

PRIMO PIANO

L'OGGI E IL DOMANI DELLA CRISI NORD-AFRICANA

Alberto Clò, R.I.E. - Ricerche Industriali ed Energetiche

■ L'esplosione e diffondersi dell'incendio delle piazze tunisine, egiziane, libiche contro i loro regimi al potere – improvviso ma non imprevedibile se si hanno a mente le rivolte represses nel sangue che anche all'indomani delle passate crisi attraversarono molti paesi arabi – ha riproposto al mondo intero uno dei temi da sempre al centro di quel che tradizionalmente si evoca per sicurezza degli approvvigionamenti energetici dei paesi consumatori/importatori. In sintesi: i rischi che possono derivare loro dall'ostilità politica estera dei paesi produttori/esportatori, segnatamente del Medio Oriente e del Nord Africa, ovvero dall'instabile politica interna di queste aree o di loro singoli paesi. Le cicliche crisi vissute dal secondo dopoguerra hanno visto il combinarsi di elementi dell'una e dell'altra fattispecie: come fu con quella dell'ottobre 1973, esplosa dopo la Guerra del Kippur tra Egitto e Israele, o con quella del 1979-80 che fece seguito alla rivoluzione interna iraniana iniziata nel novembre 1978. In quel caso, in modo non dissimile dai moti di piazza di questi giorni, scioperi e scontri dilagarono in



tutto il paese e portarono a dicembre all'azzeramento della produzione, sino alla cacciata dello Shah di Persia a metà gennaio 1979 ed il rientro e la salita al potere – il 1° febbraio – dell'Iman Khomeini, che il giorno dopo avviò un durissimo scontro con l'intero mondo occidentale. La crisi d'oggi presenta, sotto questo profilo, diversi elementi di novità. In primo luogo, la sua dimensione è, almeno sino al momento in cui scriviamo, tutta interna ai paesi che ne sono sconvolti senza ripercussioni esterne, al di là delle dure prese di posizione che stanno assumendo le Nazioni Unite, gli Stati Uniti, l'Europa. Un secondo elemento di novità sta nel fatto che la crisi ha avuto un limitato impatto sull'offerta di petrolio sui mercati internazionali, diversamente da quello che – nei fatti o anche solo nella loro percezione – accadde nel 1973, nel 1978-1979, nel 1990. La forte riduzione della produzione e dell'esportazione libica (l'offerta egiziana viene quasi

interamente consumata all'interno) è intervenuta, infatti, in una situazione in cui vi sono ampie disponibilità alternative di petrolio su cui poter far conto.

► continua a pagina 22

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/FEBBRAIO 2011

 Mercato elettrico Italia
 pag 2
 Mercato gas Italia
 pag 9
 Mercati energetici europa
 pag 13
 Mercati per l'ambiente
 pag 17

■ FOCUS
L'oggi e il domani della crisi nord-africana
 di Alberto Clò - R.I.E.
 pagina 22

■ APPROFONDIMENTI
Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane
 Donato Berardi, Samir Traini – ref.
 pagina 24

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 30

■ APPUNTAMENTI

pagina 33

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ A febbraio l'offerta di energia elettrica nel Sistema Italia ha raggiunto un massimo storico sfiorando i 63.500 MWh medi orari (+5,3% su base annua). Gli scambi di energia elettrica invece, per il secondo mese consecutivo, hanno registrato una flessione tendenziale (-2,2% su base annua). La contrazione degli acquisti nazionali (-2,4%), come quella delle vendite delle unità di produzione (-3,6%), è stata più sensibile nelle zone centro settentrionali del Paese. In aumento le importazioni di energia (+4,9%) che si confermano su livelli molto elevati (oltre 6.800 MWh medi orari). A febbraio si conferma

la forte crescita tendenziale degli scambi di energia over the counter (+23,9%), al loro massimo storico; la liquidità del mercato ha pertanto ceduto 9,1 punti percentuali su base annua attestandosi al 56,7%. In tale contesto il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), si è attestato a 66,29 €/MWh, con un aumento di 1,28 €/MWh (+2,0%) su gennaio e di 3,73 €/MWh (+6,0%) su febbraio 2010. I più consistenti tassi di crescita dei prezzi delle altre borse europee (più che doppi rispetto a quello italiano) hanno determinato una riduzione del differenziale con il PUN di quasi 5 €/MWh rispetto ad un anno fa. Ancora prossimo allo zero lo spark spread di febbraio.

Il prezzo medio di acquisto (PUN) è aumentato di 3,73 €/MWh rispetto a febbraio 2010 portandosi a 66,29 €/MWh (+6,0%). L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo di 4,09 €/MWh nelle ore fuori picco e di 3,09 €/MWh nelle ore di picco, con prezzi saliti rispettivamente a 59,90 €/MWh (+7,3%) e 77,79 €/MWh (+4,1%) (Grafico 1 e Tabella 1). Il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload si è attestato a 1,17.

I prezzi di vendita, in aumento tendenziale nelle quattro zone continentali, hanno invece segnato consistenti ribassi nelle due isole: Sardegna -18,3%; Sicilia -20,5%. Quest'ultima continua a registrare il prezzo più alto, pari a 84,35 €/MWh; il Sud, con 61,27 €/MWh, quello più basso. Prezzi di vendita compresi tra 64 e 66 €/MWh nelle altre zone (Grafico 2)

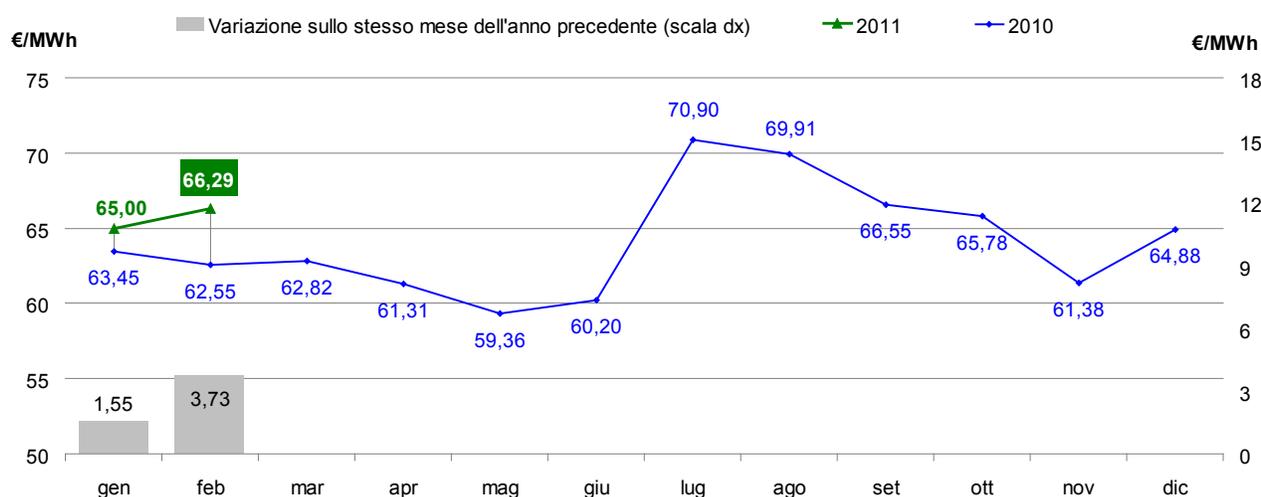
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	66,29	62,55	3,73	6,0%	21.504	-15,7%	37.929	-2,2%	56,7%	65,8%
<i>Picco</i>	77,79	74,70	3,09	4,1%	26.347	-13,5%	46.582	-1,9%	56,6%	64,2%
<i>Fuori picco</i>	59,90	55,81	4,09	7,3%	18.814	-17,3%	33.122	-2,4%	56,8%	67,0%
<i>Minimo orario</i>	27,00	20,54			12.091		24.899		48,0%	60,8%
<i>Massimo orario</i>	110,40	123,30			29.805		49.986		65,9%	73,8%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

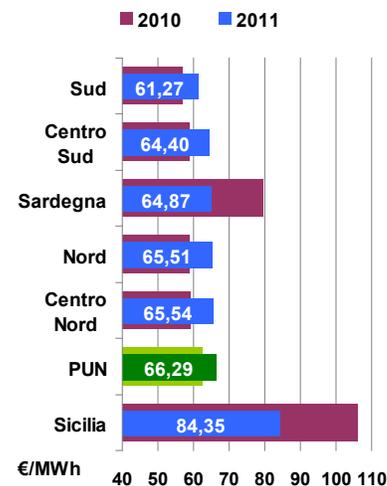
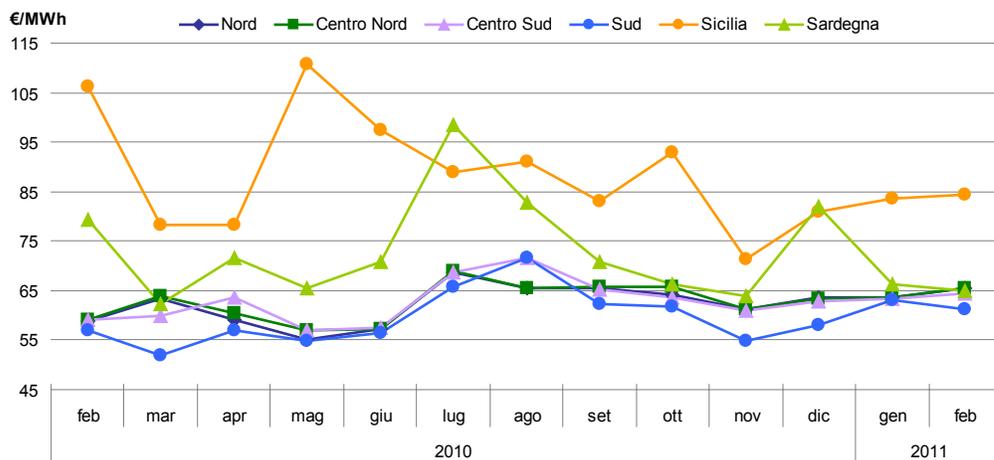
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 25,5 milioni di MWh, hanno registrato un calo del 2,2% su base annua. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 14,5 milioni di MWh, si è ridotta del 15,7% rispetto a febbraio dello scorso anno; per contro gli scambi di energia O.T.C. registrati

sulla PCE, pari a 11,0 milioni di MWh e al loro massimo storico, sono cresciuti del 23,9% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 9,1 punti percentuali su base annua attestandosi al 56,7%, valore più basso da giugno 2006 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.450.977	-15,7%	56,7%
Operatori	8.537.850	-19,6%	33,5%
GSE	2.999.205	-15,6%	11,8%
Zone estere	2.847.781	-4,1%	11,2%
Saldo programmi PCE	66.141	+824,8%	0,3%
PCE (incluso MTE)	11.037.269	+23,9%	43,3%
Zone estere	1.727.731	+24,3%	6,8%
Zone nazionali	9.375.679	+24,5%	36,8%
Saldo programmi PCE	-66.141		
VOLUMI VENDUTI	25.488.246	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	17.152.686	+18,8%	
OFFERTA TOTALE	42.640.932	+5,3%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	14.450.977	-15,7%	56,7%
Acquirente Unico	4.818.082	-2,1%	18,9%
Altri operatori	8.648.151	-19,8%	33,9%
Pompaggi	74.140	-73,3%	0,3%
Zone estere	411.328	+14,3%	1,6%
Saldo programmi PCE	499.277	-37,5%	2,0%
PCE (incluso MTE)	11.037.269	+23,9%	43,3%
Zone estere	33.600	-0,5%	0,1%
Zone nazionali AU	2.736.672	-5,5%	10,7%
Zone nazionali altri operatori	8.766.274	+29,3%	34,4%
Saldo programmi PCE	-499.277		
VOLUMI ACQUISTATI	25.488.246	-2,2%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	1.879.287	-23,9%	
DOMANDA TOTALE	27.367.533	-4,1%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,0 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale del 2,4%; il calo ha interessato tutte le zone ad eccezione delle isole (in evidenza la Sardegna con +6,2%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 445 mila MWh, hanno segnato un aumento del 13,0% (Tabella 4). Le vendite di energia elettrica dalle unità

di produzione nazionale, pari a 20,9 milioni di MWh, sono diminuite del 3,6%; in riduzione soprattutto le vendite nel Nord e nel Centro Nord, in controtendenza ancora la Sardegna (+20,3%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,6 milioni di MWh, sono cresciute su base annua del 4,9%, confermandosi su livelli molto elevati (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	18.402.235	27.384	+5,5%	10.070.355	14.986	-6,4%	13.692.394	20.376	-3,1%
Centro Nord	3.371.680	5.017	+7,9%	1.642.707	2.445	-6,6%	2.700.279	4.018	-3,2%
Centro Sud	5.314.114	7.908	-2,4%	2.446.459	3.641	+1,4%	3.967.914	5.905	-2,8%
Sud	6.716.764	9.995	+12,9%	4.154.558	6.182	-4,3%	2.042.468	3.039	-2,3%
Sicilia	2.383.315	3.547	+8,8%	1.591.904	2.369	+0,6%	1.647.582	2.452	+0,6%
Sardegna	1.402.113	2.086	+8,5%	1.006.751	1.498	+20,3%	992.681	1.477	+6,2%
Totale nazionale	37.590.220	55.938	+6,1%	20.912.734	31.120	-3,6%	25.043.318	37.267	-2,4%
Estero	5.050.712	7.516	-0,1%	4.575.512	6.809	+4,9%	444.928	662	+13,0%
Sistema Italia	42.640.932	63.454	+5,3%	25.488.246	37.929	-2,2%	25.488.246	37.929	-2,2%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela che i ribassi tendenziali più consistenti delle vendite sono stati registrati dagli impianti a ciclo combinato (-7,1%) – esclusivamente nelle zone continentali – idroelettrici ad apporto naturale (-5,1%) e a pompaggio, che hanno più che dimezzato la produzione (-52,5%). Più contenuto il calo delle vendite degli impianti a carbone (-1,1%); in aumento i geotermici (+4,5%), gli altri termici (+13,6%) e gli eolici (+27,8%). Pertanto la

quota delle vendite di energia elettrica dagli impianti a ciclo combinato è scesa al 56,7% (-2,1 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella dagli impianti a pompaggio all'1,1% (-1,1 p.p.), mentre è salita al 15,1% quella dagli altri impianti termici (+2,3 p.p.) ed al 3,0% quella dagli impianti eolici (+0,8 p.p.); pressoché invariate le quote di vendite di energia elettrica dagli altri impianti (Tabella 5).

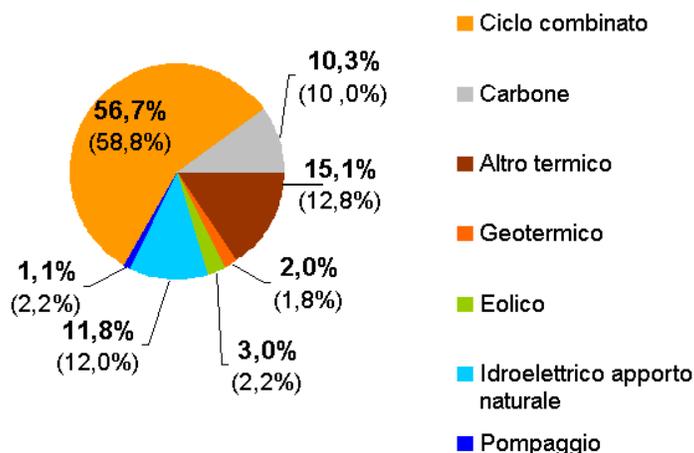
(continua)

Tabella 5: MGP, vendite per tipologia di impianto

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	12.188	-7,2%	2.008	-6,1%	3.053	+5,3%	5.536	-3,5%	2.095	+3,2%	1.290	+25,5%	26.170	-2,9%
Ciclo combinato	9.712	-5,4%	1.260	-9,5%	1.225	-29,8%	2.975	-16,4%	1.938	+22,9%	544	+19,4%	17.654	-7,1%
Carbone	651	-53,5%	5	-63,0%	1.495	+64,4%	335	-16,4%	-	-	714	+39,6%	3.201	-1,1%
Geotermico	0	-	622	+5,2%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	624	+4,5%
Altro termico	1.825	+24,7%	121	-12,7%	333	+35,8%	2.223	+25,7%	157	-65,5%	32	-46,8%	4.691	+13,6%
Idroelettrico	2.793	-3,2%	431	-9,1%	434	-22,9%	201	-53,2%	45	-65,8%	122	+2,3%	4.027	-12,5%
Apporto naturale	2.541	+6,2%	404	-12,4%	411	-14,5%	201	-53,2%	29	-16,9%	102	+14,6%	3.687	-5,1%
Pompaggio	253	-48,7%	28	+103,1%	23	-72,2%	0	-	16	-83,6%	20	-33,1%	340	-52,5%
Eolico	4	+47,3%	5	-92,0%	154	+19,7%	446	+51,2%	229	+19,0%	86	-12,4%	924	+27,8%
Totale Impianti	14.986	-6,4%	2.445	-6,6%	3.641	+1,4%	6.182	-4,3%	2.369	+0,6%	1.498	+20,3%	31.120	-3,6%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) a febbraio sono stati negoziati 230 contratti (185 baseload e 45 peakload), pari a 324 mila MWh, e registrati, per la prima volta, 380 contratti O.T.C. (280 baseload e 100 peakload) pari a 237 mila MWh. *Marzo 2011* è stato il prodotto più scambiato. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per

4.716 MW, per un totale di 5,3 milioni di MWh. Tutti i prodotti in contrattazione hanno evidenziato un prezzo di controllo in aumento rispetto a gennaio (Tabella 6).

Il prodotto *Marzo 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 811 MW sul baseload e di 420 MW sul peakload, per complessivi 718 mila MWh.

