

PRIMO PIANO

Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee

Alessandra Motz, Pia Saraceno – r.e.f.

■ L'evoluzione della regolazione del bilanciamento sulle reti di trasporto del gas naturale è un tema di grande attualità in Italia, ma anche in Europa.

Nel 2009, infatti, l'approvazione del Terzo Pacchetto ha posto una base importante per un'evoluzione coordinata di questo profilo della regolazione, con la richiesta¹ a tutti i Paesi membri dell'Unione Europea di disciplinare questo aspetto del trasporto del gas naturale in modo non discriminatorio, cooperando con i Paesi confinanti al fine di evitare l'instaurazione di barriere regolatorie al transito tra mercati, e tutelando da un lato la necessaria trasparenza e tempestività nella predisposizione, da parte del gestore della rete, delle informazioni necessarie agli shipper, dall'altro la riservatezza indispensabile per tutti gli utenti della rete stessa.

Sul tema del coordinamento della regolazione tra i Paesi membri confinanti sta lavorando alacremente anche l'ERGEG, che, anche per supportare il compito di armonizzazione delle regole affidato alla neonata Agenzia Europea dei Regolatori (ACER), sta elaborando un set di linee guida in materia di bilanciamento². Le linee guida esprimono, per ora, una marcata preferenza per un sistema di bilanciamento su base giornaliera, anziché oraria, e supportato da strumenti di flessibilità di mercato, con un

sistema di settlement dei disequilibri rigorosamente corrispondente ai costi sostenuti dal gestore della rete per mantenere in equilibrio la rete stessa.

Le indicazioni del legislatore comunitario e le richieste da tempo portate all'ordine del giorno da alcuni shipper hanno reso il tema del bilanciamento particolarmente attuale anche in Italia, dove la regolazione di questo aspetto del trasporto è, ad oggi, piuttosto arretrata. L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) ha ripreso nell'estate 2010 un processo di consultazione avviato già nel 2004³ e nel 2008⁴, avanzando, anche su impulso della legislazione⁵, una proposta ormai ben delineata⁶, che dovrebbe trovare applicazione già da aprile 2011.

La proposta del regolatore prevede il passaggio:

- da un sistema di bilanciamento basato sul ricorso automatico alle risorse fisiche dell'hub di stoccaggio Stogit e su un sistema di penali collegate ai corrispettivi di stoccaggio strategico per gli utenti della rete che non dispongono di capacità di stoccaggio,
- ad un sistema di bilanciamento a mercato, come richiesto nell'ambito del Terzo Pacchetto dal regolamento CE 715/2009 e dalle linee guida ERGEG. In questo sistema il gestore della rete potrà fare ricorso non più automaticamente

¹ Regolamento (CE) N. 715/2009 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 luglio 2009 relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale e che abroga il regolamento (CE) n. 1775/2005.

² Gas Balancing Rules on European Gas Transmission Networks - Draft Pilot Framework Guideline.

³ Delibera 22/04.

⁴ DCO 10/08: "Possibili evoluzioni del servizio di bilanciamento nel mercato del gas naturale".

⁵ L'art. 11 del "decreto stoccaggi" (D. Lgs. 130/2010) prevede infatti l'obbligo di definire la nuova disciplina del bilanciamento entro il 28 febbraio 2011, per consentire l'entrata in vigore entro il 1° aprile 2011.

⁶ DCO 45/10: "Servizio di bilanciamento del gas naturale".

► continua a pagina 22

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/GENNAIO 2011

Mercato elettrico Italia

pag 2

Mercato gas Italia

pag 9

Mercati energetici europa

pag 13

Mercati per l'ambiente

pag 17

■ APPROFONDIMENTI

Sistemi di bilanciamento a mercato:
 alcuni spunti dalle esperienze europee
 Alessandra Motz, Pia Saraceno – r.e.f.
 pagina 22

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 26

■ APPUNTAMENTI

pagina 28

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Il primo mese del 2011 si apre nel segno della stabilità del prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN), che si è attestato a 65,00 €/MWh, con un aumento di appena 12 cent. €/MWh sul mese precedente e di soli 1,55 €/MWh (+2,4%) su gennaio 2010. In particolare nelle ore di picco, il PUN, in flessione di oltre 10 €/MWh su base annua, è

sceso a 74,31 €/MWh, minimo storico per il mese di gennaio dall'avvio del mercato elettrico. L'offerta di energia elettrica si è confermata su livelli assai elevati (oltre 60.000 MWh in media oraria), ma gli scambi di energia elettrica nel Sistema Italia, in flessione dello 0,9% rispetto a gennaio 2010, non lasciano ancora intravedere i segnali di una ripresa. In calo anche la liquidità del mercato elettrico che ha ceduto 4,6 punti percentuali su base annua, attestandosi al 59,5%.

Il prezzo medio di acquisto (PUN), con un aumento di 1,55 €/MWh rispetto a gennaio 2010, si è portato a 65,00 €/MWh (+2,4%). La contenuta crescita sconta da un lato un aumento del prezzo di 6,56 €/MWh nelle ore fuori picco, salito a 60,57 €/MWh (+12,1%); dall'altro una flessione di 10,51 €/MWh nelle ore di picco, sceso a 74,31 €/MWh (-12,4%) e mai così basso nel mese di gennaio (Grafico 1 e Tabella 1). Pertanto, anche il rapporto tra il prezzo nelle ore di picco e baseload, pari a 1,14,

si è avvicinato al minimo storico registrato nell'aprile del 2010 (1,12). I prezzi di vendita, in aumento tendenziale nelle quattro zone continentali, sono invece diminuiti nelle due isole: Sardegna -2,6%; Sicilia -14,5%. Il prezzo di quest'ultima, pari a 83,56 €/MWh, resta comunque più alto rispetto ai circa 63 €/MWh delle zone continentali, ed ai 66,25 €/MWh della Sardegna. Il Sud, con 62,99 €/MWh, si conferma la zona dal prezzo più basso (Grafico 2).

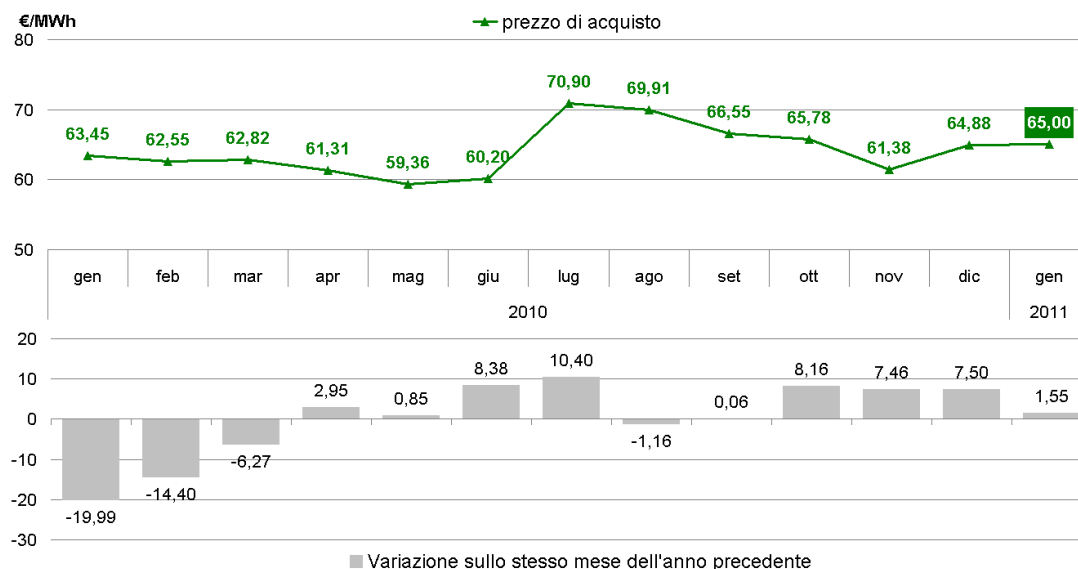
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

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	65,00	63,45	1,55	2,4%	21.756	-8,0%	36.545	-0,9%	59,5%	64,1%
<i>Picco</i>	74,31	84,82	-10,51	-12,4%	27.566	-7,2%	46.280	-1,5%	59,6%	63,3%
<i>Fuori picco</i>	60,57	54,01	6,56	12,1%	18.989	-9,4%	31.909	-1,6%	59,5%	64,6%
<i>Minimo orario</i>	10,00	10,00			11.389		21.784		50,2%	53,9%
<i>Massimo orario</i>	91,72	174,62			31.568		50.984		67,9%	73,5%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

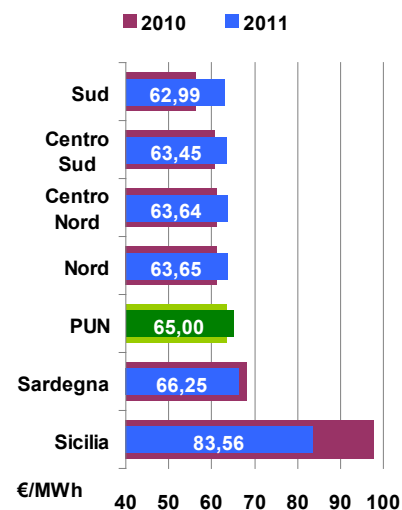
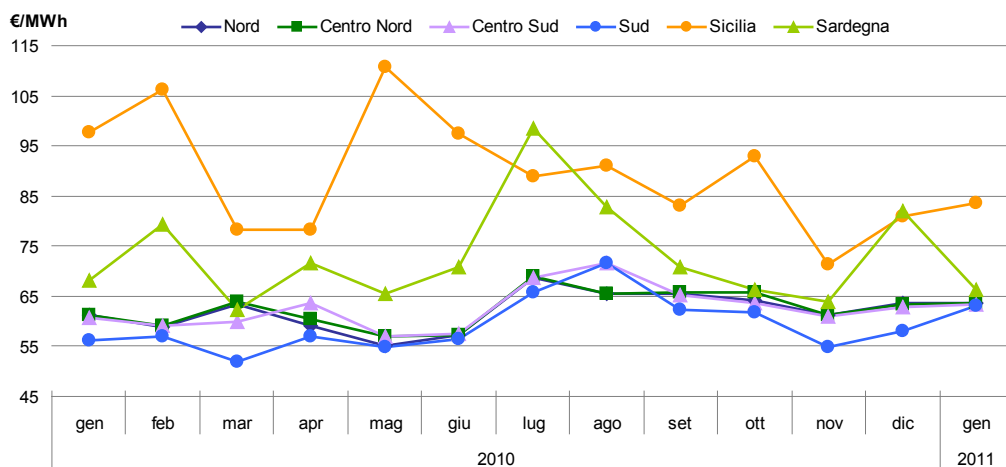
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 27,2 milioni di MWh, hanno registrato un calo dello 0,9% su base annua. L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 16,2 milioni di MWh, si è ridotta dell'8,0% rispetto a gennaio dello scorso anno; per contro gli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE,

pari a 11,0 milioni di MWh, sono cresciuti dell'11,6% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 4,6 punti percentuali su base annua attestandosi al 59,5%, valore più basso da dicembre 2006 (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.186.546	-8,0%	59,5%
Operatori	9.637.872	-10,5%	35,4%
GSE	3.361.090	-19,5%	12,4%
Zone estere	2.804.192	+10,8%	10,3%
Saldo programmi PCE	383.392	+260,3%	1,4%
PCE (incluso MTE)	11.002.578	+11,6%	40,5%
Zone estere	1.644.767	+19,2%	6,0%
Zone nazionali	9.741.203	+13,4%	35,8%
Saldo programmi PCE	-383.392		
VOLUMI VENDUTI	27.189.124	-0,9%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.681.092	+15,6%	
OFFERTA TOTALE	45.870.216	+5,2%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

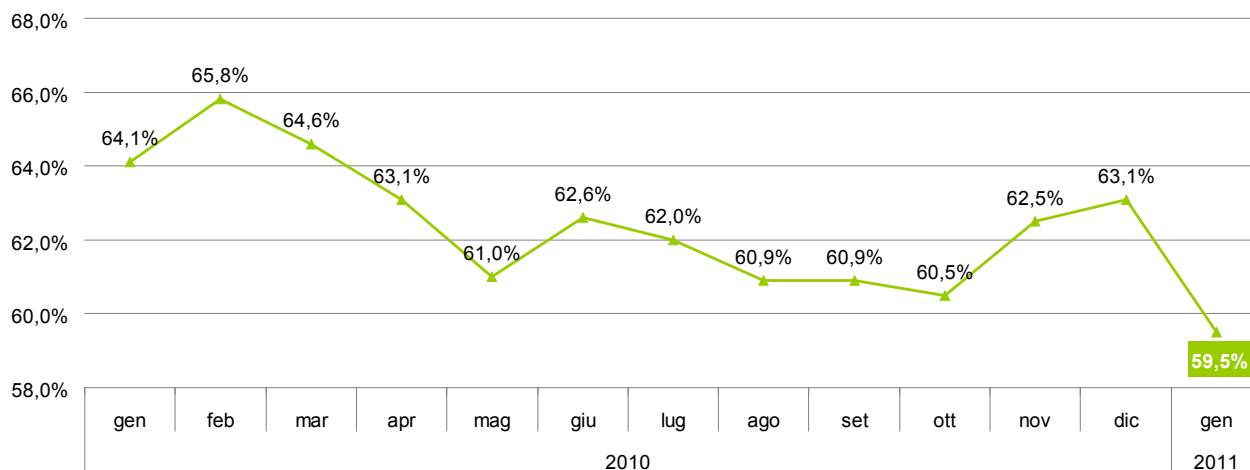
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	16.186.546	-8,0%	59,5%
Acquirente Unico	5.539.322	-3,7%	20,4%
Altri operatori	9.710.181	-10,0%	35,7%
Pompaggi	139.423	-59,3%	0,5%
Zone estere	511.263	+25,0%	1,9%
Saldo programmi PCE	286.357	-0,3%	1,1%
PCE (incluso MTE)	11.002.578	+11,6%	40,5%
Zone estere	37.200	-1,8%	0,1%
Zone nazionali AU	2.940.624	-5,3%	10,8%
Zone nazionali altri operatori	8.311.111	+18,6%	30,6%
Saldo programmi PCE	-286.357		
VOLUMI ACQUISTATI	27.189.124	-0,9%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	2.152.663	-21,8%	
DOMANDA TOTALE	29.341.786	-2,8%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 26,6 milioni di MWh, hanno registrato una flessione tendenziale dell'1,3%; stabili o in calo gli acquisti a livello zonale (in evidenza il Centro Nord con -3,9%). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 548 mila MWh, hanno segnato un aumento del 22,7% (Tabella 4).

Le vendite di energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 22,7 milioni di MWh, sono diminuite del 3,4%; in riduzione le vendite in tutte le zone, soprattutto quelle settentrionali, ad eccezione del Centro Sud (+7,1%) e della Sardegna (+20,5%). Le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 4,4 milioni di MWh, sono cresciute su

base annua del 13,7% (Tabella 4). L'analisi per tecnologia di produzione rivela che i ribassi tendenziali più consistenti delle vendite sono stati registrati dagli impianti a carbone (-8,8%), termici tradizionali (-9,6%), a pompaggio (-15,6%) ed eolici (-31,7%). Più contenuto il calo delle vendite dagli impianti a ciclo combinato (-1,8%); in aumento gli idroelettrici ad apporto naturale (+8,0%).

