MWh e si riferiva al prezzo medio ponderato delle contrattazioni di CV registrate sul Mercato del GME nel triennio 2007-2009.

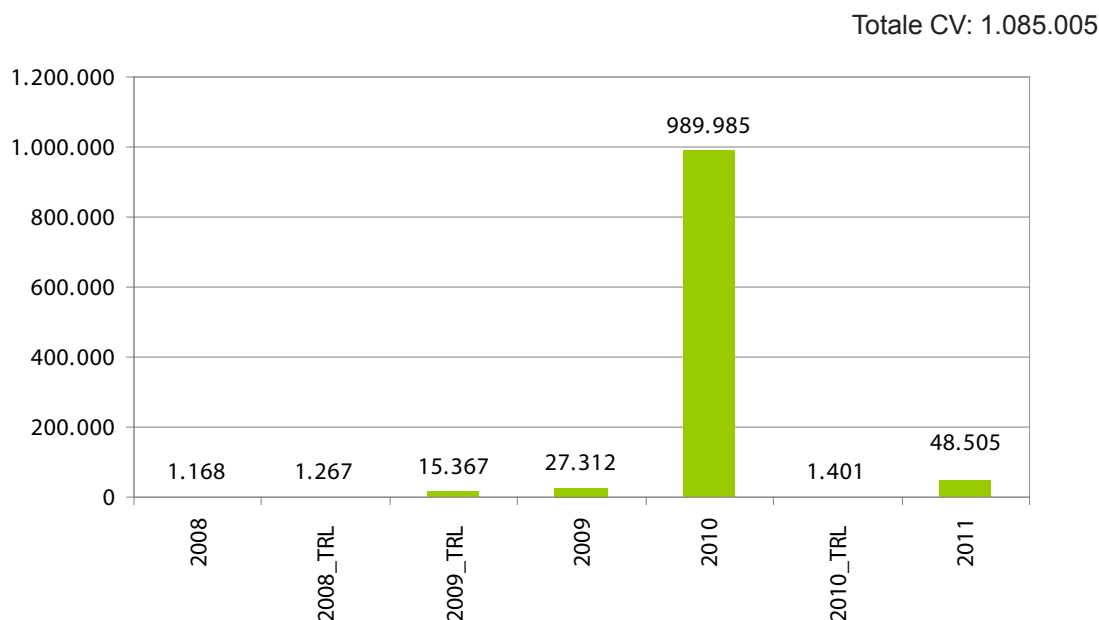
CV, risultati del mercato GME - marzo 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento						
	2008	2008_TRL	2009	2009_TRL	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	888	1.267	16.584	2.251	548.923	1.401	33.505
Valore totale (€)	€ 74.864,40	€ 105.107,50	€ 1.402.754,14	€ 188.708,61	€ 46.495.941,07	€ 117.964,20	€ 2.775.192,50
Prezzo minimo (€/CV)	€ 84,00	€ 82,75	€ 80,00	€ 83,50	€ 83,50	€ 84,20	€ 82,00
Prezzo massimo (€/CV)	€ 84,60	€ 84,10	€ 84,80	€ 84,25	€ 85,60	€ 84,20	€ 83,70
Prezzo medio (€/CV)	€ 84,31	€ 82,96	€ 84,58	€ 83,83	€ 84,70	€ 84,20	€ 82,83

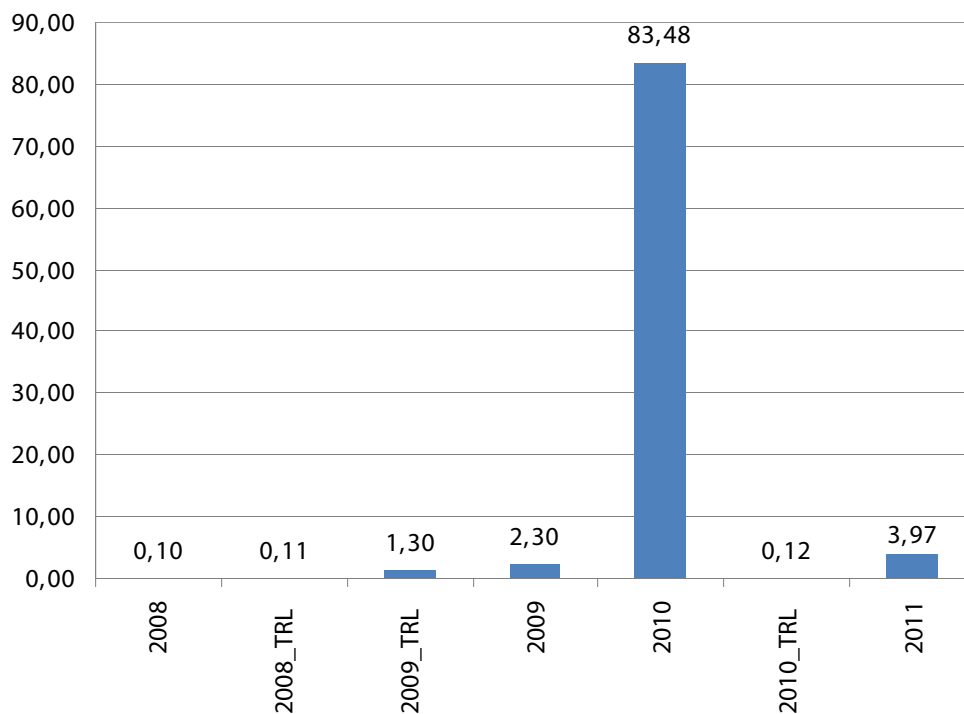
CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 31 marzo 2011)

Fonte: GME



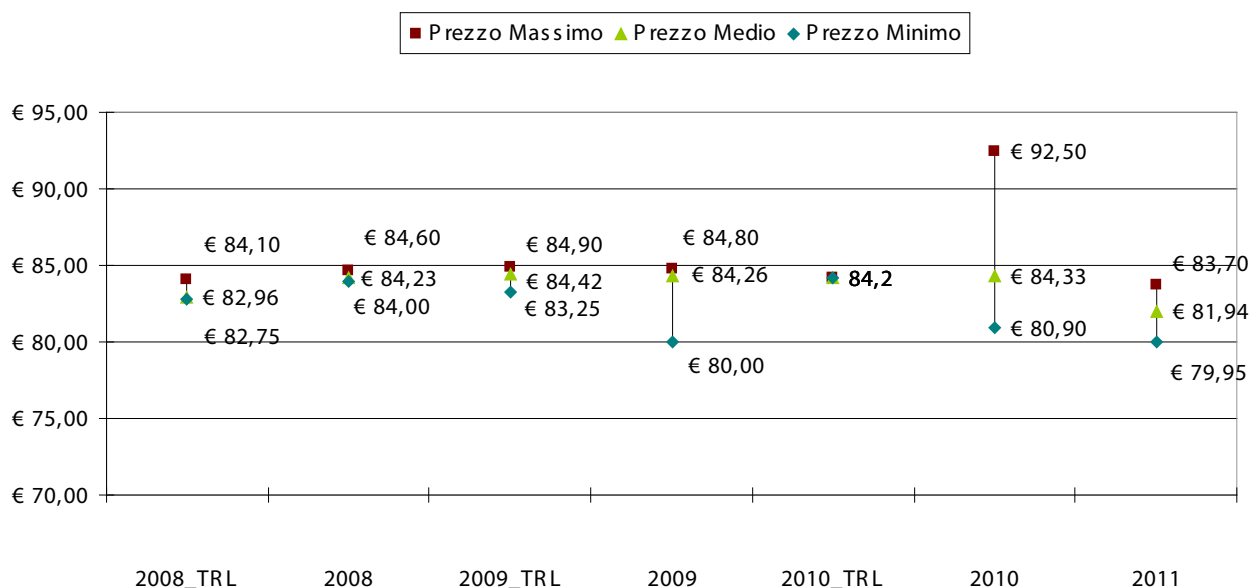
(continua)

CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 31 marzo 2011). Milioni di €



Fonte GME

CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni dal 1 gennaio al 31 marzo 2011). Media ponderata (€/MWh)



Fonte: GME

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Il panorama internazionale

Nel corso del mese di marzo il volume totale degli scambi di unità di emissione, sia sul mercato spot sia sul mercato a termine, è stato pari a 679,7 milioni di EUA, in forte aumento rispetto allo scorso febbraio (369 milioni di EUA). ICE Future Europe è risultato il mercato leader, con l'86,4% di concentrazione degli scambi (84,5 % lo scorso mese).