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a febbraio

Fonte: GME

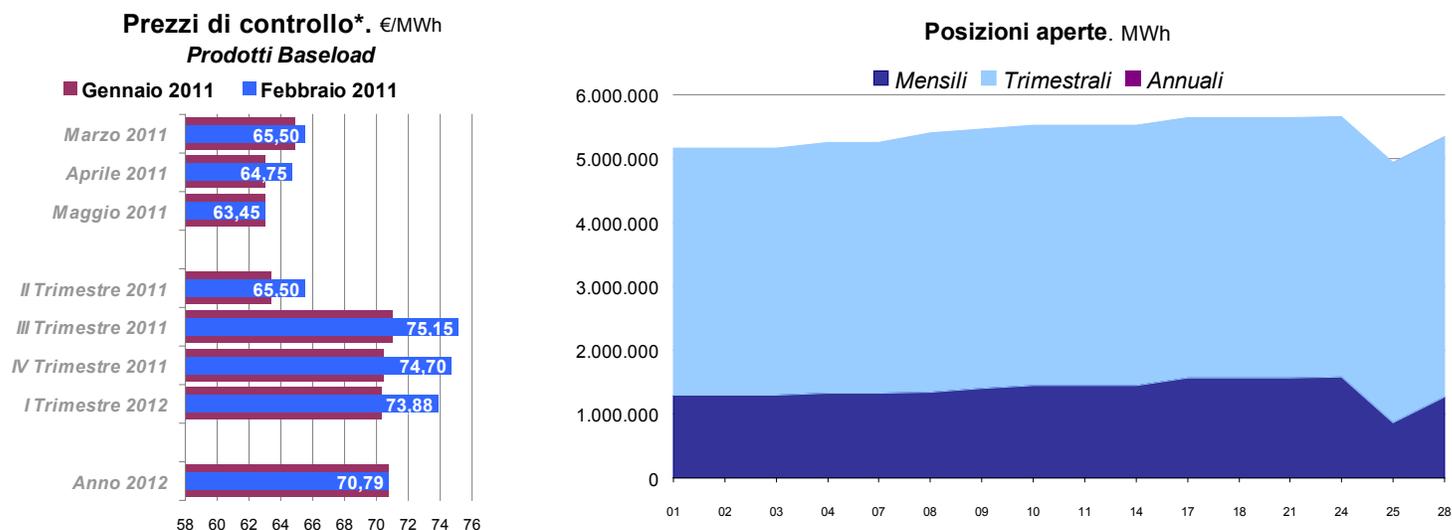
	PRODOTTI BASELOAD							PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Scambi	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	Prezzo di controllo*		Scambi	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte		
	€/MWh	var %						N.	MW						MW	MW
<i>Marzo 2011</i>	65,50	0,9%	6	10	280	290	-	-	75,70	2,3%	1	-	100	100	-	-
<i>Aprile 2011</i>	64,75	2,8%	3	70	-	70	531	382.320	73,60	0,8%	-	-	-	-	280	70.560
<i>Maggio 2011</i>	63,00	0,0%	-	-	-	-	461	342.984	73,08	0,0%	-	-	-	-	280	73.920
<i>Giugno 2011</i>	68,83	-	-	-	-	-	461	331.920	74,71	-	-	-	-	-	280	73.920
<i>II Trimestre 2011</i>	65,50	3,3%	1	20	-	20	501	1.094.184	73,80	0,0%	-	-	-	-	285	222.300
<i>III Trimestre 2011</i>	75,15	5,8%	1	10	-	10	471	1.039.968	82,00	1,0%	-	-	-	-	280	221.760
<i>IV Trimestre 2011</i>	74,70	6,0%	8	75	-	75	561	1.239.249	81,60	0,0%	3	45	-	45	325	253.500
<i>I Trimestre 2012</i>	73,88	5,0%	-	-	-	-	-	-	85,70	5,0%	-	-	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	70,79	0,0%	-	-	-	-	-	-	82,12	0,0%	-	-	-	-	-	-
Totale			19	185	280	465	2.986	4.430.625			4	45	100	145	1.730	915.960

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

(continua)

Grafico 5: MTE, prezzi di controllo* dei prodotti negoziabili a febbraio ed evoluzione delle posizioni aperte

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia a febbraio 2011, sono state pari a 22,4 milioni di MWh, in aumento del 33,3% rispetto allo stesso mese del 2010. In evidenza i contratti standard peakload (+60,4%) e baseload (+58,6%). Le

transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 14,5 milioni di MWh (+29,2%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 11,1 milioni di MWh (+24,5%), che nei conti in prelievo, pari a 11,5 milioni di MWh (+18,8%) (Tabella 7).

Tabella 7: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a febbraio e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI					
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo		
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	8.630.179	+58,6%	38,5%	11.290.905	+25,8%	100,0%	11.536.876	+18,8%	100,0%
Off Peak	600.132	+19,2%	2,7%	2.765.238	+76,4%	24,5%	-	-	-
Peak	1.652.062	+60,4%	7,4%	11.103.410	+24,5%	98,3%	11.536.546	+18,8%	100,0%
Week-end	-	-	-	2.591.428	+71,3%	23,0%	-	-	-
Totale Standard	10.882.373	+56,0%	48,6%						
Totale Non standard	11.074.239	+12,8%	49,5%	187.495	+242,1%	1,7%	330	-79,7%	0,0%
PCE bilaterali	21.956.612	30,7%	98,1%	173.809	+219,4%	1,5%	-	-	-
MTE	433.632	+12805,7%	1,9%	Saldo programmi	66.141	+824,7%	499.277	- 37,5%	
TOTALE PCE	22.390.244	+33,3%	100,0%						
POSIZIONE NETTA	14.465.139	+29,2%	64,6%						

PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di febbraio il differenziale di prezzo tra la zona Nord e la borsa BSP è risultato in aumento, registrando un valore pari a 13,47 €/MWh (+1,05 €/MWh), per effetto dell'andamento divergente osservato sulle quotazioni nelle ore di picco. A conferma si registra la crescita della percentuale di ore in cui il prezzo italiano è risultato superiore a quello sloveno - passato dal 92% al 95% - a scapito delle ore in cui vi è stata convergenza di prezzo tra le due borse (5%).
A febbraio il market coupling ha funzionato regolarmente, assegnando 87 MW medi orari di capacità transfrontaliera, in

crescita di 23 MW rispetto al mese di gennaio quando, nella prima decade del mese, le interconnessioni erano ridotte per le festività. Tale capacità è risultata assegnata per tutto il mese in import verso l'Italia, coerentemente con l'andamento del differenziale di prezzo tra le due borse.
Infine, tra gli effetti del market coupling si registra il secondo rialzo consecutivo dei volumi trattati dalla borsa BSP saliti a 109 MWh medi orari (+14%), praticamente raddoppiati rispetto al livello medio del 2010.

Tabella 1: Esiti del Market Coupling

Fonte: GME

	Prezzi (€/MWh)					N° di ore (%)			Capacità (MW)	
	Pz Nord	Diff M-1(%)	Pz BSP	Diff M-1(%)	Delta Pz Nord - Pz BSP	Delta Pz Nord - Pz BSP M-1	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	65,51	+2,9%	52,04	+1,6%	13,47	12,42	95%	5%	0%	87
Picco	76,68	+6,6%	62,78	-4,1%	13,90	6,58	34%	1%	0%	30
Fuori Picco	56,47	+0,8%	47,70	+1,9%	8,77	9,27	32%	4%	0%	31
Festivo	62,84	-0,3%	44,02	+3,6%	18,82	20,59	29%	0%	0%	26

Grafico 1: andamento dei prezzi

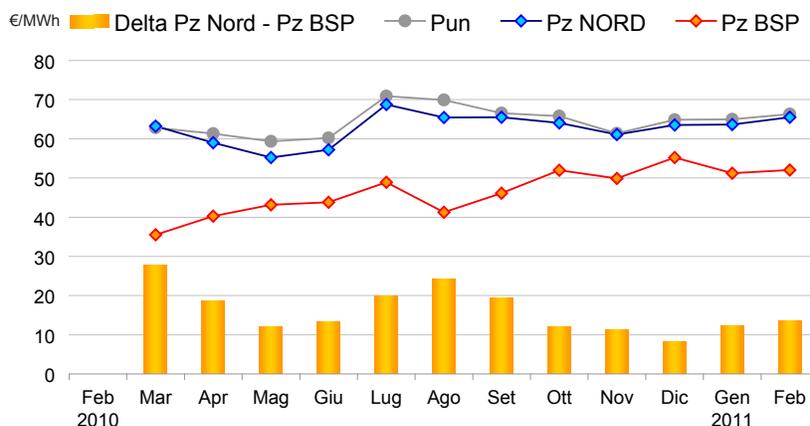
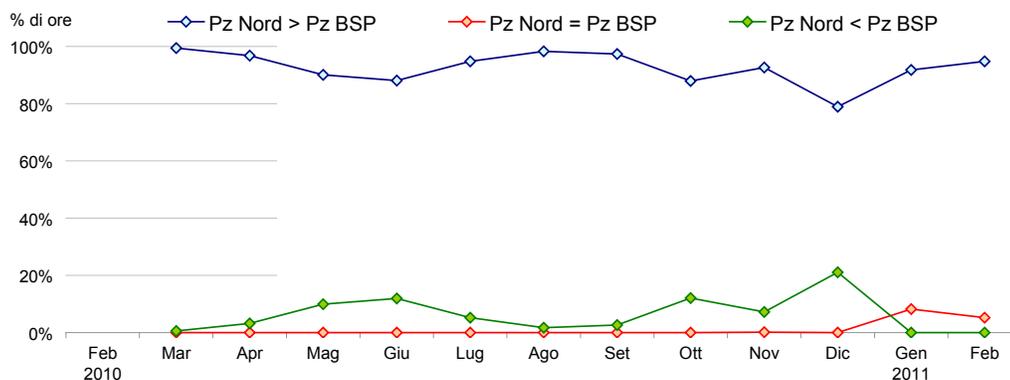


Grafico 2: Andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP



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	87	476	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%
Export	0	0	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Totale	87	476	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%

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

Fonte: GME

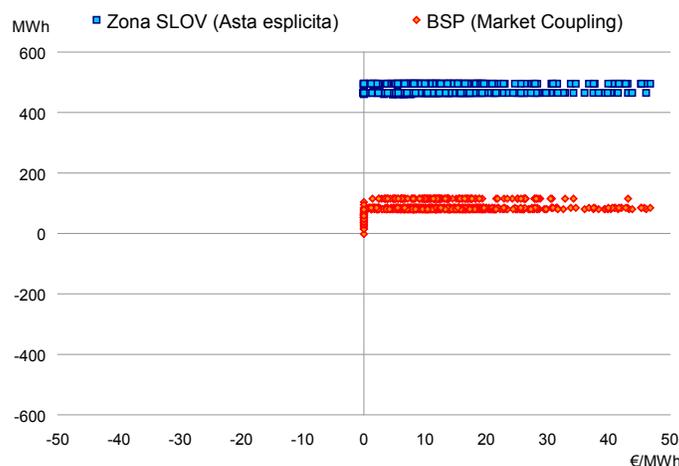
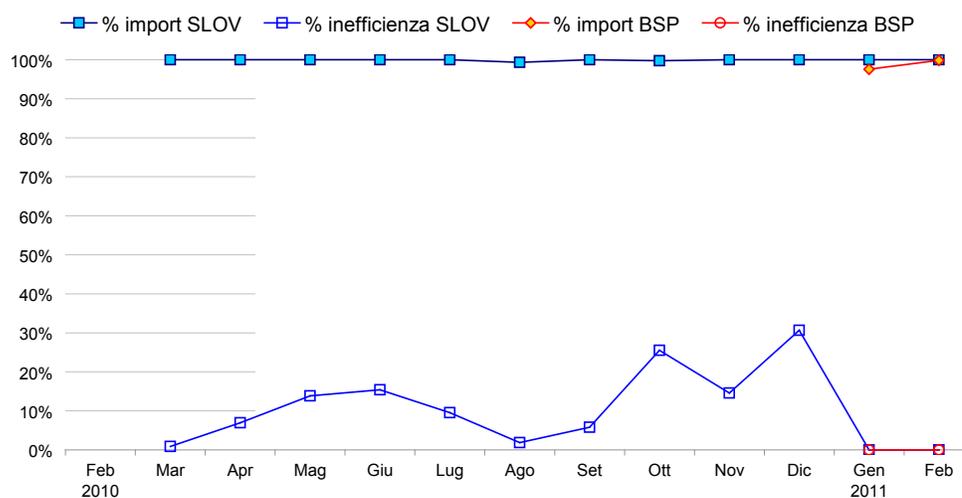


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ Il mese di febbraio rafforza il calo tendenziale dei consumi di gas naturale già osservato nel corso del mese precedente, trainato ancora dalla riduzione del settore domestico, in un contesto di sostanziale stabilità del fabbisogno termoelettrico e di ulteriori aumenti della domanda industriale. Le quotazioni

del PSV si mantengono in linea con i valori dei quattro mesi precedenti, in aumento rispetto ad un anno fa, ma al di sotto rispetto a quanto registrato nel 2009.

Nel mese in oggetto prosegue in modo attivo l'operatività sui mercati spot del gas naturale gestiti dal GME, sui quali si rileva una moderata crescita dei volumi scambiati nella parte finale del mese.

Il mese di febbraio rafforza il calo tendenziale dei consumi di gas naturale registrato nel corso del mese precedente, che si attestano a 9.038 milioni di MC (-4%). Tale riduzione riflette una ulteriore e più marcata contrazione dei consumi domestici (-8%) indotta da condizioni meteorologiche più favorevoli, a fronte del perdurare di una situazione di inerzia per il comparto termoelettrico e dinamiche di crescita per quello industriale (+4%). Nel dettaglio, dopo alcuni mesi di incertezza il comparto

industriale riprende a salire registrando consumi pari a 1.212 milioni di MC (+4%), in crescita soprattutto rispetto al 2009 (+17%), ma ancora sensibilmente lontani dai livelli pre-crisi del 2008 (-15%). Dal canto suo il comparto termoelettrico si conferma sui valori dello scorso anno con volumi pari a 2.442 milioni di MC, chiaramente in aumento rispetto all'anno di crisi 2009 (+11%), ma decisamente al di sotto di quanto registrato nel 2008 (-18%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	9.038	-4%
Impianti di Distribuzione	5.039	-8%
Consumi Termoelettrici	2.442	-0%
Consumi Industriali	1.212	+4%
Rete terzi e consumi di sistema	345	-1%
Offerta	9.038	-4%
Import	6.918	-3%
Produzione Nazionale	645	+3%
Sistemi di stoccaggio	1.474	-12%

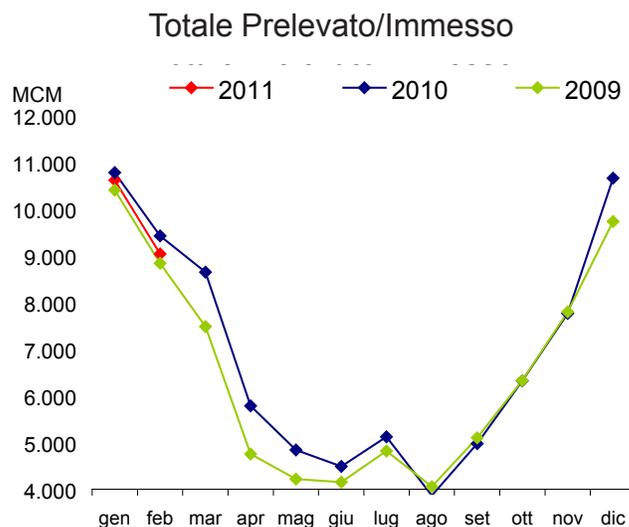
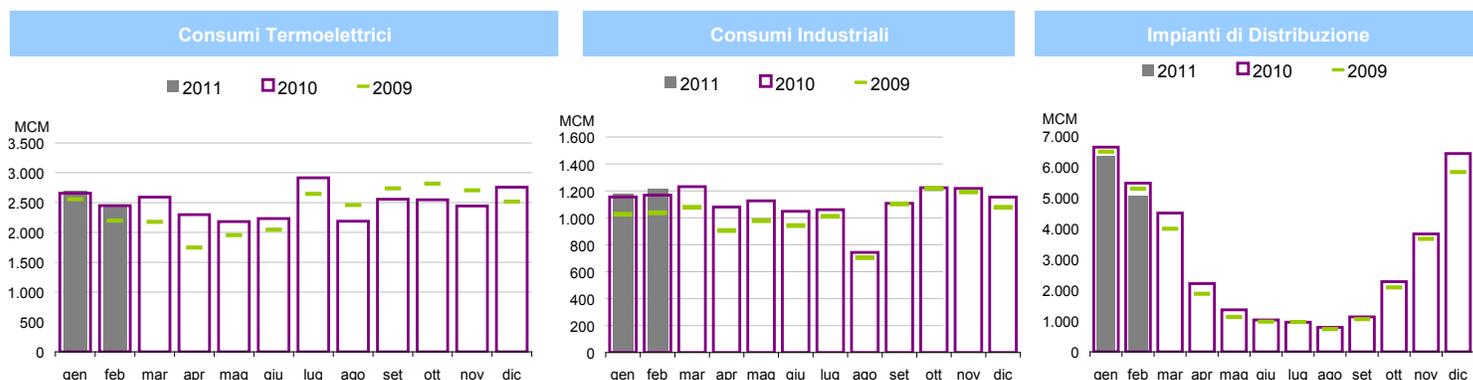


Grafico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



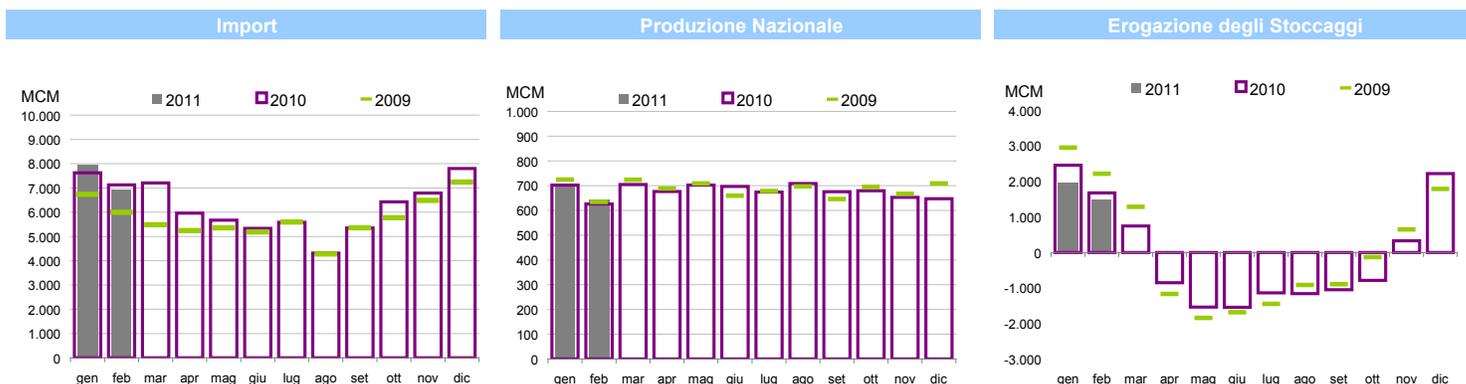
(continua)

Il calo della domanda di gas favorisce in primo luogo la riduzione dell'import, che scende a 6.918 milioni di MC (-3%), peraltro in un contesto caratterizzato dall'interruzione del gasdotto Greenstream concentrata nell'ultima settimana del mese e indotta dalle tensioni legate alla crisi libica. In secondo luogo si evidenzia una ulteriore contrazione dell'utilizzo dello stoc-

caggio in erogazione, con volumi pari a 1.474 milioni di MC (-12%), che determina di conseguenza volumi di gas stoccato sensibilmente superiori a quanto registrato un anno fa e pari a 3.298 milioni di MC (+42%). Marginale, infine, il contributo della produzione nazionale di gas, che si porta a 645 milioni di MC (+3%).