Poco rilevanti le variazioni della struttura delle vendite per tipo di impianto: contenuti aumenti per le quote degli impianti a ciclo combinato (57,4%) e degli idroelettrici ad apporto naturale (13,8%); stabile o in lieve flessione la quota degli altri impianti (Tabella 5).

Tabella 4: MGP, volumi macrozonal

Fonte: GME

MWh	Offerte			Vendite			Acquisti		
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.143.125	27.074	+4,5%	11.053.752	14.857	-7,3%	14.378.811	19.326	-0,1%
Centro Nord	3.494.380	4.697	+0,1%	1.809.507	2.432	-5,8%	2.914.282	3.917	-3,9%
Centro Sud	5.992.275	8.054	-1,6%	2.948.366	3.963	+7,1%	4.290.077	5.766	-3,2%
Sud	6.845.092	9.200	+8,4%	4.202.634	5.649	-3,0%	2.243.748	3.016	-2,8%
Sicilia	2.859.071	3.843	+13,4%	1.693.815	2.277	-3,1%	1.765.458	2.373	-1,3%
Sardegna	1.669.633	2.244	+16,7%	1.032.089	1.387	+20,5%	1.048.285	1.409	+0,6%
Totale nazionale	41.003.576	55.112	+4,8%	22.740.164	30.565	-3,4%	26.640.660	35.807	-1,3%
Estero	4.866.640	6.541	+8,4%	4.448.959	5.980	+13,7%	548.463	737	+22,7%
Sistema Italia	45.870.216	61.654	+5,2%	27.189.124	36.545	-0,9%	27.189.124	36.545	-0,9%

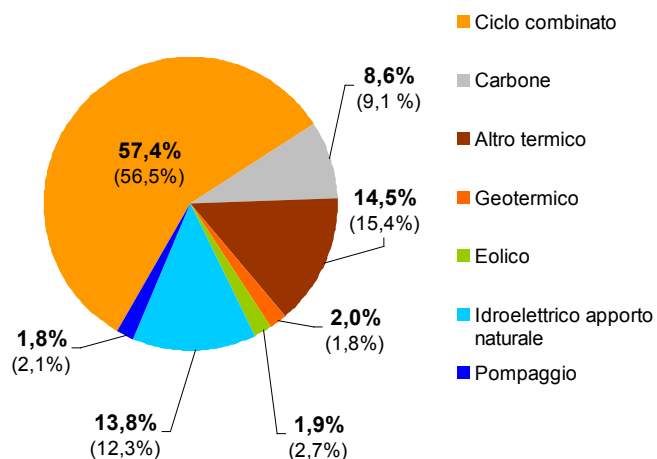
(continua)

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	11.466	-11,5%	1.913	-10,5%	3.277	+13,0%	5.220	+0,7%	2.077	+1,2%	1.251	+27,9%	25.205	-3,8%
Ciclo combinato	9.299	-1,2%	1.198	-11,0%	1.386	-15,8%	3.181	-0,3%	1.918	+11,1%	562	+4,7%	17.545	-1,8%
Carbone	682	-50,3%	0	-100,0%	1.144	+18,0%	154	+15,2%	-	-	647	+70,3%	2.628	-8,8%
Geotermico	0	-	612	+5,9%	-	-	2	-69,2%	-	-	-	-	614	+5,3%
Altro termico	1.486	-31,6%	103	-45,1%	747	+161,2%	1.883	+1,5%	159	-51,3%	41	-31,8%	4.419	-9,6%
Idroelettrico	3.387	+10,4%	515	+17,3%	566	-12,0%	184	-34,5%	49	-22,3%	74	+4,2%	4.774	+4,6%
Apporto naturale	3.007	+15,5%	462	+11,7%	470	-11,0%	184	-34,5%	26	+23,4%	63	+21,5%	4.213	+8,0%
Pompaggio	380	-18,3%	52	+110,1%	95	-17,0%	0	-	22	-46,1%	11	-41,6%	562	-15,6%
Eolico	4	-15,2%	4	-103,2%	120	-22,8%	245	-31,2%	151	-35,8%	62	-39,6%	586	-31,7%
Totale Impianti	14.857	-7,3%	2.432	-5,8%	3.963	+7,1%	5.649	-3,0%	2.277	-3,1%	1.387	+20,5%	30.565	-3,4%

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 gennaio sono stati negoziati 55 contratti (50 baseload e 5 peakload), pari a complessivi 114 mila MWh; i prodotti *II Trimestre 2011* e *IV Trimestre 2011* gli unici prodotti scambiati. Le negoziazioni hanno determinato a fine mese posizioni aperte per 4.611 MW, per un totale di 5,1 milioni di MWh. Il prezzo di controllo

dei prodotti in contrattazione a gennaio non ha subito variazioni di rilievo rispetto al mese precedente (Tabella 6). Il prodotto *Febbraio 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con una posizione netta totale di 531 MW sul baseload e di 320 MW sul peakload, per complessivi 434 mila MWh.

Tabella 6: MTE, prodotti negoziabili a gennaio

Fonte: GME

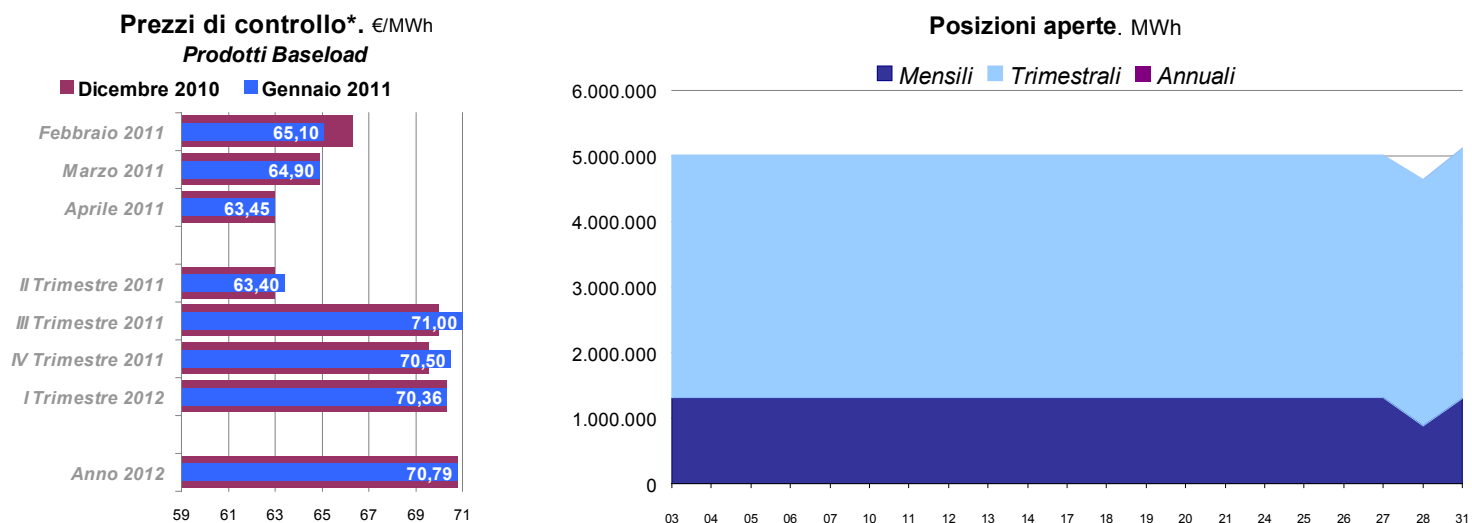
	PRODOTTI BASELOAD						PRODOTTI PEAK LOAD					
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte		Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	MWh	€/MWh	variazioni %	N.	MW	MW	MWh
<i>Febbraio 2011</i>	65,10	-1,8%	-	-	-	-	76,93	0,0%	-	-	-	-
<i>Marzo 2011</i>	64,90	0,0%	-	-	531	394.533	74,00	-1,7%	-	-	320	88.320
<i>Aprile 2011</i>	63,00	0,0%	-	-	461	331.920	73,00	0,0%	-	-	280	70.560
<i>Maggio 2011</i>	63,00	-	-	-	461	342.984	73,08	-	-	-	280	73.920
<i>II Trimestre 2011</i>	63,40	0,6%	1	20	481	1.050.504	73,80	1,1%	1	5	285	222.300
<i>III Trimestre 2011</i>	71,00	1,4%	-	-	461	1.017.888	81,21	0,0%	-	-	280	221.760
<i>IV Trimestre 2011</i>	70,50	1,3%	1	30	491	1.084.619	81,61	0,0%	-	-	280	218.400
<i>I Trimestre 2012</i>	70,36	0,0%	-	-	-	-	81,62	0,0%	-	-	-	-
<i>Anno 2012</i>	70,79	0,0%	-	-	-	-	82,12	0,0%	-	-	-	-
Totale			2	50	2.886	4.222.448			1	5	1.725	895.260

*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 gennaio 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 gennaio 2011, sono state pari a 22,0 milioni di MWh, in aumento del 21,2% rispetto allo stesso mese del 2010. Tra i contratti standard, si conferma la forte crescita dei contratti baseload (+36,4%), mentre si riducono gli altri profili; in aumento anche i contratti

non standard (+13,6%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 15,3 milioni di MWh (+22,0%). In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 11,4 milioni di MWh (+14,2%), che nei conti in prelievo, pari a 11,3 milioni di MWh (+11,2%) (Tabella 7).

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

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura		Immissione			Prelievo		
					MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura
Baseload	8.558.969	+36,4%	38,9%	Richiesti	11.597.268	+14,7%	100,0%	11.297.434	+11,3%	100,0%
Off Peak	733.992	-15,0%	3,3%	di cui con indicazione di prezzo	3.106.718	+38,6%	26,8%	-	-	-
Peak	1.371.804	-5,4%	6,2%	Registrati	11.385.970	+14,2%	98,2%	11.288.935	+11,2%	99,9%
Week-end	-	-	-	di cui con indicazione di prezzo	2.902.911	+38,0%	25,0%	-	-	-
Totale Standard	10.664.765	+24,1%	48,5%	Rifiutati	211.298	+50,6%	1,8%	8.500	+888,0%	0,1%
Totale Non standard	10.848.270	+13,6%	49,3%	di cui con indicazione di prezzo	203.808	+49,2%	1,8%	-	-	-
PCE bilaterali	21.513.034	18,6%	97,8%	Saldo programmi	383.392	+260,3%		286.357	-0,3%	
MTE	475.704	+12687,7%	2,2%							
TOTALE PCE	21.988.738	+21,2%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	15.326.162	+22,0%	69,7%							

PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di gennaio il prezzo della zona Nord si è attestato a 63,65 €/MWh, risultando superiore di circa 12 €/MWh alla quotazione slovena, per effetto del ben noto differenziale nei costi di generazione tra il parco produttivo italiano e quello sloveno. Inoltre, con riferimento al dettaglio orario, il prezzo della zona italiana è stato in tutte le ore maggiore (92% delle ore) o uguale (8%) a quello della borsa BSP.

In tale contesto il market coupling, al suo primo mese di esercizio, ha funzionato regolarmente determinando l'assegnazione di una capacità media oraria pari a 64 MW - 48 GW totali - utilizzata, coerentemente con le succitate quotazioni, nel 98% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 2% in direzione opposta.

Queste percentuali consentono, peraltro, di apprezzare il livello superiore di efficienza garantito dall'allocatione di capacità transfrontaliera attraverso il market coupling, risultata comunque sensibile al differenziale di prezzo. Infatti in corrispondenza dell'8% di ore in cui il delta prezzo è stato pari a 0, generando indifferenza nella direzione dell'energia, il meccanismo del market coupling ha prodotto flussi sia in import che in export in base a regole di mercato, mentre la capacità allocata tramite asta esplicita sulla zona Slov è risultata utilizzata in maniera piatta in import verso l'Italia.

Si evidenzia, infine, che l'avvio del market coupling ha favorito il netto incremento dei volumi trattati dalla borsa BSP saliti a 94 MWh medi orari (+49%).

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	63,65	+0,16%	51,23	-7,7%	12,42	8,35	92%	8%	0%	64
Picco	71,94	-1,79%	65,36	-6,3%	6,58	3,76	27%	5%	0%	23
Fuori Picco	56,04	+1,87%	46,77	-1,2%	9,27	7,66	30%	2%	0%	22
Festivo	63,02	+1,42%	42,43	-11,5%	20,59	14,82	35%	1%	0%	19

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

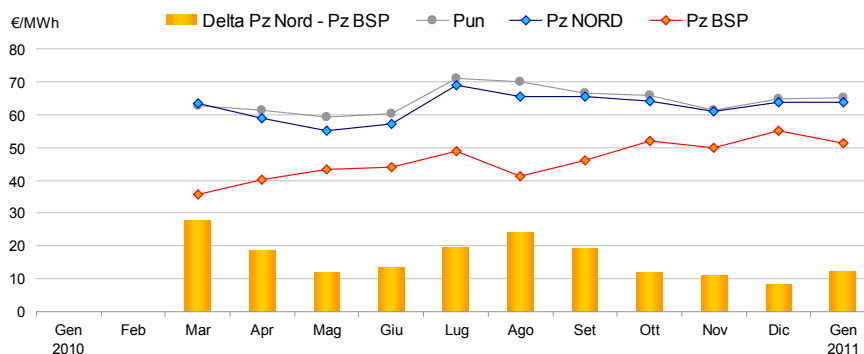
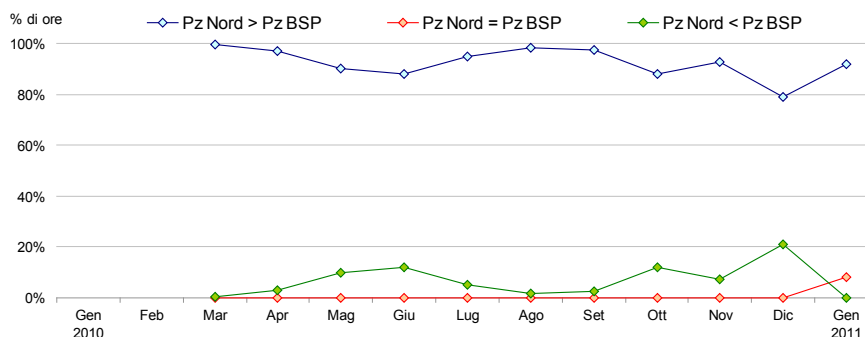


Grafico 2: andamento del delta Pz Nord – Pz BSP

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicità)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicità)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicità)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicità)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicità)
Import	63	397	98%	100%	98%	100%	0%	0%	0%	0%
Export	1	0	2%	0%	2%	0%	0%	0%	0%	0%
Totale	64	397	100%	100%	100%	100%	0%	0%	0%	0%

