

APPROFONDIMENTI

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

■ Nel 2012 raggiungeranno il culmine gli effetti sul bilancio elettrico nazionale di due importanti tendenze strutturali: da una parte la fine del ciclo di investimenti nel settore della generazione termoelettrica iniziato nel periodo pre-crisi in concomitanza alla rampa di crescita degli investimenti nel settore delle rinnovabili; dall'altra la stagnazione della domanda elettrica a causa della recessione economica.

Se nel medio periodo la forte overcapacity porta il sistema elettrico nazionale ad essere più che adeguato alla copertura del fabbisogno con un'efficienza media del parco di generazione elevata rispetto al passato, nel breve termine la debolezza della domanda e la recente messa in servizio degli impianti rendono il sistema molto sensibile ai fenomeni accidentali, generando una elevata variabilità del mix produttivo:

- l'andamento del clima e delle temperature incide sul livello della domanda di breve periodo, sulla potenza disponibile degli impianti a ciclo combinato, sulla producibilità idroelettrica e sulla produzione da fonti rinnovabili;
 - la recente messa in servizio dei nuovi impianti termoelettrici ne aumenta l'indisponibilità media nei primi periodi di vita.
- Inoltre, la crescente penetrazione delle fonti rinnovabili intermittenti, aventi priorità di dispacciamento, riduce le quantità contendibili sul mercato dell'energia e produce:
- un incremento della volatilità della domanda contendibile, con alcune ore di picchi di richiesta e un elevato numero di ore a domanda molto bassa;
 - un incremento dei volumi di aggiustamento per l'autobilanciamento degli operatori di mercato e di servizi

ancillari per la garanzia di sicurezza del sistema.

Tali fenomeni incideranno in particolare sul load factor e sui risultati economici degli impianti termoelettrici che costituiranno le tecnologie chiamate a rispondere all'aumento di flessibilità richiesto dal sistema.

I flussi transfrontalieri saranno condizionati dalla debole congiuntura economica che si estende anche a livello Europeo e che influisce sulle dinamiche della domanda nei paesi interconnessi, dalla non uniforme distribuzione del potenziale rinnovabile sul territorio europeo e dalle politiche energetiche Post Fukushima che influenzeranno l'evoluzione del mix di generazione nei vari Paesi EU.

La contingenza descritta rende la previsione del bilancio elettrico per il 2012 molto incerta. Il presente articolo mira pertanto ad individuare le tendenze fondamentali dell'evoluzione strutturale del sistema elettrico italiano in atto ed evidenziarne gli elementi di rischio.

Il contesto macroeconomico

Il quadro macroeconomico per il prossimo anno è pesantemente influenzato dal deterioramento della situazione internazionale su cui pesano tre elementi: la frenata delle economie mondiali a partire dall'estate 2011, la recente evoluzione della crisi greca, nonché le aspettative dei mercati finanziari sulla sostenibilità della situazione debitoria italiana e sulla credibilità delle azioni che la politica economica sarà effettivamente in grado di attuare.

Nel corso degli ultimi mesi il quadro macroeconomico internazionale ha confermato elementi di fragilità già noti: risulta complessa e ancora non definita la strategia di uscita

► continua a pagina 25

IN QUESTO NUMERO

■ REPORT/OTTOBRE 2011

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

■ APPROFONDIMENTI

Il bilancio elettrico italiano nel 2012
 Virginia Canazza, Roberto Bianchini -
 REF Osservatorio Energia
 pagina 25

■ NOVITA' NORMATIVE

pagina 34

■ APPUNTAMENTI

pagina 37

Gli esiti del mercato elettrico

A cura del GME

■ Ottobre ripropone il quadro, ormai consolidatosi nel 2011, di alta offerta di energia elettrica (superiore ai 60.000 MWh medi orari) - supportata questo mese anche dalla ripresa dell'offerta estera - e di bassa domanda, con l'energia scambiata che, in media oraria, supera appena i 35.000 MWh. Sul fronte degli acquisti, calano su base annua sia quelli nazionali (-1,7%) che le esportazioni (-57,2%); mentre per quanto riguarda le

vendite, la forte crescita delle importazioni di energia (+14,7%) ha determinato un deciso ridimensionamento delle vendite delle unità di produzione nazionali (-6,7%). L'energia elettrica scambiata in borsa ha segnato una flessione tendenziale del 6,8%, con la liquidità del mercato attestatosi al 58,2% (-2,3 punti percentuali). Il prezzo di acquisto dell'energia elettrica nella borsa italiana (PUN) ha ripiegato di 2,70 €/MWh dal picco di settembre, portandosi a 78,61 €/MWh, con un rialzo su base annua di 12,83 €/MWh (+19,5%).

MERCATO DEL GIORNO PRIMA (MGP)

Il prezzo medio di acquisto (PUN), ad ottobre, si è attestato a 78,61 €/MWh ripiegando di 2,70 €/MWh (-3,3%) dal picco di settembre, ma in aumento di 12,83 €/MWh su base annua (+19,5%). L'analisi per gruppi di ore rivela un rialzo tendenziale di 10,79 €/MWh nelle ore di picco (+13,7%) e 13,87 €/MWh nelle ore fuori picco (+23,4%), con i prezzi saliti rispettivamente a 89,28 e 73,16 €/MWh (Grafico 1 e Tabella 1).

I prezzi di vendita evidenziano che la dinamica congiunturale del PUN è stata determinata principalmente dal ribasso del prezzo della zona Nord (-4,1% su settembre) e da quello della

Sardegna (-22,9%), entrambe in controtendenza rispetto alle altre zone. Su base annua invece, tutti i prezzi di vendita hanno registrato una sensibile crescita tendenziale che in molte zone è stata superiore al 20%. Quanto ai livelli, il Nord, dopo oltre un anno, è tornato a segnare il prezzo più basso, con 75,20 €/MWh. In Sardegna, in virtù della flessione congiunturale di cui si è detto, il prezzo è sceso a 83,53 €/MWh, riducendo decisamente il gap con le altre zone continentali attestatosi tra 77 e 79 €/MWh circa. La Sicilia infine, con 106,15 €/MWh, ha segnato il prezzo di vendita più alto (Grafico 2).

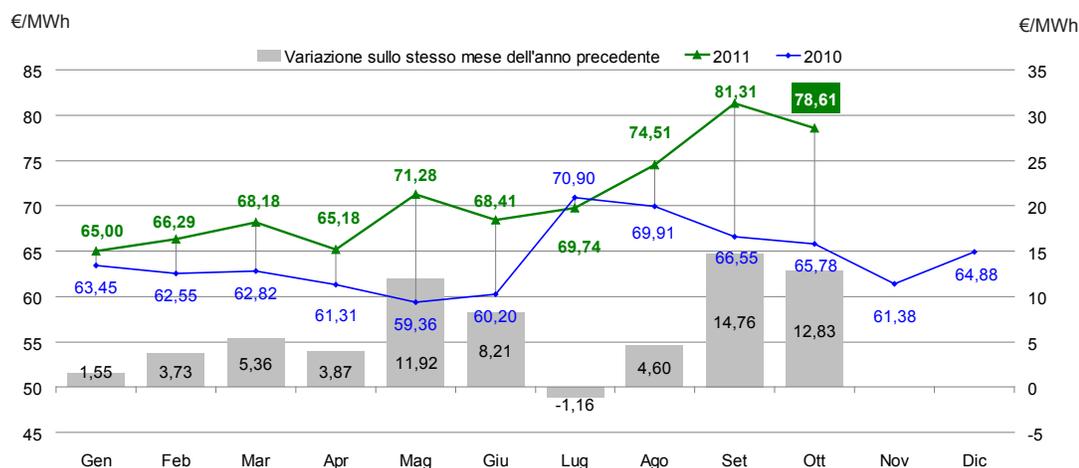
Tabella 1: MGP, dati di sintesi

Fonte: GME

	Prezzo medio di acquisto				Volumi medi orari				Liquidità	
	2011	2010	Var vs 2010		Borsa		Sistema Italia		2011	2010
	€/MWh	€/MWh	€/MWh	%	MWh	%	MWh	%	%	%
Baseload	78,61	65,78	12,83	19,5%	20.448	-6,8%	35.146	-3,1%	58,2%	60,5%
<i>Picco</i>	89,28	78,50	10,79	13,7%	24.793	-5,4%	42.616	-4,1%	58,2%	58,9%
<i>Fuori picco</i>	73,16	59,28	13,87	23,4%	18.228	-7,8%	31.328	-2,4%	58,2%	61,6%
<i>Minimo orario</i>	23,53	25,29			11.803		23.693		48,3%	53,4%
<i>Massimo orario</i>	151,09	138,88			28.528		46.563		66,8%	70,7%

Grafico 1: MGP, Prezzo Unico Nazionale (PUN)