Gli scambi spot, sospesi dal 19 gennaio a causa della decisione della Commissione UE di sospendere i trasferimenti tra

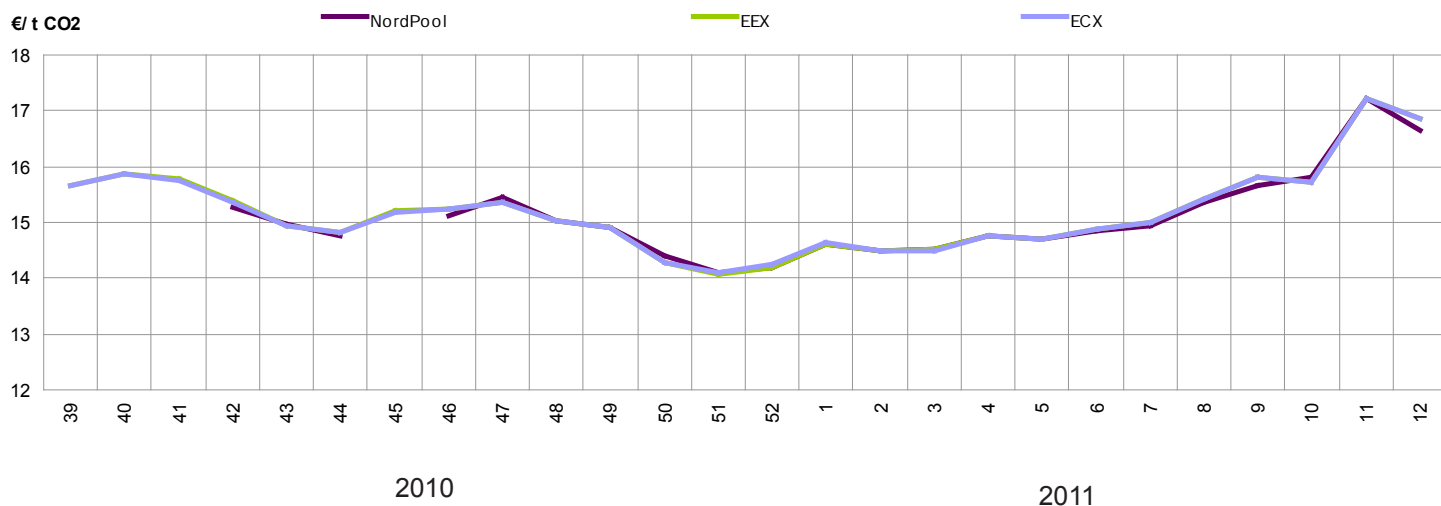
i Registri europei per motivi di sicurezza dopo i furti di unità verificatisi alla fine del 2010, hanno potuto riprendere gradualmente con la riapertura di 24 (1) dei 30 Registri Europei in possesso dei requisiti minimi di sicurezza.

I prezzi del contratto con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX) sono risultati in aumento in tutto il mese di marzo, passando da 15,73 €/tonn a 16,85 €/tonn, con un picco di 17,22 €/tonn, dovuto con ogni probabilità alle necessità di un rallentamento della produzione europea da fonte nucleare per motivi precauzionali e di verifica della sicurezza dei siti interessati dopo il terremoto del Giappone.

(1) Dato aggiornato all' 11 aprile 2011

EUA, mercato a termine (da settembre 2010), prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



L'EFFICIENZA ENERGETICA: CENERENTOLA O PRINCIPESSA?

(continua dalla prima)

perciò, rispondendo direttamente all'appello del Consiglio Europeo del 4 febbraio 2011, propone azioni volte a sfruttare il notevole potenziale per un maggiore risparmio energetico: In particolare, il Piano identifica nei consumi energetici per gli edifici l'ambito di intervento con i maggiori potenziali di risparmio ed assegna all'edilizia pubblica un ruolo importante in questa direzione. Le misure proposte dovrebbero, complessivamente, consentire il raggiungimento del target del 20% e ridurre le emissioni di gas ad effetto serra di 740 milioni di tonnellate.

La lettura dei documenti della Commissione sollecita due brevi riflessioni generali. La prima riguarda le ragioni alla base dei risultati almeno in parte insoddisfacenti evidenziati dalla Commissione. Spesso gli interventi per il miglioramento dell'efficienza energetica vengono descritti nei documenti di analisi delle politiche come interventi a "costo negativo", volendo in tal modo indicare che il loro costo è inferiore al beneficio privato che l'investitore ne può trarre. In realtà, come sottolineato dalla stessa Commissione, tali valutazioni non tengono conto dei costi addizionali o dei mancati ricavi causati sia da fallimenti di mercato che da fallimenti regolatori molto comuni in questo tipo di interventi. Si pensi, ad esempio, alla questione del coordinamento nella ripartizione dei

benefici nel caso d'interventi di efficienza energetica negli edifici. A questi problemi si aggiunge, inoltre, il cosiddetto "rebound effect": un aumento dell'efficienza energetica negli usi porta ad un adattamento delle abitudini di consumo, con una spinta all'aumento delle quantità totali domandate. La rapida e massiccia attuazione d'interventi per l'efficienza energetica richiede dunque delle politiche attive complementari che guidino i consumatori a contenere la domanda di energia.

La seconda osservazione riguarda la definizione di obiettivi nazionali per l'efficienza energetica. Nel Piano la Commissione suggerisce l'eventuale definizione di obiettivi vincolanti, così come per le rinnovabili. In particolare, la proposta è condizionata alla verifica dello stato di avanzamento verso l'obiettivo del 20% da realizzarsi nel 2013. La Commissione si è dichiarata intenzionata a proporre la definizione di obiettivi vincolanti nel caso in cui tale verifica evidenziasse ancora difficoltà nel raggiungimento dell'obiettivo. Tali obiettivi terrebbero conto del punto di partenza dei diversi Stati Membri, nonché del loro Prodotto Interno Lordo e delle eventuali azioni già intraprese.

Possiamo dunque sperare che Cenerentola riesca a diventare Principessa.

EUROPE 2020 initiative

Energy Efficiency Plan 2011

http://www.ec.europa.eu/energy/efficiency/action_plan/action_plan_en.htm



CRISI INTERNAZIONALI E SCENARI 2011: RIPRESA (ANCORA) RINVIATA?

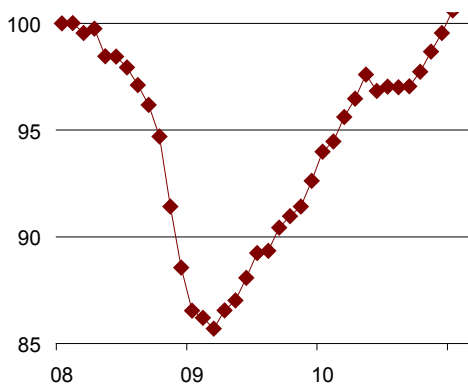
Fedele De Novellis, Pia Saraceno - REF

Quali gli effetti degli eventi traumatici cui stiamo assistendo sulla scena internazionale per l'economia e il mercato elettrico e del gas italiani? Le vicende che si sono susseguite negli ultimi mesi avranno effetti che si propagheranno con intensità che dipende non solo dal grado di integrazione con le aree interessate dagli shock, ma anche dallo stato di salute in cui si trova il sistema economico nel contesto più generale del ciclo internazionale, e dalla sua capacità di assorbire tali shocks. Prima d'interrogarci sulle prospettive, proponiamo innanzitutto una lettura delle variabili a nostro avviso rilevanti per interpretare lo stato della congiuntura internazionale e la situazione italiana.

Da fine 2010 riparte la nuova fase della ripresa internazionale

Dopo una battuta d'arresto nei mesi centrali del 2010, la congiuntura internazionale ha evidenziato segnali di nuova vivacità sul finire dello scorso anno. I dati più recenti hanno in particolare evidenziato un andamento del commercio relativamente robusto nell'area del sud est asiatico, con una

Grafico 1: Produzione industriale mondiale



Indice gen 2008 = 100; elaborazioni su dati Cpb

crescita sostenuta delle importazioni cinesi. La situazione appare invece quanto mai differenziata, e in rapida evoluzione, nel mondo occidentale, dove si accostano situazioni di una certa vivacità in alcune economie, come la Germania, ad altre di estrema difficoltà, come le economie periferiche europee colpite dalla crisi del debito pubblico. Nel caso Usa la congiuntura appare orientata in direzione relativamente favorevole, ma la fase di recupero è ancora molto legata ad un mix di politiche, monetarie e fiscali, talmente espansivo da potere essere giustificato solo alla luce delle preoccupazioni delle autorità di politica economica riguardo alla capacità di tenuta

della ripresa.