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

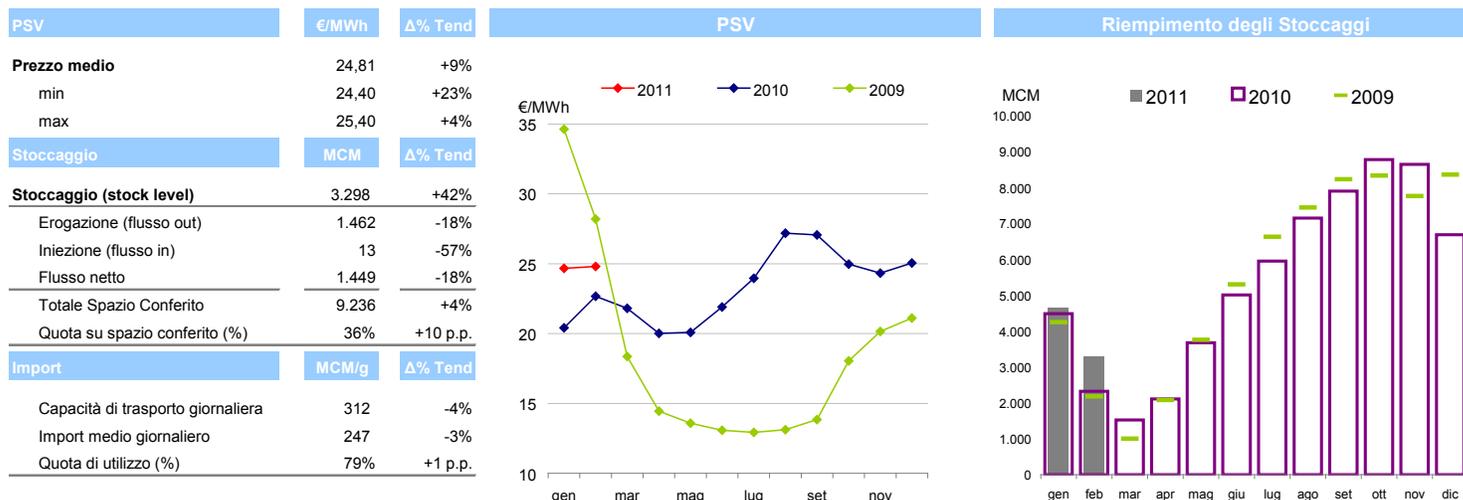


A fronte di un ulteriore balzo dei prezzi petroliferi sostenuti dalla crisi nordafricana, le dinamiche congiunturali e tendenziali di contrazione della domanda di gas favoriscono condizioni di stabilità sulle tendenze di prezzo del PSV, che si conferma

sui livelli degli ultimi quattro mesi e pari a 24,81 €/MWh, in aumento rispetto ad un anno fa (+9%), ma inferiore ai valori del 2009 (-12%).

Figura 3: Gas Naturale, prezzo PSV, stoccaggio e import

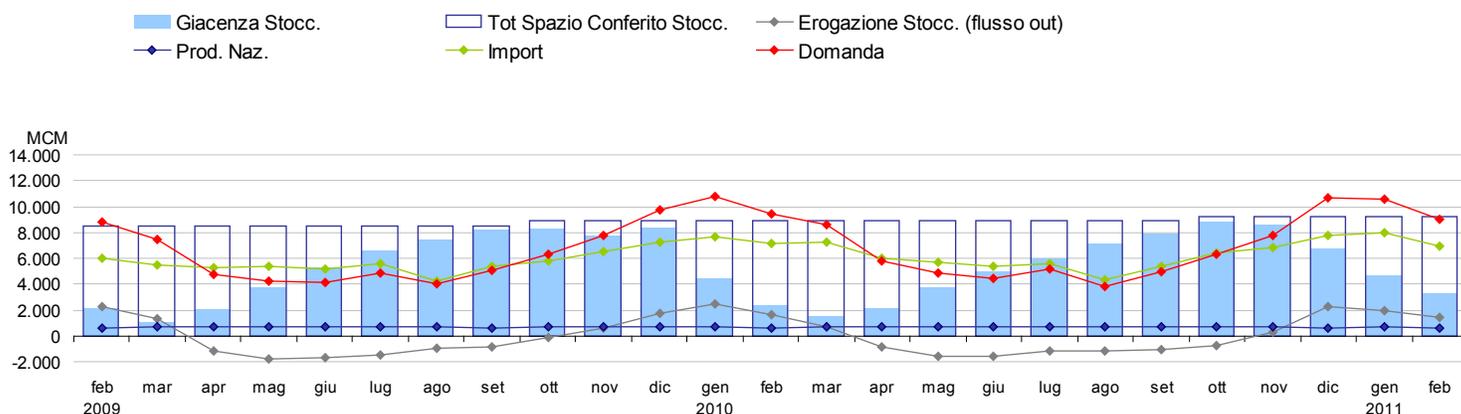
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Il secondo mese dell'anno conferma il crescente interesse degli operatori per i nuovi mercati spot del gas naturale gestiti dal GME ed entrati in operatività nel corso delle ultime due settimane del 2010. Anche a febbraio gli operatori hanno manifestato una preferenza per la fase a contrattazione continua del MGP-gas, su cui si sono registrati scambi per un totale di 13.680 MWh ad un prezzo medio di 24,81 €/MWh. Si osserva

inoltre che la quasi totalità degli scambi si sono concentrati negli ultimi quattro giorni feriali del mese, arrivando oltretutto a segnare il record giornaliero con 4.000 MWh. In crescita anche l'operatività su MI-gas, che nel mese in oggetto ha totalizzato volumi negoziati pari a 4.060 MWh ad un prezzo medio di 24,42 €/MWh. Tali prezzi risultano sostanzialmente allineati a quanto osservato sul PSV.

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	24,81	-1,2%	0,57%	-	-	-
	c€/Gj	689,08	-	-	-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	24,42	-2,6%	1,01%	-	-	-
	c€/Gj	678,24	-	-	-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	24,31	-1,0%	-	24,51	-	-
	c€/Gj	675,23	-	-	680,71	-	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	24,81	+0,5%	1,1%	-	-	-
	c€/Gj	689,03	-	-	-	-	-

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

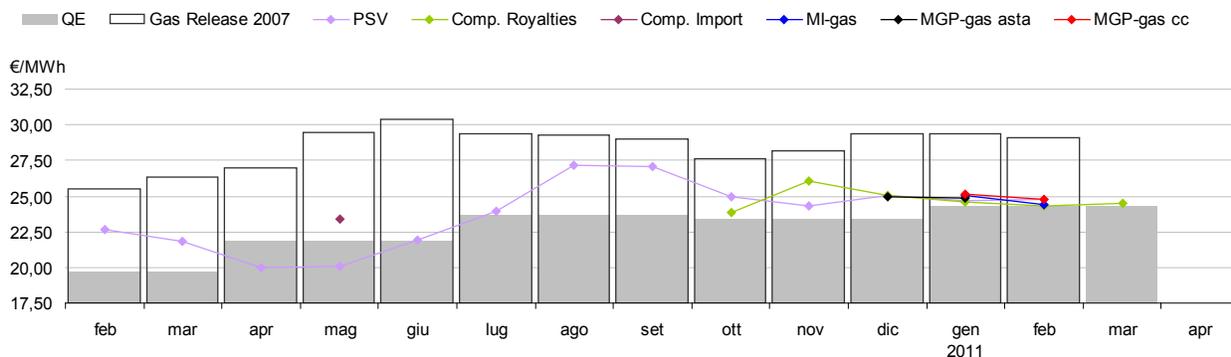


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

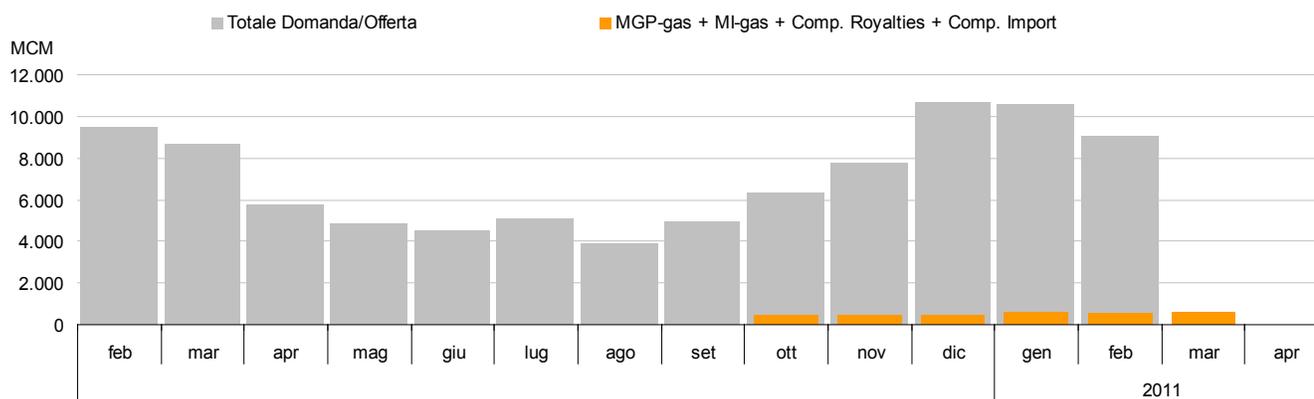
Fonte: dati GME

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	1,25	-19,4%	-	-	1,25	2	2	10
	MWh	13.680	-	-	-	13.680	-	-	-
MI-gas	MCM	0,37	+461,9%	-	-	0,37	3	1	7
	MWh	4.060	-	-	-	4.060	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	553,85	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	1.683.763	-	-	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-	-	-	-	-	-	-	-

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

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

Fonte: dati GME, SRG



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ Nel mese di febbraio il trend spiccatamente rialzista seguito dal petrolio e dai suoi prodotti derivati nel corso degli ultimi quattro mesi registra un ulteriore deciso rafforzamento, alimentato anche dalle gravi tensioni politiche e sociali in atto in alcuni paesi produttori ed esportatori di greggio. In generale il quadro energetico europeo dei combustibili appare piuttosto composito: in un contesto in cui il tasso di cambio dollaro/euro consolida la debole tendenza positiva avviata in questo inizio

a febbraio il tasso di cambio registra il secondo debole aumento consecutivo, portandosi a 1,37 \$/€ (+2,2% congiunturale) e realizzando le attese espresse dai mercati nel mese precedente. In virtù di tale ulteriore incremento la parità tra le due monete si riallinea ai valori di dodici mesi fa, spingendo moderatamente al rialzo le aspettative degli operatori per il 2011. Sui mercati internazionali del greggio non accenna ad arrestarsi il trend di crescita che nel giro di cinque mesi ha rapidamente trainato le quotazioni oltre i 100 \$/bbl, sostenuto anche dalla critica situazione di instabilità politica che sta investendo i paesi nordafricani e mediorientali. In Europa il Brent è arrivato a sfiorare i 104 \$/bbl, ad un passo dai livelli eccezionali dell'estate 2008, per effetto di una crescita che, prossima all'8% rispetto a gennaio, raggiunge il 40,9% su base tendenziale, alimentando prospettive di ulteriore rialzo sui mercati futures.

Gli andamenti dei prezzi del petrolio favoriscono aumenti di simile intensità sulle quotazioni dei suoi prodotti derivati, salite

d'anno e il Brent con i suoi prodotti di raffinazione si avvicina rapidamente ai valori massimi storici raggiunti nell'estate del 2008, le quotazioni sui mercati del carbone e del gas conoscono una battuta d'arresto, confermando le indicazioni di un rallentamento della crescita già mostrato a gennaio. Anche le borse dell'elettricità presentano segnali di una ripresa dei prezzi, non particolarmente intensa in termini congiunturali, ma ben più significativa su base annua, dove più evidenti risultano gli effetti del progressivo recepimento della crescita tendenziale del costo dei combustibili.

a ridosso degli 870 \$/MT nel caso del gasolio e sui 575 \$/MT per l'olio combustibile, con incrementi dell'8/12% in termini congiunturali e del 28/43% sul 2010.

In controtendenza appaiono invece le dinamiche di prezzo apprezzate sui mercati del carbone che, dopo l'exploit dell'ultimo trimestre del 2010, registrano la prima riduzione congiunturale degli ultimi undici mesi, confermando i segnali di rallentamento mostrati a gennaio.

La quotazione dell'API2, pur mantenendosi sui massimi valori dell'ultimo biennio, scende a 119,4 \$/MT (-3,9% rispetto al mese precedente), sperimentando il primo dei ribassi attesi dagli operatori in questo semestre dell'anno.

La conversione delle quotazioni in euro, complici le modeste variazioni del tasso di cambio, non produce modifiche sostanziali nelle dinamiche di prezzo rilevate sui combustibili, favorendo soltanto un lieve ritocco al ribasso degli aumenti sperimentati in termini congiunturali dal petrolio e dai prodotti della sua raffinazione (+5/10%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Feb 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 11	Apr 11	Mag 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,37	+2,2%	-0,2%	1,37	1,37 ▲	1,37 ▲	1,37 -	1,36 ▲
Brent	\$/bbl	103,8	+7,5%	+40,9%	95,3	105,8 ▲	105,8 ▲	105,8 -	104,9 ▲
FOB	€/bbl	76,0	+5,2%	+41,1%	69,6	77,0 ▲	77,1 ▲	77,1 -	77,2 ▲
Fuel Oil	\$/MT	575,5	+11,9%	+28,6%	517,0	573,0 ▲	621,5 ▲	574,0 -	588,3 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	421,3	+9,5%	+28,8%	377,9	417,1 ▲	452,6 ▲	418,2 -	433,0 ▲
Gasoil	\$/MT	867,3	+8,6%	+43,5%	802,4	891,8 ▲	894,8 ▲	898,3 -	921,3 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	634,9	+6,3%	+43,8%	586,6	649,2 ▲	651,7 ▲	654,5 -	678,2 ▲
Coal	\$/MT	119,4	-3,9%	+58,1%	113,5	119,3 ▲	117,8 ▲	115,6 -	121,0 ▲
API2 CIF ARA	€/MT	87,4	-5,9%	+58,3%	83,0	86,8 ▲	85,8 ▲	84,2 -	89,1 ▲

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

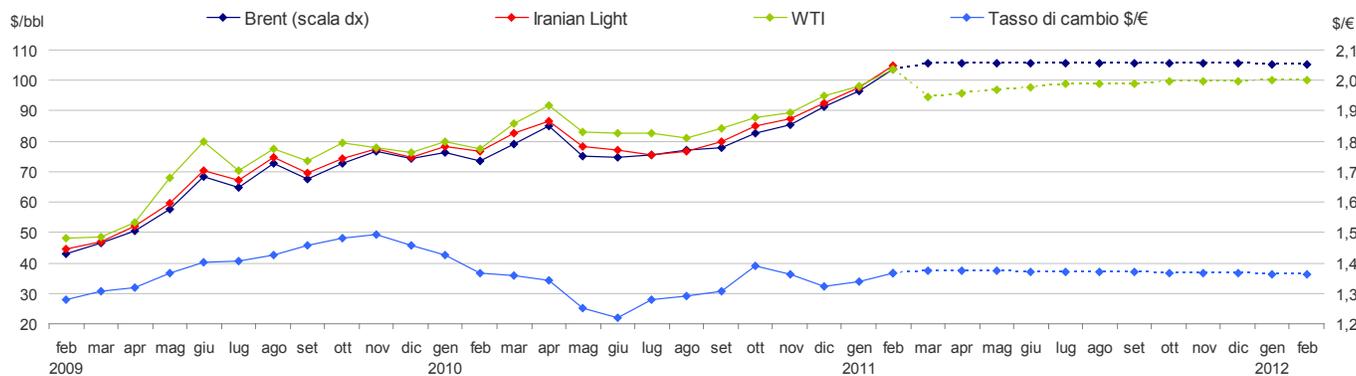


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

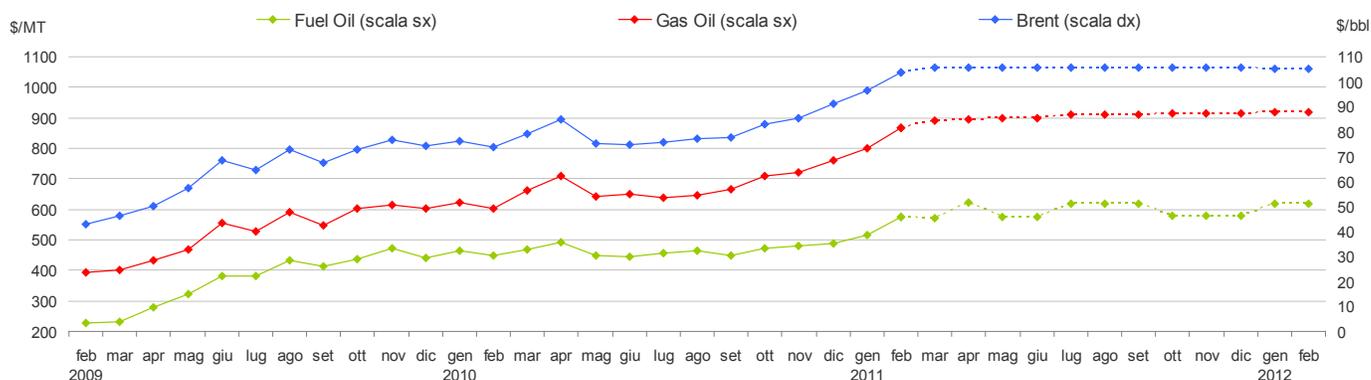
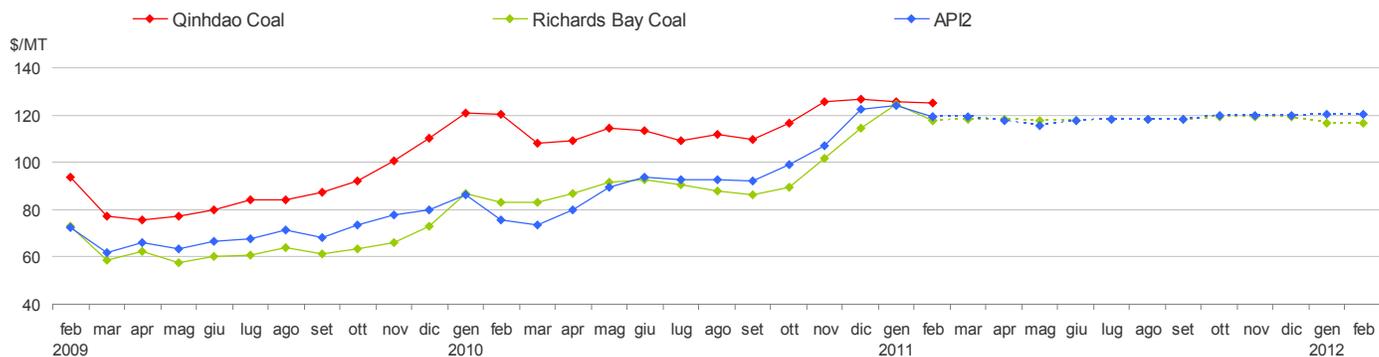