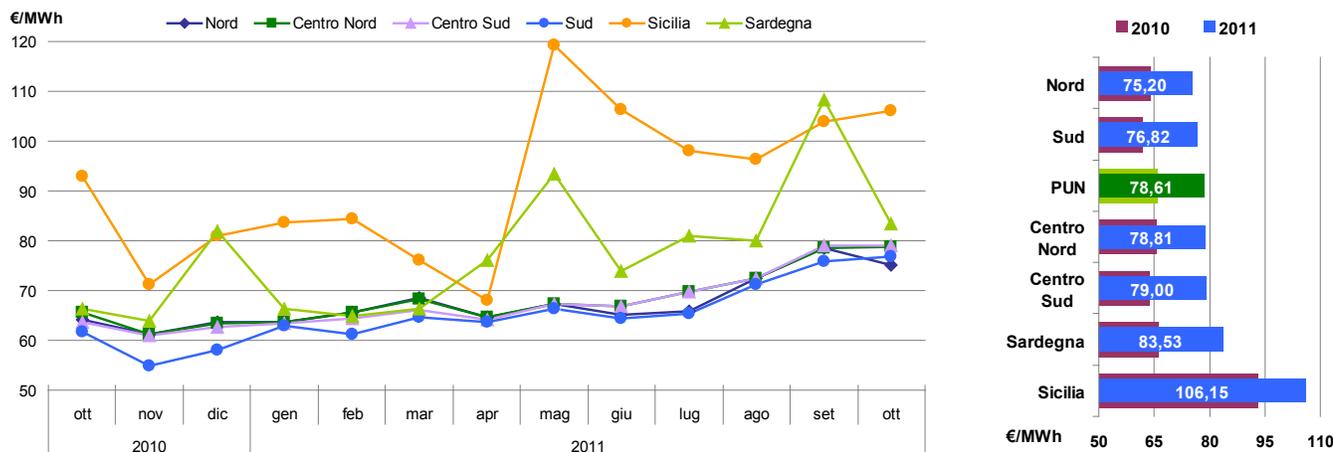
Fonte: GME



(continua)

Grafico 2: MGP, prezzi di vendita

Fonte: GME



I volumi di energia elettrica scambiati nel Sistema Italia, pari a 26,2 milioni di MWh, ad ottobre tornano a segnare una flessione tendenziale (-3,1%). L'energia scambiata nella borsa elettrica, pari a 15,2 milioni di MWh, si è ridotta del 6,8%,

mentre gli scambi di energia O.T.C. registrati sulla PCE, pari a 10,9 milioni di MWh, sono aumentati del 2,5% (Tabelle 2 e 3). La liquidità del mercato ha pertanto ceduto 2,3 punti percentuali su base annua, attestandosi al 58,2% (Grafico 3).

Tabella 2: MGP, offerta di energia elettrica

Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.234.090	-6,8%	58,2%
Operatori	8.956.528	-7,7%	34,2%
GSE	2.868.369	-23,3%	11,0%
Zone estere	3.409.193	+17,5%	13,0%
Saldo programmi PCE	-	-100,0%	0,0%
PCE (incluso MTE)	10.949.883	+2,5%	41,8%
Zone estere	1.738.418	+9,6%	6,6%
Zone nazionali	9.211.464	+1,3%	35,2%
Saldo programmi PCE	-		
VOLUMI VENDUTI	26.183.973	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON VENDUTI	18.795.592	+17,7%	
OFFERTA TOTALE	44.979.565	+4,6%	

Tabella 3: MGP, domanda di energia elettrica

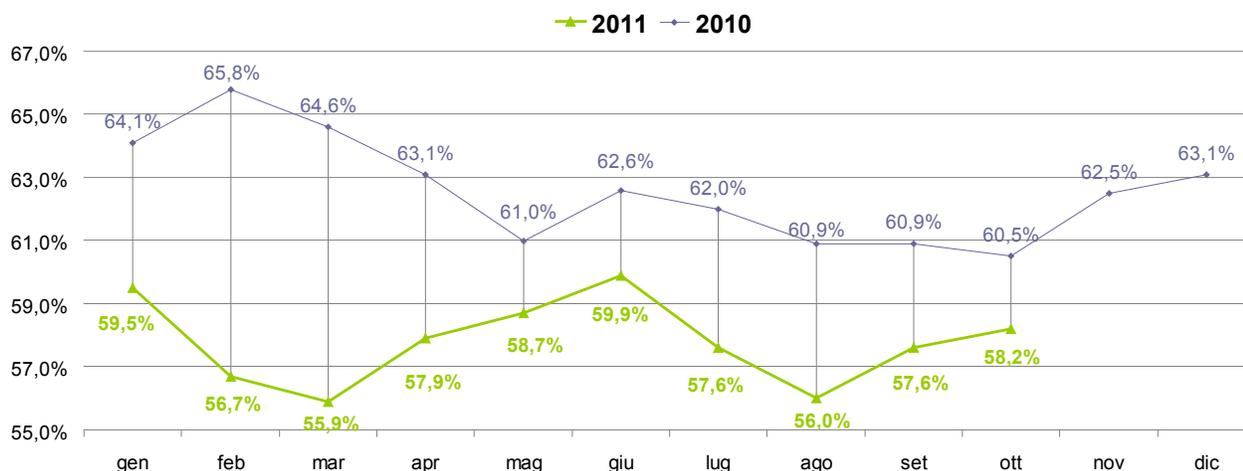
Fonte: GME

	MWh	Variazione	Struttura
Borsa	15.234.090	-6,8%	58,2%
Acquirente Unico	3.094.972	+12,5%	11,8%
Altri operatori	9.123.669	-23,7%	34,8%
Pompaggi	88.303	-32,3%	0,3%
Zone estere	250.586	-60,4%	1,0%
Saldo programmi PCE	2.676.560	+202,6%	10,2%
PCE (incluso MTE)	10.949.883	+2,5%	41,8%
Zone estere	37.250	-8,2%	0,1%
Zone nazionali AU	3.574.760	-14,9%	13,7%
Zone nazionali altri operatori	10.014.433	+36,7%	38,2%
Saldo programmi PCE	-2.676.560		
VOLUMI ACQUISTATI	26.183.973	-3,1%	100,0%
VOLUMI NON ACQUISTATI	3.266.285	+27,2%	
DOMANDA TOTALE	29.450.257	-0,5%	

(continua)

Grafico 3: MGP, liquidità

Fonte: GME



Gli acquisti nazionali di energia elettrica, pari a 25,9 milioni di MWh, sono diminuiti dell'1,7% rispetto ad ottobre 2010, trascinati dal calo registrato nella zona Nord (-4,8%); più modeste le variazioni nelle altre zone con l'eccezione della Sardegna, dove gli acquisti sono cresciuti del 20,9%. Gli acquisti sulle zone estere, pari a 288 mila MWh, si sono ridotti del 57,2% (Tabella 4). In calo tendenziale anche le vendite di

energia elettrica dalle unità di produzione nazionale, pari a 21,0 milioni di MWh (-6,7%). La flessione ha interessato tutte le zone, con variazioni comprese tra -8,8% del Centro Nord e -2,9% della Sicilia, con la sola eccezione del Centro Sud (+1,9%). Al massimo storico, invece, le importazioni (vendite sulle zone estere), pari a 5,1 milioni di MWh (6.910 MWh medi orari), in crescita tendenziale del 14,7% (Tabella 4).

Tabella 4: MGP, volumi zionali

Fonte: GME

	Offerte			Vendite			Acquisti		
	MWh								
	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var	Totale	Media oraria	Var
Nord	20.201.824	27.117	+10,9%	10.449.695	14.026	-8,5%	14.016.117	18.814	-4,8%
Centro Nord	3.291.421	4.418	+4,9%	1.710.928	2.297	-8,8%	2.888.000	3.877	+0,8%
Centro Sud	5.519.164	7.408	-3,0%	2.505.964	3.364	+1,9%	4.102.948	5.507	-0,5%
Sud	7.036.968	9.446	+8,9%	3.982.010	5.345	-6,9%	2.119.452	2.845	+1,5%
Sicilia	2.316.071	3.109	-19,5%	1.495.933	2.008	-2,9%	1.581.678	2.123	+0,3%
Sardegna	1.410.941	1.894	-8,1%	891.830	1.197	-7,0%	1.187.941	1.595	+20,9%
Totale nazionale	39.776.388	53.391	+4,9%	21.036.361	28.237	-6,7%	25.896.136	34.760	-1,7%
Estero	5.203.177	6.984	+2,2%	5.147.611	6.910	+14,7%	287.836	386	-57,2%
Sistema Italia	44.979.565	60.375	+4,6%	26.183.973	35.146	-3,1%	26.183.973	35.146	-3,1%

L'analisi per tecnologia di produzione rivela, a livello nazionale, la decisa flessione delle vendite degli impianti a ciclo combinato (-14,4%) ed idroelettrici (-9,7%). Aumentano invece le vendite degli impianti a carbone (+5,9%), dei geotermici (+2,8%), dei termici tradizionali (+11,8%) e degli eolici (+41,6%).

Pertanto la quota delle vendite da impianti a carbone sale al 12,6% (+1,5 punti percentuali rispetto ad un anno fa), quella degli impianti termici tradizionali al 15,1% (+2,5 p.p.), mentre quella degli impianti a ciclo combinato scende al 52,8% (-4,7 p.p.); pressoché invariata la quota degli altri impianti (Tabella 5).