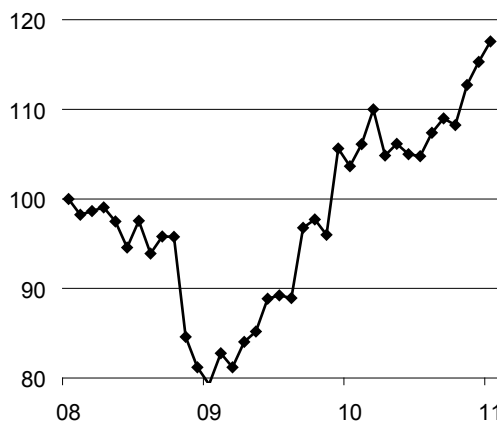
...sostenuta dalla Fed...

Le ragioni del recupero più recente possono essere in buona misura ricondotte a due fattori: il primo è rappresentato dalla seconda fase del "quantitative easing2" varato dalla Fed la scorsa estate, e che ha giocato un ruolo importante sostenendo l'andamento dei mercati finanziari. In particolare, la Federal reserve, nel timore di una nuova fase di rallentamento dell'economia, e avendo oramai di fatto azzerato il livello dei tassi d'interesse a breve, si è inoltrata nel terreno delle misure di politica monetaria "non convenzionali" impegnandosi in un programma di acquisto diretto di titoli, allo scopo di mantenere basso il livello dei tassi a lunga, sostenere l'andamento dei mercati finanziari e contrastare la formazione di aspettative di deflazione. In tal modo, la politica monetaria americana ha assunto una intonazione ultra-espansiva, dando vita ad un vero e proprio esperimento di politica monetaria. Gli effetti sono emersi con chiarezza soprattutto sui mercati finanziari e in particolare perché sono rapidamente rientrati i timori di deflazione che si erano palesati nel corso dei mesi estivi.

...e dall'economia cinese

Il secondo canale di rafforzamento della congiuntura internazionale a fine 2010 è stato rappresentato dall'accelerazione della domanda asiatica. In particolare, i dati sul commercio internazionale mostrano un recupero delle importazioni cinesi molto marcato. La produzione industriale ha accelerato fra fine 2010 e inizio 2011 in tutte le economie dell'area, che hanno svolto quindi un ruolo di traino dell'economia mondiale. L'accelerazione della domanda asiatica ha rappresentato un elemento di discontinuità rispetto al quadro economico di fine 2010, che pareva invece puntare verso un raffreddamento della congiuntura dell'area.

Grafico 2: Importazioni - Economie emergenti asiatiche



In volume. Indice g '08=100; elaborazioni su dati Cpb

CRISI INTERNAZIONALI E SCENARI 2011: RIPRESA (ANCORA) RINVIATA?

(continua)

Rialzi dei prezzi delle commodities

Gli effetti della particolare configurazione della ripresa internazionale sono apparsi in tutta evidenza dall'andamento dei prezzi delle materie prime. Il fatto che quando la produzione globale si è riportata sui livelli pre-crisi i mercati primari siano tornati in tensione pare suggerire che agli attuali livelli l'offerta di commodities fatichi ad assecondare la domanda internazionale. Saremmo sostanzialmente in un quadro in cui la sostenuta crescita dell'economia cinese avrebbe già portato in tensione i mercati primari muovendo l'economia mondiale lungo un trade-off crescita-inflazione che almeno nel breve periodo sarà molto difficile modificare, considerando il basso livello degli investimenti che aveva caratterizzato tutto il periodo della crisi almeno sino alla fine del 2009.

Sui mercati delle materie prime, e in particolare su quello petrolifero, potrebbero poi essersi innestati acquisti di natura finanziaria. Sono difatti molto attivi gli operatori "non commerciali" ovvero coloro che operano con obiettivi di speculazione. Secondo diversi commentatori la reattività dei prezzi rifletterebbe anche l'abbondanza di liquidità generata su scala globale dalla politica della Fed, che starebbe pertanto assecondando una crescita artificiosa dei valori di molte attività, fra cui i prezzi delle materie prime.

Lo scenario che si è materializzato sui mercati delle materie prime ha quindi anche modificato le prospettive per l'inflazione, al punto da indurre alcune banche centrali a modificare in direzione restrittiva la propria politica: non solo Cina e India stanno adottando misure volte a frenare la crescita dell'economia, ma anche la stessa Bce ha annunciato la possibilità di avviare un percorso di aumento dei tassi d'interesse.

Il quadro che ne consegue è quindi estremamente variabile e potenzialmente destabilizzante anche dal punto di vista macroeconomico, nella misura in cui rivelerebbe che i driver del recente recupero congiunturale sono prossimi ad esaurire la propria spinta al ciclo internazionale.

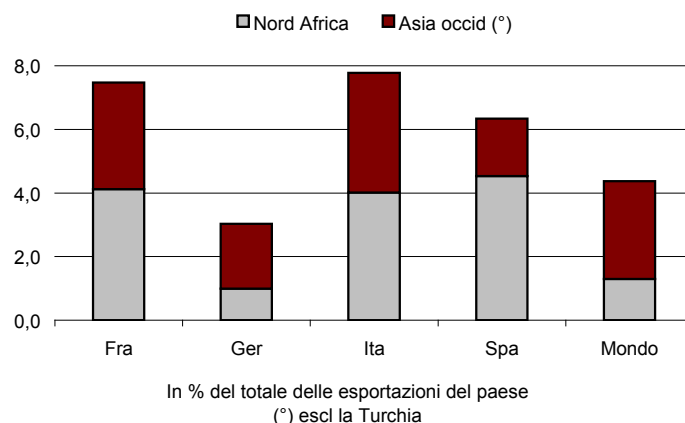
Crisi del Nord Africa

Su un quadro quindi già relativamente problematico si sono poi sovrapposti due shock che rendono di lettura più difficile le prospettive per il 2011. Il primo è rappresentato dalla crisi politica del Nord Africa, il secondo dalla crisi del Giappone.

Il Nord Africa ha un peso relativamente limitato sul commercio internazionale, per cui le tensioni geopolitiche dell'area non dovrebbero penalizzare in misura rilevante la crescita mondiale. Va però considerato che il rilievo è maggiore per i paesi europei che affacciano sul Mediterraneo, come l'Italia.

Ad esempio, il Nord Africa conta per l'1.3 per cento come mercato di sbocco delle esportazioni mondiali, ma tale peso supera il 4 per cento sulle esportazioni di Francia, Spagna e Italia.

Grafico 3: esportazioni dirette verso il Nord Africa e l'Asia occidentale nel 2009



L'Italia è anche un paese che esporta verso il Medio oriente. Considerando l'aggregato dell'Asia occidentale, Turchia esclusa, il suo peso relativo sulle esportazioni italiane è pari al 3.8 per cento, per cui si può quantificare che l'intera area interessata dalla crisi conta sulle esportazioni italiane per circa l'8 per cento.

Il rilievo dell'area in crisi è poi evidentemente significativo in termini di offerta globale di combustibili fossili, di cui in Nord Africa detiene una quota consistente. Non a caso la crisi ha avuto effetti rapidi sulle quotazioni del petrolio, sebbene per ora non si stimino conseguenze importanti sui livelli produttivi internazionali. La riduzione dell'offerta di greggio libico dovrebbe difatti venire compensata da un aumento della produzione da parte dell'Arabia Saudita. Il quadro assume però connotati più preoccupanti se si considera invece l'eventualità che le tensioni non si esauriscano soltanto ai paesi del Nord Africa, ma possano interessare anche i paesi del Medio oriente, dove in effetti si iniziano ad osservare frequenti episodi di destabilizzazione del quadro politico. E' evidente che una situazione di incertezza relativa all'intero mondo arabo potrebbe impattare in misura anche significativa sull'andamento del prezzo del petrolio. E' quindi la maggiore incertezza sulla disponibilità di offerta in futuro che spiega l'ultimo recente rialzo delle quotazioni.

Il terremoto in Giappone

Il secondo shock d'inizio 2011 è rappresentato dal terremoto giapponese e dalle difficoltà a gestire i guasti alla centrale nucleare di Fukushima. Le conseguenze della crisi giapponese a livello globale derivano essenzialmente dal fatto che problemi legati all'approvvigionamento energetico com-

CRISI INTERNAZIONALI E SCENARI 2011: RIPRESA (ANCORA) RINVIATA?