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

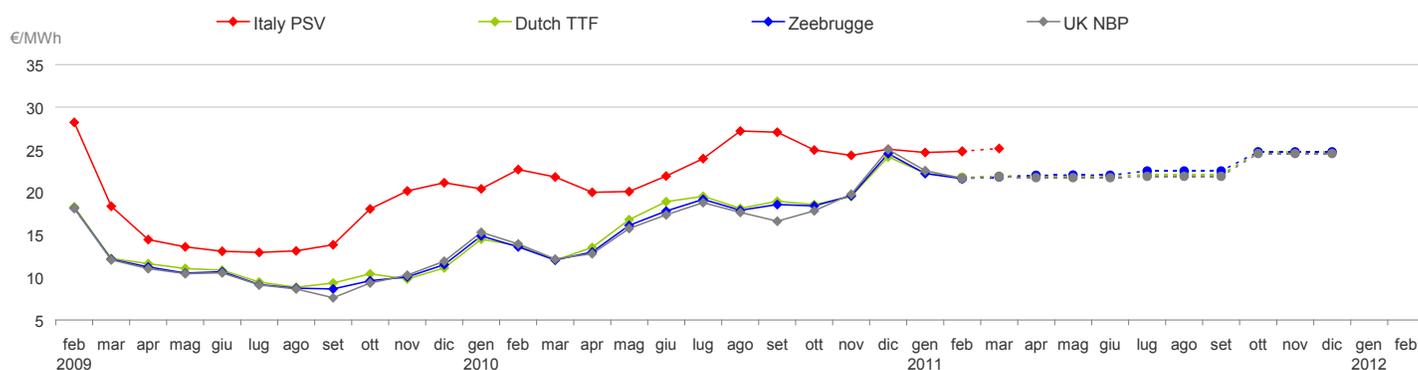
Al pari del carbone, deboli riduzioni congiunturali di prezzo interessano anche gli hub europei del gas, dove tuttavia, a fronte del secondo calo consecutivo, le quotazioni permangono sui massimi valori biennali, attestandosi sui 22 €/MWh sia in Europa centro-settentrionale che in Gran Bretagna (-2/-4%). In Italia si consolida, invece, la fase di ridotta volatilità che ha consentito alle quotazioni di mantenersi sostanzialmente inalterate sui 25 €/MWh da ottobre 2010. Su base tendenziale tutti

i listini europei si confermano in crescita significativa rispetto allo scorso anno (+55/59%), con la sola parziale eccezione rappresentata dal PSV italiano, caratterizzato da aumenti di minor intensità (+9,4%). In chiave futura i mercati prospettano scenari di sostanziale stabilità su tutti i riferimenti europei, escludendo anche, almeno per il momento, impatti sulla piazza italiana derivanti dall'attuale crisi libica.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)					
GAS	Area	Feb 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 11	Apr 11	Mag 11	Gas Year 11		
PSV DA	Italia	24,81	+0,5%	+9,4%	24,90	25,15	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	21,75	-2,2%	+58,4%	21,80	21,90	-	22,00	-	-	24,60 ▲
Zeebrugge	Belgio	21,60	-2,7%	+58,9%	-	21,81 ▲	21,99 ▲	22,03	-	-	24,79 ▲
UK NBP	Regno Unito	21,65	-3,9%	+55,4%	22,10	21,81	-	21,70	-	21,70	24,53 ▲



In questo contesto i prezzi delle principali borse elettriche consolidano, su oscillazioni mensili riconducibili prevalentemente a fenomeni stagionali, un trend di fondo crescente, alimentato dagli aumenti che dalla fine dell'estate hanno investito i mercati dei combustibili. Sembra sfuggire a questa dinamica soltanto Ipx, su cui strutturalmente il recepimento delle variazioni intercorse sui costi variabili di generazione risulta più graduale e differito nel tempo.

In particolare, a febbraio le quotazioni si sono attestate sui 48/53 €/MWh in Europa centrale (+1%/+5% congiunturale) e su Omel, raggiungendo su quest'ultima il massimo valore del biennio 2009-2011 (+16,6% rispetto a gennaio). Per contro, prezzi più elevati si sono registrati su Ipx (66,29 €/MWh,

+2%), caratterizzata da ridotta volatilità, e su Nord Pool (64,46 €/MWh, -7,4%), in ulteriore discesa dal livello eccezionale di dicembre.

A conferma di quanto precedentemente affermato, le variazioni annue rendono evidenza di una moderata propensione al rialzo tendenziale di tutti i listini europei (+6/+29%), che tocca il suo massimo anche in questo caso sulla borsa spagnola (+73,5%).

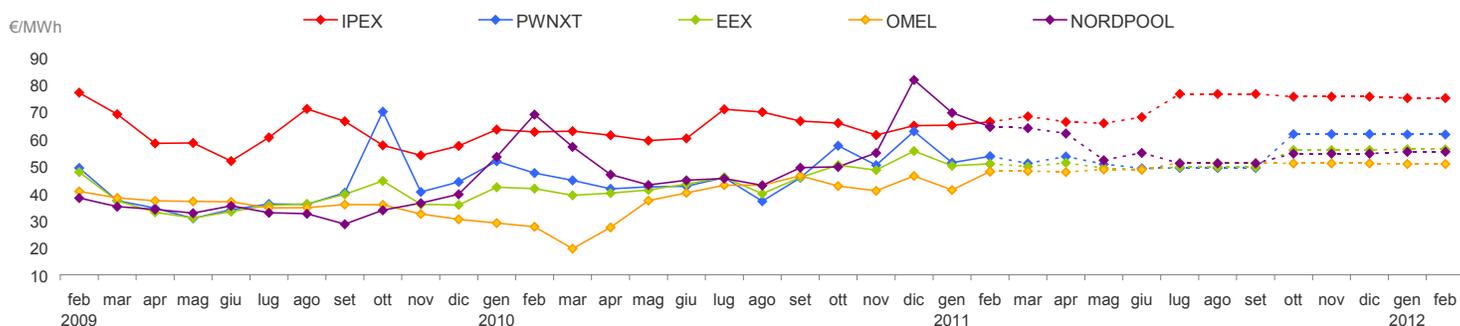
Su questo binario sembrano indirizzarsi anche le aspettative degli operatori per le quotazioni elettriche del 2011, previste sostanzialmente stabili nel breve termine e in ripresa nei mesi futuri, con profili che riflettono l'andamento stagionale della domanda.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
POWER price	Area	Feb 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Mar 11	Apr 11	Mag 11	Calendar
IPEX	Italia	66,29	+2,0%	+6,0%	64,25	68,25 ▼	66,25 ▲	65,75 -	73,33 ▲
Powernext	Francia	53,62	+4,5%	+13,1%	62,00	51,00 ▼	53,50 ▲	50,71 -	55,09 ▲
EEX	Germania	50,86	+1,5%	+21,9%	49,73	49,80 ▼	51,23 ▲	49,22 -	53,39 ▲
EEX-CH	Svizzera	61,24	+7,0%	+8,4%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	50,88	+1,1%	+20,2%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	48,03	+16,6%	+73,5%	44,60	48,15 ▼	47,80 ▲	48,75 -	50,43 ▲
UK-APX	Regno Unito	47,54	-2,4%	+28,9%	48,40	47,16 ▼	47,31 ▼	47,37 -	-
NordPool	Scandinavia	64,46	-7,4%	-6,5%	58,05	63,95 ▼	62,00 ▲	52,10 -	48,20 ▲

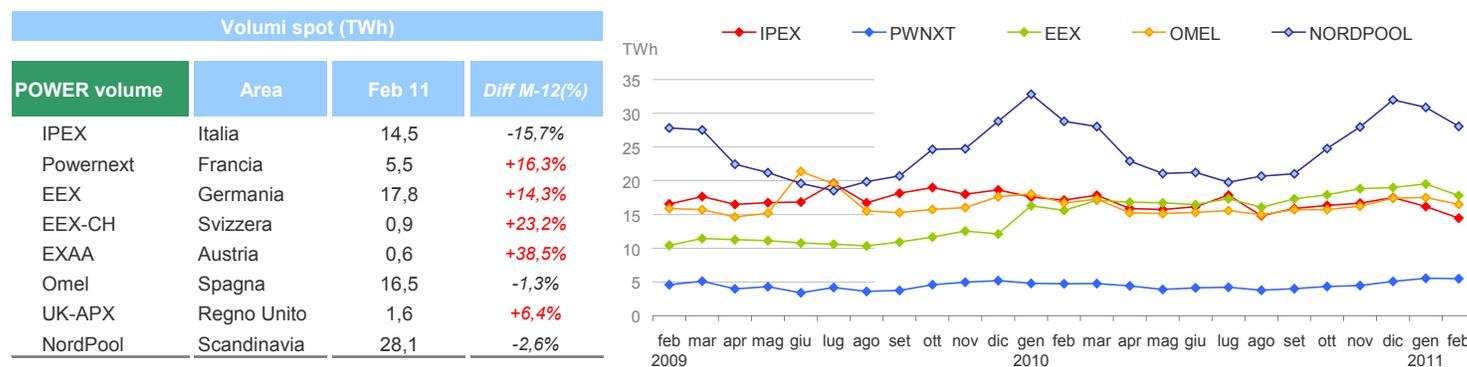


In merito ai volumi scambiati, anche a febbraio si registra una flessione tendenziale di tutte le borse più capienti (-1/-3%), che su IpeX arriva a sfiorare il 16%, per effetto anche di una domanda ancora debole e inferiore ai livelli già bassi dello scorso

anno. L'unica eccezione si conferma quella di EEX, che, pur in fisiologico calo congiunturale, si attesta a 17,8 TWh (+14,3% su base annua), seconda nel ranking solo a NordPool (28,1 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 151.094 TEE nel mese di febbraio, in diminuzione rispetto ai 178.607 TEE scambiati a gennaio. Dei 151.094 TEE scambiati, 114.621 sono stati di Tipo I, 29.016 di tipo II e 7.457 di tipo III. I prezzi medi, durante le sessioni di febbraio, sono aumentati rispetto a quelli registrati a gennaio dello 0,51% per la Tipologia

I, dell'1,11% per la Tipologia II e dello 0,62% per la Tipologia III. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 96,73 € (rispetto a 96,24 € di gennaio), i titoli di tipo II ad una media di 96,98 € (rispetto a € 95,92 di gennaio) ed i titoli di tipo III ad una media di 96,95 € (rispetto a 96,36 € del mese precedente). I titoli netti emessi, dall'inizio del meccanismo a fine febbraio 2011, sono pari a 8.515.544.

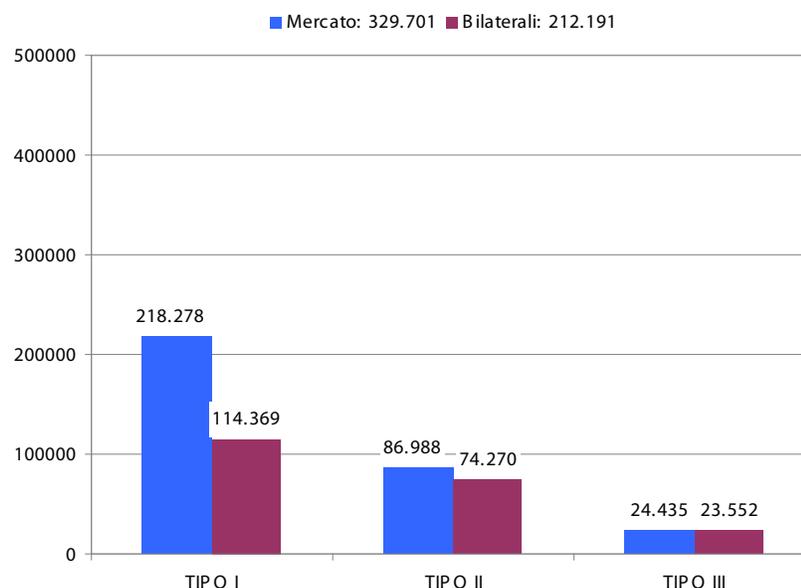
TEE, risultati del mercato del GME - febbraio 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	114.621	29.016	7.457
Controvalore (€)	€ 11.087.753	€ 2.814.042	€ 722.953
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 96,00	€ 96,00	€ 96,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 97,30	€ 97,55	€ 97,50
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 96,73	€ 96,98	€ 96,95

TEE, titoli scambiati dal 1 al 28 febbraio 2011

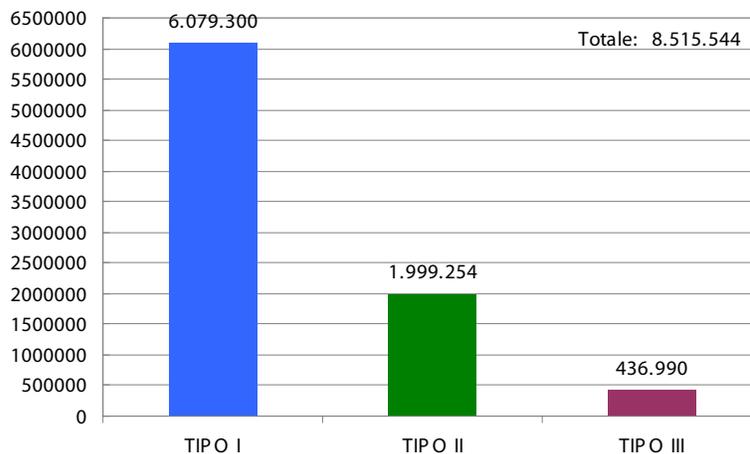
Fonte: GME



Mercato dei titoli di efficienza energetica

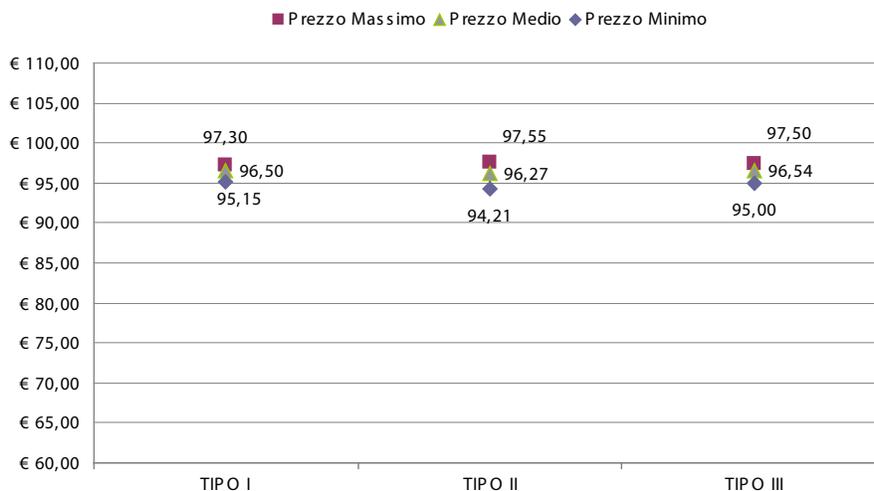
TEE, titoli emessi a fine febbraio 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



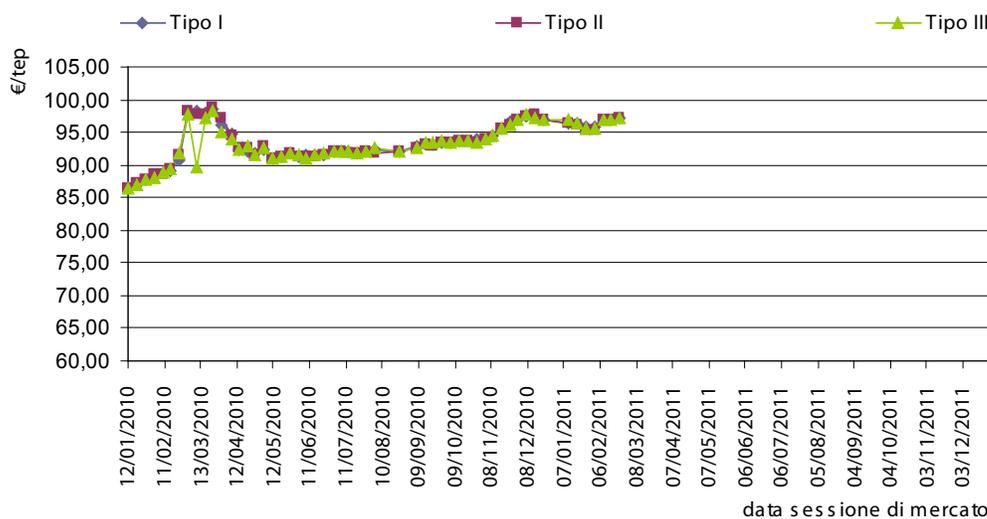
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 28 febbraio 2011). Media ponderata (€/tep)

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 febbraio sono stati scambiati 237.581 CV, in diminuzione rispetto ai 242.605 CV negoziati nel mese di gennaio.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere nel mese di febbraio dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 208.775, in diminuzione rispetto a quello registrato a gennaio (232.287). I CV con anno di riferimento 2011, per la prima volta sulla piattaforma di contrattazione, hanno registrato un volume pari a 15.000 CV scambiati e i CV_TRL (Teleriscaldamento) un volume pari a 13.116. Infine, i CV con anno di riferimento 2009 hanno registrato un volume pari a 410, in diminuzione rispetto ai 10.318 di gennaio, mentre sono stati pari a 280 i CV scambiati con anno di riferimento

2008.