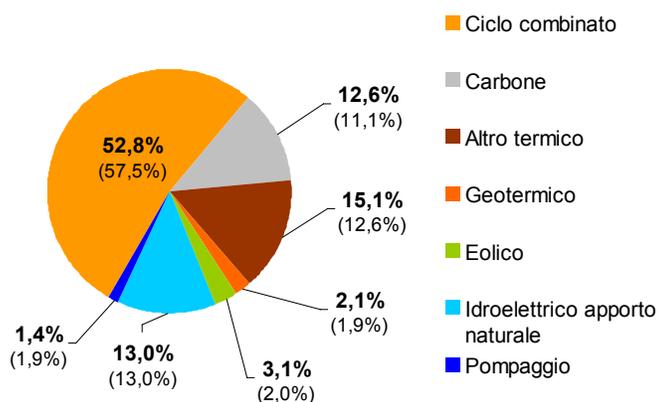
(continua)

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

Fonte: GME

Impianto	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Sicilia		Sardegna		Sistema Italia	
	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var	MWh	Var
Termoelettrico	10.586	-8,8%	2.127	-5,4%	2.954	+1,5%	4.799	-10,4%	1.746	-5,6%	1.093	-6,9%	23.304	-7,3%
Ciclo combinato	7.576	-17,0%	1.280	-17,4%	1.267	-3,5%	2.859	-13,0%	1.540	-4,2%	380	-27,3%	14.902	-14,4%
Carbone	1.473	+38,3%	67	+137,8%	1.333	+1,0%	-	-100,0%	-	-	675	+9,5%	3.548	+5,9%
Geotermico	-	-	598	+2,8%	-	-	2	+0,0%	-	-	-	-	599	+2,8%
Altro termico	1.536	+8,4%	183	+107,9%	354	+28,2%	1.938	+10,8%	206	-15,0%	38	+9,9%	4.255	+11,8%
Idroelettrico	3.422	-8,1%	166	-38,2%	231	-19,1%	150	+6,2%	57	+46,3%	34	-5,9%	4.060	-9,7%
Apporto naturale	3.113	-6,3%	166	-15,8%	205	-12,2%	150	+6,2%	13	-24,6%	12	-48,2%	3.660	-7,0%
Pompaggio	309	-23,5%	-	-100,0%	26	-49,8%	-	-	43	+106,8%	22	+72,9%	400	-28,6%
Eolico	19	+318,6%	4	-7,8%	179	+69,1%	396	+61,5%	205	+13,8%	70	-9,1%	873	+41,6%
Totale Impianti	14.026	-8,5%	2.297	-8,8%	3.364	+1,9%	5.345	-6,9%	2.008	-2,9%	1.197	-7,0%	28.237	-6,7%

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



Tra parentesi i valori dello stesso mese dell'anno precedente

Le parole della Borsa dell'Energia

Consulta il glossario dei termini
dei mercati del GME

www.mercatoelettrico.org

MERCATO INFRAGIORNALIERO (MI)

Nel Mercato Infragioraliero (MI), ad ottobre, il prezzo d'acquisto è variato tra i 76,84 €/MWh di MI2 e 87,64 €/MWh di MI4. Il confronto con MGP negli stessi periodi rilevanti (ore)

evidenzia prezzi inferiori su tutte e quattro le sessioni del MI (Tabella 6).

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

Fonte: GME

MERCATI (periodi rilevanti)		MGP (1-24 h)	MI1 (1-24 h)	MI2 (1-24 h)	MI3 (13-24 h)	MI4 (17-24 h)
€/MWh						
Prezzo d'acquisto*		78,61	77,43	76,84	82,81	87,64
			(-1,5%)	(-2,2%)	(-3,3%)	(-3,0%)
Prezzi di vendita	Nord	75,20	74,15	73,03	78,93	81,47
			(-1,4%)	(-2,9%)	(-1,7%)	(-2,4%)
	Centro Nord	78,81	77,14	76,51	84,30	87,90
			(-2,1%)	(-2,9%)	(-2,3%)	(-4,2%)
	Centro Sud	79,00	77,11	76,50	84,27	87,90
			(-2,4%)	(-3,2%)	(-2,8%)	(-4,9%)
Sud	76,82	74,86	73,99	81,69	87,18	
		(-2,5%)	(-3,7%)	(-3,1%)	(-3,5%)	
Sicilia	106,15	100,77	98,26	142,98	110,59	
		(-5,1%)	(-7,4%)	(+14,6%)	(-17,1%)	
Sardegna	83,53	81,76	79,48	87,84	94,25	
		(-2,1%)	(-4,9%)	(-5,2%)	(-5,8%)	

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

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

(continua)

Dello stesso ordine di grandezza di MGP (+19,5%), pari rispettivamente a +20,1% e +18,8%. il tasso di crescita tendenziale registrato su MI1 e MI2,

Tabella 7: MI, volumi scambiati: media oraria

Fonte: GME

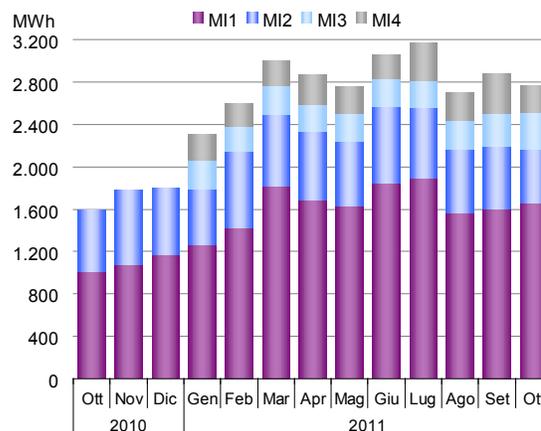
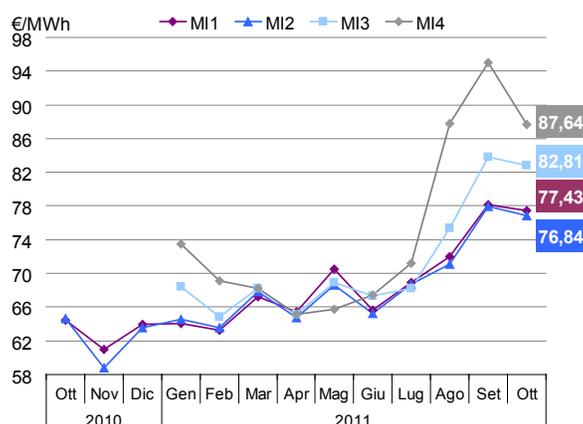
MERCATI (periodi rilevanti)	MI1 (1-24 h)		MI2 (1-24 h)		MI3 (13-24 h)		MI4 (17-24 h)	
	MWh							
	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti	Vendite	Acquisti
Nord	1.037	1.091	312	339	201	194	138	142
Centro Nord	154	93	26	32	36	35	15	17
Centro Sud	106	114	63	53	34	51	36	24
Sud	249	258	55	42	61	48	62	63
Sicilia	76	49	20	18	9	11	6	6
Sardegna	29	36	12	8	12	14	3	7
Totale Nazionale	1.651	1.641	488	492	353	353	259	259
Estero	12	22	7	3	0	0	0	0
Sistema Italia	1.663	1.663	495	495	353	353	259	259

I volumi scambiati sul Mercato Infragiornaliero sono aumentati su base annua del 52,0%. MI1, con 1,2 milioni di MWh, è cresciuto del 65,0%, mentre l'energia scambiata nelle nuove

sessioni di mercato MI3 ed MI4, pari rispettivamente 131 e 64 mila MWh, ha inciso soprattutto sugli scambi di MI2, pari a 369 mila MWh, ridottisi del 15,4% (Tabella 7 e Grafico 5).

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

Fonte: GME



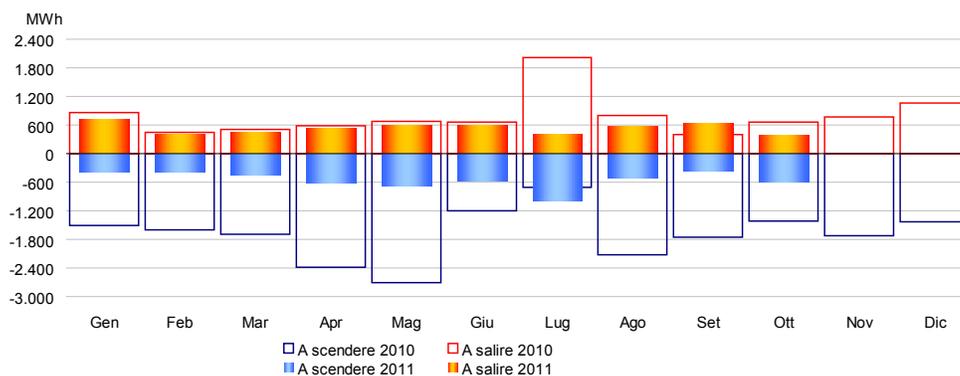
MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO ex-ante (MSD ex-ante)

Sul Mercato dei Servizi di dispacciamento ex-ante a salire, ad ottobre, gli acquisti di Terna, pari a 288 mila MWh, hanno segnato una flessione tendenziale del 41,5% ed un minimo

storico in media oraria. In diminuzione anche le vendite di Terna nel mercato a scendere, pari a 449 mila MWh, che hanno registrato un calo su base annua del 57,6% (Grafico 6).