(continua)

portano una interruzione dell'attività produttiva. La caduta della produzione giapponese nei mesi di marzo-aprile sarà certamente significativa e questo avrà ripercussioni internazionali in quanto la produzione giapponese incide in una misura rilevante su alcune catene produttive all'interno delle quali operano altre imprese di diversi paesi. In particolare, la produzione giapponese è importante nelle catene produttive dell'auto e dell'elettronica, e in molti settori della meccanica. I paesi che saranno condizionati in maniera diretta da questo effetto sono principalmente quelli vicini del sud est asiatico e la Cina. Altri paesi saranno contagiati dall'effetto di calo della domanda finale, considerando che il Giappone ha un peso del 3.5 per cento sulle importazioni totali di manufatti, ma con alcune punte in settori particolari: 12 per cento per gli articoli da viaggio, l'8 per cento per l'abbigliamento, il 5 per le calzature. Si tratta peraltro di settori di specializzazione del made in Italy; non a caso per l'industria italiana nel complesso il mercato giapponese conta poco, ma per questi settori ha un peso rilevante.

L'impatto della crisi giapponese potrebbe poi essere accentuato anche dall'effetto sul clima di fiducia generale legato ai guasti alla centrale nucleare di Fukushima. Sullo scenario petrolifero l'effetto nel breve della crisi giapponese potrebbe essere quello di rallentamento della domanda mondiale, da cui una possibile contrazione nel breve delle quotazioni. E' anche possibile che nello scenario di medio termine si inizierà a scontare un progressivo ridimensionamento degli investimenti nell'energia nucleare e questo condizionerà gli sviluppi attesi dell'offerta energetica nel medio termine. A fronte del minore peso del nucleare si dovrebbe infatti ipotizzare una maggiore domanda per i combustibili fossili, con conseguente inasprimento delle tensioni sul mercato petrolifero.

La Germania guida una ripresa europea export led

La ripresa internazionale di fine 2010 ha prodotto effetti positivi anche in Europa. Le caratteristiche del rafforzamento congiunturale europeo appaiono legate soprattutto alla domanda estera, dato anche che le politiche di bilancio iniziano ad assumere segno restrittivo in diversi paesi, comportando ritardi nel processo di consolidamento della domanda interna. Queste caratteristiche della ripresa hanno conseguenze sia sul mix settoriale che con riferimento all'articolazione della ripresa per aree. La gerarchia della ripresa vede meglio posizionati i settori esportatori dell'industria, mentre il recupero è più graduale nei servizi e soprattutto nelle costruzioni. Il posizionamento delle diverse economie riflette poi la capacità del rispettivo settore industriale di intercettare flussi di domanda internazionale e per questo la Germania, le cui

esportazioni sono dirette in misura maggiore verso il mercato cinese, e asiatico più in generale, risulta beneficiare in misura particolare della peculiare articolazione territoriale della ripresa internazionale.

Ripresa stentata in Italia

L'Italia beneficia poco della ripresa asiatica, visto che la nostra quota di mercato in questi paesi è bassa. Ne intercettiamo i benefici soltanto in via indiretta attraverso il recupero della domanda di intermedi da parte dell'industria tedesca. Troppo poco però per consolidare un trend di espansione legato alle esportazioni, in un contesto in cui la domanda interna appare poco promettente.

In particolare, è il quadro delle famiglie a risultare relativamente problematico: il reddito disponibile ha continuato a diminuire in termini reali per tutto il 2010; il leggero rialzo dei livelli di spesa dello scorso anno è associato del resto ad un altro aumento del tasso di indebitamento dei consumatori. Nel 2011 gli spazi di recupero erano prima delle nuove crisi molto limitati, visto che i guadagni che potrebbero derivare da un pur graduale recupero della domanda internazionale vengono compensati dagli effetti sulle famiglie della perdita di ragioni di scambio e da quelli della stretta fiscale. Dato anche il blocco salariale nel pubblico, è probabile che nel 2011 la crescita dei salari reali assuma segno negativo a fronte di una dinamica occupazionale che resterà debole.

Il percorso da compiere non lascia del resto molte chances considerando che le discussioni tuttora in corso in tema di modifica della governance europea condurranno comunque inevitabilmente a determinare una fase di consolidamento dei conti pubblici che si protrarrà per alcuni anni.

Le imprese in Italia di fronte alle nuove incertezze

Questo scenario è sufficiente per mantenere le imprese sulla difensiva. Molti settori presentano livelli produttivi ancora largamente inferiori ai valori precedenti la crisi, evidenziando quindi come le perdite di prodotto cumulate negli ultimi anni siano di carattere strutturale, e lo stock di capitale esistente risulti per conseguenza eccedente rispetto ai fabbisogni produttivi.

L'attività industriale raggiunge in Italia il precedente punto di massimo ciclico a inizio 2008 e il minimo successivo nel secondo trimestre del 2009, con una caduta cumulata del valore aggiunto dell'industria in senso stretto del 20 per cento. Il recupero cumulato in un anno e mezzo, fra il minimo e il quarto trimestre del 2010 è solo una frazione di tali perdite, risultano ancora il valore aggiunto dell'industria del 15 per cento inferiore rispetto ai massimi precedenti. Proprio il fatto che

CRISI INTERNAZIONALI E SCENARI 2011: RIPRESA (ANCORA) RINVIATA?

(continua)

siano oramai trascorsi tre anni dal conseguimento del massimo precedente suggerirebbe che parte delle perdite cumulate sia di natura permanente, ovvero ad esse corrispondano esigenze di ristrutturazione volte a ridimensionare lo stock di capitale esistente. Su questo punto le divergenze fra i settori sono ampie. Utilizzando i dati relativi alla disaggregazione settoriale della produzione industriale, si osserva come dei 15 settori riportati nella tavola ben 5 presentino ancora livelli produttivi di oltre il 20 per cento inferiori ai massimi di inizio 2008. Questi settori pesavano però per quasi il 50 per cento nella struttura della produzione italiana di inizio 2008.

I settori industriali nell'era post-crisi

Var.%(media nov '10-gen '11 rispetto al I trim.2008)		
		peso %
Mezzi trasporto	-28,3	5,6
Apparecchi elettrici	-27,7	4,3
Metallurgia	-26,3	17,0
Gomma e plastica	-24,8	9,2
Macchinari	-23,5	11,8
Prod. in legno	-19,0	6,1
Estraz di minerali	-18,6	1,9
Chimica	-15,3	4,6
Elettronica e informatica	-13,6	2,2
Tessile, abbigliamento e calzature	-12,5	9,3
Altre manifatturiere (incl.mobili)	-9,2	8,8
Raffinerie	-8,3	1,9
Energia elettrica, acqua, gas	-7,9	5,0
Alimentare	-2,5	9,2
Farmaceutica	0,9	3,1

Elaborazioni ref. su dati Istat

E' soprattutto in questi settori che si sta quindi configurando un ridimensionamento permanente dei livelli produttivi. L'attività di ristrutturazione dell'industria potrà essere accelerata dall'esigenza delle imprese di tagliare i rami di azienda meno produttivi in un contesto in cui l'accesso al credito bancario resta comunque soggetto a criteri di selezione maggiori che in passato. Rilevante in questo scenario la questione degli effetti dell'aumento dei prezzi delle materie prime sulla redditività delle imprese.

Gli aumenti dei prezzi delle materie prime contribuiscono a sostenere la crescita dei costi unitari in un contesto in cui la traslazione a valle dei rincari è resa più difficile dalla contenuta crescita dei consumi.

Il limitato recupero dei margini delle imprese del 2010 rispetto ai valori depressi del 2009 potrebbe quindi già interrompersi nel 2011.

I mercati elettrico e del gas in Italia di fronte ad un nuova fase di decelerazione dell'economia

L'eccesso di offerta che ha caratterizzato la performance del mercato elettrico e del gas nell'ultimo biennio era, già nelle previsioni prima degli shocks degli ultimi mesi, previsto permanere in modo strutturale per diversi anni: la crescita della domanda elettrica si prevedeva potesse assestarsi nell'intorno dell'1%, in debole ripresa rispetto al 2010, ma ancora al di sotto del 4% rispetto ai massimi. Sul mercato del gas dopo il recupero del 2010, influenzato anche da temperature più rigide della norma nel 2011, in condizioni climatiche normali la domanda di gas era ancora prevista scendere ed attestarsi su livelli del 5% inferiori rispetto ai massimi: le difficoltà di approvvigionamento dalla Libia al momento riducono una offerta che resta comunque abbondante sul mercato nazionale.