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

Fonte: GME

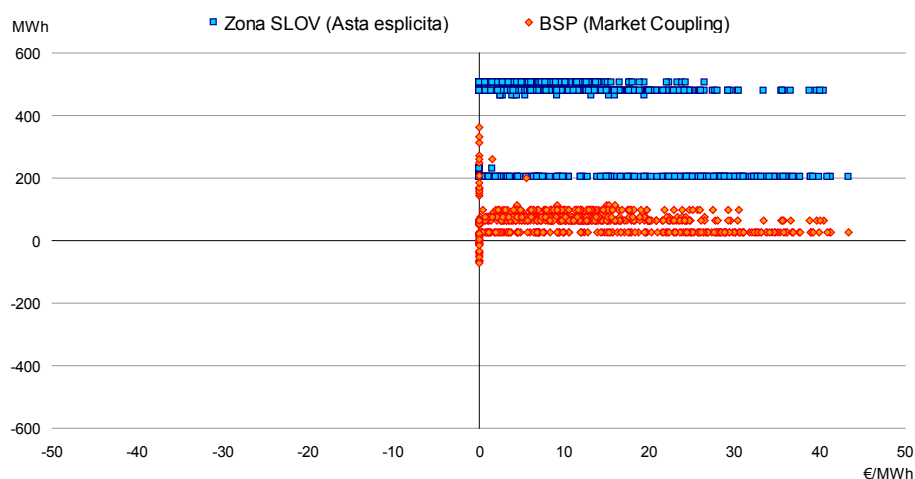
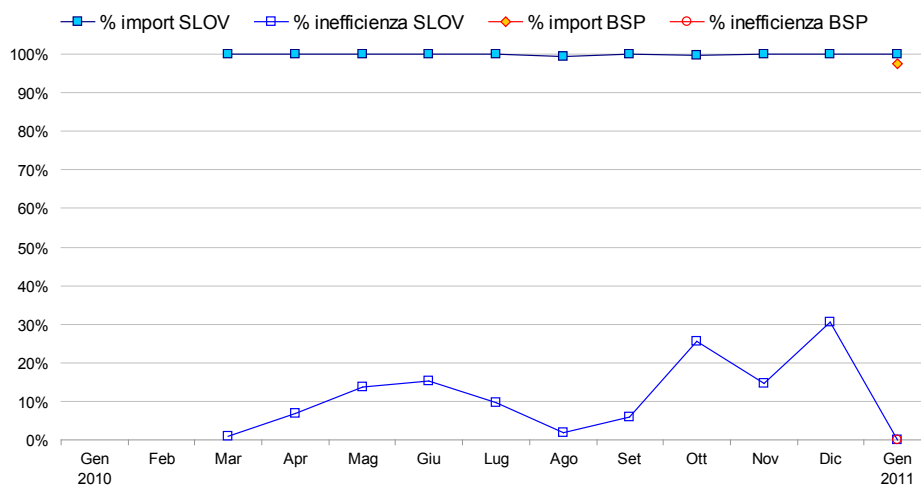


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato del gas italiano

A cura del GME

■ L'avvio del nuovo anno risulta caratterizzato da un debole calo tendenziale dei consumi di gas, indotto da una contrazione dei consumi domestici, a fronte di timidi aumenti sui comparti industriale e termoelettrico. I prezzi registrati sul PSV risultano sostanzialmente stabili rispetto ai tre mesi

precedenti, in rialzo rispetto ad un anno fa ed in sensibile calo rispetto ai valori di gennaio 2009, massimo storico.

Il mese in oggetto ha registrato una crescente attività degli operatori sui nuovi mercati spot del gas naturale gestiti dal GME avviati nel corso del mese precedente (MGP-gas, MI-gas).

Il 2011 si apre all'insegna di una crescente attività degli operatori sui nuovi mercati spot del gas naturale, avviati dal GME nel corso del mese di dicembre. In particolare, si evidenzia una significativa preferenza da parte degli stessi per la fase a contrattazione continua del MGP-gas, nella quale sono stati scambiati volumi per un totale di 18.790 MWh ad un prezzo medio di 25,11 €/MWh. L'operatività della fase ad asta di tale mercato ha registrato, invece, scambi per una quantità pari a 1.350 MWh ad un prezzo medio di 24,85 €/MWh. Il volume

delle negoziazioni rilevate sul mercato infragiornaliero del gas naturale è stato pari complessivamente a 800 MWh ad un prezzo medio di 25,08 €/MWh.

Come già nei mesi precedenti, sui mercati a termine del gas del GME (P-GAS) si sono realizzati scambi esclusivamente sul comparto Royalties relativi a marzo 2011 e pari a 1.843.409 GJ, interamente abbinati nel corso del primo giorno di negoziazione ad un prezzo di 680,71 GJ (24,51 €/MWh), in debole rialzo rispetto alla quotazione precedente (+1%).

Tabella 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters

MERCATO	UdM	M	$\Delta\% M-1$	Volatilità	M+1	M+2	Annuale
MGP-gas asta (1)	€/MWh	24,85	-0,6%	1,4 %	-	-	-
	c€/Gj	690,28			-	-	-
MGP-gas contr. continua (2)	€/MWh	25,11	-	0,8 %	-	-	-
	c€/Gj	697,47			-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	25,08	-	0,3 %	-	-	-
	c€/Gj	696,53			-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	24,56	-1,9%	-	24,31	24,51	-
	c€/Gj	682,34			675,23	680,71	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-			-	-	-
PSV	€/MWh	24,67	-1,5%	1,4%	-	-	-
	c€/Gj	685,28			-	-	-

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 1: Gas Naturale, confronto prezzi

Fonte: dati GME, Thomson-Reuters, AEEG

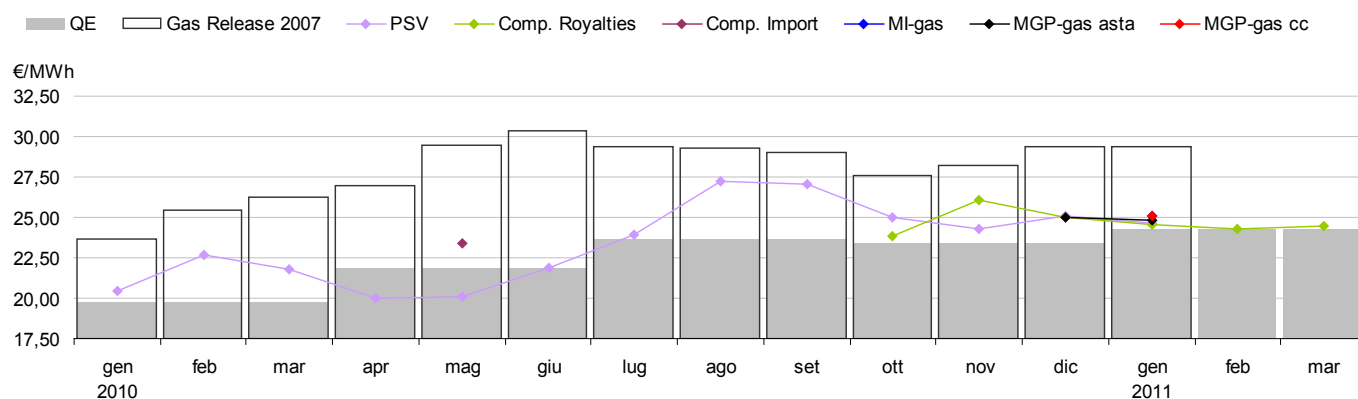


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

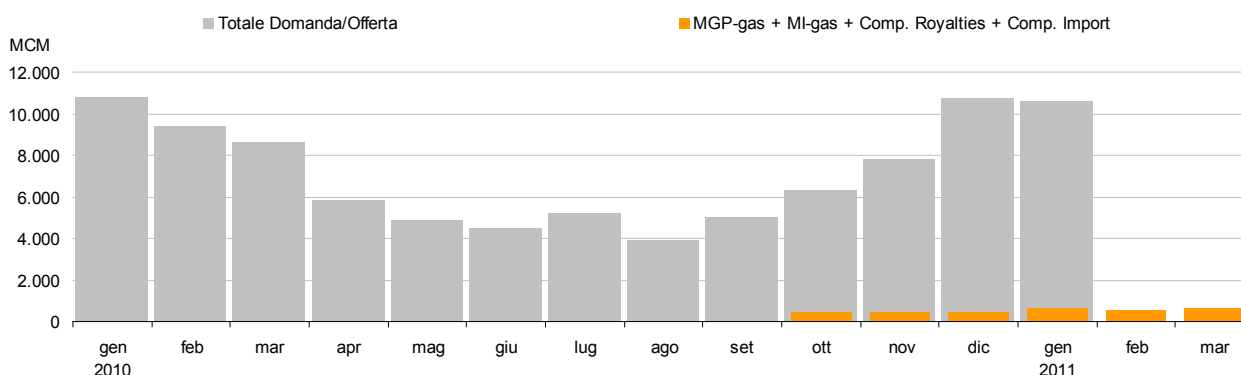
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	0,12	+12,5%	-	-	0,12	2	2	-
	MWh	1.350		-	-	1.350			
MGP-gas contrattazione continua	MCM	1,72	-	-	-	1,72	2	4	19
	MWh	18.790		-	-	18.790			
MI-gas	MCM	0,07	-	-	-	0,07	1	1	2
	MWh	800		-	-	800			
Comparto Royalties	MCM	606,36	-	606	-	606,36	3	15	16.518
	Gj	1.843.409		1.843.409	-	1.843.409			
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gj	-		-	-	-			

PCS indicativo medio 39,4 MJ/Smc

Grafico 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi di delivery)

Fonte: dati GME, SRG



L'avvio del nuovo anno risulta caratterizzato da un debole calo tendenziale dei consumi di gas che, dopo i rialzi record di dicembre 2010, si attestano a 10.617 milioni di MC (-1%). A dispetto di lievi aumenti sui comparti industriale e termoelettrico, tale flessione riflette una contrazione tendenziale dei soli consumi domestici (-4%), favorita da condizioni meteo più favorevoli non sufficientemente mitigate dall'effetto di un giorno

lavorativo in più rispetto al 2010. L'industria, dal canto suo, sembra aver esaurito la spinta al rialzo dei consumi in atto ormai da novembre 2009 esibendo una domanda di 1.177 milioni di MC, leggermente superiore allo scorso anno (+2%), ma ancora significativamente lontana dai livelli pre-crisi del 2008 (-17%). Più difficile si conferma la ripresa del settore termoelettrico, che nel mese in oggetto mostra un timido rialzo

(continua)

tendenziale portandosi a 2.698 milioni di MC (+1%), marcatamente al di sotto dei valori del 2008 (-10%). Tale aumento si manifesta in un contesto di lieve calo della domanda di energia

elettrica (-1%), soddisfatta da una quota crescente di import netto (+13%), che rimpiazza la ridotta produzione nazionale da impianti a carbone (-9%).

Figura 2: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	10.617	-1%
Impianti di Distribuzione	6.338	-4%
Consumi Termoelettrici	2.698	+1%
Consumi Industriali	1.177	+2%
Rete terzi e consumi di sistema	405	+15%
Offerta	10.617	-1%
Import	7.949	+4%
Produzione Nazionale	703	+0%
Sistemi di stoccaggio	1.965	-20%

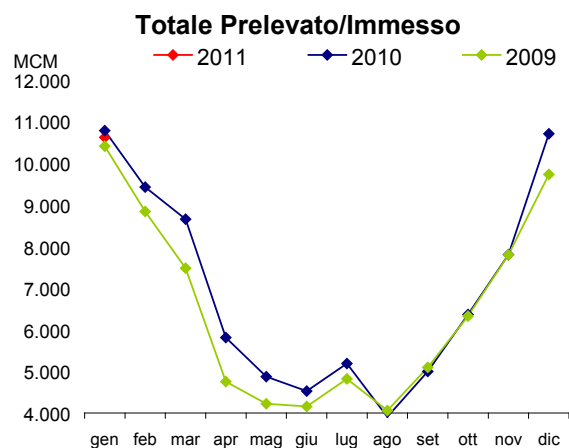
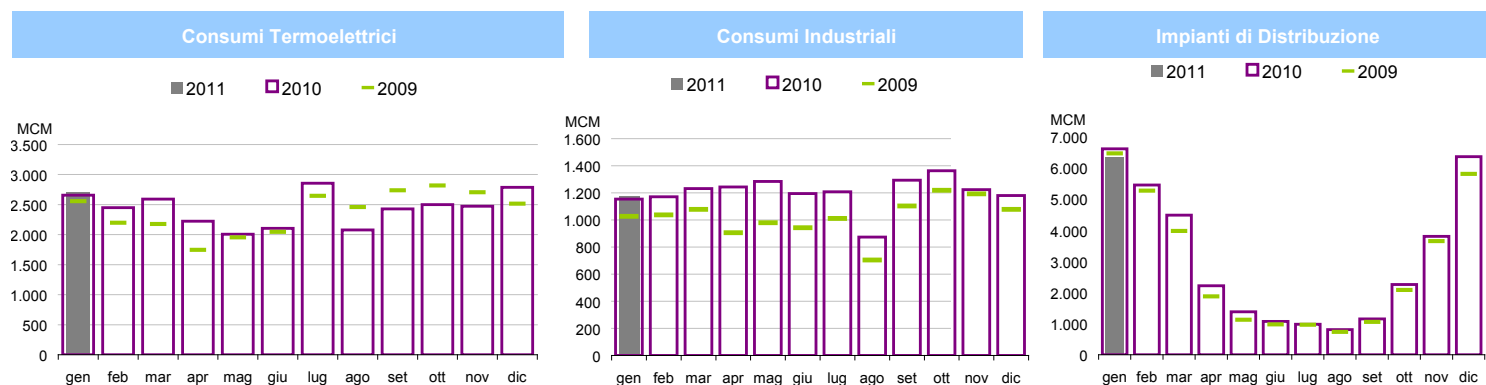


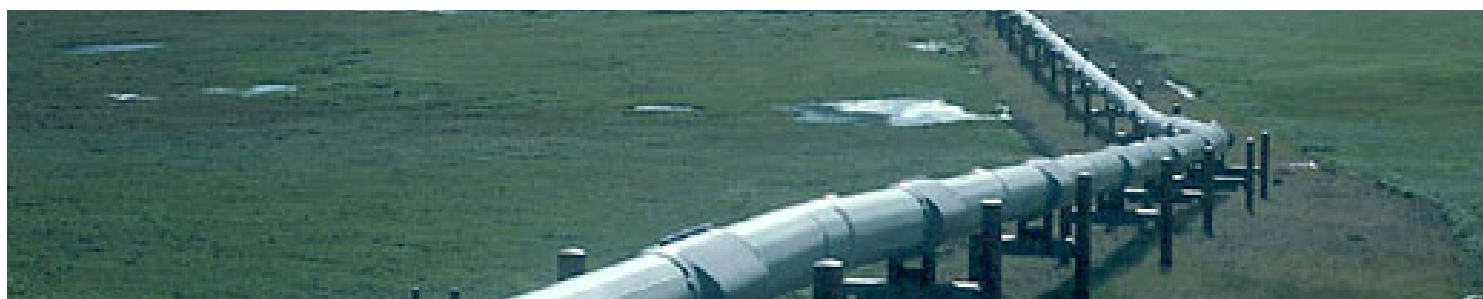
Grafico 3: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



La debole flessione della domanda viene del tutto assorbita da una marcata contrazione dell'utilizzo dello stoccaggio in erogazione, i cui volumi scendono a 1.965 milioni di MC (-20%), a fronte oltretutto di un aumento dell'import che sale a 7.949 (+4%) – massimo storico da gennaio 2008 – con una quota di utilizzo delle interconnessioni con l'estero in aumento

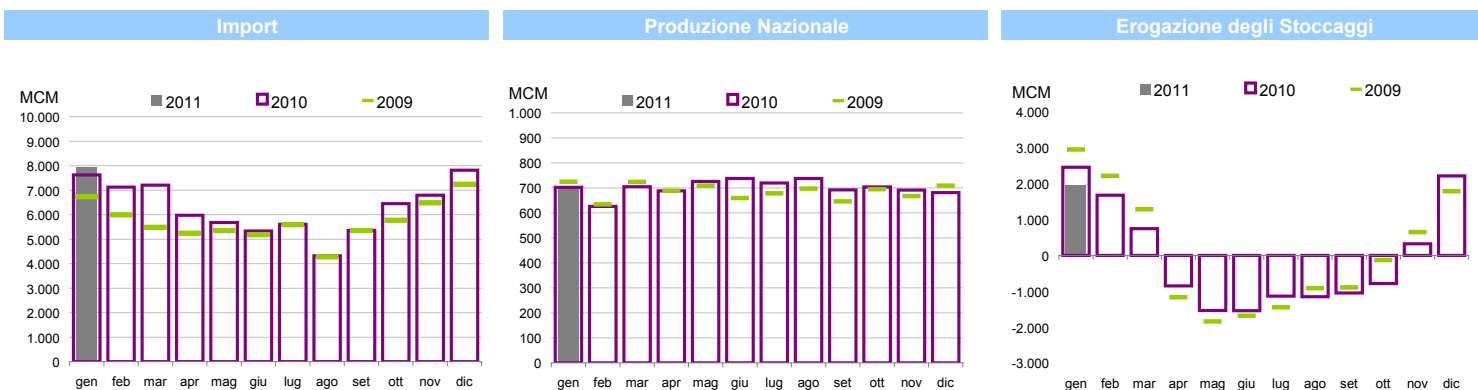
all'82% (+7 p.p.). Si riscontra di conseguenza una quantità di gas stoccato sensibilmente superiore rispetto ad un anno fa e pari a 5.092 milioni di MC (+14%), con una percentuale sullo spazio conferito del 55% (+5 p.p.), spazio peraltro in aumento del 4% rispetto allo scorso anno.