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

Fonte: GME



MERCATO A TERMINE DELL'ENERGIA (MTE)

Nel Mercato a Termine dell'energia (MTE) ad ottobre sono stati negoziati 1.110 contratti (895 baseload e 215 peakload), pari a 2,1 milioni di MWh. I prodotti più scambiati sono stati i baseload *Gennaio 2012* e *I Trimestre 2012*. I prezzi di controllo dei prodotti negoziati hanno segnato un contenuto rialzo rispetto a settembre, ad eccezione del *III Trimestre 2012* (-0,4%). Le posizioni aperte

a fine mese ammontavano a 6.855 MW, per un totale di 29,4 milioni di MWh (Tabella 7). Il prodotto *Novembre 2011* ha chiuso il periodo di negoziazione con un prezzo di controllo pari a 80,00 €/MWh sul baseload ed 93,22 €/MWh sul peakload e con una posizione netta totale pari rispettivamente a 1.196 e 445 MW, per complessivi 979 mila MWh.

Tabella 8: MTE, prodotti negoziabili a ottobre

Fonte: GME

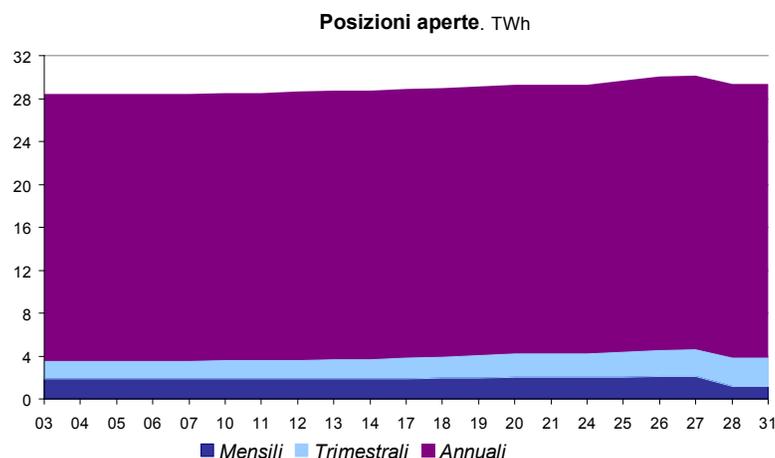
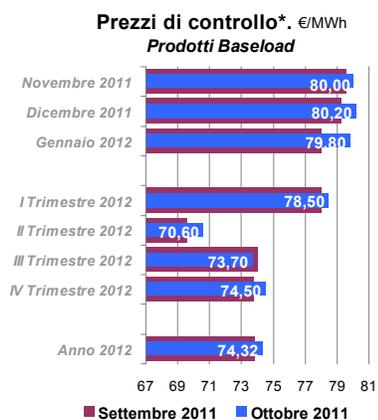
PRODOTTI BASELOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2011	80,00	0,5%	11	105	-	105	-	-
Dicembre 2011	80,20	1,2%	2	20	-	20	1.106	822.864
Gennaio 2012	79,80	2,3%	14	270	-	270	260	193.440
Febbraio 2012	77,83	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2012	78,50	0,6%	13	235	-	235	615	1.342.545
II Trimestre 2012	70,60	1,4%	9	95	-	95	370	808.080
III Trimestre 2012	73,70	-0,4%	10	90	-	90	90	198.720
IV Trimestre 2012	74,50	0,9%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	74,32	0,6%	12	80	-	80	2.565	22.530.960
Totale			71	895	-	895	5.006	25.896.609

PRODOTTI PEAK LOAD								
	Prezzo di controllo*		Negoziazioni	Volumi mercato	Volumi OTC	Volumi TOTALI	Posizioni aperte	
	€/MWh	variazione	N.	MW	MW	MW	MW	MWh
Novembre 2011	93,22	0,5%	-	-	-	-	-	-
Dicembre 2011	91,05	1,2%	-	-	-	-	445	117.480
Gennaio 2012	88,68	2,3%	-	-	-	-	-	-
Febbraio 2012	89,33	-	-	-	-	-	-	-
I Trimestre 2012	88,96	0,6%	3	50	-	50	80	62.400
II Trimestre 2012	76,82	1,4%	5	95	-	95	295	230.100
III Trimestre 2012	80,76	-0,4%	5	70	-	70	70	54.600
IV Trimestre 2012	86,01	0,9%	-	-	-	-	-	-
Anno 2012	83,15	0,6%	-	-	-	-	959	3.003.588
Totale			13	215	-	215	1.849	3.468.168

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

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

Fonte: GME



*Riferito all'ultima sessione di contrattazione del mese

PIATTAFORMA CONTI ENERGIA A TERMINE (PCE)

Nella Piattaforma Conti Energia a termine (PCE) le transazioni registrate, con consegna/ritiro dell'energia ad ottobre 2011, hanno aggiornato questo mese il loro massimo storico, pari a 29,8 milioni di MWh, in aumento del 34,6% rispetto allo stesso mese del 2010. In crescita i contratti Baseload (+33,7%) ed i non standard (+50,3%). Le transazioni registrate hanno determinato una posizione netta dei conti energia di 17,2 milioni di MWh

(+23,9%), record storico dall'avvio della piattaforma. In aumento i programmi registrati sia nei conti in immissione, pari a 10,9 milioni di MWh (+1,1%), che nei conti in prelievo che, a quota 13,6 milioni di MWh (+17,8%), hanno toccato il massimo storico (Tabella 8). Valore record anche per il Turnover, ovvero il rapporto tra transazioni registrate e posizione netta, salito a 1,73 (Grafico 8).

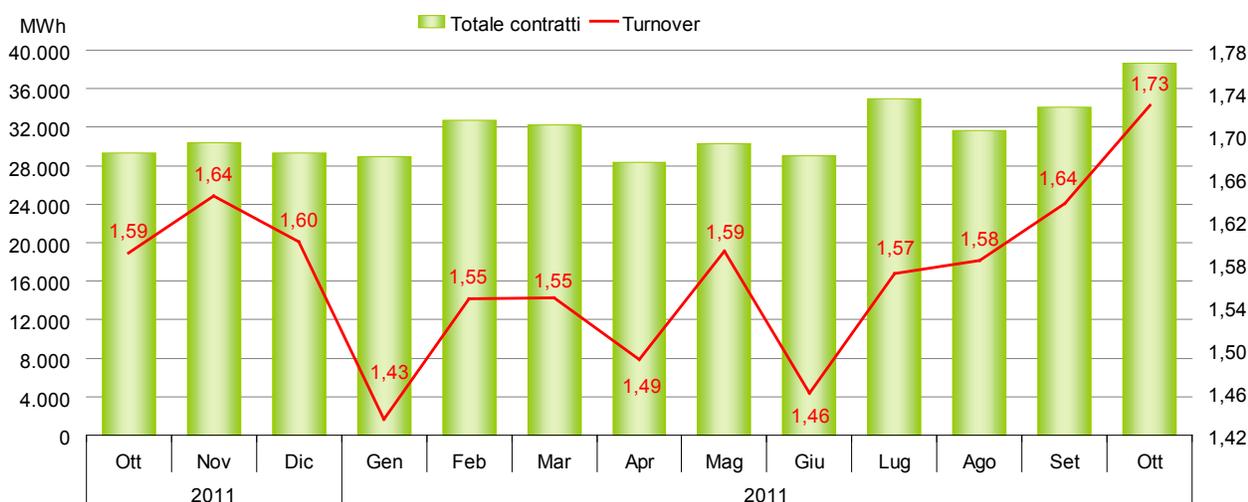
Tabella 9: PCE, transazioni registrate con consegna/ritiro a ottobre e programmi

Fonte: GME

TRANSAZIONI REGistrate				PROGRAMMI						
	MWh	Variazione	Struttura	Immissione			Prelievo			
				MWh	Variazione	Struttura	MWh	Variazione	Struttura	
<i>Baseload</i>	8.257.842	+33,7%	27,8%	Richiesti	11.158.116	+3,3%	100,0%	13.626.443	+17,8%	100,0%
<i>Off Peak</i>	807.600	- 46,6%	2,7%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.113.001	+18,2%	27,9%	-	-	-
<i>Peak</i>	1.172.560	- 34,8%	3,9%	Registrati	10.949.883	+2,5%	98,1%	13.626.443	+17,8%	100,0%
<i>Week-end</i>	-	-	-	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	2.909.153	+14,5%	26,1%	-	-	-
Totale Standard	10.238.003	+7,9%	34,4%	Rifiutati	208.234	+66,4%	1,9%	-	-	-
Totale Non standard	18.520.316	+50,3%	62,2%	<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	203.848	+119,8%	1,8%	-	-	-
PCE bilaterali	28.758.319	31,9%	96,6%	Saldo programmi	-	-	-	2.676.560	+202,6%	-
MTE	996.970	+243,7%	3,4%							
TOTALE PCE	29.755.289	+34,6%	100,0%							
POSIZIONE NETTA	17.211.977	+23,9%	57,8%							

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

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA

Nel mese di ottobre il differenziale di prezzo tra la zona Nord di Ipx e la borsa BSP sale a 18,10 €/MWh, secondo valore massimo dell'ultimo anno, inferiore solamente al mese di agosto. La divergenza dei prezzi riflette il forte calo del prezzo sloveno, sceso a 57,10 €/MWh (-18,8%), a fronte della lieve diminuzione del prezzo italiano attestatosi a 75,20 €/MWh (-4,1%). Il numero di ore in cui le due borse hanno presentato gli stessi prezzi, coerentemente con quanto detto, sono risultate in calo al 12% contro il 36% del mese scorso. In tale contesto il market coupling ha allocato 120 MW medi orari di capacità transfrontaliera, pari al 23% della capacità

d'interconnessione disponibile con la Slovenia, nel 99,6% delle ore in import verso l'Italia e nel restante 0,4% in export verso la Slovenia. Di contro la capacità gestita in asta esplicita, pari a 405 MW medi orari, è risultata in import verso l'Italia nel 100% delle ore, presentando sotto utilizzo della capacità nello 0,3% delle ore.