Il più consistente rallentamento ora prevedibile nei consumi interni non è tale da portare a rivedere drasticamente le previsioni, formulate da REF nei mesi scorsi, anche se una ulteriore limatura delle quantità verso il basso è inevitabile. Solo un'estate molto calda o un inizio d'inverno molto freddo possono allo stato attuale dare nuovo fiato alla domanda.

Come per gli altri settori produttivi la mancata crescita dei consumi limiterà nelle attuali condizioni di eccesso di offerta la possibilità di traslare sui prezzi tutti i rincari delle materie prime.

L'impatto sulle quotazioni del gas ed elettricità del cambiamento dello scenario per l'approvvigionamento deve tenere tuttavia conto anche del mutamento di orientamento in atto nelle prospettive del nucleare e della crescente domanda di gas proveniente soprattutto dal Giappone, che deve intraprendere un radicale mutamento nel proprio mix produttivo di energia elettrica, ma anche dalla Germania che ha annunciato la rapida uscita dal programma Nucleare, nonché della cautela con cui attualmente si stanno muovendo tutti i paesi nei programmi sul nucleare.

I primi sintomi di queste tendenze possono essere lette in parte anche nelle ultime quotazioni del gas sul mercato tedesco: il prezzo spot al TTF è rimbalzato a marzo. Ma già, dopo due anni era tornato su livelli superiori ai prezzi dei gas dei contratti d'importazione a dicembre dell'anno scorso (Grafico 4), segnalando gli effetti di recupero della domanda ma non solo. Alle dinamiche nuove che s'intravedono sui mercati internazionali del gas, che devono assorbire la nuova domanda giapponese e dei paesi che stanno rivedendo il funzionamento delle centrali nucleari, si sta contrapponendo infatti una minor reattività dei prezzi all'importazione alle dinamiche dei prezzi del petrolio, frutto delle anche delle ricon-

CRISI INTERNAZIONALI E SCENARI 2011: RIPRESA (ANCORA) RINVIATA?

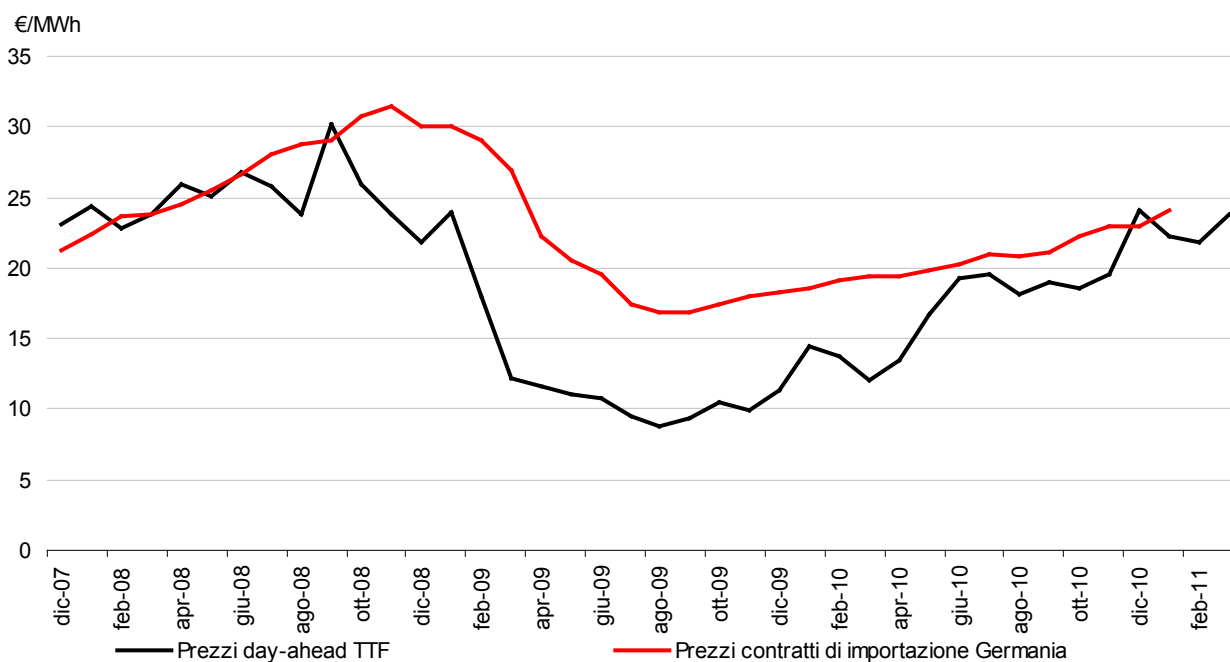
(continua)

trattazioni delle condizioni dei contratti di approvvigionamento di lungo periodo intercorse nell'ultimo anno per alcune forniture per tener conto delle condizioni specifiche del mercato internazionale del gas caratterizzato da abbondante offerta. Superate le fasi dell'emergenza di questo ultimo mese, resteranno prospettive di domanda per il mercato del gas

probabilmente migliori di quanto non si prevedesse prima degli shocks, tuttavia le condizioni di mercato internazionale restano quelle di una offerta abbondante ancora per qualche tempo e lasciano lo spazio alla prosecuzione di revisioni delle clausole di altri contratti di lungo periodo tuttora in corso.

Grafico 4: prezzi del gas in Germania

Fonte: BAFA, Platts



Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Documento di consultazione dell'AEEG 7/11 | "Aggiornamento delle regole di Settlement - Revisione delle tempistiche degli obblighi informativi ai fini dei conguagli, della messa a disposizione dei dati di misura e della pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale" | pubblicato il 27 marzo 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/dc/11/007-11dco.jsp>**

Con il DCO in oggetto l'Autorità pone in consultazione alcune proposte di revisione delle tempistiche per l'assolvimento degli obblighi informativi funzionali alla regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di dispacciamento dell'energia elettrica (c.d. Settlement).

Nello specifico, le misure proposte interessano tre distinti ambiti del processo di Settlement:

i) la revisione degli obblighi informativi posti in capo alle imprese distributrici afferenti le attività di conguaglio e di rettifica dei dati di misura che le stesse comunicano a Terna, rispettivamente, il 20 maggio e il 20 novembre di ogni anno. A tal riguardo, il Regolatore propone di modificare il termine ultimo per la trasmissione al Gestore di rete di tali informazioni al fine di consentire alle imprese distributrici interessate il corretto espletamento di tali attività senza che si creino sovrapposizioni, con conseguenti disfunzioni per il sistema, rispetto all'ordinaria attività di comunicazione dei dati di riferimento funzionali al settlement mensile;

ii) la revisione degli obblighi per le imprese distributrici di messa a disposizione dei dati di misura di cui alle deliberazioni AEEG n. 156/07 (Testo Integrato della Vendita) e ARG/elt 107/09 (Testo Integrato Settlement). Con riferimento a tali obblighi l'Autorità, al fine di snellire le relative procedure, propone di introdurre un'unica scadenza mensile - coincidente con il quinto giorno lavorativo di ciascun mese per i dati dei prelievi relativi al mese precedente - in luogo dell'attuale duplice scadenza che prevede l'invio di tali dati, prima agli utenti del trasporto e, successivamente, agli utenti del dispacciamento;

iii) la revisione delle tempistiche di pubblicazione da parte di Terna del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi. Al riguardo l'AEEG propone una riduzione delle tempistiche di pubblicazione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale e dei prezzi di sbilanciamento per la valorizzazione degli sbilanciamenti effettivi per le unità abilitate e per le unità non abilitate. In particolare, si propone di rendere disponibili tali dati entro 5 giorni lavorativi dal giorno al quale si riferiscono, aggiornando tali informazioni quotidianamente

mediante un criterio rolling su base giornaliera. Si segnala che attualmente il Gestore di rete rende disponibili i dati relativi al segno dello sbilanciamento aggregato zonale secondo un'unica soluzione mensile, entro il quinto giorno lavorativo del mese successivo a quello di riferimento.

Quest'ultima proposta di modifica è motivata dal Regolatore sulla base del fatto che la messa a disposizione del segno dello sbilanciamento aggregato zonale deve avvenire il più possibile a ridosso del tempo reale, risultando in tal modo funzionale all'attività previsionale operata da parte degli utenti del dispacciamento; inoltre la stessa si colloca nell'ambito dei necessari interventi di armonizzazione del mercato dell'energia elettrica italiano con i corrispondenti mercati esteri europei.