(continua)

Grafico 4: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



In un contesto di domanda in debole calo congiunturale e tendenziale, il prezzo al Punto di Scambio Virtuale conserva le dinamiche incerte mostrate nel corso degli ultimi 3 mesi, at-

testandosi a 24,26 €/MWh, ancora in forte rialzo tendenziale (+21%) e sensibilmente al di sotto rispetto al valore massimo storico toccato nel gennaio 2009 (-29%).

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

Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters

PSV	€/MWh	Δ% Tend
Prezzo medio	24,67	+21%
min	24,10	+24%
max	25,40	+15%

Stoccaggio	MCM	Δ% Tend
Stoccaggio (stock level)	5.092	+14%
Erogazione (flusso out)	1.965	-20%
Iniezione (flusso in)	0	-100%
Flusso netto	1.965	-20%
Totale Spazio Conferito	9.236	+4%
Quota su spazio conferito (%)	55%	+5 p.p.

Import	MCM/g	Δ% Tend
Capacità di trasporto giornaliera	312	-4%
Import medio giornaliero	256	+4%
Quota di utilizzo (%)	82%	+7 p.p.

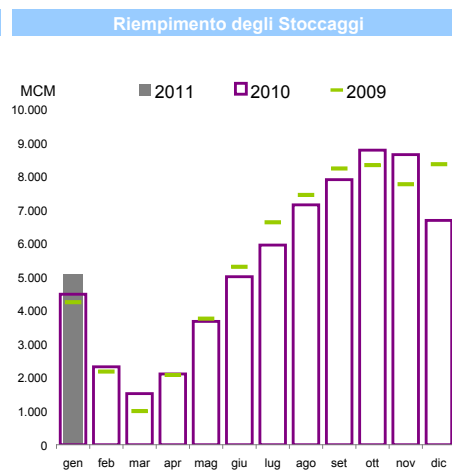
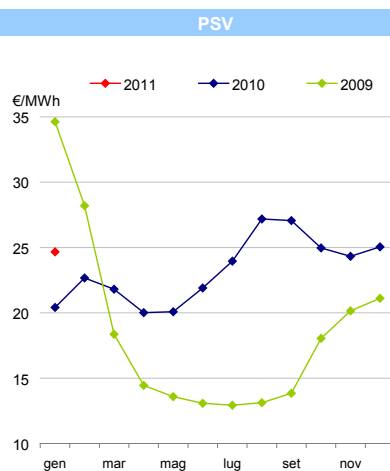
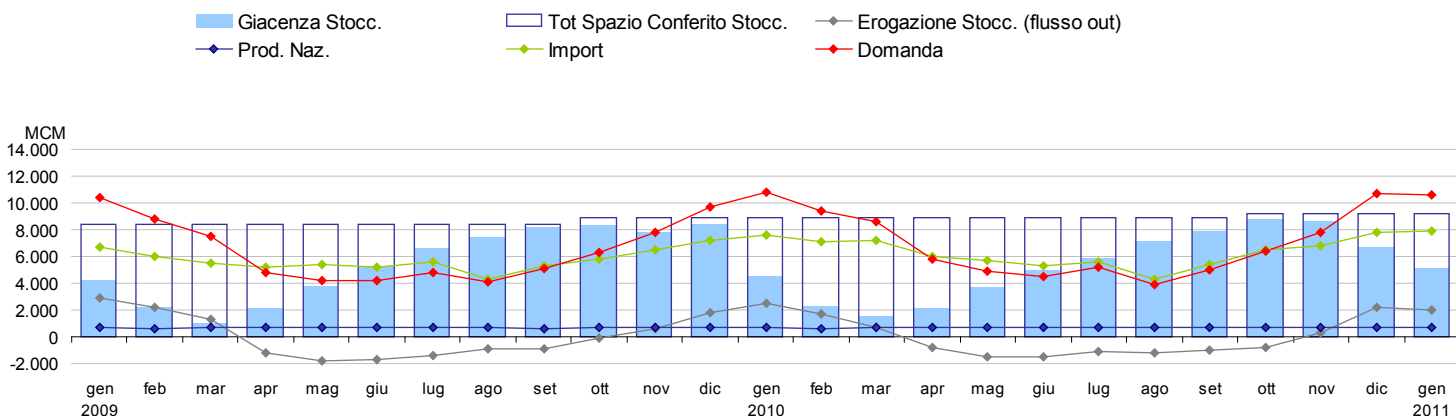


Grafico 5: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



Tendenze di prezzo sui mercati energetici europei

A cura del GME

■ In un contesto di modesta ripresa del tasso di cambio dollaro/euro, il nuovo anno apre all'insegna di un rafforzamento del trend rialzista consolidatosi nel quarto trimestre del 2010 sui mercati del greggio, dei suoi derivati e del carbone, le cui quotazioni arrivano a toccare il massimo valore dell'ultimo biennio, sfiorando in alcuni casi i livelli straordinariamente

elevati dell'estate del 2008. Dinamiche di segno opposto caratterizzano i prezzi del gas che, dopo l'exploit di dicembre, evidenziano un lieve calo, mantenendosi tuttavia anch'essi sui valori massimi degli ultimi due anni.

Tendenze al ribasso si registrano anche sulle principali borse elettriche che, a conferma degli andamenti altalenanti in atto dalla fine dell'estate, tornano sui valori di novembre, annullando gli incrementi registrati il mese scorso.

A gennaio si osserva sui mercati valutari un lieve ritocco al rialzo del tasso di cambio (1,34 \$/€, +1,1%) che pone fine alla serie di ribassi consecutivi osservata nella parte finale del 2010, pur non producendo variazioni di rilievo nella parità tra le due monete, ancora una volta inferiore ai valori di dodici mesi fa (-6,3%). Gli operatori sembrano mostrare fiducia nelle prospettive di apprezzamento dell'euro, stimando per febbraio un ulteriore e moderato aumento del potere della divisa europea nei confronti del dollaro.

Sui mercati internazionali del greggio le quotazioni arrivano a sfiorare i 100 \$/bbl, raggiungendo livelli inferiori solo ai valori eccezionali del 2008. Sul Brent la crescita, che si attesta al 5,7% in termini congiunturali, toccando invece il 27% su base annua, favorisce il riallineamento al WTI, storicamente più costoso. In un'ottica futura i mercati a termine non sembrano indicare variazioni di rilievo del prezzo del petrolio, segnalando tuttavia nel breve periodo una temporanea inversione di tendenza del riferimento statunitense.

Andamenti analoghi interessano le quotazioni dei derivati del greggio, salite a ridosso degli 800 \$/MT per il gasolio e a 514

\$/MT per l'olio combustibile, in virtù di medesimi incrementi congiunturali (+5%). L'aumento sul 2010 si conferma, invece, più marcato sul gasolio (+28,5% vs. +10,8%), nel rispetto di una tendenza consolidatasi nel corso degli ultimi mesi.

Anche il prezzo del carbone europeo raggiunge il suo valore massimo da settembre 2008 (124,2 \$/MT), convergendo sui livelli della quotazione cinese, apparsa nell'ultimo biennio apprezzabilmente più elevata. I primi segnali di rallentamento delle dinamiche fortemente rialziste osservate nel quarto trimestre del 2010 producono aumenti minimi rispetto a dicembre (+1,1%), inducendo una lieve contrazione negli incrementi annui, peraltro ancora elevati (+44%). Sui mercati futures la contrazione della crescita, seppur modesta, genera aspettative lievemente ribassiste per il breve periodo e una sostanziale stabilità sui livelli previsti per febbraio per tutto il 2011.

La conversione delle quotazioni in euro non produce variazioni sostanziali degli incrementi congiunturali rilevati sui combustibili, favorendo invece un moderato inasprimento degli aumenti sperimentati in termini tendenziali (+18/+53%).

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Gen 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 11	Mar 11	Apr 11	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,34	+1,1%	-6,3%	1,34	1,37 ▲	1,37 ▲	1,37 -	1,36 -
Brent	\$/bbl	96,5	+5,7%	+26,7%	94,1	95,3 ▲	95,4 ▲	95,6 -	96,5 -
FOB	€/bbl	72,2	+4,5%	+35,2%	70,4	69,4 ▼	69,6 ▼	69,8 -	71,0 -
Fuel Oil	\$/MT	514,3	+5,0%	+10,8%	499,5	517,0 ▲	519,3 ▲	521,0 -	546,8 -
1% FOB ARA Barge	€/MT	384,6	+3,8%	+18,2%	373,4	376,9 ▲	378,6 ▼	380,0 -	402,5 -
Gasoil	\$/MT	798,5	+5,1%	+28,5%	787,4	802,4 ▲	806,6 ▲	809,4 -	835,8 -
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	597,2	+4,0%	+37,2%	588,6	584,9 ▼	588,1 ▼	590,4 -	615,3 -
Coal	\$/MT	124,2	+1,5%	+44,1%	125,3	113,5 ▼	113,5 ▼	111,8 -	115,5 -
API2 CIF ARA	€/MT	92,9	+0,4%	+53,8%	93,6	82,7 ▼	82,8 ▼	81,5 -	85,0 -

(continua)

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

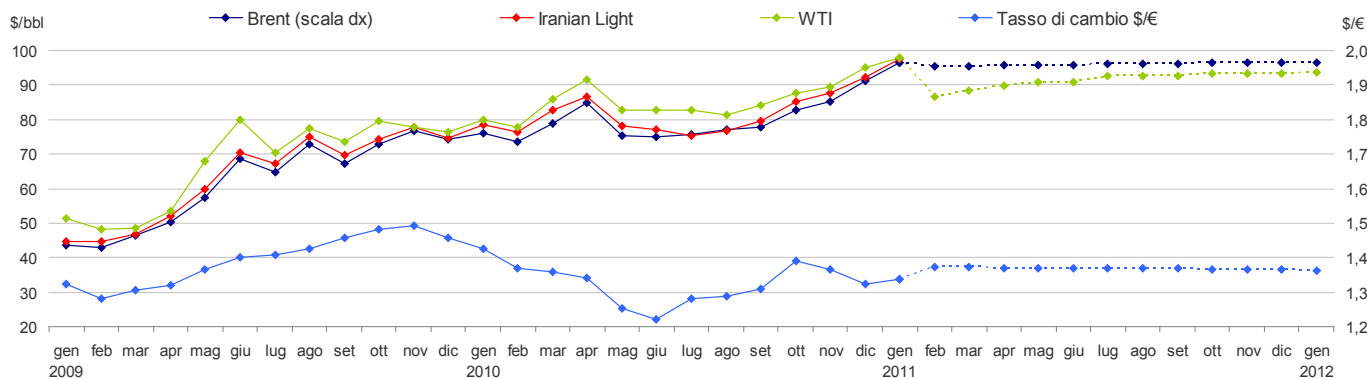


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

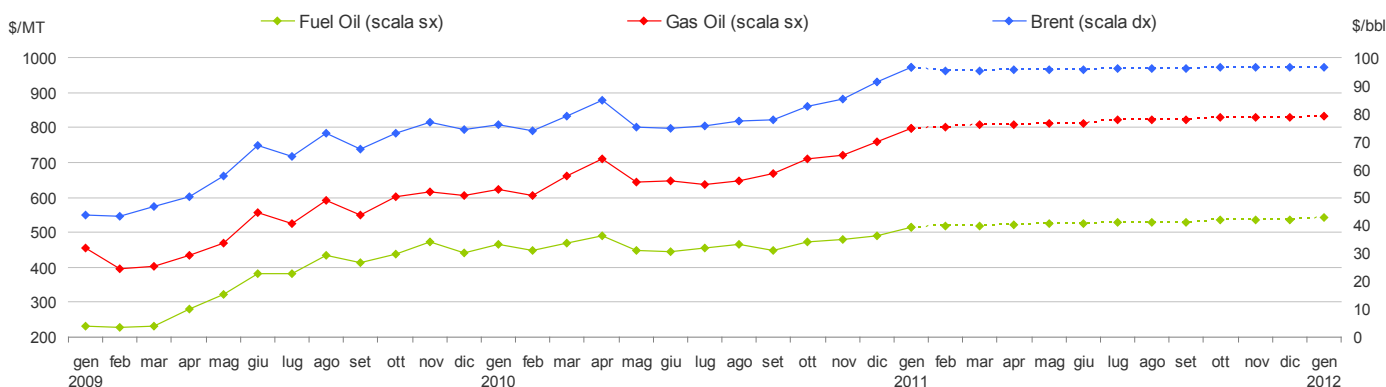
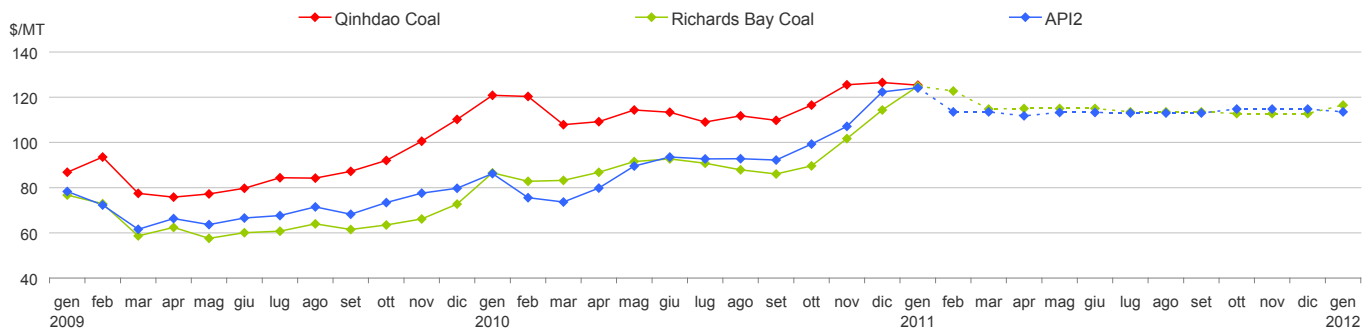