I volumi scambiati sulla borsa slovena sono stati pari a 171 MWh medi orari, in netto aumento rispetto ai 35 MWh medi orari di un anno fa, quando ancora non era operativo il market coupling.

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	Pz Nord > Pz BSP	Pz Nord = Pz BSP	Pz Nord < Pz BSP	Capacità allocata dal Market Coupling
Baseload	75,20	-4,1%	57,10	-18,8%	18,10	88%	12%	0%	120
Picco	84,02	-5,9%	71,73	-15,1%	12,29	26%	8%	0%	45
Fuori Picco	67,52	-5,8%	51,21	-15,5%	16,31	30%	4%	0%	42
Festivo	74,01	+1,6%	47,97	-24,2%	26,04	32%	0%	0%	33

* I prezzi sono relativi alla borsa slovena BSP

Grafico 1: andamento dei prezzi

Fonte: GME

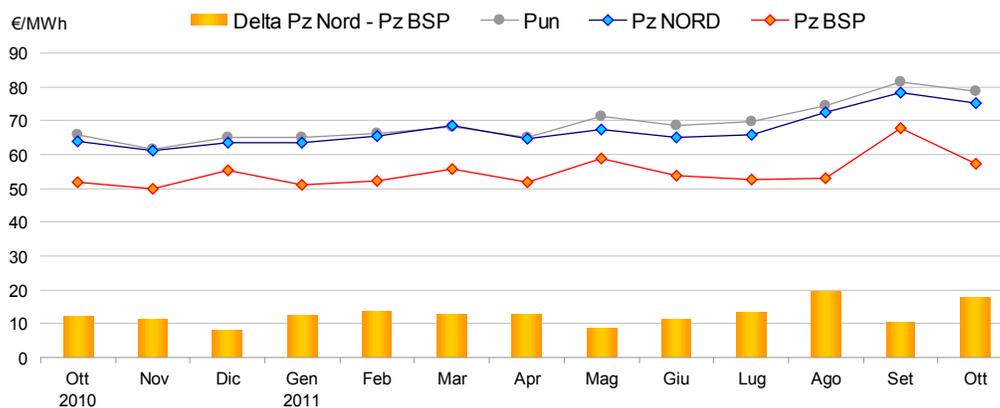
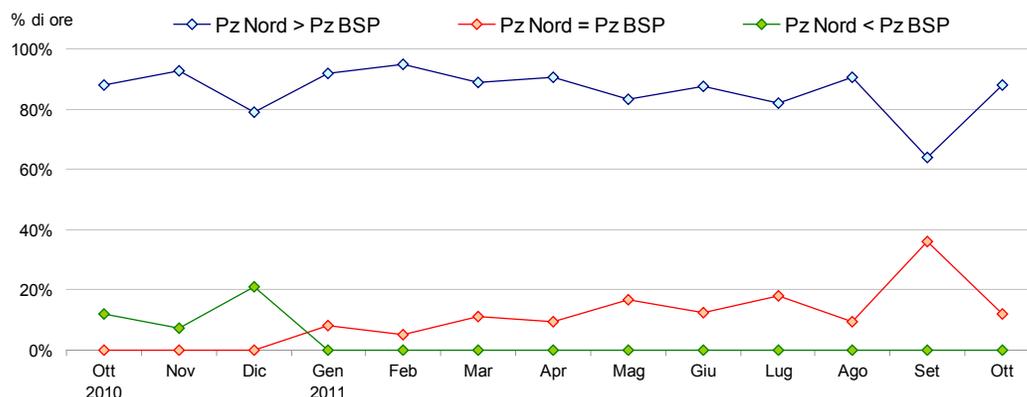


Grafico 2: andamento del delta della Pz Nord - Pz BSP

Fonte: GME



PERFORMANCE DEL MARKET COUPLING ITALIA - SLOVENIA (continua)

Tabella 2: Analisi performance della connessione transfrontaliera

Fonte: GME

	Volumi medi (MWh)		N° di ore (%)		N° di ore di uso efficiente (%)		N° di ore di sottoutilizzo (%)		N° di ore di uso antieconomico (%)	
	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)	BSP (Market coupling)	Zona SLOV (Asta esplicita)
Import	120	405	99,6%	100,0%	99,6%	99,7%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%
Export	0	0	0,4%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Totale	120	405	100,0%	100,0%	100,0%	99,7%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%

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

Fonte: GME

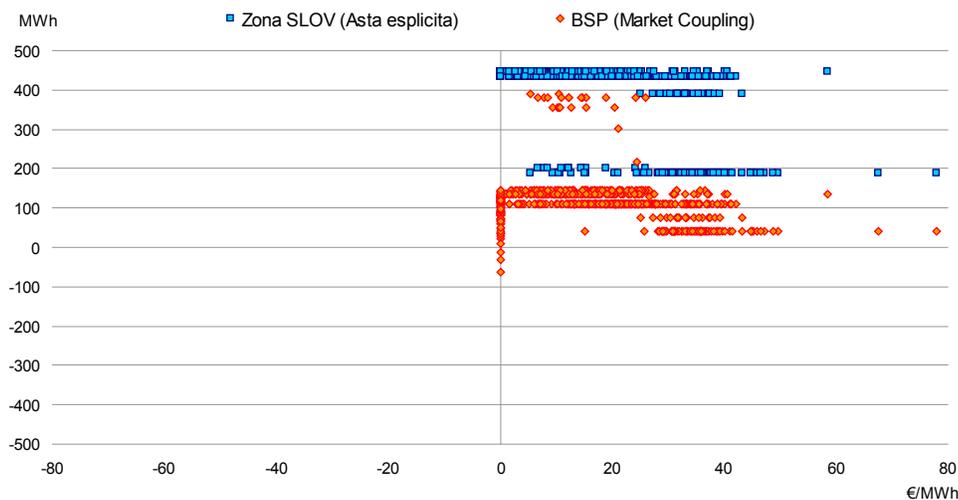
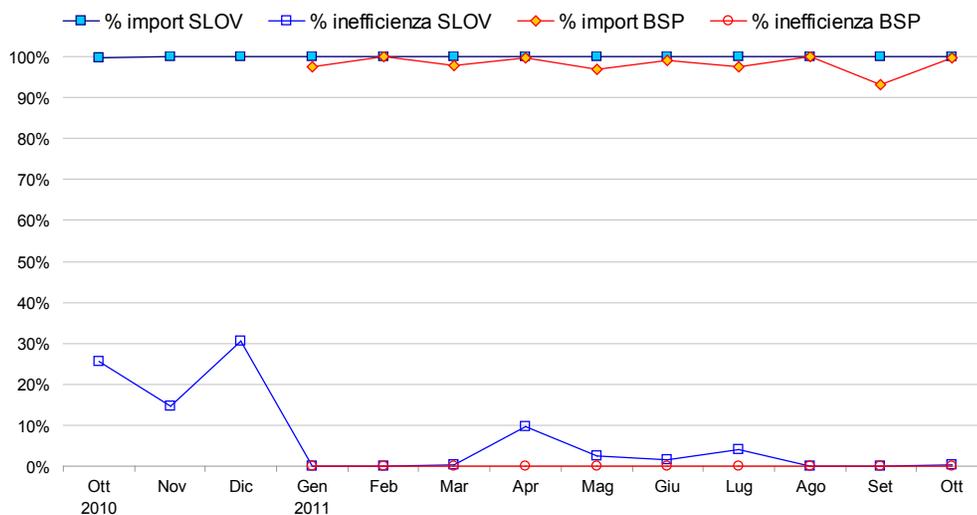


Grafico 4: frequenza delle importazioni e delle inefficienze

Fonte: GME



Gli andamenti del mercato italiano del gas

A cura del GME

■ Nel mese di ottobre si registra una decisa contrazione della domanda legata a riduzioni dei consumi civili e termoelettrici. I prezzi al PSV, al sesto rialzo consecutivo, si portano sul valore massimo dell'ultimo biennio e si confermano circa 10 €/MWh superiori alle quotazioni europee.