Il termine previsto per la chiusura della consultazione è stato fissato all'8 aprile 2011.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 20/11 | "Disposizioni in materia di modalità economiche di offerta presso il mercato regolamentato delle capacità e del gas di quote del gas naturale importato, ai sensi del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, e dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 19 marzo 2008 e 18 marzo 2010" | pubblicata il 23 marzo 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/020-11arg.htm>**

Con la Delibera de qua l'AEEG ha definito, ai sensi del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7 (nel seguito: Decreto Legge n.7/07), e in applicazione dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 19 marzo 2008 e 18 marzo 2010, le modalità economiche di offerta, presso la Piattaforma P-GAS gestita dal GME, delle quote di importazione relative all'anno termico 2011/2012 e seguenti.

In breve si richiama che l'art. 11, comma 2, del Decreto Legge n. 7/07 prevede che le autorizzazioni all'importazione di gas prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea - rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi dell'art. 3 del decreto legislativo n. 164/00 - sono subordinate all'obbligo di offerta al mercato di una quota del gas importato in misura rapportata ai volumi complessivamente importati; il medesimo articolo dispone che l'AEEG determini le modalità di offerta di tale quota secondo principi trasparenti e non discriminatori. Con i Decreti Ministeriali 19 marzo 2008 e 18 marzo 2010, il Ministero dello Sviluppo Economico ha stabilito, rispettivamente, i criteri per la definizione della quota del gas importato oggetto dell'obbligo di offerta, ed il vincolo di offerta di tale quota nell'ambito di una piattaforma di negoziazione organizzata e gestita dal GME (nel seguito: P-GAS).

Sulla base delle disposizioni di cui al D.M. 18 marzo

Novità normative di settore (continua)

2010, l'Autorità, con deliberazione ARG/gas 58/10, ha di conseguenza definito, per l'anno termico 2010/2011, le modalità economiche di offerta delle quote di importazione nell'ambito della P-GAS.

Con il provvedimento in oggetto l'AEEG, in continuità con quanto stabilito nella richiamata Delibera ARG/gas 58/10, detta, tra l'altro, per l'anno 2011/2012, disposizioni in merito agli adempimenti richiesti al soggetto importatore, riguardanti:

- il numero di lotti che intende offrire per ciascun periodo di consegna;

- le condizioni generali di contratto che regolano la cessione del gas oggetto dei lotti offerti, ivi compresi i riferimenti che permettano l'identificazione e l'eventuale aggiornamento periodico del prezzo di cessione del gas in funzione del valore assunto dalle variabili cui detto prezzo sia eventualmente indicizzato;

- eventuali forme di garanzia o altri prerequisiti che l'importatore offerente richiede ai soggetti che intendono partecipare alla negoziazione delle quote di importazione di propria competenza.

Inoltre, secondo quanto indicato nella presente delibera, tali informazioni dovranno essere pubblicate da ciascun importatore sul proprio sito internet e trasmesse al GME nel rispetto delle modalità stabilite nel Regolamento della P-GAS.

Tra gli obblighi informativi di competenza del GME, è prescritto l'obbligo per il Gestore di rilasciare a ciascun importatore, entro il 30 ottobre di ogni anno, una dichiarazione attestante l'indicazione delle quote d'importazione che il medesimo ha offerto sulla P-GAS con consegna nell'anno termico precedente e, fra queste, delle quote eventualmente cedute.

Inoltre, si segnala la previsione ai sensi della quale, entro il 15 di ogni mese, il GME è chiamato ad inviare all'Autorità una relazione contenente, per ciascun lotto offerto in negoziazione nel corso del mese precedente sulla P-GAS,:

- il soggetto che ha presentato l'offerta;

- il periodo di consegna;

- il prezzo offerto;

- se il lotto è stato oggetto di cessione, la relativa data di cessione, la controparte ed il prezzo cui è stato ceduto.

Sempre in ambito di gestione dei flussi informativi, da ultimo si segnala il disposto di cui all'art. 6, comma 1, ove l'AEEG dispone che ciascun importatore trasmetta al Ministero dello Sviluppo Economico e alla medesima Autorità, entro il 31 gennaio di ciascun anno, una relazione nella quale sono indicate le autorizzazioni all'importazione soggette all'obbligo ed i volumi effettivamente importati nel corso dell'anno termico precedente; al fine di tale adempimento, l'impresa maggiore di trasporto, entro il 20 gennaio di ciascun anno, rilascia agli importatori una dichiarazione con l'indicazione dei volumi di competenza effettivamente importati nel corso dell'anno termico precedente.

■ **Delibera ARG/gas 24/11** | “Approvazione di una proposta di modifica del codice di rete predisposto dalla società Snam Rete Gas S.p.A ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 10 marzo 2010 ARG/gas 27/10” | pubblicata il 28 marzo 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/024-11arg.htm>

Con il provvedimento de quo, il Regolatore verifica positivamente e approva la proposta di aggiornamento del Codice di rete presentata da Snam Rete Gas in data 29 novembre 2010, pubblicando la medesima nell'Allegato A alla delibera in commento.

In breve si segnala che con riferimento all'allocazione dei quantitativi di gas agli utenti del sistema di trasporto, l'AEEG, al fine di superare alcune criticità segnalate dagli operatori nei confronti del meccanismo di allocazione dei consumi per i punti di prelievo non misurati su base giornaliera, ha disposto - con propria deliberazione ARG/gas 27/10 - che l'allocazione agli utenti della rete di trasporto del gas prelevato dai loro clienti non misurati giornalmente, avvenisse, a partire dal 1 ottobre 2010, secondo le modalità e i criteri di determinazione contenuti nell'Allegato A del citato provvedimento.

Successivamente, in qualità di Gestore della rete, Snam Rete Gas, al fine di recepire ed applicare correttamente le disposizioni di cui alla deliberazione ARG/gas 27/10, ha trasmesso all'AEEG, in data 29 novembre 2010, la propria proposta di aggiornamento del Codice di rete, ora approvata e pubblicata dal Regolatore con la delibera in oggetto.

Sul punto si ricorda che, ai sensi dell'art. 2, comma 3, della deliberazione ARG/gas 55/09, la regolazione vigente prevede che ogni versione successiva del Codice di rete, approvata, ovvero solo modificata, sia pubblicata dall'Autorità sul proprio sito internet, acquisendo efficacia contestualmente alla relativa pubblicazione.

■ **Delibera ARG/gas 39/11 e 40/11** | rispettivamente recanti “Approvazione per l'anno 2011 dei corrispettivi di cui al decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130, in applicazione delle disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 23 marzo 2011, ARG/gas 29/11” e “Ulteriori disposizioni procedurali per l'attuazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 e approvazione delle procedure di asta competitiva per la cessione al mercato di servizi di stoccaggio ai sensi del medesimo decreto” | pubblicate il 30 e 31 marzo 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/039-11arg.htm> <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/040-11arg.htm>

Il Regolatore, nell'ambito del processo per lo sviluppo della nuova capacità di stoccaggio da realizzare ai sensi delle disposizioni dettate dal Decreto Legislativo 13 agosto 2010,

Novità normative di settore (continua)

n.130, con il provvedimento ARG/gas 39/11 e con le tabelle ad esso allegate, approva e pubblica per l'anno 2011, ai sensi dell'art. 9, comma 2, della deliberazione ARG/gas 29/11 del 23 marzo u.s.:

- i corrispettivi unitari di accesso (c_{fix}) e di utilizzazione (c_{var}) della nuova capacità di stoccaggio da realizzare ai sensi del DLgs n. 130/10 (Tabella 1);

- i corrispettivi unitari (c_{vrt} e CVS) per l'accesso alle misure transitorie per l'anticipazione degli effetti nel mercato dello sviluppo della nuova capacità di stoccaggio di cui agli articoli 9 e 10 del DLgs n.130/10 (Tabella 2).

I valori dei corrispettivi sopra indicati sono stati approvati dall'AEEG sulla base di quanto trasmesso, in data 29 marzo u.s. da Stogit S.p.A ai sensi delle disposizioni di cui all'art. 9, comma 1, della deliberazione ARG/gas 29/11.

Le misure dei corrispettivi in commento saranno aggiornate annualmente dall'AEEG nel rispetto dei criteri di cui alla delibera ARG/gas 119 del 3 agosto 2010 e ss.mm.ii. e delle disposizioni contenute nel relativo Allegato A, ed in particolare, con le medesime tempistiche di riferimento applicate per l'approvazione delle tariffe di stoccaggio. Sul punto l'Autorità comunica che l'aggiornamento, per l'anno 2012, dei corrispettivi c_{fix} , c_{var} , c_{vrt} e CVS oggetto del presente provvedimento, sarà, difatti, determinato e pubblicato dalla medesima entro e non oltre il 31 luglio 2011.