Rispetto al mese di gennaio, i prezzi dei CV_2009 hanno segnato un aumento di 0,77 €/MWh e i prezzi dei CV_2010 un aumento di 0,87 €/MWh.

Più in dettaglio, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2008 è stato pari a 84,00 €/MWh, quello dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di € 84,32 €/MWh, mentre il prezzo relativo ai CV 2009 è stato pari a 84,15 €/MWh; il prezzo medio dei CV con anno di riferimento 2011, invece, è stato pari a 79,95 €/MWh e quello dei CV con anno di riferimento 2009_TRL a 84,53 €/MWh.

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

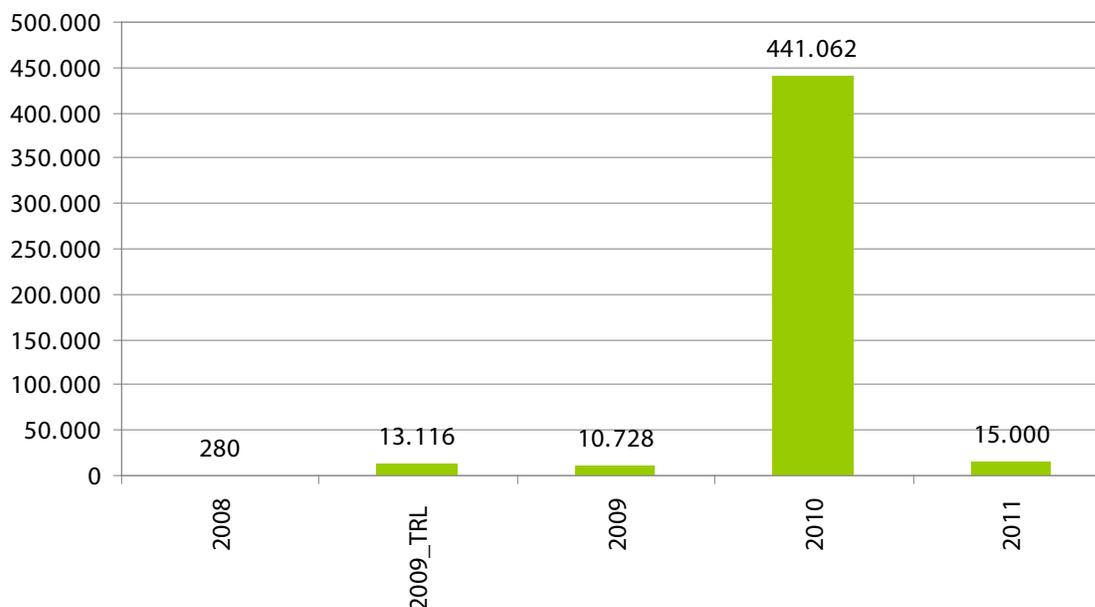
CV, risultati del mercato GME febbraio 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento				
	2008	2009	2009_TRL	2010	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	280	410	13.116	208.775	15.000
Valore totale (€)	23520,00	34.500,40	1.108.641,85	17.603.942,32	1.199.250,00
Prezzo minimo (€/CV)	€ 84,00	€ 84,00	€ 83,25	€ 83,75	€ 79,95
Prezzo massimo (€/CV)	€ 84,00	€ 84,20	€ 84,90	€ 85,00	€ 79,95
Prezzo medio (€/CV)	€ 84,00	€ 84,15	€ 84,53	€ 84,32	€ 79,95

CV, numero dei certificati scambiati per anno di riferimento (dal 1 gennaio al 28 febbraio 2011)

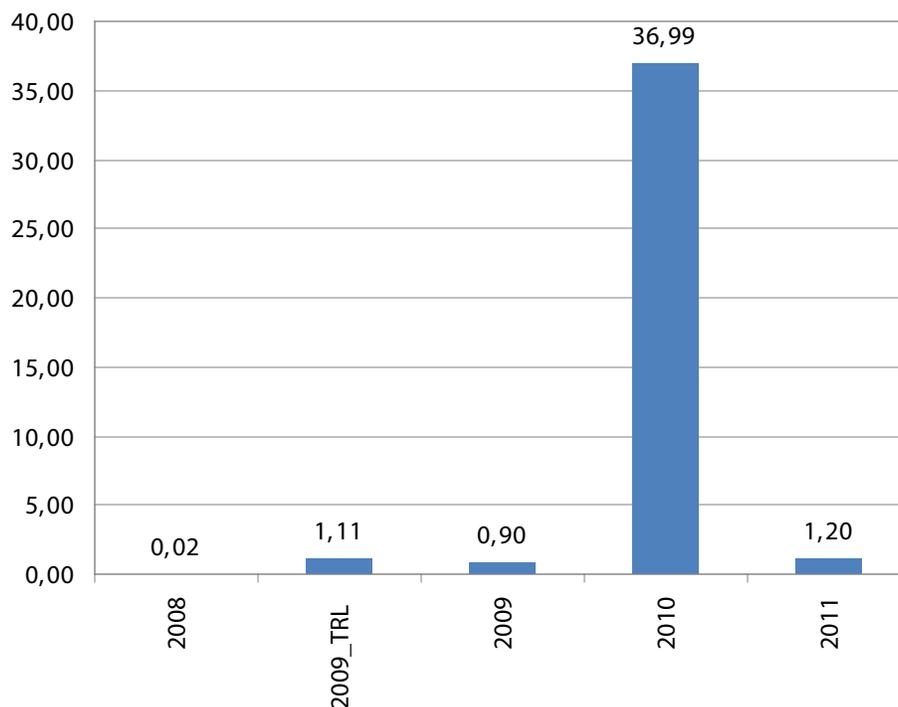
Fonte: GME



(continua)

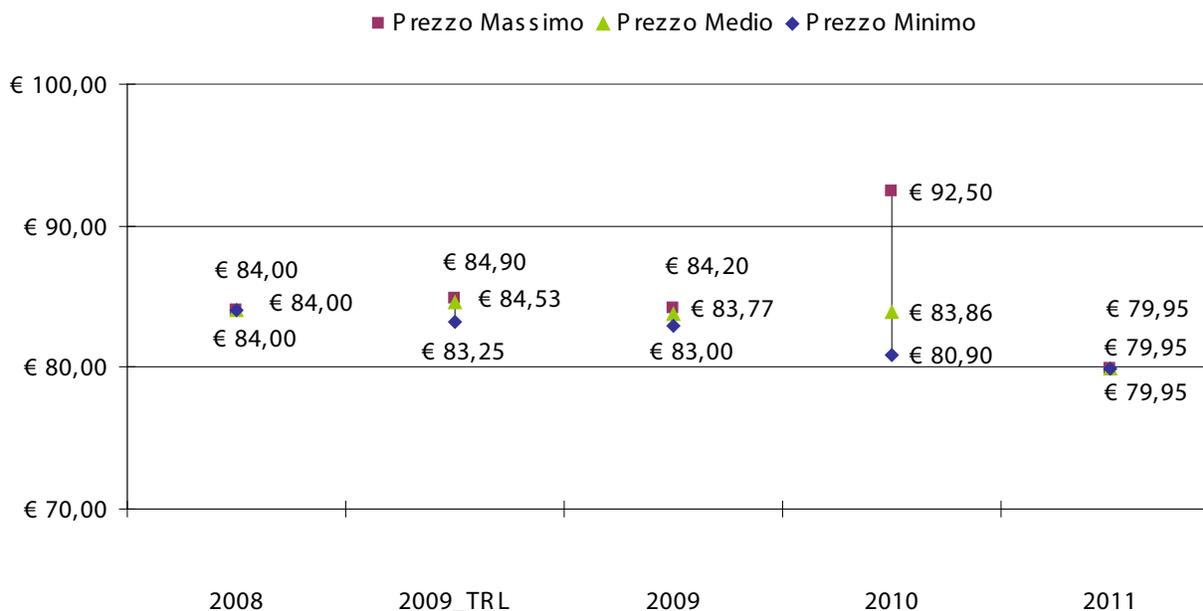
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011). Milioni di €

Fonte: GME



CV, prezzi dei certificati per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011). Media ponderata (€/MWh)

Fonte: GME



Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel corso del mese di febbraio sono state scambiate sulle sette piattaforme europee (ICE, Bluenext, EEX, Nord Pool, Climex, Greenx, e LCH Clearent) 369 milioni di EUA, in aumento rispetto allo scorso gennaio (331 milioni di EUA), con ICE Future Europe mercato leader, che ha registrato l'84,5 % di concentrazione degli scambi.

Il mercato spot, chiuso dal 19 gennaio in seguito alla decisione della Commissione UE di sospendere le transazioni di tutti i mercati europei per motivi di sicurezza (3,2 milioni di EUAs rubate), ha potuto riaprire le contrattazioni con il riavvio di 15 dei 30 registri europei in possesso dei requisiti minimi

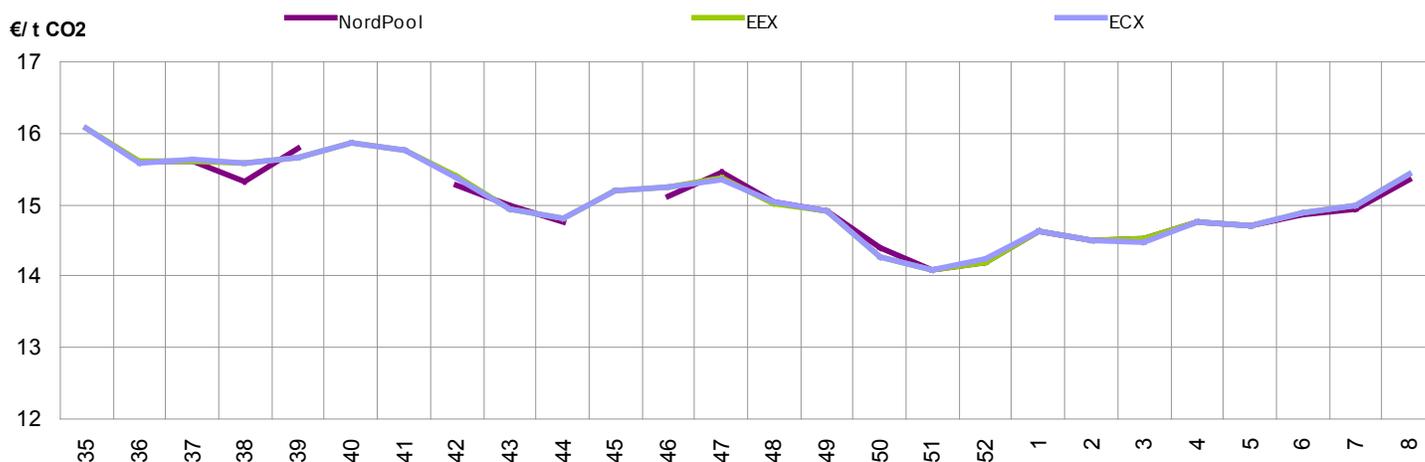
di sicurezza (Francia, Germania, Paesi Bassi, Portogallo, Slovacchia, Spagna, Estonia, Regno Unito, Bulgaria, Irlanda, Norvegia, Austria e Polonia). Gli scambi a pronti sono quindi divenuti operativi sulle piattaforme di Bluenext, EEX, Nord Pool, Climex, Greenx e LCH Clearent.

Con riferimento agli scambi di EUA sul mercato OTC (Over The Counter), a febbraio si è registrato un aumento dei volumi, che si sono attestati a 125 milioni.

I prezzi del contratto con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX) hanno registrato un costante aumento su tutto il mese di febbraio (passando da 14,76 €/tonn a 15,43 €/tonn), soprattutto a causa della crisi dei paesi del Nord Africa, che incide sui fundamentals di tutto il settore energetico.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



L'OGGI E IL DOMANI DELLA CRISI NORD-AFRICANA

(continua dalla prima)

Nonostante il fortissimo aumento della domanda di petrolio nel 2010 – +2,8 mil.bbl/g a 87,8¹ – la “spare capacity” si mantiene, sottratto l’ammancio libico (stimato intorno a 1,1 mil.bbl/g), grosso modo sui 4,5 mil. bbl/g: livello confortante anche scontando l’incremento atteso della domanda nel 2011 di 1,5 mil. bbl/g². I paesi Opec che la controllano si sono detti pronti a rimpiazzare ogni calo d’offerta. Secondo la Reuters, l’Arabia Saudita, che detiene la maggior parte

della spare capacity, già il 28 febbraio avrebbe aumentato le sue forniture verso l’area del Mediterraneo di 0,7 mil. bbl/g, spingendo la sua produzione oltre i 9,0 mil.bbl/g. Ultima non meno rilevante voce sono le scorte detenute nei paesi OCSE: 4,0 mil.bbl/g per 12 mesi. Anche scontando un’interruzione totale delle esportazioni libiche per alcuni mesi, la situazione sul versante dell’offerta appare (almeno allo stato delle cose) pienamente sotto controllo.

Crisi a confronto: vuoto d’offerta

Data	Causa	Vuoto d’offerta mil. bbl./g	% consumi
1951-1954	Nazionalizzazione in Iran	0,7	5,3
1956-1957	Guerra di Suez	2	11,4
1967	Guerra dei Sei giorni	2	5
1973-1974	Guerra del Kippur	1,6	2,8
1978-1979	Rivoluzione in Iran	3,7	6,9
1980-1981	Inizio guerra Iraq-Iran	3	5,6
1990	Crisi del Golfo	4,9	9,2
2003	Guerra in Iraq	2	2,6
2011	Crisi Libica	1,1	1,2

Fonte: dal 1951 al 1990 A. Clò, *Economia e Politica del Petrolio*, editrice Compositori 2000; per 2003 e 2011: elaborazioni RIE su fonti varie

Quest’ultima conclusione sembra ancor più valida nel caso del metano – altro elemento di novità di questa crisi – che può far conto nell’intero mercato europeo (grazie alla pesante caduta dei consumi successiva alla recessione economica) su ampi stoccaggi e ancor più su ampie possibilità addizionali di offerta da altri paesi fornitori, segnatamente dalla Russia. Relativamente al nostro Paese, al 28 febbraio la consistenza delle scorte operative immediatamente disponibili ammontava a 3,3 miliardi di metri cubi, pari al 36% della capienza massima (nella crisi del 2005-2006 era pari ad appena il 10%), cui devono aggiungersi altri 5 miliardi di metri cubi di scorte strategiche alle quali è possibile attingere in situazioni di emergenza. La possibilità, cui l’Eni è già ricorsa, di accrescere le forniture dalle altre linee contrattuali in essere, in numero più ampio di qualsiasi altro paese europeo, conforta la conclusione sull’adeguatezza delle disponibilità di metano cui l’intero nostro sistema può fare conto nel prosieguo dell’anno. Che le cose siano indubbiamente critiche, anche per l’incertezza che avvolge il

possibile corso delle vicende, ma niente affatto drammatiche lo conferma, d’altro canto, la stessa dinamica dei prezzi del petrolio nei mercati internazionali che, diversamente dal passato, non hanno registrato alcun panic buying. Prendendo a riferimento il Brent Dated, le quotazioni sono passate dai 92 doll/bbl della metà di dicembre ai 94 di fine 2010, per salire ai 100-112 dal 1° al 16 febbraio 2011, toccare una punta di 114 dollari il 24 febbraio per poi ripiegare sui 111 sino all’ultimo giorno del mese. La ragione della tenuta dei mercati organizzati, ove si incrociano quotidianamente molte decine di migliaia di transazioni, è duplice. In primo luogo, la loro stessa esistenza, che consente di veicolare, tramite i segnali di prezzo, le informazioni sulle condizioni dei mercati fisici. Proprio l’inesistenza di questi mercati e la scarsità di informazioni fu la principale causa dell’esplosione dei prezzi nelle passate crisi, specie in quella del 1979-80, quando le quotazioni aumentavano quotidianamente a due cifre percentuali. Una seconda ragione della tenuta dei mercati è nel fatto che essi avessero scontato da subito, anticipandoli, gli

¹ Fonte: International Energy Agency, Oil Market Report febbraio 2010.

² Ibidem.