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica



Fonte: Thomson-Reuters

(continua)

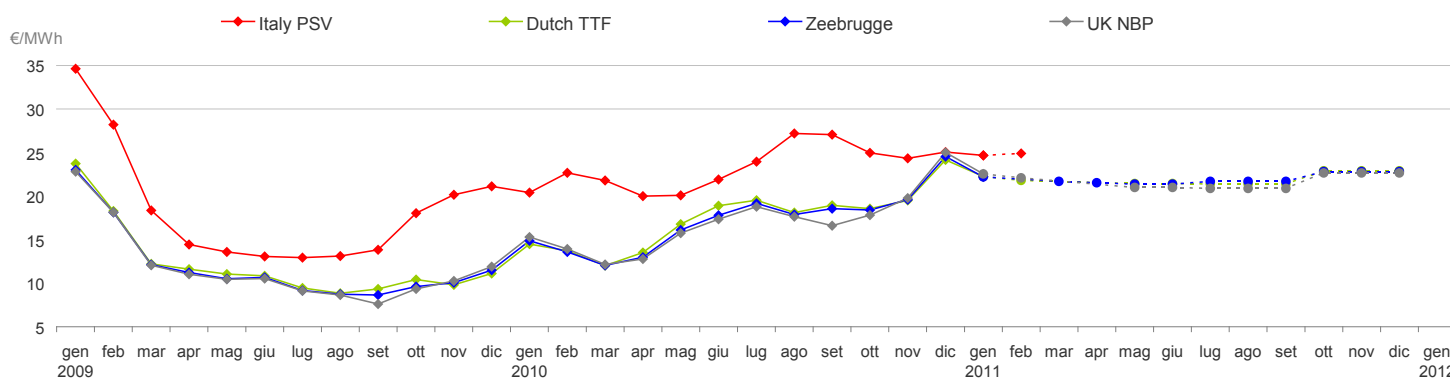
In controtendenza con quanto riscontrato sugli altri mercati dei combustibili, le borse europee del gas naturale mostrano una flessione delle quotazioni, la prima significativa da agosto. Tuttavia, a fronte del calo congiunturale, i prezzi permangono sui valori massimi del periodo 2009-2011, attestandosi attorno ai 22 €/MWh sia in Europa centro-settentrionale che in Gran Bretagna (-7/-10%). La diminuzione appare decisamente più contenuta in Italia, dove il PSV scende a 24,67 €/MWh (-1,5%),

non apportando di fatto sostanziali modifiche alla fase di ridotta volatilità delle quotazioni in atto da ottobre. Su base tendenziale tutti i listini europei si confermano in evidente crescita rispetto allo scorso anno (+47/54%), evidenziando, anche in questo caso, dinamiche meno accentuate sul riferimento italiano (+20,9%). I mercati futures non sembrano prospettare per i prossimi mesi variazioni di rilievo nelle quotazioni, rivedendo lievemente al ribasso le stime del mese scorso.

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)						Quotazioni futures (€/MWh)			
GAS	Area	Gen 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 11	Mar 11	Apr 11	Gas Year 11
PSV DA	Italia	24,67	-1,5%	+20,9%	25,00	24,90	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	22,24	-7,9%	+53,6%	22,90	21,80	▼	-	22,75
Zeebrugge	Belgio	22,20	-9,5%	+49,2%	23,40	-	21,69	▼	22,85
UK NBP	Regno Unito	22,53	-9,9%	+47,4%	23,81	22,10	▼	-	22,54



In corrispondenza di una riduzione congiunturale dei prezzi del gas, anche i mercati elettrici registrano una generalizzata contrazione delle quotazioni che, nella maggior parte dei casi, va a neutralizzare gli aumenti osservati il mese scorso. I prezzi dell'elettricità tornano quindi a convergere sui 50/57 €/MWh in Europa centrale (-8/-18% rispetto al mese precedente), scendendo a 69,62 €/MWh su Nord Pool, dove la diminuzione (-14,7%) riesce solo parzialmente a compensare i rialzi di dicembre. In conseguenza di ciò, l'exchange scandinavo si conferma anche a gennaio il più costoso, sopravanzando IpeX, mantenutosi stabile a 65 €/MWh.

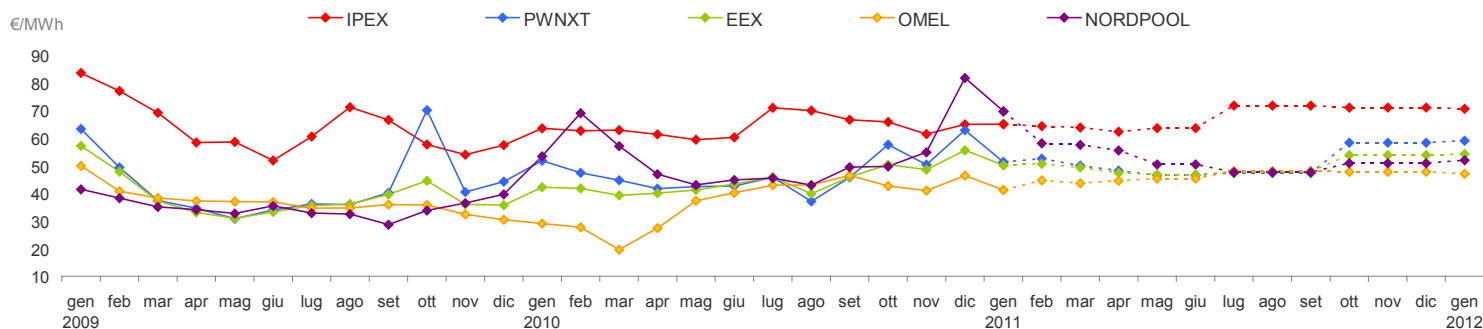
Nel confronto annuo tutti i principali listini continentali manifestano una tendenza all'aumento (+18/40%), seguita anche dal prezzo italiano e dal riferimento svizzero, ma con una propensione alla crescita molto meno marcata (+2/+6%). Si discosta da questo andamento generale la sola borsa francese, sostanzialmente in linea con il dato del 2010 (-0,9%). In chiave futura i mercati, proiettati verso una sostanziale stabilità delle quotazioni elettriche per il prossimo mese, propongono per il 2011 prezzi in lieve aumento, con profili che riflettono la tipica stagionalità 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	Gen 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Feb 11	Mar 11	Apr 11	Calendar
IPEX	Italia	65,00	+0,2%	+2,4%	68,25	64,25 ▼	63,75 ▼	62,25 -	70,50 -
Powernext	Francia	51,29	-18,3%	-0,9%	62,39	52,50 -	50,00 ▼	48,19 -	53,04 -
EEX	Germania	50,13	-9,8%	+18,8%	56,38	50,60 ▼	49,28 ▼	47,34 -	51,43 -
EEX-CH	Svizzera	57,24	-8,2%	+5,8%	-	-	-	-	-
EXAA	Austria	50,34	-8,4%	+20,6%	-	-	-	-	-
Omel	Spagna	41,19	-11,1%	+41,8%	45,95	44,60 ▼	43,65 ▼	44,51 -	47,48 -
UK-APX	Regno Unito	48,69	-19,0%	+22,2%	52,36	48,40 ▼	48,36 ▼	47,74 -	-
NordPool	Scandinavia	69,62	-14,7%	+30,4%	79,10	58,05 ▼	57,50 ▼	55,45 -	45,75 -



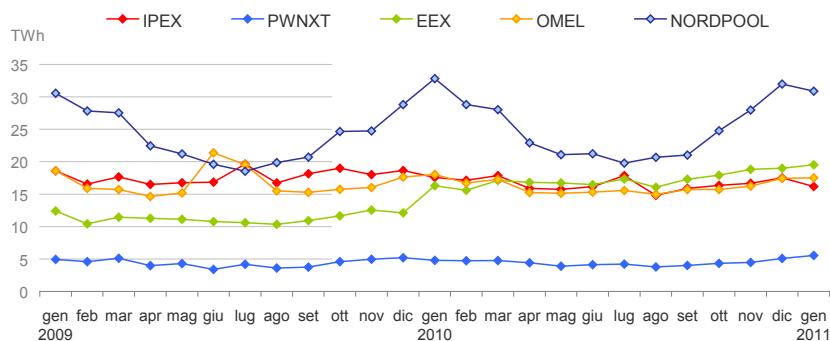
In merito ai volumi scambiati, in un contesto in cui tutte le borse più capienti evidenziano una flessione rispetto ai valori del 2010 (-3/-8%), spicca l'unica eccezione di EEX, che raf-

orza il suo trend di progressiva crescita in atto da settembre, salendo a 19,5 TWh (+19,7%) e confermandosi nel ranking seconda solo a NordPool (30,9 TWh).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)			
POWER volume	Area	Gen 11	Diff M-12(%)
IPEX	Italia	16,2	-8,0%
Powernext	Francia	5,5	+15,7%
EEX	Germania	19,5	+19,7%
EEX-CH	Svizzera	0,9	+21,2%
EXAA	Austria	0,5	+7,9%
Omel	Spagna	17,5	-3,0%
UK-APX	Regno Unito	2,0	+21,7%
NordPool	Scandinavia	30,9	-5,9%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 178.607 TEE nel mese di gennaio, in aumento rispetto ai 50.404 TEE scambiati a dicembre 2010.

Dei 178.607 TEE scambiati, 103.657 sono stati di Tipo I, 57.972 di tipo II e 16.978 di tipo III. I prezzi medi, durante le sessioni di gennaio, sono diminuiti rispetto alle medie dei prezzi di dicembre

dell' 1,09% per la Tipologia I, dell'1,49% per la Tipologia II e dello 0,80% per la Tipologia III. Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 96,24 € (rispetto a 97,30 € di dicembre), i titoli di tipo II ad una media di 95,92 € (rispetto a € 97,37 di dicembre) ed i titoli di tipo III ad una media di 96,36 € (rispetto a 97,14 € del mese precedente). I titoli netti emessi, dall'inizio del meccanismo a fine gennaio 2011, sono pari a 8.466.653.

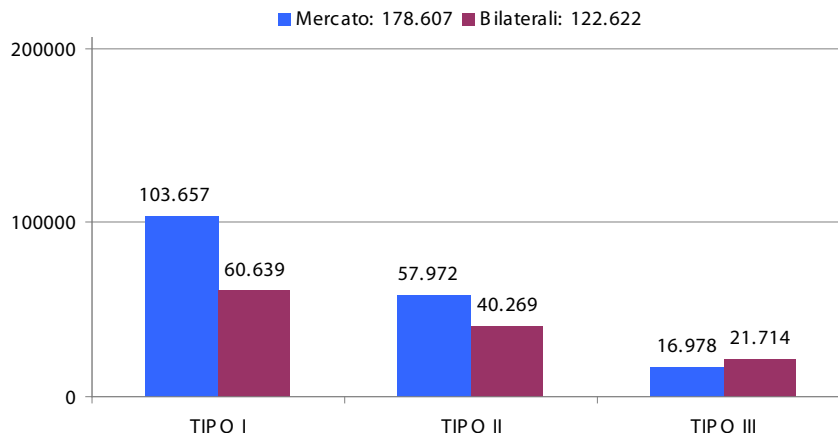
TEE, risultati del mercato del GME - gennaio 2010

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	103.657	57.972	16.978
Controvalore (€)	€ 9.976.070	€ 5.560.523	€ 1.635.926
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 95,15	€ 94,21	€ 95,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 97,00	€ 97,00	€ 96,99
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 96,24	€ 95,92	€ 96,36

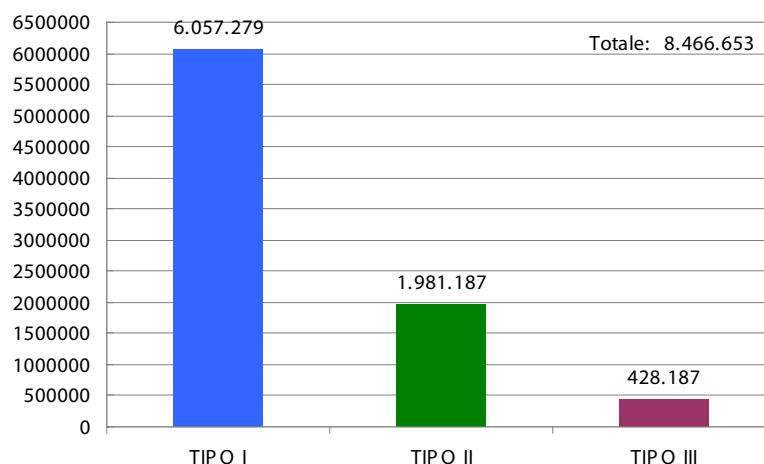
TEE, titoli scambiati dal 1 al 31 gennaio 2011

Fonte: GME



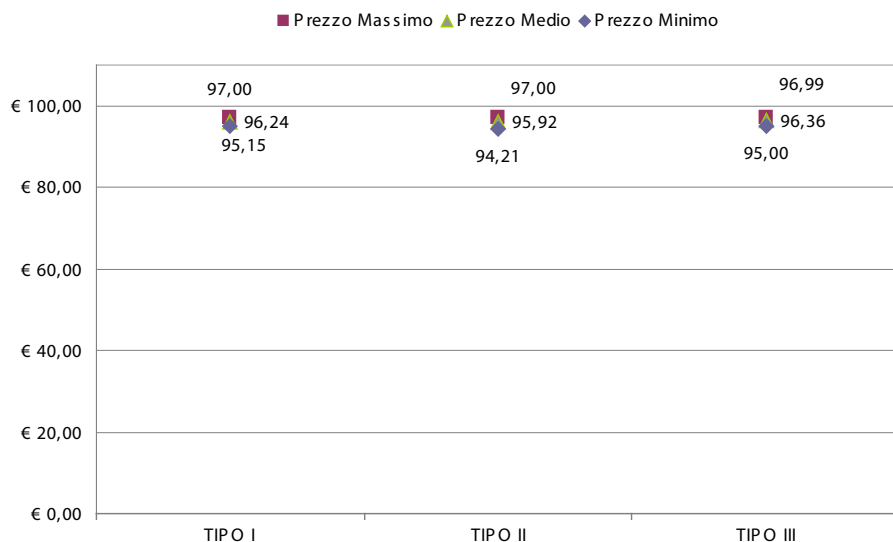
TEE, titoli emessi a fine gennaio 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



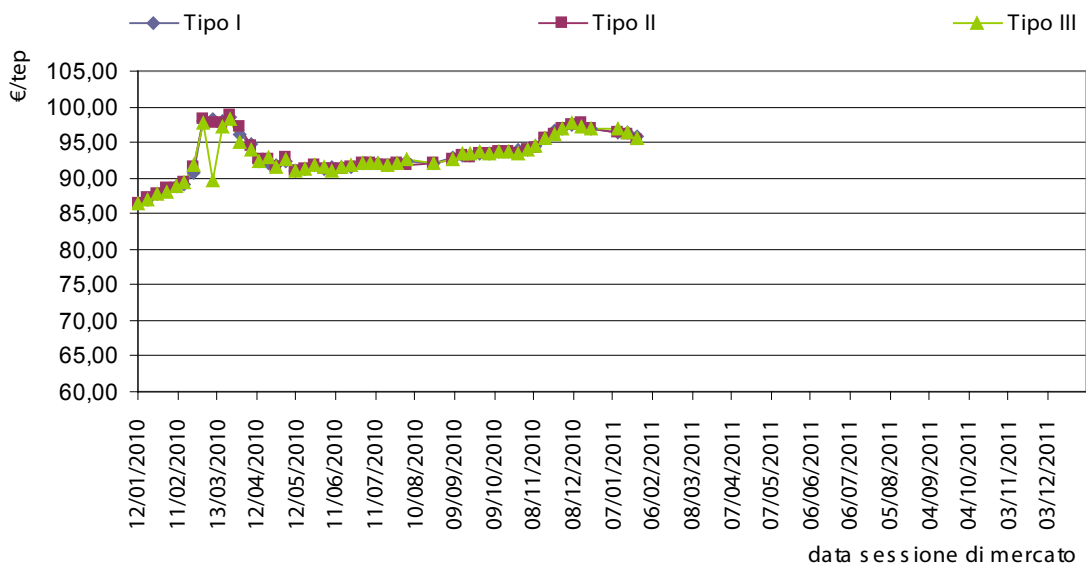
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 al 31 gennaio 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di gennaio sono stati scambiati 242.605 CV, in leggero aumento rispetto ai 237.748 CV negoziati nel mese di dicembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere, nel mese di gennaio, dei CV (1) con anno di riferimento 2010, con un volume pari a 232.287, in lieve aumento rispetto ai 229.171 scambiati a dicembre, e dei CV con anno di riferimento 2009, che hanno registrato un volume pari a 10.318, in aumento anch'essi rispetto ai 3.801 di dicembre.