Sempre in materia, si segnala per completezza che il Regolatore, con propria deliberazione ARG/Gas 40/11 del 31 marzo 2011, recante "Ulteriori disposizioni procedurali per l'attuazione del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 e approvazione delle procedure di asta competitiva per la cessione al mercato di servizi di stoccaggio ai sensi del medesimo decreto", ha ulteriormente prorogato i termini delle procedure per la selezione dei soggetti che intendano investire e finanziarie le nuove infrastrutture di stoccaggio, anche al fine di consentire ai potenziali partecipanti di completare le proprie valutazioni di investimento alla luce dei corrispettivi approvati e pubblicati dall'Autorità con la deliberazione ARG/

gas 39/11 sopra richiamata.

In particolare, con il secondo provvedimento indicato in oggetto, l'Autorità ha differito, tra l'altro, i termini per lo svolgimento delle procedure di assegnazione in precedenza indicati con la delibera ARG/gas 13/11 del 17 febbraio 2011, comunicando allo scopo che:

- Il termine per la presentazione delle offerte di finanziamento da parte dei soggetti investitori industriali è fissato al 18 aprile 2011, in luogo dell'11 marzo in precedenza indicato; di conseguenza la capacità di stoccaggio oggetto di finanziamento è assegnata ai soggetti investitori industriali - in esito alla prima fase delle procedure di cui all'art. 4, comma 2, della delibera ARG/gas 13/11 - entro il 21 aprile 2011.

- Il termine per la presentazione delle offerte di finanziamento da parte dei soggetti investitori produttori è fissato - con riferimento alla prima sessione della procedura di cui all'art. 4, comma 5, della delibera ARG/gas 13/11 (procedura riservata ai soggetti investitori titolari di impianti di produzione termoelettrici) - al 26 aprile 2011, in luogo dell'11 marzo in precedenza indicato; l'eventuale capacità di stoccaggio oggetto di aggiudicazione in detta prima sessione verrà dunque assegnata entro il 28 aprile 2011.

Inoltre, con il medesimo provvedimento, il Regolatore - in considerazione del fatto che le tempistiche necessarie per l'attuazione delle misure transitorie fisiche disciplinate ai sensi della deliberazione ARG/gas 193/10 (cifra: NL GME n. 33) non risultano, allo stato, più compatibili con una loro prima implementazione a partire dal prossimo anno termico di stoccaggio 2011/2012 - differisce la possibilità di accedere a dette misure transitorie fisiche all'anno termico di stoccaggio 2012/2013, estendendo anche al prossimo anno termico di stoccaggio 2011/2012 l'applicazione delle misure transitorie finanziarie aventi ad oggetto il riconoscimento, ai singoli soggetti investitori aderenti, degli importi determinati ai sensi dell'art.10, comma 1, del decreto legislativo n. 130/10.



Agenda GME

■ 9-12 maggio

FORUM PA 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Forum PA

<http://portal.forumpa.it/>

■ 19 maggio

ITALIAN ENERGY USER WORKSHOP

Milano, Italia

Organizzatore: EnergyQuote

www.energyquote.com

■ 20 maggio

Certificati Verdi: tutte le novità del "Decreto Rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

■ 15-17 giugno

4th Edition European Cross Border Power Trading Forum

Berlino, Germania

Organizzatore: Marcus Evans

<http://www.marcusevans.com/marcusevans-conferences-event-details.asp?EventID=17871&SectorID=3>

By creating a more unified internal electricity market, the EU is aiming to achieve electricity price harmony and transparency across the borders. New market coupling initiatives are taking place across national and international borders and operators have to deal with different regulations and prices as well as many other challenges. This marcus evans forum, firmly established as the most prestigious cross border power trading meeting in Europe, will offer industry key stakeholders the opportunity to learn how to address congestion and capacity allocation issues, liquidity and transparency hurdles as well as developing a competitive integrated electricity market. Through a wide range of case studies, market participants will share their experiences on how to remove price differences between markets and profit from hedging opportunities through cross border power trading. For the full agenda and registration please contact: Kekeli Sodji, Marketing Manager: on +44 (0)20 3002 3383 or email Keke-liS@marcusevansuk.com

Gli altri appuntamenti

13 aprile

Investire nel biogas e nella microgenerazione a biomasse alla luce del nuovo D.lgs Rinnovabili

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

13 aprile

Tecnologie e processi innovativi per la Sostenibilità Ambientale degli Impianti di Combustione

Milano, Italia

Organizzatore: ATI, Megalia

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

13-15 aprile

Renewable Energy & Energy Efficiency Congress for South East Europe

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo Ltd.

http://www2.viaexpo.com/index.php?option=com_content&view=article&id=30&Itemid=40&lang=en

14 aprile

Financing Tomorrow's EU Energy Policy

Brussel, Belgio

Organizzatore: Forum Europe

http://www.eu-ems.com/summary.asp?event_id=65&page_id=446

14 aprile

WEC Italy Conference

Biocarburanti di II e III generazione: situazione e prospettive

Roma, Italia

Organizzatore: WEC Italia e AIEE

http://www.wec-italia.org/FileRead.ashx?file=c:\mdb\IN_WEC\AltriDoc\286.pdf&1cjncb4513uiez450trrvnn2

14 aprile

Quale futuro per il FV in Italia? L'incertezza per gli investimenti in corso nel 2011 e lo scenario per il 2012 con la revisione del Conto Energia

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia

<http://www.nomismaenergia.it>

Gli altri appuntamenti (continua)

- 14 aprile
Impatto dello "shale gas" sul mercato globale: sicurezza energetica in Europa
 Roma, Italia
 Organizzatore: Società Geografica Italiana
<http://www.rzym.polemb.net/files/img/shale%20gas%20it.pdf>
- 14 aprile
Convegno nazionale Nimby Forum® - VI Edizione. Un puzzle da ricomporre.
 Roma, Italia
 Organizzatore: ARIS
<http://www.lestradedellinformazione.it/acm-on-line/Home/appuntamenti/articolo6680.html>
- 14 aprile
Partenariato Pubblico Privato per le energie rinnovabili - Presentazione "Ricerche AIAF"
 Roma, Italia
 Organizzatore: AIAF e BANCA FINNAT
<http://www.aiaf.it:8080/on-line/Aiaf/HomePage/IncontriConvegni/articolo102462.html>
- 14 aprile
Reconciling Climate Policy and Energy Security: Results and Recommendations from the SECURE Project
 Milano, Italia
 Organizzatore: IEFE
<http://portale.unibocconi.it/>
- 14-15 aprile
Minieolico: progettazione, autorizzazione e realizzazione di un impianto
 Napoli, Italia
 Organizzatore: ISES ITALIA
<http://www.isesitalia.it>
- 14-16 aprile
EnergyMed 2011 Mostra Convegno sull'Energia, il Riciclo e la Mobilità sostenibile
 Mostra d'Oltremare
 Napoli, Italia
 Organizzatore: ANEA
<http://www.energynetwork.it/>
- 15 aprile
General Equilibrium Modelling of Climate and Energy Impacts and Policies: Recent Developments
 Milano, Italia
 Organizzatore: IEFE-Bocconi
www.unibocconi.eu/events
- 15 aprile
Dopo il disastro nucleare in Giappone - Energia: rifare i conti
 Roma, Italia
 Organizzatore: Amici della terra e ISAT
<http://www.amicidellaterra.it>
- 15 aprile
IREX Annual Report 2011. Energie rinnovabili strategie e finanza delle imprese nella competizione internazionale
 Milano, Italia
 Organizzatore: Althesys
<http://www.althesys.com/eventi.cfm?evento=597>
- 19 aprile
Workshop ENERMANAGEMENT
 Milano, Italia
 Organizzatore: Gruppo Italia Energia e Fire
<http://www.enermanagement.eu/>
- 19 aprile
Rewords: masuring sustainability, an Italian approach
 Brussels, Belgio
 Organizzatore: MESEURO, Centre for Mediterranean Europe Foundation
<http://www.rewords.eu>
- 19 aprile
Irex Annual Report 2011
 Roma, Italia
 Organizzatore: Althesys
<http://www.althesys.com/>
- 19-20 aprile
Seconda Conferenza nazionale sulle rinnovabili termiche
 Roma, Italia
 Organizzatore: Amici della Terra
<http://www.amicidellaterra.it>
- 26-27 aprile
2011 EIA Energy Conference
 Washington, USA
 Organizzatore: EIA
www.fbcinc.com/EIA/agenda.aspx
- 27 aprile
Seminario - Fuel Mix Disclosure
 Roma, Italia
 Organizzatore: GSE
<http://www.gse.it/>