L'OGGI E IL DOMANI DELLA CRISI NORD-AFRICANA

(continua)

effetti della crisi al punto da ripiegare più si acuisce la rivolta nelle piazze libiche. La tenuta (almeno sinora) dei mercati appare, per altro verso, abbastanza sorprendente ove si tenga

conto della loro 'finanziarizzazione' che ha portato in passato ad un'exasperazione di ogni tensione, reale o anche solo temuta, che attraversasse i mercati del greggio. Gli investitori, per lo più finanziari, che vi operavano nella prospettiva di trarne maggiori guadagni rispetto a forme alternative di investimento, sono stati spesso accusati di manipolare in modo sistematico i mercati a loro beneficio. Anche se di questo non vi è evidenza non vi è dubbio che essi abbiano esasperato ogni sorta di tensione anche al di là dell'effettivo stato delle cose. Ebbene, nella crisi di questi giorni la loro presenza non pare essersi avvertita o comunque, pur essendovene motivo, non ha portato ad alcuna enfaticizzazione della dinamica dei prezzi. Un elemento di novità positivo e sorprendente rispetto alle passate ed anche recenti crisi. Sin qua lo stato delle cose esaminate senza cedere a sensazionalismi di maniera. Paventare i più cupi scenari di prezzo ipotizzando scarsità fisiche sinora inesistenti ed arrivando a calcolare gli immani danni di costo per le nostre imprese, è sintomo di irresponsabilità: perché le cose, come si è visto, non stanno affatto così e per il rischio di alimentare comportamenti speculativi o di panico che si dovrebbero, invece, assolutamente evitare. Ciò detto, più che l'oggi della crisi dovrebbe preoccupare il suo domani.



Per due ordini di rischi. Primo: che le rivolte di piazza possano contagiare altri paesi del Nord Africa e del Medio Oriente da cui proviene 1/3 della produzione mondiale di petrolio

e, cosa ancor più rilevante, la metà dei suoi flussi internazionali che soddisfano il 60% della domanda petrolifera americana e l'85% di quella europea. Sotto questo profilo assume grande rilevanza il fatto che la crisi egiziana non abbia minimamente intaccato la regolarità dei flussi che attraversano il Canale di Suez e l'oleodotto Sumed, per un quantitativo intorno a 3,2 mil. bbl/g. La seconda ragione di preoccupazione guardando al domani è

l'impatto negativo

che la crisi nord-africana potrà produrre sui volumi di investimento nell'attività mineraria e quindi sulla futura offerta. Ai rischi dal lato della domanda – che avevano già sospinto i prezzi medi dai 62 dollari al barile del 2009, agli 80 del 2010 – verrebbero così a sommarsi quelli dal lato dell'offerta conseguenti al prepotente riemergere della variabile geopolitica nell'equazione petrolifera mondiale, acuendo le criticità strutturali del mercato energetico globale che si erano già palesate prima della Grande Crisi economica, essendone una delle determinanti. Verso l'uno e l'altro rischio i mercati poco potranno fare – se non scontare i perniciosi effetti di non escludibili squilibri – mentre molto potrebbero fare le politiche. Quel che non sta avvenendo e che più fa temere per il domani.

Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

Donato Berardi, Samir Traini – ref.

Nell'ottica di promuovere un miglior funzionamento del mercato libero dell'energia elettrica, l'Indis di Unioncamere (Istituto Nazionale Distribuzione e Servizi), con il supporto scientifico di ref. - Ricerche per l'economia e la finanza, ha promosso un'indagine finalizzata alla rilevazione ed al monitoraggio delle modalità di consumo e dei costi sostenuti per la fornitura di energia elettrica da parte delle piccole e medie imprese italiane (PMI).

L'indagine è stata condotta su un campione di imprese con un numero di addetti compreso tra 3 e 250, attive in otto settori del manifatturiero (alimentare, tessile, legno/mobili, carta/stampa, chimica/plastica, minerali non metalliferi, metallurgia, meccanici e mezzi di trasporto) e due settori dei servizi (commercio alimentare/non alimentare, alloggio/ristorazione) ed ha coinvolto i territori della Lombardia, dell'Emilia Romagna, della Provincia di Genova e della Provincia della Spezia al Nord, della Toscana e dell'Umbria al Centro, della Basilicata, della Provincia di Reggio Calabria e della Provincia di Taranto al Sud.

Nel complesso la ricerca ha permesso di far luce sulle modalità di approccio al mercato di quasi 6 mila imprese; per i due terzi di queste è stato possibile analizzare il fabbisogno di energia elettrica, per un volume aggregato di circa 2.3 miliardi kWh/anno, pari all'1.7% dei prelievi totali dalla rete elettrica registrati da Terna per i settori inclusi nel campo di osservazione.

Il lavoro ha consentito di:

- identificare alcuni profili "tipo" di consumo tra le PMI;
- monitorare lo sviluppo del libero mercato;
- offrire una quantificazione dei costi dell'energia elettrica pagati e dei risparmi attivabili con il passaggio al mercato libero.

Inoltre, la ricerca ha permesso di analizzare analogie e differenze tra profili tipo sotto alcune aspetti comportamentali:

- modalità di consumo;
- selezione del fornitore (grossista, venditore o consorzio);
- grado di soddisfazione rispetto al servizio ricevuto;
- durata dei contratti in essere (annuale, biennale o oltre);
- natura del prezzo pattuito (fisso/aggiornato, per fasce orarie o monorario, ecc.);
- grado di attenzione riservata al confronto delle offerte commerciali;
- tipologia di canali con cui si è venuti a conoscenza dell'offerta sottoscritta;

- quantificazione del risparmio atteso per cambiare fornitore;

- disponibilità a sostenere una maggiorazione di prezzo per una fornitura di energia certificata verde.

I risultati dell'indagine, la quale si inserisce nell'ambito di un'attività continuativa di monitoraggio del mercato, sono riportati nel rapporto "Il costo della fornitura di energia elettrica pagato dalle PMI in Italia – Anno 2010" che è in corso di pubblicazione da parte dell'Indis di Unioncamere. Quanto segue costituisce una breve anticipazione delle principali evidenze emerse.

Un mercato polarizzato: non energivori versus energivori

La ricerca ha permesso di isolare i "profili tipo" di consumatore più diffusi sul territorio italiano, i quali riflettono in qualche misura la segmentazione operata nel mercato elettrico dai fornitori di energia elettrica (Tabella 1). Nel dettaglio sono stati individuati due macro profili caratteristici:

- consumatore non energivoro;
- consumatore energivoro.

Il consumatore non energivoro è un'impresa con un volume di consumo inferiore a 300 mila MWh/anno, allacciata prevalentemente in bassa tensione con un utilizzo medio della potenza impegnata assai modesto, inferiore al 20%. Si tratta di una quota particolarmente rilevante dei soggetti del campione, quasi 8 imprese su 10, soprattutto micro (58%) e piccole imprese (fino ai 49 addetti nel manifatturiero e ai 19 addetti nei servizi). E' il mondo delle partite IVA, artigiani e piccoli commercianti (sino a piccoli supermercati di quartiere), di piccole strutture alberghiere e di esercizi di somministrazione (bar e ristoranti), in alcuni casi con profili assimilabili a quello della generica utenza domestica, ma anche della micro e piccola impresa manifatturiera, impegnata in processi produttivi a bassa intensità elettrica dei settori della meccanica e del tessile.

Tra i consumatori energivori si passa dal *medio consumatore* (14 imprese su 100), categoria che annovera principalmente piccole imprese allacciate in media tensione impegnate in settori ad elevato assorbimento energetico come la fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche o la lavorazione dei metalli, al grande (10 imprese su 100) e *grandissimo consumatore* (1 impresa su 100), tipicamente la media impresa della chimica e della metallurgia, nonché i grandi supermercati e gli ipermercati.

Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

(continua)

Tabella 1. I profili di consumo di energia elettrica delle PMI in Italia

Tipologia consumatore (MWh/anno)	Consistenze		Consumi	Tensione	Potenza	Load Factor*	Turni di lavoro giornalieri	Classe di addetti (% imprese)		
	su 100 imprese	in % consumi	mediana (MWh)	prevalenza	mediana (kW)	mediana	prevalenza	micro ⁽¹⁾	piccola ⁽²⁾	media ⁽³⁾
Consumatori non energivori (<300)	76	7%	34	BT	25	13%	1	58%	37%	5%
Micro (<50)	46	1%	15	BT	15	10%	1	76%	23%	2%
Mini (50-100)	13	1%	70	BT	50	17%	1	41%	52%	8%
Piccolo (100-300)	17	5%	169	BT	95	20%	1	23%	64%	13%
Consumatori energivori (>300)										
Medio (300-1200)	14	13%	557	MT	257	24%	1	8%	64%	28%
Grande (1200-10000)	10	48%	2.505	MT	984	32%	3	6%	55%	39%
Grandissimo (>10000)	1	31%	14.091	MT	4.125	43%	3	0%	43%	57%

* Il Load factor è calcolato come rapporto tra volume annuo prelevato e prodotto tra la potenza massima e il numero delle ore in un anno

(1) Numero di Addetti maggiore di 3 addetti e inferiore a 9 nel manifatturiero e inferiore a 5 nei servizi

(2) Numero di Addetti compresi tra 10 e 49 nel manifatturiero e tra 6 e 19 nei servizi

(3) Numero di Addetti superiore a 50 nel manifatturiero e superiore a 20 nei servizi e inferiore a 250

Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

I consorzi sono la via al mercato libero preferita dai grandi consumatori

La modalità di acquisto prevalente è quella da grossista o società di vendita, canale che interessa l'83% delle imprese ma poco più del 60% dei volumi (Figura 1). I consorzi sono dunque una modalità d'acquisto diffusa soprattutto tra medi e grandi consumatori: il 17% delle imprese, per un consumo aggregato di quasi il 40% dei prelievi del campione. La quota delle imprese che aderiscono ad un consorzio d'acquisto tende infatti a crescere man mano che ci si sposta verso livelli maggiori di consumo: se tra i *micro consumatori* solo il 12% delle imprese dichiara di aderire ad un consorzio, tra i *grandi consumatori* si arriva quasi al 45%.

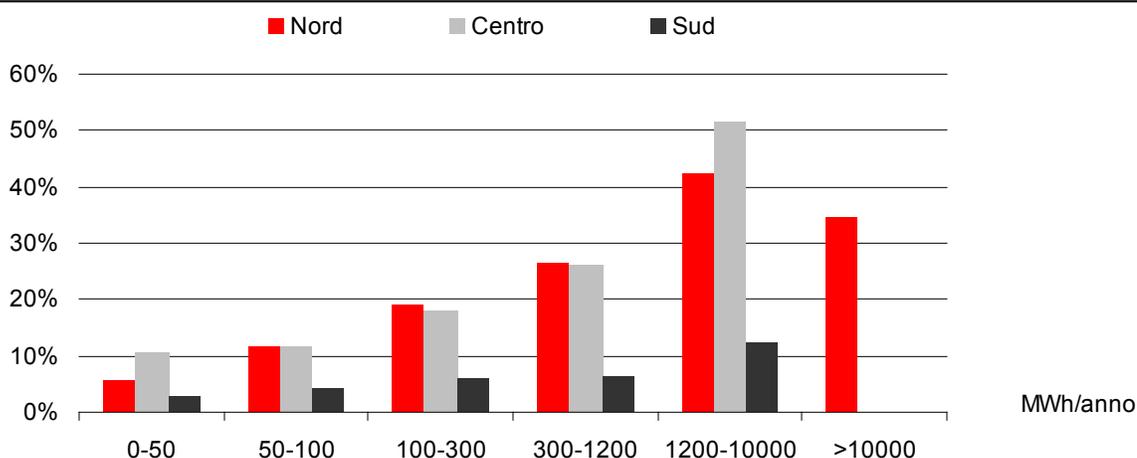
Si osservano però differenze di diffusione a livello territoriale: l'adesione ad un consorzio si dimostra rilevante tra le imprese localizzate al Nord e al Centro, mentre risulta marginale nell'area geografica del Sud (almeno nei territori oggetto di indagine).

Tali dati rappresentano in parte il retaggio storico delle modalità di apertura del mercato libero all'avvio della liberalizzazione, quando la possibilità di cambiare fornitore era concessa solo al superamento di elevate soglie di consumo. Quei vincoli hanno incentivato i medi e grandi consumatori, più diffusi nelle aree industrializzate del paese, ad aggregarsi: un fenomeno questo che ha trovato terreno fertile nell'alveo delle principali associazioni di categoria del nostro paese. Solo in anni più recenti la figura del consorzio si è diffusa tra i consumatori più piccoli, peraltro in una fase di trasformazione del mercato elettrico che ha visto alcuni consorzi mutare in grossista per risalire la "filiera" e altri convertire in gruppi di acquisto al fine di elevare il potere negoziale delle PMI sul mercato libero. Rimane aperta la questione se la crescente diffusione del mercato libero anche tra i consumatori non energivori potrà aprire spazi di manovra per nuove forme di aggregazione, in un mercato che resta complesso e le cui dinamiche non appaiono di facile comprensione per le singole PMI.

Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

(continua)

Figura 1 - Acquisto di energia elettrica tramite consorzio (% delle imprese per classe di consumo del mercato libero e per area geografica)



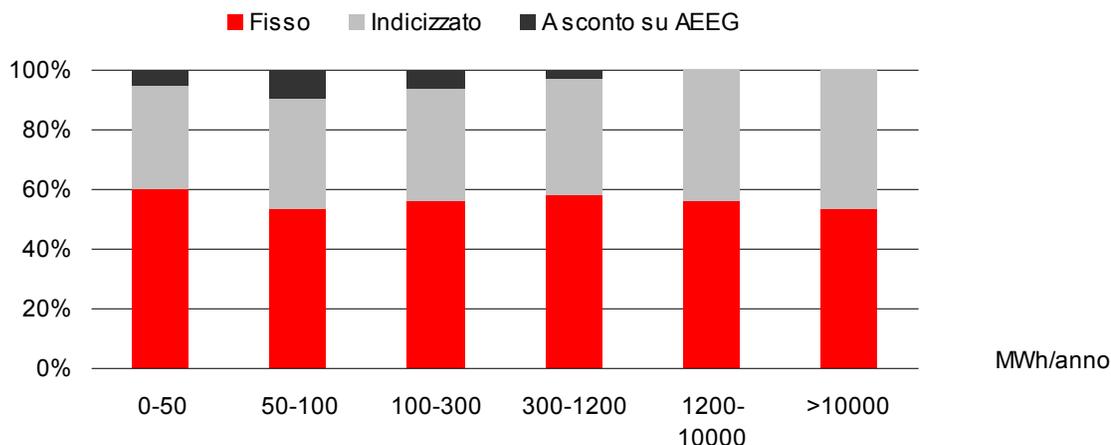
Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

Contratti annuali a prezzo fisso: l'avversione al rischio ha guidato le scelte contrattuali

Nel 2009 la prevalenza delle imprese, quasi sei su 10, ha sottoscritto contratti a prezzo fisso (Figura 2). Questo dato va letto alla luce delle condizioni di tensione dei mercati petroliferi internazionali nell'autunno del 2008, periodo in cui verosimilmente sono stati sottoscritti gran parte dei contratti di fornitura per l'anno 2009; fino a quel momento i prezzi indicizzati per la fornitura in corso avevano inanellato un incremento continuo, di riflesso alle crescenti quotazioni del petrolio nella prima parte dell'anno, arrivate a toccare record storici nell'estate,

alla vigilia dello scoppio della crisi finanziaria internazionale. Verosimilmente quella situazione di incertezza, unita al brusco calo delle quotazioni del petrolio nel periodo autunnale, ha contribuito ad elevare l'avversione al rischio anche tra i consumatori energivori per i quali si è registrato una significativa diffusione dei contratti a prezzo bloccato: una scelta apparentemente più semplice ma con il limite di non sfruttare eventuali condizioni di mercato più favorevoli. Da segnalare che tra i consumatori non energivori si rintracciano, anche se in misura del tutto marginale, contratti con prezzo "a sconto" sulle condizioni economiche stabilite dall'AEEG per il mercato della maggior tutela.

Figura 2 - Prezzo dell'energia elettrica sul libero: fisso, indicizzato e a sconto (% delle imprese per classe di consumo del mercato libero)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

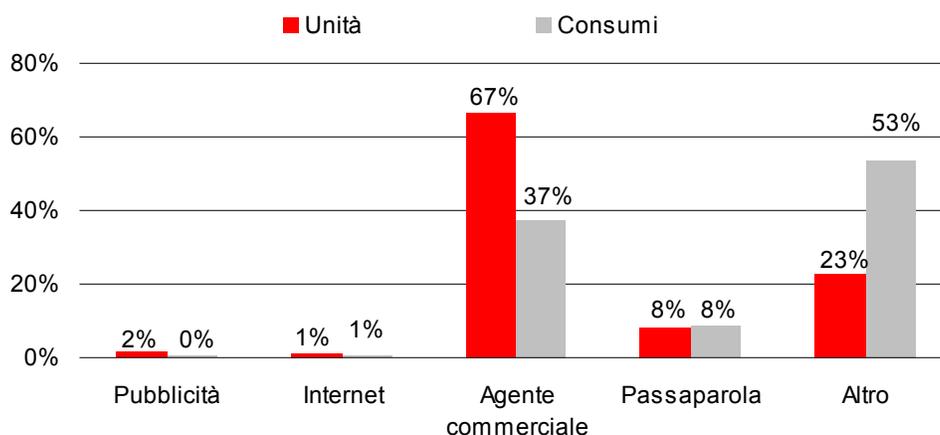
Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

La rete commerciale premia i fornitori tra i consumatori non energivori

L'indagine ha evidenziato chiaramente come la rete commerciale giochi un ruolo di assoluto rilievo nell'orientare le scelte delle imprese. Il 67% delle PMI ha sottoscritto il contratto di fornitura sul mercato libero dopo essere stato contattato da un agente commerciale: si tratta in gran parte di consumatori non energivori (Figura 3). Al contrario i *medi e grandi consumatori*, oltre ad avvalersi in maggior misura dell'intermediazione dei consorzi, affidano la valutazione delle opportunità di risparmio

sul mercato libero ad apposite figure professionali, quali energy manager aziendali o energy consultant esterni. Dal lavoro emerge invece la marginalità degli altri canali di conoscenza: le campagne pubblicitarie realizzate sui tradizionali mezzi di informazione e su internet hanno portato all'attivazione di una nuova fornitura solo nel 3% dei casi. A oggi, dunque, i nuovi canali di comunicazione non appaiono imporsi come efficaci strumenti di penetrazione nel segmento del business retail: il rapporto "diretto" con il cliente resta ancora un asset strategico per la promozione delle offerte commerciali.