Prezzi medi in aumento, rispetto al mese di dicembre, per entrambi i titoli trattati questo mese: i CV_2009 hanno registrato un aumento di 2,99 €/MWh e i CV_2010 di 2,13 €/MWh. Più in dettaglio, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di € 83,45 €/MWh, mentre quello relativo ai CV 2009 è stato pari a 83,75 €/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.

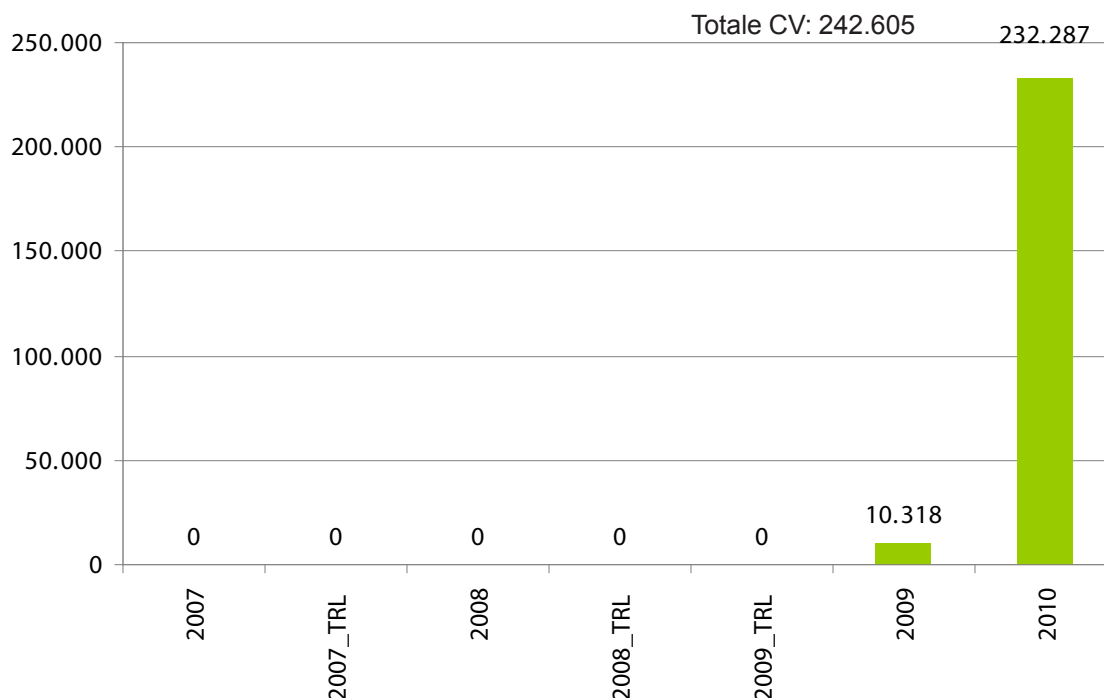
CV, risultati del mercato GME gennaio 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento	
	2009	2010
Volumi CV scambiati (n. CV)	10.318	232.287
Valore totale (€)	864.181,10	19.384.950,70
Prezzo minimo (€/CV)	€ 83,00	€ 80,90
Prezzo massimo (€/CV)	€ 84,20	€ 92,50
Prezzo medio (€/CV)	€ 83,75	€ 83,45

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

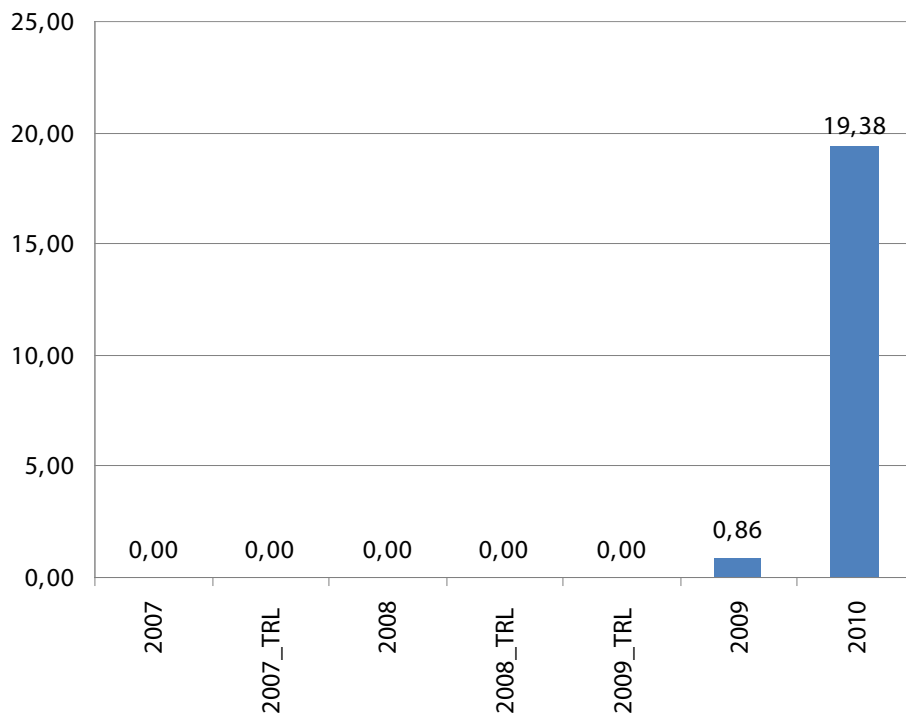
Fonte: GME



(continua)

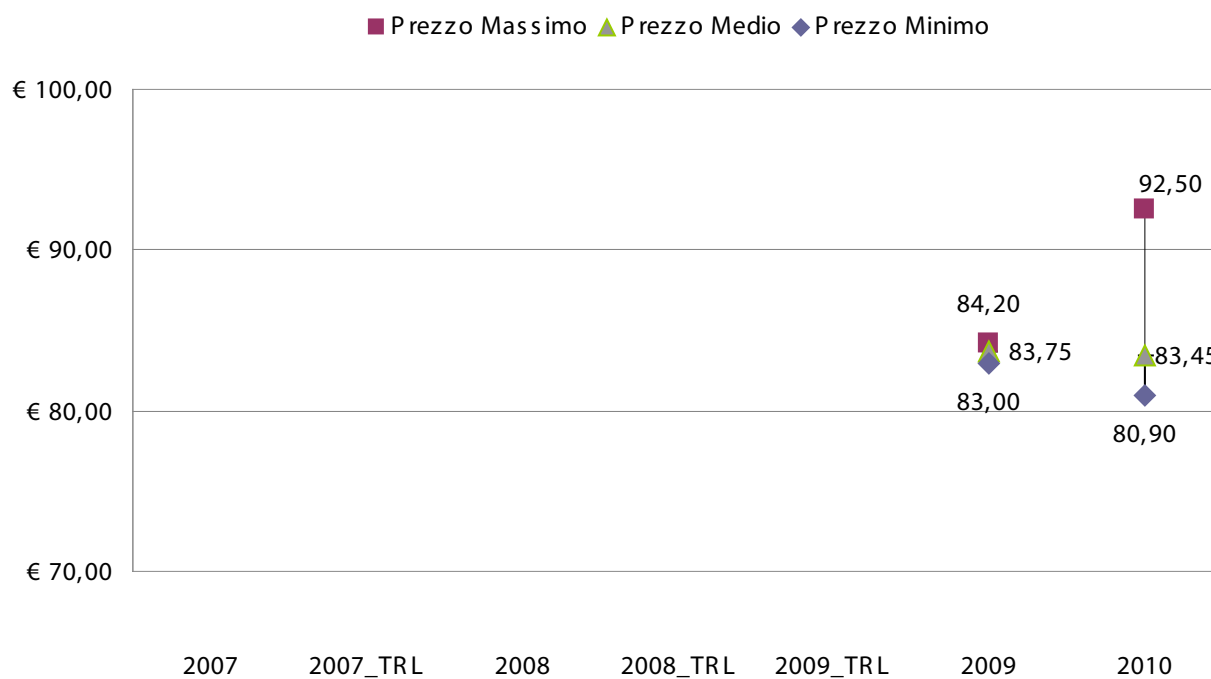
CV, controvalore delle transazioni per anno di riferimento (sessioni da gennaio 2011). Milioni di €

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Fonte: GME

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel corso del mese di gennaio sono state scambiate sulle sette piattaforme europee (ICE, Bluenext, EEX, Nord Pool, Climex, Greenx e LCH Clearent) 331 milioni di EUA - *options* escluse - in diminuzione rispetto allo scorso dicembre (352 milioni di EUA). I dati mostrano una media giornaliera di 15,7 milioni di EUAs negoziate, in diminuzione rispetto alla media di dicembre, pari a 16,0 milioni di EUAs. Le sette piattaforme hanno trattato complessivamente 5,12 miliardi EUAs nel 2010, 0,6 % in meno dell'anno precedente.

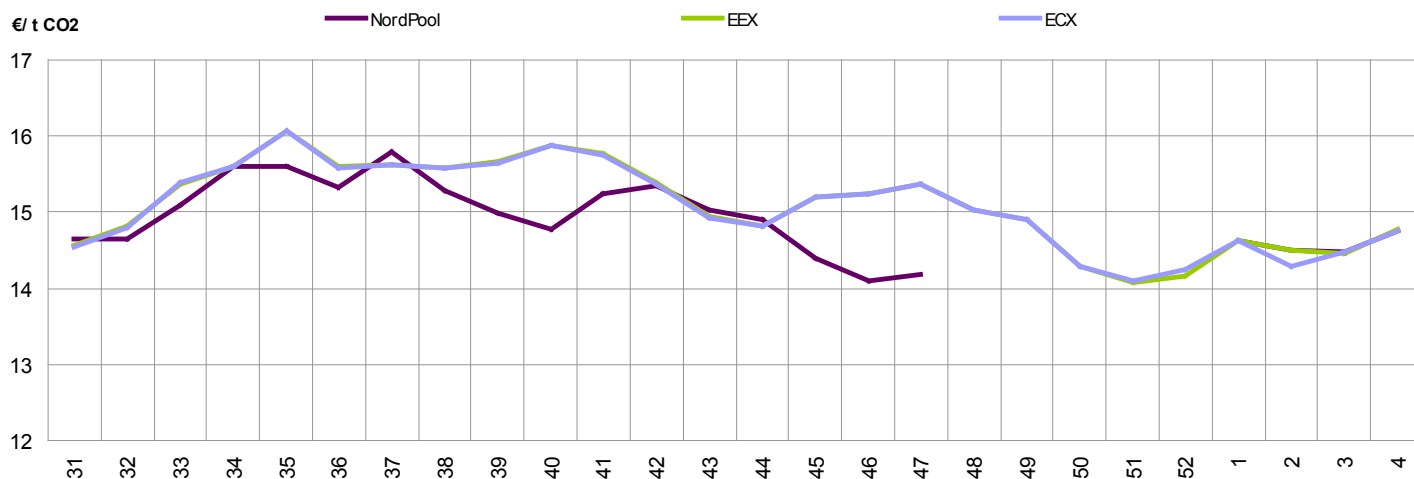
Il mercato spot, che normalmente rappresenta il 10% del giro d'affari totale, è rimasto chiuso nelle ultime otto sessioni (dal 19 gennaio) a causa della decisione della Commissione UE

di sospendere le transazioni di tutti i mercati europei per motivi di sicurezza, a causa del furto di 3,2 milioni di EUAs dalle piattaforme di Austria, Repubblica Ceca, Grecia e Romania. Cinque Registri europei (Francia, Germania, Paesi Bassi, Slovacchia e Regno Unito), che hanno riferito alla Commissione Europea circa il possesso dei requisiti minimi di sicurezza, hanno riavviato l'operatività il 4 febbraio.

I prezzi del contratto con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX) potrebbero aver risentito, anch'essi, dell'andamento del mercato spot; i dati, infatti, in ripresa rispetto ai prezzi di dicembre, registrano all'inizio e alla fine del mese valori superiori a 14,60 €/tonn, mentre nelle sessioni centrali del mese, quando i timori riguardo le notizie sui mercati spot si sono diffusi, si sono registrati valori sotto i 14,50 €/tonn.

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

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee

(continua dalla prima)

all'hub di stoccaggio, ma ad una sessione di mercato di bilanciamento sulla quale saranno offerti, peraltro con un obbligo di offerta minima, gas o spazio in stoccaggio, fino a soddisfare la domanda di flessibilità espressa congiuntamente dal gestore della rete e dagli shipper abilitati a partecipare al mercato. Il prezzo formatosi in questa sessione di mercato, che si dovrebbe aprire alle 19:00 del giorno gas G e si dovrebbe chiudere alle 11.00 del giorno gas G+1, dovrebbe costituire, stando al documento di consultazione, il riferimento per il settlement degli sbilanciamenti degli utenti verso la rete, indipendentemente dal segno dello sbilanciamento.

Data l'attualità del tema nel nostro Paese e il fermento osservato sempre a questo proposito nel resto d'Europa, è interessante condurre una riflessione sulle esperienze di alcuni Paesi europei simili all'Italia per dimensione della rete e del mercato, ma già avviati da alcuni anni in un'esperienza di bilanciamento a mercato.