I mercati spot del gas naturale gestiti dal GME presentano una liquidità ridotta mentre il comparto royalties, in piena operatività, evidenzia aspettative di prezzo ancora rialziste per i prossimi mesi.

Nel mese di ottobre i consumi di gas si sono attestati a 5.499 milioni di mc, risultando in fisiologico aumento rispetto a settembre, ma in marcata diminuzione tendenziale (-13%). Tale ribasso riflette analoghi cali dei consumi civili e termoelettrici, a fronte

invece della stabilità degli utilizzi industriali. Si conferma così, anche in questo mese, la dinamica in atto dall'inizio dell'anno che vede consumi in calo (-5%), in virtù di minori acquisti domestici (-7%) e termoelettrici (-5%), con il solo settore industriale in controtendenza (+3%).

Figura 1: Gas Naturale, bilancio gas trasportato

Fonte: dati SRG

Volumi	MCM	Δ% Tend
Domanda	5.499	-13%
Impianti di Distribuzione	1.957	-14%
Consumi Termoelettrici	2.186	-14%
Consumi Industriali	1.227	+0%
Rete terzi e consumi di sistema	129	-54%
Offerta	5.499	-13%
Import	5.098	-21%
Produzione Nazionale	697	+3%
Sistemi di stoccaggio	-296	+62%

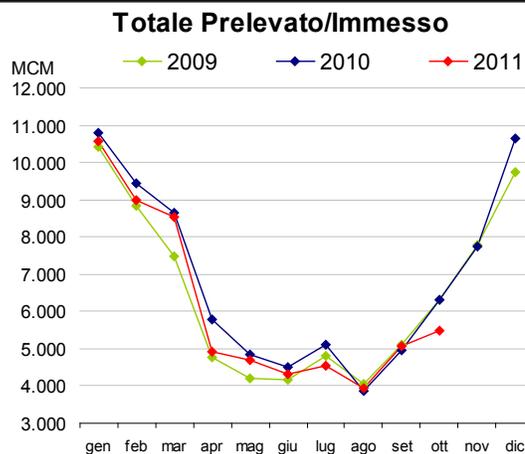
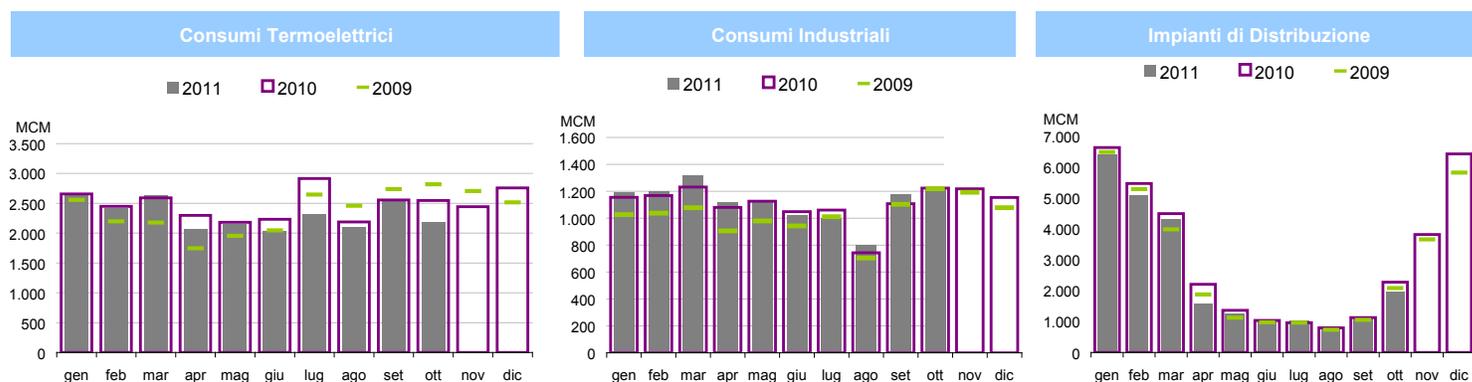


Gráfico 1: Gas Naturale, domanda disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG



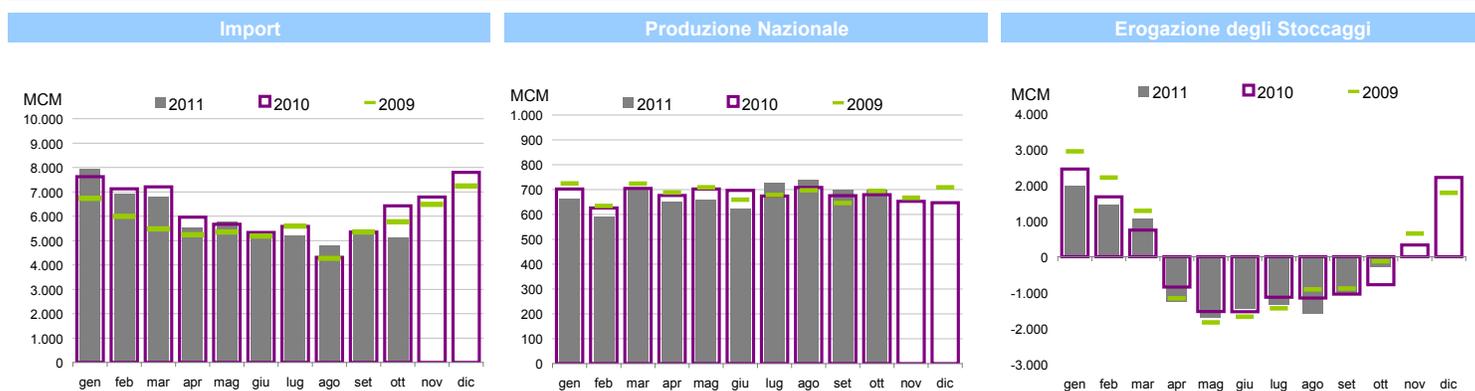
(continua)

In tale contesto si registra un decisa riduzione rispetto ad un anno fa delle importazioni (-21%), mentre rimane sostanzialmente stabile la produzione nazionale (+3%). Il calo dell'import si concentra sul gas algerino (Mazara del Vallo -42%) e libico (Gela -91%), risultando solo parzialmente compensato dall'operatività del Transitgas (Passo Gries), che dodici mesi fa era interrotto, e dal maggior apporto del rigassificatore di Panigaglia (+47%). Dal 13 ottobre, peraltro,

si segnala la graduale riapertura del Greenstream (Gela) dopo l'interruzione legata alla guerra libica. Nei primi 10 mesi del 2011 le importazioni e la produzione nazionale sono risultate in calo del 3%, determinando così un eccesso di gas rispetto alla domanda che ha portato alla crescita del gas stoccato da Stogit. Quest'ultimo, infatti, si porta a fine ottobre a 10.085 milioni di mc, valore massimo dell'ultimo biennio e di poco superiore al totale dello spazio conferito.