Figura 3 - Come è venuto a conoscenza dell'offerta commerciale sottoscritta (in % sul numero delle imprese e dei consumi del mercato libero)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

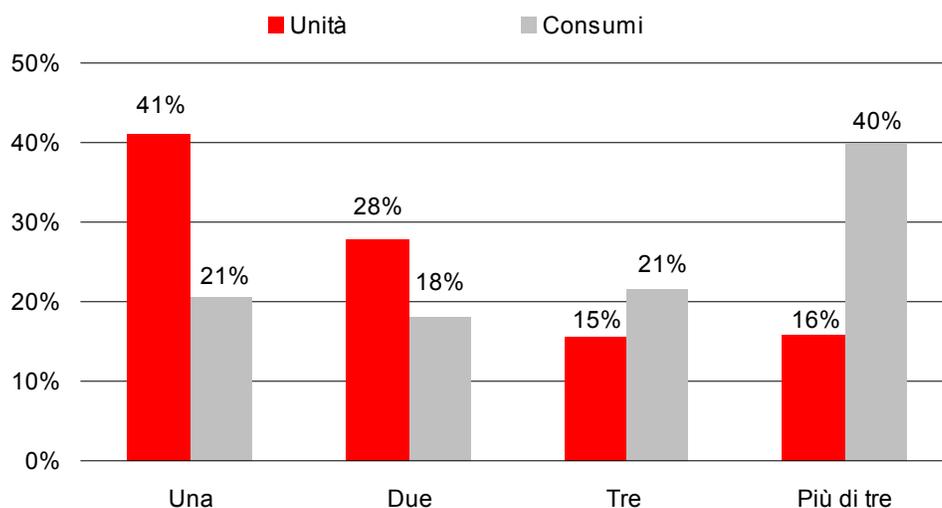
Ampi margini per scelte contrattuali più razionali

Esistono ampi margini di miglioramento nel funzionamento del mercato libero tra le PMI, in modo significativo per i consumatori non energivori. Se infatti il 60% delle imprese pone a confronto almeno due offerte commerciali prima di sottoscrivere un contratto di fornitura sul mercato libero, quattro su dieci si fermano all'unica che viene loro sottoposta (Figura

4). Anche sotto il profilo del grado di attenzione riservato alla valutazione delle offerte commerciali si assiste ad una certa polarizzazione di comportamento tra piccoli consumatori da una parte e grandi consumatori dall'altra. A fermarsi all'unica offerta effettivamente sottoscritta sono i primi, mentre oltre le tre offerte si spingono solo le imprese energy intensive, relativamente più sensibili e dinamiche a ricercare condizioni economiche di fornitura più favorevoli.

Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

Figura 4 - Numero di offerte commerciali valutate (in % sul numero delle imprese e dei consumi del mercato libero)



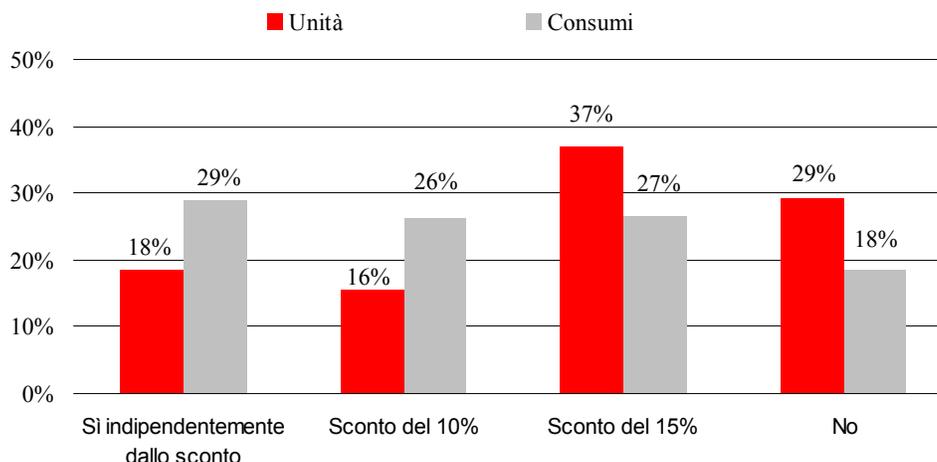
Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

Non è solo lo sconto sulla bolletta a guidare il cambio di fornitore

La prospettiva di un risparmio sul costo della bolletta è il principale motivo di cambio di fornitore: 7 imprese su 10 sarebbero disposte a cambiare in cambio di uno sconto sul prezzo (Figura 5). Ma quant'è la percentuale di sconto ricercato? Se due imprese su dieci cambiassero fornitore indipendentemente dalla misura dello sconto, quasi un'impresa su quattro lo farebbe in cambio di un risparmio di almeno il 15% sul prezzo della fornitura e una su sei per un risparmio del 10%. Anche sotto questo profilo si assiste ad una dicotomia di comportamento: a muoversi per un qualche sconto sono i grandi

consumatori mentre a richiedere risparmi elevati (oltre il 15%) sono i consumatori non energivori. Sono misure di risparmio ben lontane da quanto osservabile sul mercato libero a segnalare che esiste uno zoccolo duro di piccoli consumatori il cui "prezzo di riserva" per la mobilità è particolarmente elevato. A questa tipologia di impresa si affianca quella che non ritiene un risparmio in bolletta il solo valido motivo per cambiare fornitore. Supporto e consulenza da parte del fornitore (27% delle imprese) e possibilità di avere una fornitura combinata di energia elettrica e gas naturale (10%) costituiscono ulteriori fattori in grado di influire sulla valutazione al cambiamento da parte delle PMI italiane.

Figura 5 - Disponibilità a cambiare fornitore per uno sconto sulla bolletta (in % sul numero delle imprese e dei consumi)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

Il mercato dell'energia elettrica per le PMI italiane

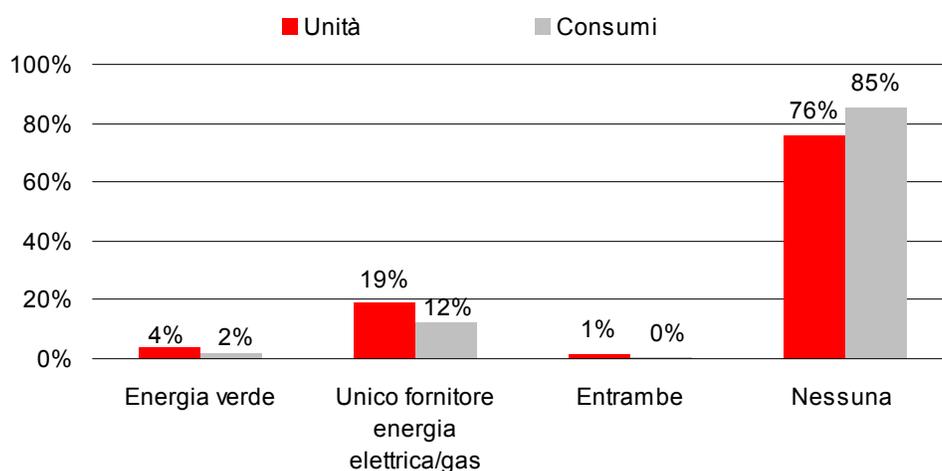
L'energia verde, almeno per ora, resta nel novero delle buone intenzioni mentre si fa spazio il dual fuel

Solo il 4% delle imprese detiene un contratto di fornitura di energia certificata verde (Figura 6). La scarsa diffusione sul mercato di questa tipologia di contratti stride con l'interesse dichiarato dalle stesse PMI per l'energia verde: se il 60% delle imprese sottoscrivesse un contratto di energia verde alle stesse condizioni economiche dei contratti di energia da fonti tradizionali, un'impresa su 4 sarebbe addirittura disposta

a sostenere un costo maggiorato (Figura 7). Solo il 15% delle imprese, invece, si dichiara totalmente disinteressato alla questione.

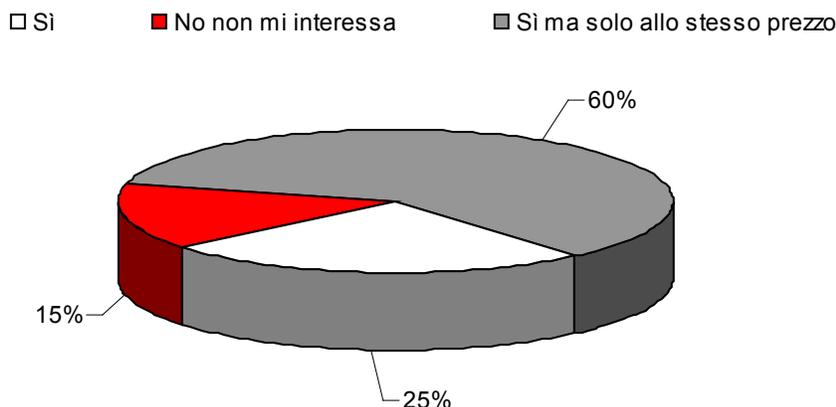
Mostrano invece un maggiore sviluppo sul mercato libero i cosiddetti contratti dual fuel, in particolare tra i consumatori non energivori. In questo senso sembra trovare un punto di equilibrio la ricerca di semplificazione da parte dei piccoli consumatori (che si interfacciano con un unico fornitore di gas e energia elettrica) con gli obiettivi di fidelizzazione del cliente da parte dei fornitori.

Figura 6 - Le opzioni del contratto sottoscritto (in % sul numero delle imprese e dei consumi del mercato libero)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

Figura 7 - Disponibilità a pagare di più per energia da fonti rinnovabili (in % del numero delle imprese del campione)



Fonte: elaborazioni REF su dati Indis-Unioncamere e Camere di Commercio italiane

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Comunicato agli operatori del GSE S.p.A. | “Fuel Mix Disclosure: obblighi di comunicazione dati per i produttori” | pubblicato il 23 febbraio 2011 | Download <http://www.gse.it/GSE%20Informa/Pagine/Raccolta.aspx>**

Con l'informativa in oggetto la società GSE SpA, ai fini della determinazione del mix energetico complementare dell'energia elettrica immessa nella rete nazionale, comunica agli operatori produttori del comparto elettrico le tempistiche e le modalità di assolvimento degli adempimenti connessi alla determinazione del “mix energetico iniziale” relativo al loro parco produttivo, nonché alla contestuale trasmissione dei dati associati all'anagrafica degli impianti di produzione.

Con riferimento agli adempimenti richiesti, il GSE richiama brevemente che, in applicazione dell'art. 5 del Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico del 31 luglio 2009 - pubblicato sulla G.U. del 25 agosto 2009 Serie Generale n. 196 - recante “Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita, nonché sull'impatto ambientale della produzione” (cifra NL GME n.20), tutti i produttori di impianti alimentati sia da fonte rinnovabile che da fonte non rinnovabile, eccetto gli impianti Cip 6 e gli impianti in regime di scambio sul posto, sono tenuti a trasmettere al GSE l'anagrafica degli impianti di cui sono titolari e il mix energetico iniziale relativo al loro parco produttivo entro il 31 maggio 2011.

In particolare, secondo quanto indicato nella “Procedura per la determinazione del mix energetico complementare dell'energia elettrica immessa in rete del produttore”, redatta dal GSE ai sensi dell'art. 5, comma 5, del DM 31 luglio 2009, i produttori elettrici devono comunicare al Gestore su base annuale, la composizione del proprio “mix energetico iniziale” dell'energia elettrica immessa in rete distinta per le diverse fonti di alimentazione (fonti rinnovabili, gas naturale, carbone, prodotti petroliferi, nucleare, altri fonti). Tale dato, comunicato su base annuale, espresso in MWh con arrotondamento alla terza cifra decimale, deve essere trasmesso con il seguente livello di dettaglio:

- totale energia elettrica annua immessa in rete dell'intero parco di produzione distinta per fonte di alimentazione;
- totale energia elettrica annua immessa in rete da ogni singola Unità di Produzione Rilevante, distinta per fonte di alimentazione.

Con il presente comunicato, il GSE informa inoltre che, nel corso del mese di aprile 2011, metterà a disposizione dei produttori la piattaforma informatica per la comunicazione

della composizione del “mix energetico iniziale” relativo all'energia elettrica immessa in rete nell'anno 2010

GAS

■ **Delibera ARG/gas 7/11 | “Approvazione di una proposta di modifica del codice di stoccaggio predisposto dalla società Stogit S.p.A. ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 2 novembre 2009, ARG/gas 165/09” | pubblicata il 2 febbraio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/007-11arg.htm>**

Con la Delibera ARG/Gas 165/09 del 2 novembre 2009, l'Autorità ha emanato disposizioni regolatorie per l'adeguamento della disciplina del bilanciamento e della regolazione dei servizi di stoccaggio del gas naturale, ai sensi di quanto disposto dalla Legge 3 agosto 2009, n.102, di conversione del Decreto Legge 1 luglio 2009, n.78.

In qualità di maggiore impresa nazionale di stoccaggio, Stogit S.p.A. ha trasmesso all'AEEG, in data 21 dicembre 2010, una prima proposta di aggiornamento del proprio codice di stoccaggio, funzionale all'offerta ed erogazione su base settimanale del servizio di bilanciamento utenti secondo quanto disposto dalla richiamata deliberazione ARG/gas 165/09.

In data 12 gennaio 2011, la stessa Stogit S.p.A. ritrasmetteva all'Autorità una seconda versione della proposta di cui sopra modificata al fine di chiarire il testo di talune clausole ivi contenute.

Con il provvedimento de quo, l'Autorità verifica positivamente ed approva la seconda proposta di aggiornamento del codice di stoccaggio presentata da Stogit in data 12 gennaio 2011 e, ai sensi dell'articolo 2, comma 3, della deliberazione ARG/gas 55/09 del 7 maggio 2009, pubblica tale versione nell'Allegato A al presente provvedimento, il quale assume immediata efficacia dalla sua data di pubblicazione.

■ **Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 31 gennaio 2011 | “Accettazione del piano di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio” | pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale - Serie Generale n. 42 del 21 febbraio 2011 | Download**

<http://www.gazzettaufficiale.it/guridb/dispatcher?service=1&datagu=2011-02-21&task=dettagli&numgu=42&redaz=11A01942&tmstp=1298459125665>

Con il Decreto Ministeriale in oggetto, il Ministero dello Sviluppo Economico (nel seguito: MiSE) approva - ai sensi dell'art. 5, comma 4, del Decreto Legislativo 13 agosto 2010, n. 130, recante “Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale e trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'art. 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio

Novità normative di settore (continua)

2009, n. 99", (nel seguito: D.Lgs n.130/10) - il piano di sviluppo per la realizzazione di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale, per complessivi 4060 milioni di metri cubi, proposto dall'Eni Spa in ottemperanza alle disposizioni di cui al medesimo art. 5, comma 3, del D.Lgs n.130/10 sopra richiamato.

Segnatamente, con il DM de quo, la società ENI Spa si impegna, in maniera vincolante:

a) a realizzare, ai sensi dell'art. 5, comma 3, del D.Lgs n.130/10, 4000 milioni di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio di gas naturale nell'ambito di quella prevista nel medesimo piano entro e non oltre il 1° settembre 2015;

b) a porre in essere le ulteriori misure previste dall'art. 5, comma 1, lettere b) e c), del D.Lgs n. 130/10, nonché ogni ulteriore misura necessaria per la realizzazione della nuova capacità di stoccaggio entro il medesimo termine temporale sopra indicato.

Con riferimento alle disposizioni in materia di vigilanza e monitoraggio per la realizzazione del piano presentato da Eni Spa, l'art. 2 del DM in oggetto, tra l'altro, dispone che:

- l'Autorità garante della concorrenza e del mercato (nel seguito: AGCM), ai sensi dell'art. 5, comma 5, del D.Lgs n.130/10, vigila sul rispetto della data del 1° settembre 2015 quale termine ultimo per il completamento dello sviluppo complessivo della nuova capacità di stoccaggio e, al termine del periodo quinquennale previsto per la realizzazione del piano, adotta, qualora ne ricorrano i presupposti, le misure sanzionatorie previste dall'art. 5, comma 5, del D.Lgs 130/10.

- Il MiSE, dandone informazione all'AGCM, effettua il monitoraggio sul rispetto delle azioni e degli adempimenti di competenza dell'Eni Spa - o delle eventuali imprese di stoccaggio selezionate dalla medesima Eni Spa per l'assolvimento dell'impegno vincolante di cui all'art. 5, comma 1, lettera a) del D.Lgs 130/10 - necessari affinché la nuova capacità di stoccaggio sia progressivamente sviluppata entro e non oltre il 1° settembre 2015.

- Eni Spa, a decorrere dal 1° maggio 2011, trasmette al MiSE, con cadenza quadrimestrale, un rapporto dettagliato che evidenzia, per ciascun progetto di stoccaggio contenuto nel piano:

a) le azioni e gli adempimenti di competenza dell'Eni Spa - o delle eventuali imprese di stoccaggio dalla medesima società selezionate per l'effettiva realizzazione - già svolte e da intraprendere, con indicazione delle relative tempistiche di attuazione;

b) ogni eventuale problematica che possa determinare un ritardo nell'entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio e le connesse azioni pianificate per la sua tempestiva risoluzione;

c) il conseguente aggiornamento temporale dell'entrata in esercizio della nuova capacità di stoccaggio.

Inoltre, in allegato al DM de quo, il MiSE pubblica i dati tec-

nico-economici di sintesi relativi al piano presentato da Eni Spa, i quali risultano rilevanti ai fini delle decisioni di partecipazione e co-finanziamento della nuova capacità di stoccaggio da parte dei soggetti investitori indicati dall'art. 6 del D.Lgs 130/10.

■ **Delibera ARG/gas 13/11** | **“Disposizioni ai sensi dell'articolo 6 del decreto legislativo 13 agosto 2010, n. 130 e modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 5 novembre 2010, ARG/gas 193/10”** | pubblicata il 18 febbraio 2011 | **Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/013-11arg.htm>**

Con il provvedimento in oggetto, il Regolatore, in attuazione dell'art. 6, comma 5, del D.Lgs n. 130 del 13 agosto 2010 recante “Misure per la maggiore concorrenzialità nel mercato del gas naturale ed il trasferimento dei benefici risultanti ai clienti finali, ai sensi dell'articolo 30, commi 6 e 7, della legge 23 luglio 2009, n.99”, disciplina le modalità di svolgimento delle procedure per la selezione dei soggetti investitori interessati a concorrere al finanziamento dei progetti di sviluppo di nuova capacità di stoccaggio individuati dal piano presentato da Eni Spa ed approvato - ai sensi dell'art. 5, comma 4, del D.Lgs n. 130/10 - dal Ministero dello Sviluppo Economico con il D.M. 31 gennaio 2011 (cifra news precedente).