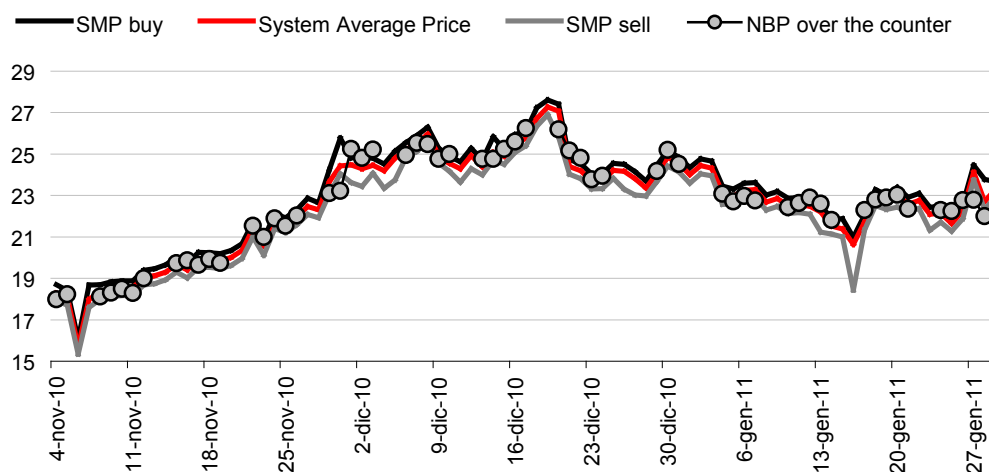
Il modello del Regno Unito

Il Regno Unito è il Paese che vanta la più lunga tradizione di bilanciamento a mercato. Dopo un tentativo di scarso successo di sviluppare un mercato di bilanciamento riservato, con il gestore della rete come unica controparte e con tolle-

ranze relativamente ampie per gli sbilanciamenti degli utenti, il Paese ha scelto di abilitare il gestore della rete a concludere le transazioni a fini di bilanciamento sulla normale borsa spot gestita da APX, peraltro caratterizzata da una liquidità molto elevata.

Gli utenti della rete inviano le loro programmazioni in entry e in exit sulla rete quasi in tempo reale, e beneficiano di frequenti aggiornamenti forniti dal gestore della rete sull'andamento delle immissioni e dei prelievi, utili per il fine tuning delle posizioni attraverso strumenti fisici e di mercato. L'eventuale sbilanciamento che si dovesse comunque verificare è valorizzato, senza tolleranze, ad un prezzo pari al system marginal price (SMP) buy o sell, cioè al prezzo più alto pagato dal gestore della rete per acquistare gas sul mercato (SMP buy) o al prezzo più basso ricevuto dal gestore della rete per una vendita di gas sul mercato (SMP sell). Si ha dunque un sistema di prezzi duali, cioè diversi a seconda del segno dello sbilanciamento. L'elevata liquidità del mercato garantisce la disponibilità di risorse per il gestore della rete e la ragionevolezza e rappresentatività del prezzo di riferimento per il settlement, che come si vede nella Figura 1 non si discosta mai di molto dal prezzo di borsa, né dal prezzo sul mercato over the counter.

Figura 1. Prezzi di riferimento per il bilanciamento, system average price within-day e prezzi day-ahead over the counter (€/MWh)



Fonte: APX, Platts

Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee

(continua)

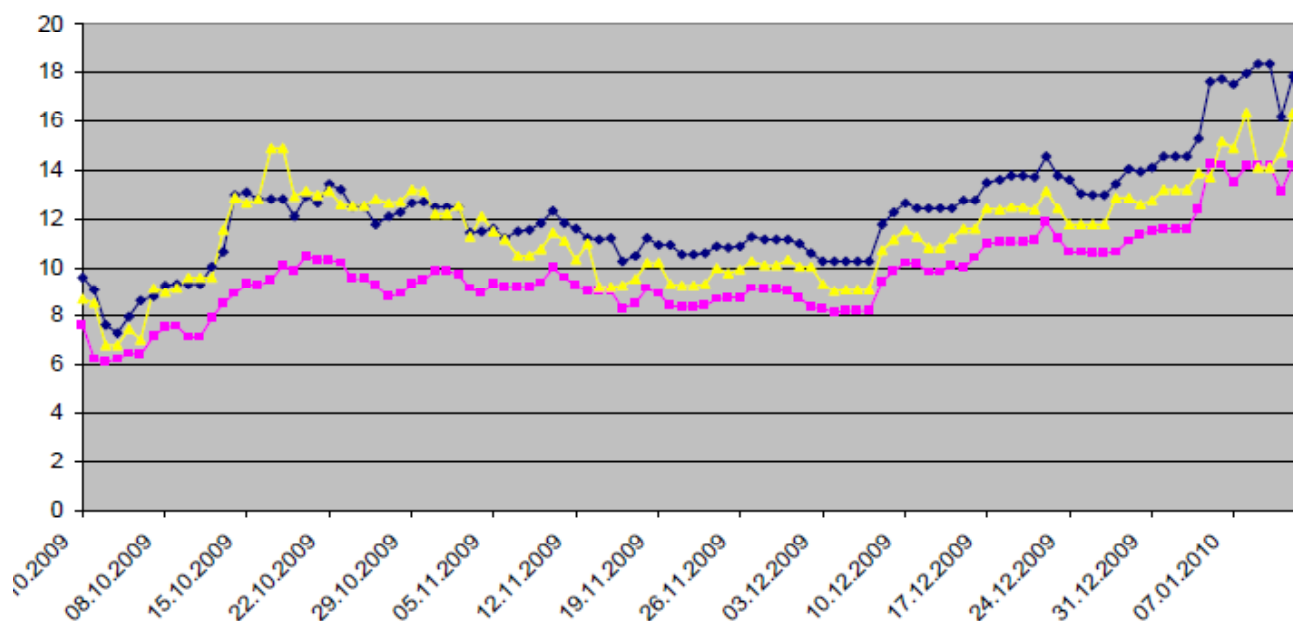
Il modello tedesco

La Germania ha introdotto un sistema di bilanciamento a mercato dall'ottobre 2008, scegliendo una strada singolare, ma per certi versi molto efficace. Nell'impossibilità di disporre di misurazioni giornaliere dei prelievi di tutti i consumatori finali di gas, infatti, il Paese ha sviluppato, similmente al Regno Unito, un meccanismo di previsione dei prelievi delle diverse categorie di consumatori finali molto accurato. Le previsioni così elaborate sono comunicate dai gestori delle reti agli utenti delle reti stesse al giorno gas G-1 (in anticipo, quindi) e costituiscono il riferimento definitivo per i prelievi attribuiti ai consumatori finali non misurati serviti da ciascuno shipper. Il sistema tedesco consente così di aggirare l'incertezza connessa ai prelievi non misurati giornalmente e di valorizzare la maggiore ricchezza delle informazioni in possesso del gestore della rete rispetto a quelle detenute dagli shipper, limitando l'incertezza nell'equazione di bilancio del singolo utente ai prelievi degli utenti misurati giornalmente.

Gli sbilanciamenti che comunque vengono attribuiti agli utenti della rete (senza soglie di tolleranza) sono valorizzati con un sistema di prezzi duali: a seconda del segno dello sbilanciamento, si prende a riferimento il prezzo più alto o più basso all'interno di un paniere di prezzi di borsa di riferimento, e lo si aumenta o diminuisce del 10%. Il paniere di prezzi è composto dalle quotazioni spot osservate su APX UK, APX TTF,

APX Zee, EEX NGC, e un altro mercato eventualmente selezionato. Il modello tedesco sembra nel complesso efficiente e rispondente alle esigenze di semplicità, trasparenza e disponibilità di informazioni attendibili indicate dal legislatore comunitario. Il riferimento ad un paniere di prezzi, formulato in modo da includere anche dei mercati stranieri, ha evidenziato però nel corso del tempo alcune criticità. Come segnala lo stesso regolatore Bundesnetzagentur, infatti, è accaduto in passato, e accade ancora, che il prezzo di riferimento per il settlement sia a volte tale da rendere conveniente, per un operatore, rimanere sbilanciato e pagare il dovuto alla rete, piuttosto che intraprendere le azioni di acquisto e vendita necessarie a compensare man mano la propria posizione. La Figura 2 riporta un esempio di questa dinamica: come si nota, nel periodo tra l'1 ottobre e il 30 novembre 2009, il prezzo di acquisto del gas sbilanciato è stato spesso inferiore al prezzo di riferimento su EEX nella zona NetConnect (la parte meridionale della Germania), sul quale sarebbe stato possibile acquistare gas per evitare lo sbilanciamento, mentre all'inizio di gennaio 2010 il prezzo di vendita del gas sbilanciato è risultato a tratti più alto del prezzo sullo stesso mercato EEX NetConnect, sul quale gli shipper avrebbero potuto vendere il gas in eccesso per evitare di risultare sbilanciati.

Figura 2. Prezzo day-ahead su EEX e prezzo di sbilanciamento positivo (in blu) e negativo (in rosso) in €/MWh



Fonte: Bundesnetzagentur

Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee

(continua)

Il caso tedesco offre dunque un esempio dei potenziali effetti distorsivi della scelta di riferirsi a un paniere di prezzi di mercato, anziché unicamente al prezzo nazionale o zonale, anche nell'ipotesi in cui i mercati scelti siano molto ben interconnessi e le differenze tra i prezzi siano quindi nel complesso molto contenute. Il prezzo di settlement dovrebbe invece corrispondere alla situazione giornaliera del mercato nazionale e dovrebbe quindi, idealmente, coincidere con il prezzo sul mercato nazionale within-day, se sufficientemente liquido e rappresentativo.

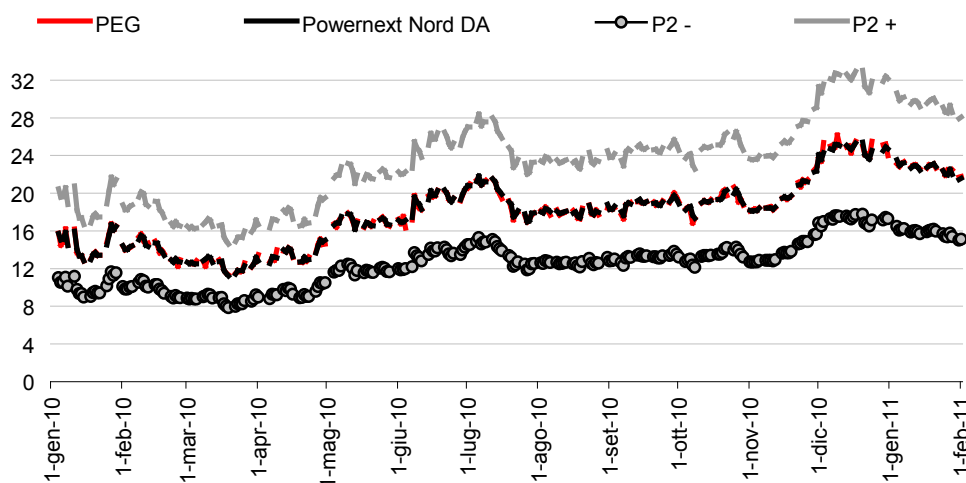
Il modello francese

Anche l'esempio francese offre interessanti spunti di riflessione. La Francia ha adottato un sistema di bilanciamento a mercato dall'aprile 2007, dapprima con un mercato di bilanciamento, Balancing GRTgaz, separato dal normale mercato spot gestito da Powernext, poi, da dicembre 2009, con l'accesso del gestore della rete al normale mercato spot, che fornisce anche il prezzo di riferimento per il settlement

degli sbilanciamenti, al netto delle quantità che rientrano in una soglia di tolleranza piuttosto piccola. Queste non danno luogo giorno per giorno ad un settlement, ma vengono comunque cumulate nel tempo e, in assenza di compensazioni, possono dar luogo al pagamento di una penale pari al 30% del prezzo di mercato (sempre positiva, indipendentemente dal segno dello sbilanciamento). Gli sbilanciamenti che eccedono non solo la fascia di tolleranza, ma anche il cosiddetto "mid-range", un limite pari al $\pm 70\%$ della capacità prenotata, sono penalizzati con un sovrapprezzo del $\pm 30\%$ (a seconda del segno dello sbilanciamento) rispetto al prezzo di mercato giornaliero.

La scelta francese, anche se più complessa rispetto a quella, pure simile, adottata ormai da diversi anni nel Regno Unito, si sta rivelando molto valida: come si vede nella Figura 3, il prezzo di riferimento per il settlement è sempre praticamente coincidente con il prezzo sul mercato over the counter, anche perchè la scelta di spostare il mercato Balancing GRTgaz sul normale mercato spot ha avuto l'effetto indiretto di aumentarne la liquidità e, dunque, anche l'affidabilità.

Figura 3. Prezzo di sbilanciamento (Powernext Nord DA), prezzi duali $\pm 30\%$ (P2+ e P2-) e prezzo over the counter (PEG) per il mercato francese. (€/MWh)



Fonte: Platts, Powernext

Sistemi di bilanciamento a mercato: alcuni spunti dalle esperienze europee

(continua)

Il gestore della rete ha in Francia una quota di mercato su Powernext spot pari al 6%, considerata sufficientemente bassa da non alterare l'equilibrio del mercato. E' vero però che le risorse di flessibilità utilizzate dal gestore della rete provengono oggi soltanto per il 20% dal mercato, mentre ben l'80% viene, similmente a quanto accade in Italia, dagli stoccaggi. Il progetto di passare a un sistema interamente a mercato dal 2013, fortemente voluto dal regolatore francese CRE, porrà dunque l'interrogativo di come evitare manipolazioni del mercato, anche alla luce della presenza forte dell'incumbent francese nella compagine azionaria di GRTgaz.

Alcune lezioni per l'Italia

Le lezioni che sembra di poter trarre dall'osservazione dei

sistemi di bilanciamento a mercato nei tre Paesi descritti sono le seguenti:

- in presenza di un mercato spot liquido, la scelta del prezzo su questo mercato come riferimento per il settlement sembra la più sicura, tale da limitare comportamenti strategici degli operatori e rischi di danni economici connessi alla mancata internalizzazione nel prezzo di settlement di eventuali shortage sul mercato nazionale;
- la scelta di effettuare il bilanciamento sul normale mercato spot può peraltro contribuire ad aumentarne la liquidità e l'affidabilità;
- in Paesi caratterizzati da un forte controllo dell'incumbent sul gestore della rete è risultato saggio affidare la gestione del mercato di bilanciamento a un soggetto indipendente, anche se la prima soluzione adottata era stata in parte differente.



Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 5/11** | “Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell’energia elettrica di cui all’articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 ai fini della quantificazione del prezzo di collocamento sul mercato dei certificati verdi di cui all’articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 per l’anno 2011” | pubblicata il 28 gennaio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/005-11arg.htm>

Con la delibera in oggetto l’AEEG, in continuità con quanto effettuato negli anni precedenti, determina per l’anno 2011, il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica definito in attuazione dell’art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, ai fini della definizione del prezzo di collocamento sul relativo mercato dei certificati verdi emessi dal GSE.

Con riferimento alla regolazione vigente in materia, si ricorda che l’articolo 2, comma 148, della legge n. 244/07 (Legge Finanziaria 2008), prevede che i certificati verdi emessi dal GSE - ai sensi dell’articolo 11, comma 3, del decreto legislativo n. 79/99 - siano collocati, da parte del Gestore medesimo sul relativo mercato, ad un prezzo pari alla differenza tra:

- il valore convenzionale di 180 €/MWh;
- e
- il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica registrato nell’anno precedente, come definito e comunicato dal Regolatore entro il 31 gennaio di ogni anno, in attuazione dell’articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03.

In relazione al secondo dei valori di cui sopra, con precedente deliberazione ARG/elt 24/08 del 26 febbraio 2008, il Regolatore ha definito i criteri e le modalità per la determinazione del valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica di cui all’articolo 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03, prevedendo che quest’ultimo sia posto pari alla media aritmetica, su base nazionale, dei prezzi zionali orari, come indicato all’articolo 6, Titolo III°, dell’Allegato A alla deliberazione n. 280/07 del 6 novembre 2007 recante “Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04” (Condizioni economiche da applicare per la gestione del Ritiro Dedicato).