Grafico 2: Gas Naturale, offerta disaggregata per segmento

Fonte: dati SRG

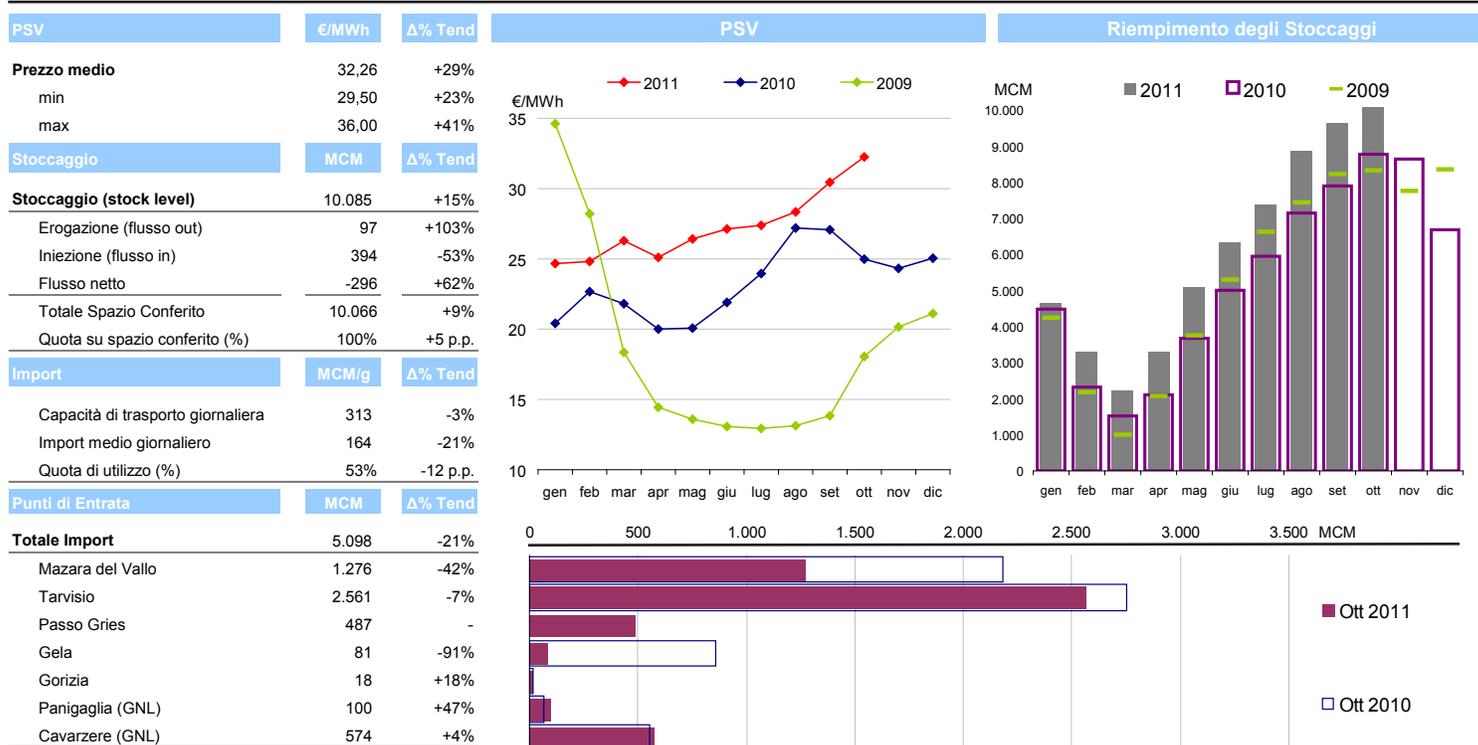


Il prezzo registrato al Punto di Scambio Virtuale (PSV) si attesta a 32,26 €/MWh, valore massimo dell'ultimo biennio, risultando in aumento del 29% rispetto ad un anno fa. Ne consegue

l'ulteriore incremento del differenziale di prezzo rispetto ai principali riferimenti europei, attestatosi a circa 10 €/MWh.

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

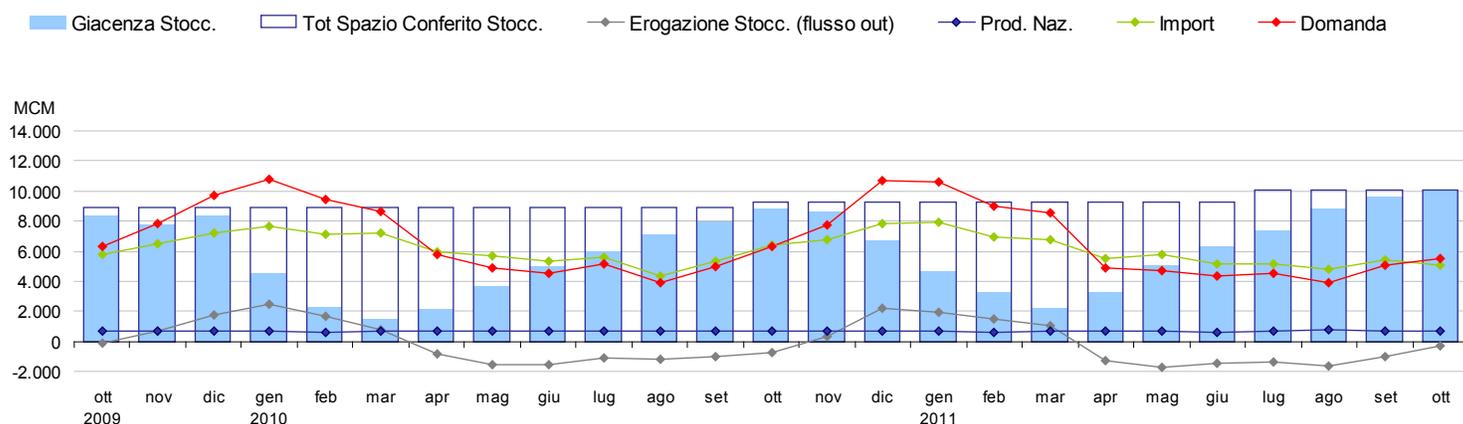
Fonte: dati SRG, Stogit, Thomson-Reuters



(continua)

Grafico 3: Gas Naturale, dinamiche mensili

Fonte: dati SRG, Stogit



I mercati del gas spot gestiti dal GME permangono poco liquidi, totalizzando circa 0,40 milioni di mc scambiati su M-Gas. Le quotazioni sono risultate leggermente inferiori a quelle del PSV. Di contro il comparto royalties si conferma in piena operatività

con 42 milioni di mc scambiati, relativi al prodotto di dicembre 2011. La quotazione di quest'ultimo, pari a 34,06 €/MWh, evidenzia ulteriori aspettative rialziste per la fine dell'anno.

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	31,15	+1,9%	2,19%	-	-	-
	c€/Gj	865,28			-	-	-
MI-gas (2)	€/MWh	31,50	+3,3%	0,00%	-	-	-
	c€/Gj	875,00			-	-	-
Comp. Royalties (3)	€/MWh	30,28	-	-	33,36	34,06	-
	c€/Gj	841,08			926,53	946,22	-
Comp. Import (3)	€/MWh	-	-	-	-	-	-
	c€/Gj	-	-	-	-	-	-
PSV	€/MWh	32,26	+6,0%	5,5%	-	-	-
	c€/Gj	896,03			-	-	-

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

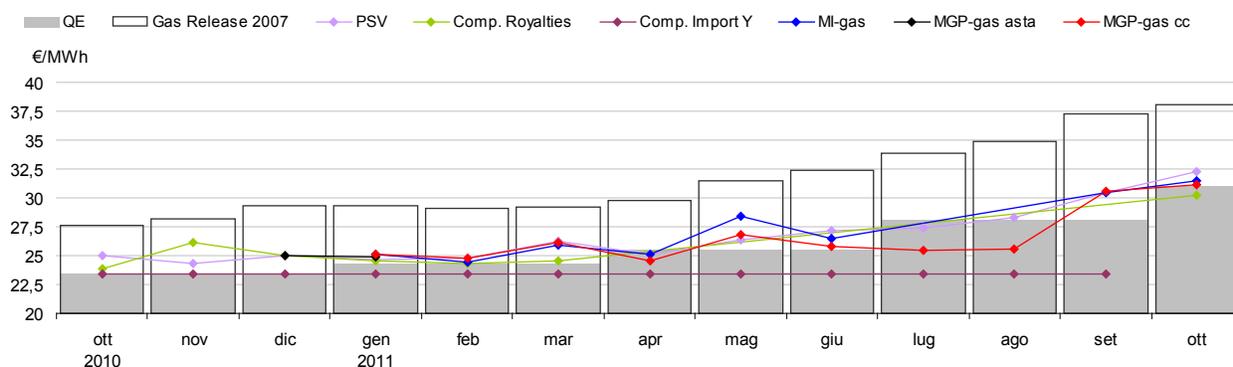


Tabella 2: Gas Naturale, confronto volumi (volumi scambiati nel mese di trading)

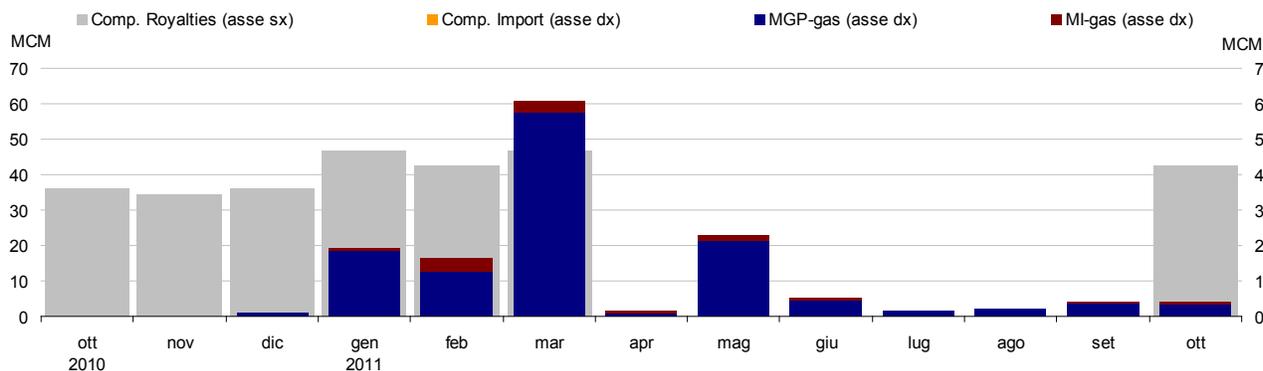
Fonte: dati GME

MERCATO	UdM	M	Δ% M-1	M+2	Prodotto Annuale	Totale	Operatori con abbinamenti		Contratti abbinati
							lato vendita	lato acquisto	
MGP-gas asta	MCM	-	-	-	-	-	0	0	0
	MWh	-	-	-	-	-	-	-	-
MGP-gas contrattazione continua	MCM	0,33	-11,5%	-	-	0,33	2	3	4
	MWh	3.600	-	-	-	3.600	-	-	-
MI-gas	MCM	0,07	+57,9%	-	-	0,07	1	1	1
	MWh	720	-	-	-	720	-	-	-
Comparto Royalties	MCM	42,42	-	42	-	-	-	-	-
	Gj	1.671.210	-	1.671.210	-	-	-	-	-
Comparto Import	MCM	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gi	-	-	-	-	-	-	-	-

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

■ Ad ottobre le quotazioni europee dei principali combustibili si confermano sui livelli massimi dell'ultimo triennio, a fronte di dinamiche congiunturali lievemente ribassiste osservate sui mercati del petrolio, del carbone e del gas.