Nel rispetto degli indirizzi ministeriali contenuti nel DM di approvazione dei progetti di sviluppo presentati da Eni Spa, l'AEEG stabilisce che l'assegnazione della nuova capacità di stoccaggio è effettuata dal soggetto aggiudicatore (Eni Spa), mediante procedure ad evidenza pubblica, nel rispetto delle modalità e dei criteri definiti dal medesimo Regolatore con il provvedimento de quo.

In particolare, dette procedure si articoleranno secondo:

- una procedura concorsuale e non discriminatoria riservata a clienti finali, e loro forme aggregative, di cui all'articolo 5, comma 1, lettera b), numeri 1) e 3), del D.Lgs n. 130/10, per un volume complessivo pari a non più di 3 miliardi di mc;

- una procedura di asta competitiva riservata ai clienti finali corrispondenti ai soggetti produttori termoelettrici, per un volume complessivo pari a non più di 1 miliardo di mc - secondo le riserve poste dall'art. 5, comma 1, lettera b, punto 2, del D.Lgs n. 130/10 - articolato in lotti fissi da 1.000 mc di capacità di stoccaggio, e limitatamente, per ciascun soggetto, ad una quota non superiore al consumo di gas naturale utilizzato nei propri impianti di produzione nel corso dell'anno termico precedente.

Con riferimento ad entrambe le procedure indicate nella delibera in commento, l'AEEG disciplina, tra l'altro, i requisiti di partecipazione cui devono conformarsi i soggetti investitori, le relative norme di partecipazione, i metodi ed i criteri di as-

Novità normative di settore (continua)

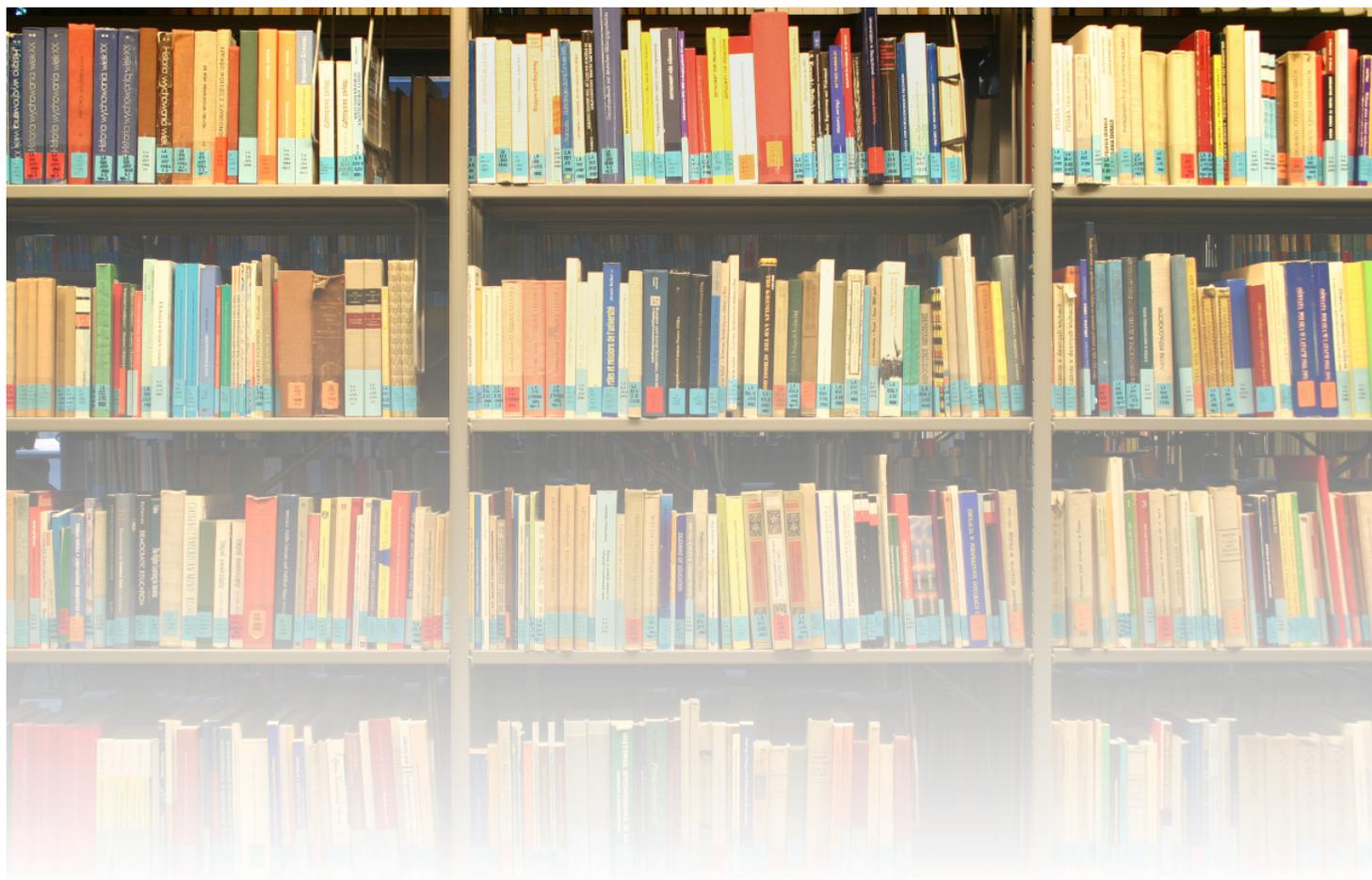
segnazione (“pro-quota” sul quantitativo richiesto da ciascun soggetto investitore, nel primo caso; assegnazione con il metodo “pay as bid” secondo l’ordine di merito economico delle offerte di finanziamento presentate, nel secondo), i termini temporali di riferimento per lo svolgimento delle procedure di assegnazione, i diritti ed obblighi dei soggetti che risulteranno assegnatari, nonché gli obblighi informativi e di trasparenza in capo al soggetto aggiudicatore.

Si segnala inoltre che, con la delibera in oggetto, l’Autorità contestualmente modifica alcune precedenti disposizioni contenute nella Delibera ARG/gas n.193 del 5 novembre 2010 (Cifra NL GME n.33), anche al fine di tenere conto delle nuove tempistiche relative alle procedure di selezione dei soggetti investitori, come disciplinate dal presente provvedimento, e della conseguente impossibilità di attivare, come in precedenza indicato, le misure transitorie previste in materia a partire

dall’1 aprile 2011.

Relativamente alle tempistiche di svolgimento delle procedure di assegnazione, da ultimo, per completezza, si evidenzia che l’Autorità, con successiva Delibera ARG/gas n.14 del 2 marzo 2011, ha differito alla data del 1 aprile 2011 - in luogo dell’11 marzo 2011 precedentemente indicato - il termine unico per la presentazione delle offerte di finanziamento da parte di tutti i soggetti investitori, siano essi clienti finali industriali, e loro eventuali forme aggregative o consortili, o soggetti produttori termoelettrici.

Di conseguenza, con il medesimo provvedimento, il Regolatore posticipa al 5 aprile 2011, rispetto al precedente 18 marzo 2011, la data di riferimento per l’assegnazione definitiva, da parte di Eni Spa, della nuova capacità di stoccaggio oggetto delle offerte di finanziamento.



Agenda GME

■ 11 marzo

A target model for the internal gas market

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation

http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Policy_Events/Workshops

■ 21-25 marzo

FSR Advanced Training on Gas Markets

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation

http://www.florence-school.eu/portal/page/portal/FSR_HOME/ENERGY/Training/Specialized_training

■ 22-23 marzo

Operare con successo nel mercato del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it

■ 25 marzo

Certificati Verdi tutte le novità del decreto rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

■ 30-31 marzo

RECS Market Meeting

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: RECS International

www.recsmarket.eu/Programme.aspx?menu=7360

■ 14 aprile

I nuovi orientamenti sul mercato elettrico nel Regno Unito, prospettive per l'Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

www.staffettaonline.com

Gli altri appuntamenti

14-17 marzo

EWEA 2011

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: EWEA

www.ewea.org/annual2011

15 marzo

Renewable Energy Strategy for Europe

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: APER

http://www.grandeolico.it/public/foto_testi/Renewable%20Energy%20Strategy%20for%20Europe.pdf

15 marzo

Prodotti energetici derivati e strutturati: profili fiscali, contabili e legali

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole 24 Ore

<http://www.formazione.ilsole24ore.com/st/conference24/conferenza2.htm>

15 – 16 marzo

Solar Revolution Summit 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

20-24 marzo

15a Conferenza RRFM -European Research Reactor Conference 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Enea

<http://www.rfrm2011.org>

21 marzo

Fonti rinnovabili e mercato cinese. Quali opportunità per le imprese italiane?

Milano, Italia

Organizzatore: AGICI

<http://www.agici.it>

Gli altri appuntamenti (continua)

21-24 marzo

Solar Power Finance & Investment Summit

San Diego, Usa

Organizzatore: InfoCast

<http://www.infocastnetwork.com/solar11i>

22 marzo

Energy Risk Italia 2011

Milano, Italia

Organizzatore: Rivista Energy Risk, AIGET

<http://ev731.eventive.incisivecms.co.uk/static/home>

22 marzo

Il mercato del gas naturale: disciplina fiscale e regolatoria

Milano, Italia

Organizzatore: Anigas

<http://www.anigas.it>

22-23 marzo

European Nuclear Forum

Parigi, Francia

Organizzatore: Marketforce

http://marketforce.eu.com/Conferences/eunuc11/?utm_source=conferencealerts.com&utm_medium=CA_ad&utm_campaign=eunuc11_CA

22-23 marzo

Gestione delle morosità e recupero crediti per le forniture di energia elettrica e gas da privati aziende e enti pubblici

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca

www.iir-italy.it/upload/general/A4696_aiget.pdf

22-24 marzo

Operare con successo nel mercato del gas naturale & conoscere metodi e strumenti per la gestione della misura del gas

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

www.aiget.org/downloadp-eventi-493.html

22-24 marzo

World Biofuels Markets

Rotterdam, Olanda

Organizzatore: GreenPower Conferences

www.worldbiofuelsmarkets.com

22-25 marzo

OMC 2011 Offshore Mediterranean Conference

Ravenna, Italia

Organizzatore: OMC

www.omc.it/2011

23 marzo

Certificati Verdi tutte le novità del decreto rinnovabili

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

23 - 25 marzo

ECOPOLIS, EXPO e CONFERENCE 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Fiera di Roma, Camera di Commercio di Roma

www.ecopolis.fieraroma.it

24 marzo

Efficienza Energetica. Tutela dell'ambiente, opportunità di crescita

Parma, Italia

Organizzatore: Confindustria

<http://www.confindustria.it/ADM/EvenNew.nsf/tuttiDoc/039B31449F7344F1C125783900376D67?openDocument&MenuID=EC566D785A91941AC1256EFB0034879E>

24 - 25 marzo

Chi semina vento raccoglie energia pulita (corso di formazione)

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org

24-25 marzo

M&A per Utilities Gas

Milano, Italia

Organizzatore: Utiliteam

www.utiliteam.it

25 marzo

La mobilità in Italia dal 1861 ad oggi

Torino, Italia

Organizzatore: Euromobility Associazione Mobility Manager

www.euromobility.org

25 marzo

Certificati Verdi: tutte le novità del "Decreto Rinnovabili"

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

Gli altri appuntamenti (continua)

28-29 marzo

Forniture energetiche: negoziazione dei contratti e tutela degli acquirenti

Milano, Italia

Organizzatore: PARADIGMA

www.paradigma.it/28290311.html

28-31 marzo

Utility Scale PV

Milano, Italia

Organizzatore: Green Power Conferences

<http://greenpower.msgfocus.com/c/11lghblw6G2hS4pNLA>

30 - 31 marzo

3rd Annual Regulatory Affairs Internationals Symposium "What Makes a Good Regulator?"

Londra, Inghilterra

Organizzatore: Centre for Parliamentary Studies

<http://regulationforum.org>

30-31 marzo

RECS Market Meeting 2011

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: RECS International

www.recsmarket.eu

4-8 aprile

HANNOVER MESSE Energy

Hannover, Germania

Organizzatore: Hannover Messe

http://www.hannovermesse.de/energy_e

5 aprile

Detrazioni fiscali del 55% - Aspetti tecnici e procedurali

Roma, Italia

Organizzatore: ISES ITALIA

http://www.isesitalia.it/Admin/Temp_File/Programma%20corso%20Detrazioni%20fiscali_RM_apr11.pdf

5 aprile

La certificazione delle ESCo secondo la norma UNI CEI 11352 (corso di formazione)

Milano, Italia

Organizzatore: Fire

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

5-6 aprile

Carbon Markets & Climate Finance Americas

San Paolo, Brasile

Organizzatore: Green Power Conferences

www.greenpowerconferences.com/carbonamericas

5-7 aprile

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

Milano, Italia

Organizzatore: IIR

www.iir-italy.it

6 aprile

Energy from Waste and Energy Market Masterclass

Londra, Inghilterra

Organizzatore: SMi Group

<http://www.smi-online.co.uk/training/overview.asp?is=5&ref=3667>

6 - 8 aprile

POWER DAYS VIENNA

Vienna, Austria

Organizzatore: Reed Finder

www.power-days.at

7 aprile

Fotovoltaico 2011- 2013

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it

7 aprile

Sostenibilità, Efficienza Energetica e Rinnovabile

Roma, Italia

Organizzatore: Global Networking Strategies

www.globalnetworking-group.com

7-8 aprile

The Role of Nuclear Power in Meeting Future Climate and Energy Challenges

Venezia, Italia

Organizzatore: FEEM

www.feem.it/getpage.aspx?id=3624&sez=Events&padre=79

7-8 aprile

KEMA's 22nd Executive Forum

San Antonio, Usa

Organizzatore: KEMA

www.kema.com/ExecutiveForum2011

11 aprile - 10 maggio

Percorso formativo su energia e mercato elettrico: organizzazione, caratteristiche e trading

Milano, Italia

Organizzatore: Academy Italy - London Stock Exchange Group

www.academy.londonstockexchange.com

Gli altri appuntamenti (continua)

11-12 aprile

Platts Annual European Conference on Power Markets "Risk and Reward - Can Europe's power model deliver de-carbonization?"

Berlino, Germania

Organizzatore: Platts

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

12-13 aprile

Offshore Wind Power Infrastructure 2011

Londra, UK

Organizzatore: Green Power Conferences

www.greenpowerconferences.com/offshoreinfrastructure

12-14 aprile

The 3rd EV Battery Forum - Europe

Barcellona, Spagna

Organizzatore: EVbatteryforum

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

13 - 15 aprile

Renewable Energy & Energy Efficiency Congress for South East Europe

Sofia, Bulgaria

Organizzatore: Via Expo Ltd.

www.viaexpo.com

14 aprile

I nuovi orientamenti sul mercato elettrico nel Regno Unito, prospettive per l'Italia

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

www.staffettaonline.com

14 aprile

Financing Tomorrow's EU Energy Policy

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Forum Europe

www.climate-action.eu

14-16 aprile

EnergyMed - Mostra Convegno sulle Fonti Rinnovabili e l'Efficienza Energetica

Organizzazione: Energy Mad

Napoli, Italia

www.energymed.it

19-20 aprile

Seconda Conferenza nazionale sulle rinnovabili termiche

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della Terra

www.amicidellaterra.it

26-27 aprile

2011 EIA Energy Conference

Washington, DC

Organizzatore: EIA

www.fbcinc.com/EIA/agenda.aspx

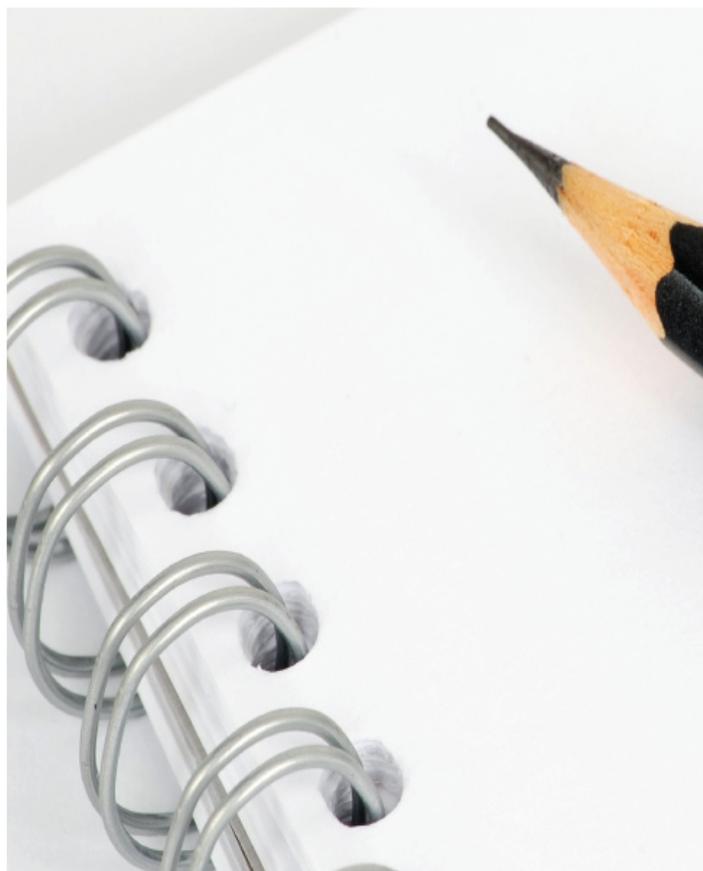
27-28 aprile

European Nuclear Renaissance 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Active Communications International

<http://aci.us.net/aci/conferences/eu-enp1.asp>



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.