In ragione di quanto premesso, l’Autorità, con il provvedimento de quo, delibera che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell’energia elettrica - definito nel rispetto dei criteri stabiliti dalla citata delibera ARG/elt 24/08 - risulta pari, per il 2011, a 66,90 €/MWh; conseguentemente il prezzo dei certifi-

cati verdi emessi e collocati sul relativo mercato da parte del GSE, risulterà, nell’anno in corso, pari a 113,10 €/MWh.

■ **Comunicato dell’AEEG agli operatori elettrici** | “Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l’anno 2011” | pubblicato il 20 gennaio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110120dmeg.htm>

Con il comunicato in oggetto, l’AEEG, in attuazione delle disposizioni dettate dall’articolo 7 della deliberazione ARG/elt n. 280/07 del 6 novembre 2007, pubblica i valori - individuati per scaglioni progressivi di produzione - dei prezzi minimi garantiti da corrispondere, per il 2011, agli operatori titolari di convenzione di Ritiro Dedicato con il GSE per la produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili con potenza nominale elettrica fino a 1 MW.

Con riferimento al sistema d’incentivazione previsto dal meccanismo del Ritiro Dedicato, si richiama in breve il citato articolo 7 della delibera ARG/elt n. 280/07, il quale, al comma 1, stabilisce che il Regolatore “[...] definisce i prezzi minimi garantiti per il ritiro dell’energia elettrica immessa annualmente dagli impianti idroelettrici di potenza nominale media annua fino a 1 MW e dagli impianti alimentati dalle altre fonti rinnovabili di potenza attiva nominale fino a 1 MW, ad eccezione delle centrali ibride [...]”. Al successivo comma 5, il medesimo articolo prevede inoltre che “[...] i prezzi minimi garantiti sono definiti applicando, su base annuale, ai valori in vigore nell’anno solare precedente, il tasso di variazione annuale dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati rilevato dall’Istat, con arrotondamento alla prima cifra decimale secondo il criterio commerciale.[...]”.

Con il comunicato in commento, l’Autorità rende noto che, sulla base dei dati ufficiali pubblicati dall’Istat, la variazione percentuale media annua dell’indice dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, dell’anno 2010 rispetto all’anno 2009, è risultata pari a + 1,6%.

Pertanto, ai fini delle convenzioni di Ritiro Dedicato in essere, i valori dei prezzi minimi garantiti riconosciuti agli impianti alimentati da fonti rinnovabili di potenza nominale elettrica fino a 1 MW, aggiornati per l’anno 2011, risultano pari a:

- fino a 500.000 kWh annui, 103,4 €/MWh;
- da oltre 500.000 kWh fino a 1.000.000 kWh annui, 87,2 €/MWh;
- da oltre 1.000.000 kWh fino a 2.000.000 kWh annui, 76,2 €/MWh.

Inoltre il Regolatore comunica che, in esito alla decisione n. 1444/10, il Consiglio di Stato, confermando la precedente sentenza del Tar Lombardia n. 4209/09, ha annullato, con riferimento alla determinazione dei prezzi minimi garantiti riconosciuti agli impianti idroelettrici di potenza nominale

Novità normative di settore (continua)

elettrica fino a 1 MW, le disposizioni di cui alla deliberazione dell'Autorità ARG/elt n.109/08 del 4 agosto 2008.

A seguito di tale decisione, l'AEEG, con deliberazione ARG/elt 76/10 del 25 maggio 2010, ha successivamente avviato un procedimento finalizzato alla rideterminazione dei prezzi minimi garantiti di ritiro dell'energia elettrica prodotta dalla fonte idrica a partire dall'anno di competenza 2008.

Conseguentemente, nelle more della conclusione del citato procedimento di rideterminazione, l'Autorità ha stabilito che, anche nel caso di ritiro dedicato della produzione da impianti idroelettrici con potenza nominale media annua fino a 1 MW, si applicano, per il 2011, i valori dei prezzi minimi garantiti come sopra indicati e da ultimo aggiornati.

GAS

■ **Delibera ARG/gas 1/11 | “Disposizioni in materia di contribuzione al contenimento dei consumi di gas naturale ai sensi dei decreti del Ministro dello Sviluppo Economico 11 settembre 2007 e 28 dicembre 2010” | pubblicata il 13 gennaio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/001-11arg.htm>**

Con il provvedimento de quo l'Autorità, in attuazione delle recenti disposizioni dettate dal Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 28 dicembre 2010, definisce le condizioni per l'adesione al meccanismo di contenimento dei consumi gas per l'anno termico 2010/2011, aggiornando ed integrando, sulla base dei criteri e delle finalità poste dal medesimo decreto, le condizioni in precedenza definite, per l'anno termico 2008/2009, con la deliberazione ARG/gas 200/09 del 22 dicembre 2009.

In materia giova premettere che con Decreto Ministeriale 11 settembre 2007, il MSE ha disposto che tutti i clienti finali del comparto gas sono, in misura diversa, obbligati a contribuire all'obiettivo nazionale di contenimento dei consumi di gas naturale; alcuni direttamente, attraverso il contenimento dei propri consumi finali, altri indirettamente, attraverso il versamento di uno specifico corrispettivo determinato su base annuale. In seguito, prima con il Decreto Ministeriale 17 dicembre 2009, e da ultimo con il Decreto Ministeriale 28 dicembre 2010, il MSE ha ridefinito i termini e le condizioni di partecipazione all'obbligo di contenimento dei consumi gas, limitando alla sola adesione volontaria e, in dettaglio, per l'anno in corso, al solo periodo compreso fra il 31 gennaio ed il 3 aprile 2011, l'applicazione della normativa riguardante il ricorso al contenimento dei consumi di gas.

In particolare, l'articolo 1 del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2010 ha previsto che il Regolatore definisca, entro il 14

gennaio 2011, con propria deliberazione avente carattere di urgenza e indifferibilità, il valore dei corrispettivi, dei premi, delle penali e degli incentivi di riferimento in materia di contenimento dei consumi gas, aggiornando ed integrando allo scopo le valorizzazioni già introdotte con le deliberazioni in precedenza adottate.

Con il provvedimento de quo, pertanto l'AEEG definisce, ai sensi dell'articolo 1, comma 9, del decreto ministeriale 28 dicembre 2010, per l'anno termico 2010/2011:

- i corrispettivi applicati a tutti i clienti finali per la contribuzione al contenimento dei consumi di gas;
- i premi riconosciuti ai clienti finali che partecipano a titolo effettivo al contenimento dei consumi di gas e le penali applicate agli stessi clienti finali in caso di inadempienza;
- i compensi riconosciuti alle imprese di vendita per l'attività di promozione e gestione nei confronti dei clienti finali che aderiscono al contenimento dei consumi tramite la medesima impresa di vendita;
- le modalità di versamento e di destinazione dei corrispettivi e delle penali e le modalità di erogazione dei premi, nonché i soggetti deputati alla gestione della relativa contabilità e degli adempimenti finanziari connessi;
- le modalità di recesso dall'adesione al meccanismo di contenimento dei consumi di gas, assunta da parte di clienti finali, prima dell'entrata in vigore del Decreto Ministeriale 28 dicembre 2010.

■ **Comunicato dell'AEEG agli operatori gas | “Aggiornamento del codice di rete della società Snam Rete Gas” | pubblicato il 26 gennaio 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/comunicati/11/110126gasrete.htm>**

Con il comunicato in oggetto l'Autorità rende noto che è disponibile sul proprio sito internet la nuova versione aggiornata del Codice di Rete gas, predisposto dalla società Snam Rete Gas e pubblicato dal Regolatore ai sensi dell'articolo 2 della delibera ARG/gas 55/09 del 7 maggio 2009.

La versione aggiornata del Codice di Rete in commento recepisce precedenti modifiche apportate al documento da Snam Rete Gas nel corso del 2010 ed in seguito approvate dall'AEEG, rispettivamente, con Delibere ARG/gas n.137/10 del 2 settembre 2010, n.150/10 del 27 settembre 2010 e n.229/10 del 13 dicembre 2010.

Agenda GME

■ 11 marzo

Il mercato del gas naturale: evoluzione normativa, nuovo mercato del bilanciamento e profili fiscali

Milano, Italia

Organizzato: Academy Italy - London Stock Exchange Group
www.academy.londonstockexchange.com/d@y/upl/d@y/lib_allegati/328_1_201102021113brochure%20gas%20marzo%202011.pdf

■ 22-23 marzo

Operare con successo nel mercato del gas naturale

Milano, Italia

Organizzatore: Istituto Internazionale di Ricerca
www.iir-italy.it

■ 30-31 marzo

RECS Market Meeting

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: RECS International

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

Gli altri appuntamenti

15-16 febbraio

The European Gas Market Summit 2011

Londra, UK

Organizzatore: eye for energy

www.eyeforeenergy.com/gasmarkets/programme.shtml

16 febbraio

Convegno annuale del Kyoto Club - 100% Rinnovabili. La sfida per le energie verdi entro il 2050

Roma, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

www.kyotoclub.org

16 febbraio

Il futuro del mercato extra-rete

Roma, Italia

Organizzatore: Staffetta Quotidiana

www.staffettaonline.com/convegni/2011/pdf/Programma_Extrarete_16%20febbraio_Web.pdf

16 febbraio

Il nucleare. Come? Tecnologia, mercato e politica industriale

Roma, Italia

Organizzatore: Fondazione Economia Università "Tor Vergata"

<http://www.fondazionetorvergataeconomia.it/webmagazine/?p=94>

16-18 febbraio

Nuclear Energy, 7th Annual - Opportunities for Growth and Investment

Maryland, USA

Organizzazione: Platts

www.platts.com/ConferenceDetail/2011/pc109/index

17 febbraio

Utility Italiane ed Europee. Modelli vincenti a confronto

Milano, Italia

Organizzatore: Agici

www.agici.it

17 febbraio

Monitoraggio, gestione e valutazione del rischio energetico - MEF VI Evening Seminar

Milano, Italia

Organizzatore: MIP Politecnico di Milano

www.aiget.it

17-18 febbraio

European Carbon Capture and Storage - Driving CCS Forward

Londra, UK

Organizzazione: Platts

www.platts.com/ConferenceDetail/2011/pc165/index?WT.mc_id=&WT.src=Eloqua

18 febbraio

L'iter Autorizzativo per la Realizzazione e Gestione di Impianti Fotovoltaici e Eolici

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it/events/events.action?areaTematica=3&luogo=&mese

21 febbraio

150 anni di energia in Italia: alla riscoperta dello spirito dei pionieri

Roma, Italia

Organizzatore: Safe

www.safeonline.it

Gli altri appuntamenti (continua)

22 febbraio

Workshop on target model for the European gas market (II)

Bonn, Germania

Organizzatore: ERGEG

www.energy-regulators.eu

22 febbraio

Le accise sull'energia elettrica e il gas: prospettive e soluzioni per le dichiarazioni 2011

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole-24 Ore

www.aiget.org

23 febbraio

L'energia secondo National Instruments

Milano, Italia

Organizzatore: NIDAYS

www.nidays.it/agenda

23 febbraio

Energy for Green Ports

Venezia, Italia

Organizzatore: Ewp Communications e VTP Events

www.greenport.com/greenportvenice

23-25 febbraio

FORUM NAZIONALE ENERGIE RINNOVABILI Regolamentazione, fiscalità e finanza

Milano, Italia

Organizzatore: Paradigma

www.paradigma.it/2324250211.html

24 febbraio

Una politica energetica per la crescita del Paese

Modena, Italia

Organizzatore: Giovani Confindustria Modena

www.confindustriamodena.it

24 febbraio

GreenPort Logistics

Venezia, Italia

Organizzatore: Ewp Communications e VTP Events

www.greenport.com/greenportvenice

24 febbraio

Fotovoltaico 2011- 2013 MI

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it/events/events.action?areaTematica=3&luogo=&mese

24 febbraio

Efficient Mechanisms for Access to Storage with Imperfect Competition in Gas Markets

Milano, Italia

Organizzatore: FEEM, IEFÉ

www.feem.it/getpage.aspx?id=3739&sez=Events&padre=82

24-25 febbraio

Conferenza dell'Industria Solare - Italia 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Solarpraxis

www.solarpraxis.de/fileadmin/user_upload/Konferenzen/CIS-IT_2011/Dokumente/CIS-IT2011_Programma_Program.pdf
1-2 marzo

5th Renewable Energy Finance Forum - Central and Eastern Europe REFF

Varsavia, Polonia

Organizzatore: Euromoney Energy

www.euromoneyenergy.com/EventDetails/0/3631/5th-Renewable-Energy-Finance-Forum-Central-and-Eastern-Europe.html

28 febbraio

Fonti rinnovabili: tecnologie e incentivi

Novara, Italia

Organizzatore: Associazione degli Industriali di Novara

www.ain.novara.it

1-2 marzo

POWER SUMMIT

Ministerial Energy Conference

Londra, UK

Organizzatore: Commonwealth Business Council, Trade Fair

Group, Global Business Reports

www.aimediaserver6.com/power/email/Marketing-Kit-TFG.pdf

1-3 marzo

Carbon Market Insights

Amsterdam, The Netherlands

Organizzatore: Point Carbon

www.pointcarbon.com/events/conferences/cmi2011

2-3 marzo

The 6th Annual Brussels Climate Change Conference

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: CEPS

http://www.eu-ems.com/summary.asp?event_id=73&page_id=526

Gli altri appuntamenti (continua)

3-5 marzo

Mostra Convegno Agroenergia 2011

Alessandria, Italia

Organizzatore: Distretto Agroenergetico

www.agroenergia.eu/

4-5 marzo

MIT Energy Conference

Confronting Limits with Fact-Based Analysis

Boston, USA

Organizzatore: MIT

www.mitenergyconference.com/

5-16 marzo

Solar Revolution Summit 2011

Roma, Italia

Organizzatore: Business International

www.businessinternational.it/events/events.action?areaTematica=3&luogo=&mese

8-10 marzo

Renewable Energy World Conference & Expo North America & Photovoltaics World Conference & Expo

Florida, USA

Organizzatore: PennWell

www.renewableenergyworld-events.com/

10-11 marzo

La presentazione di progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Roma, Italia

Organizzatore: FIRE

http://www.fire-italia.it/convegni/roma_marzo2011/2011_TEE_programma_RM.pdf

11 marzo

Il mercato del gas naturale: evoluzione normativa, nuovo mercato del bilanciamento e profili fiscali

Milano, Italia

Organizzato: Academy Italy - London Stock Exchange Group

www.academy.londonstockexchange.com/d@y/upl/d@y/lib_allegati/328_1_201102021113brochure%20gas%20marzo%202011.pdf

14-15 marzo

European Smart Grid Cyber Security Forum

London, United Kingdom

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu/index.php?id=336>

14-17 marzo

Ewea 2011

Bruxelles, Belgio

Organizzatore: Ewea

www.ewec2011.info/index.php?id=28

15 marzo

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

Milano, Italia

Organizzatore: Il Sole-24 Ore

www.aiget.org

15-16 marzo

Renewable Energy – from Analysis to Action

Parigi, Francia

Organizzatore: IEA

www.iea.org/work/workshopdetail.asp?WS_ID=502

16-17 marzo

Effective crisis communication strategy & media management for energy sector

Londra, UK

Organizzatore: valiantbusinessmedia

www.valiantbusinessmedia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=138&Itemid=187

22 marzo

Energy Risk Italia 2011

Milano, Italia

Organizzatore: Rivista Energy Risk, AIGET

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

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

24 – 25 marzo

Chi semina vento raccoglie energia pulita

Roma, Italia

Organizzatore: ANEV

www.anev.org

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.