Gli altri appuntamenti (continua)

- 27 aprile
Project Finacing e Leasing per le Energie Rinnovabili
 Milano, Italia
 Organizzatore: Business International
<http://www.businessinternational.it>
- 27-28 aprile 2011
European Nuclear Renaissance 2011
 Roma, Italia
 Organizzatore: Active Communications International
<http://acius.net/aci/conferences/eu-enp1.asp>
- 28 aprile
Convegno politiche e mercato dell'energia post liberalizzazione. Benefici e criticità per i consumatori. Quali prospettive?
 Roma, Italia
 Organizzatore: Federconsumatori
<http://www.federconsumatori.it>
- 29 aprile
Workshop on Renewable Energy Support in Europe
 Firenze, Italia
 Organizzatore: Florence School of Regulation
<http://www.florence-school.eu/>
- 2-3 maggio
Italian Pv Summit
 Verona, Italia
 Organizzatore: Expoenergie
<http://www.italianpvsummit.com/IT/>
- 4 maggio
Fotovoltaico: nuove tecnologie e opportunità di impresa
 Verona, Italia
 Organizzatore: ISES Italia
<http://www.isesitalia.it>
- 4-5 maggio
Minieolico: progettazione, autorizzazione e realizzazione di un impianto
 Verona, Italia
 Organizzatore: ISES Italia
<http://www.isesitalia.it>
- 4-5 maggio
Econometric Modelling for Energy Markets
 Amsterdam, Olanda
 Organizzatore: Energy Forum
<http://www.energyforum.com>
- 4-6 maggio
Greenbuilding e Solarexpo 2011
 Verona, Italia
 Organizzatore: Expoenergie
www.greenbuildingexpo.eu
- 5-6 maggio
III Convegno Federprogetti "Impiantistica Italiana: gli scenari internazionali e le prospettive future"
 Santa Margherita Ligure, Italia
 Organizzatore: Federprogetti
<http://www.cnimp.it/>
- 5-7 maggio
RENEXPO 2011
Fiera Internazionale e Congresso per le Energie Rinnovabili e l'Efficienza energetica
 Budapest, Ungheria
 Organizzatore: RENEXPO
www.renexpo-budapest.com
- 8-13 maggio
World Renewable Energy Congress 2011
 Linköping, Svezia
 Organizzatore: World Renewable Energy Congress/Network
www.wrec2011.com
- 9 maggio
Fundamentals of Energy Futures
 Londra, Regno Unito
 Organizzatore: Oxford Princeton
<http://www.oxfordprinceton.com/public-courses/upcoming-courses/details/120-fundamentals-of-energy-futures.html?xref=103>
- 9-10 maggio
Euroheat & Power 35th Biennial Congress
 Parigi, Francia
 Organizzatore: EHP Congress
www.ehpcongress.org
- 10 maggio
Rottamiamo gli impianti elettrici
 Bologna, Italia
 Organizzatore: Fiera Milano, Fondazione Opificio, Politecnico di Milano-dipartimento B.E.S.T. e FME
<http://www.etechexperience.com/node/552>
- 10-11 maggio
Euro-Mediterranean Energy Efficiency Forum
 Principato di Monaco
 Organizzatore: Johnson Controls, Prince Albert II of Monaco Foundation e The Climate Group

Gli altri appuntamenti (continua)

11 maggio

Nuclear Services and Supply Chain

Londra, Regno Unito

Organizzatore: World Renewable Energy Congress/Network
www.wrec2011.com

11 maggio

Il nuovo regime autorizzativo per la realizzazione di impianti FER: cosa cambia con il "Decreto Rinnovabili"

Milano, Italia

Organizzatore: Business International
http://www.businessinternational.it

11-12 maggio

Global energy buyers conference

Brussels, Belgio

Organizzatore: EnergyQuote
www.energyquote.com

11-13 maggio

Energy and Environment International Trade Fair

Madrid, Spagna

Organizzatore: GENERA 2011
http://www.ifema.es/ferias/genera/default_i.html

12 maggio

Building Tomorrow's Smart Cities: The Role of Electricity and DSOs for Sustainable Urban Development

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC
http://www2.eurelectric.org

16-17 maggio

Clean Coal Technologies: The Future of Coal-Fired Power

Atlanta, USA

Organizzatore: EUCI
https://www.euci.com

17-19 maggio

The 3rd Energy Storage Forum - Europe

Parigi, Francia

Organizzatore: Energy Storage Forum
http://www.energystorageforum.com

18 maggio

Energy Storage

Torino, Italia

Organizzatore: ACI
http://www.wplgroup.com

18-19 maggio

European Demand Response and Dynamic Pricing Conference

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Edie
http://www.edie.net/whatson/index.asp?channel=0

19 maggio

La gestione dell'energia e le tematiche ambientali

Milano, Italia

Organizzatore: ICMQ
http://sinergiemoderne.it/mailling/doc/Pieghevole_110519.pdf

19 maggio

Smart Meter Gas

Padova, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia
http://www.gruppoitaliaenergia.com

19-20 maggio

Innovation in Energy Technologies: What can we Learn from Patent Data

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM
http://www.feem.it/getpage.aspx?id=3625&sez=Events&padre=79

19-20 maggio 2011

Derivati su energia: profili valutativi e applicazioni contabili e fiscali

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Stock Exchange Group
www.academy.londonstockexchange.com

20 maggio

EU Energy Law & Policy Workshop

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation
http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops/2011/Law_and_Policy

20 maggio

NYSE: ICE 2011 Annual Meeting of Stockholders

Atlanta, Georgia

Organizzatore: ICE
http://ir.theice.com/releasedetail.cfm?releaseid=547057

20 maggio

Bioenergie: dove siamo? Con quali mezzi affrontiamo il futuro?

Milano, Italia

Organizzatore: ATI Lombardia
http://www.megaliafoundation.it

23-26 maggio

Chi semina vento raccoglie energia pulita

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

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

23-26 maggio

2011 IERE - RWE Workshop "Integration of Renewable Energies"

Dusseldorf, Germania

Organizzatore: IERE e RWE

http://www.iere.jp/NonMembers/Activities/Workshop/Germany_Workshop/FirstAnnouncement.pdf

23-24 maggio

Financial Instruments for Environmental Policies: State Aid, Public Procurement, Structural Funds and Market-Based Instruments

Maastricht, Olanda

Organizzatore: EIPA

<http://www.eipa.eu/>

24 maggio

EREC 2011 – Europe's Renewable Energy Policy Conference

Organizzatore: EREC

Brussels, Belgio

<http://www.erec.org/calendar-of-events/events-organised-by-erec/upcoming-events.html>

24 maggio

Energy & Utilities Forum 2011

Milano, Italia

Organizzatore: IDC Italia

<http://www.idcitalia.com/events/events.jsp>

24 maggio

Smart Grid Workshop - Genova Smart City

Genova, Italia

Organizzatore: Anie, Gruppo Italia Energia

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

24-26 maggio

Nemex - Foro sull'amministrazione dell'energia

Birmingham, Regno Unito

Organizzatore: Nemex

www.sustainabilitylive.com

24-26 maggio

European Energy days

Berlino, Germania

Organizzatore: Montel

<http://events.montel.no/EED/2011/default.asp>

24-27 maggio

Energy Risk

Houston, USA

Organizzatore: Energy Risk

<http://www.energyriskusa.com/static/home>

25 maggio

FSR ANNUAL CONFERENCE, 2011 EDITION

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation

<http://www.florence-school.eu/>

26 maggio

Cogenerazione, Efficienza energetica, Biomasse

Roma, Italia

Organizzatore: EIOM, Ente Italiano Organizzazione Mostre

www.eiomfiere.it

26-27 maggio

1° Workshop nazionale I.M.A.G.E. "La formazione per le professioni della green economy"

Torino, Italia

Organizzatore: Greenews – Eco

<http://www.greenews.info/concorso/>

27-29 maggio

RIGENERGIA 2011

Pollein, Valle d'Aosta

Organizzatore: Camera valdostana delle imprese e delle professioni

www.rigenergia.it

30-31 maggio

EU Funding for Energy and Environment

Berlino, Germania

European Academy

www.euroacad.eu/energy

30-31 maggio

International Workshop on "Modeling and Policy of CO2 Removal from the Atmosphere"

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM Fondazione Enrico Mattei

<http://www.feem.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.