Deboli riduzioni rispetto a settembre si registrano anche sulle borse elettriche, dove tuttavia si segnala la permanenza dei prezzi di riferimento dell'area mediterranea sui massimi valori rilevati da gennaio 2009, indotta prevalentemente dal mercato trend crescente dei costi di generazione.

Nel mese di ottobre il Brent consolida il periodo di ridotta volatilità attorno ai 110 \$/bbl, in atto ormai da maggio, risultando solo in modesta diminuzione congiunturale (-3,3%) e ancora su livelli decisamente superiori al 2010 (+32,3%). Le prospettive dei mercati a termine mostrano per il greggio europeo aspettative lievemente ribassiste e una conferma del disaccoppiamento delle sue quotazioni da quelle del WTI statunitense, attestato da gennaio di quest'anno su valori significativamente più bassi. La fase di stabilità si estende anche ai mercati dei prodotti di raffinazione del petrolio, stazionari sui 935 \$/MT del gasolio e sui 643 \$/MT dell'olio combustibile e caratterizzati, per il secondo mese consecutivo, da andamenti congiunturali

in debole controtendenza rispetto alla commodity di riferimento. Valori ancora sui massimi dell'ultimo triennio si rilevano anche sulle piazze del carbone, dove tuttavia la moderata flessione su base mensile porta il prezzo dell'API2 al minimo annuo di 117,6 \$/MT (-4,7% rispetto a settembre), producendo peraltro un parziale indebolimento della spiccata dinamica di crescita tendenziale (+18,4%) e una proiezione al ribasso delle attese espresse dai mercati futures.

Le variazioni espresse dai combustibili si mantengono inoltre inalterate nella loro conversione in euro, per effetto della sostanziale stabilità del tasso di cambio, attestato a 1,37 \$/€.

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

Fonte: Thomson-Reuters

FUEL	UdM	Quotazioni spot				Quotazioni futures			
		Ott 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 11	Dic 11	Gen 12	Calendar
Exch. Rate \$/€	-	1,37	-0,2%	-1,3%	1,34	1,39 ▲	1,38 ▲	1,38 -	1,38 ▲
Brent	\$/bbl	109,4	-3,3%	+32,3%	103,2	110,3 ▲	109,2 ▲	108,3 -	105,3 ▲
FOB	€/bbl	79,7	-3,1%	+34,0%	77,1	79,6 ▲	78,8 ▲	78,2 -	76,1 ▲
Fuel Oil	\$/MT	642,6	+0,0%	+36,1%	619,0	652,0 ▲	648,3 ▲	644,5 -	626,8 ▲
1% FOB ARA Barge	€/MT	468,3	+0,2%	+37,8%	462,6	470,7 ▲	468,1 ▲	465,4 -	453,3 ▲
Gasoil	\$/MT	934,8	+1,1%	+31,9%	887,4	949,8 ▲	940,6 ▲	932,9 -	911,5 ▲
0,1% FOB ARA Barge	€/MT	681,2	+1,3%	+33,6%	663,2	685,7 ▲	679,2 ▲	673,7 -	659,2 ▲
Coal	\$/MT	117,6	-4,7%	+18,4%	121,0	118,0 ▼	118,0 ▼	118,1 -	118,3 ▼
API2 CIF ARA	€/MT	85,7	-4,6%	+20,0%	90,4	85,2 ▼	85,2 ▼	85,2 -	85,6 ▼

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

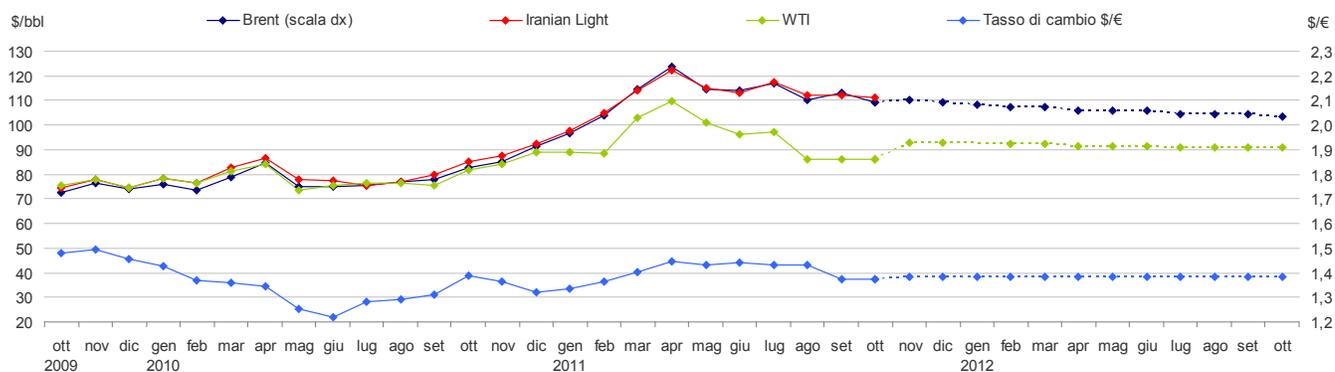


Grafico 2: Prodotti petroliferi, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters

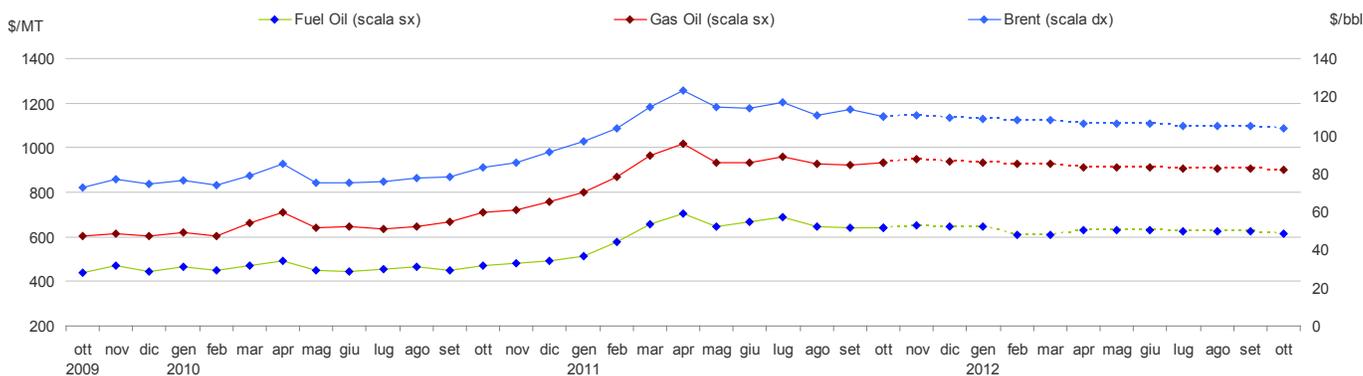
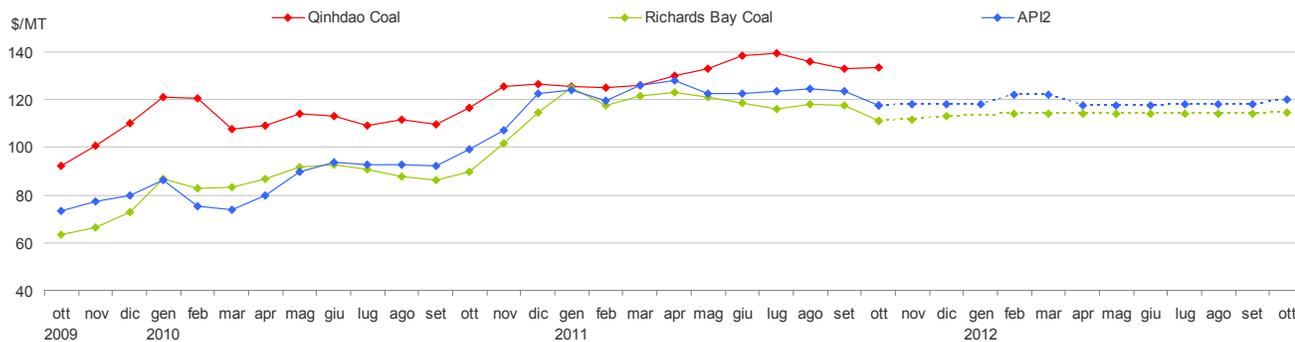


Grafico 3: Coal, andamento mensile dei prezzi spot e a termine. Media aritmetica

Fonte: Thomson-Reuters



(continua)

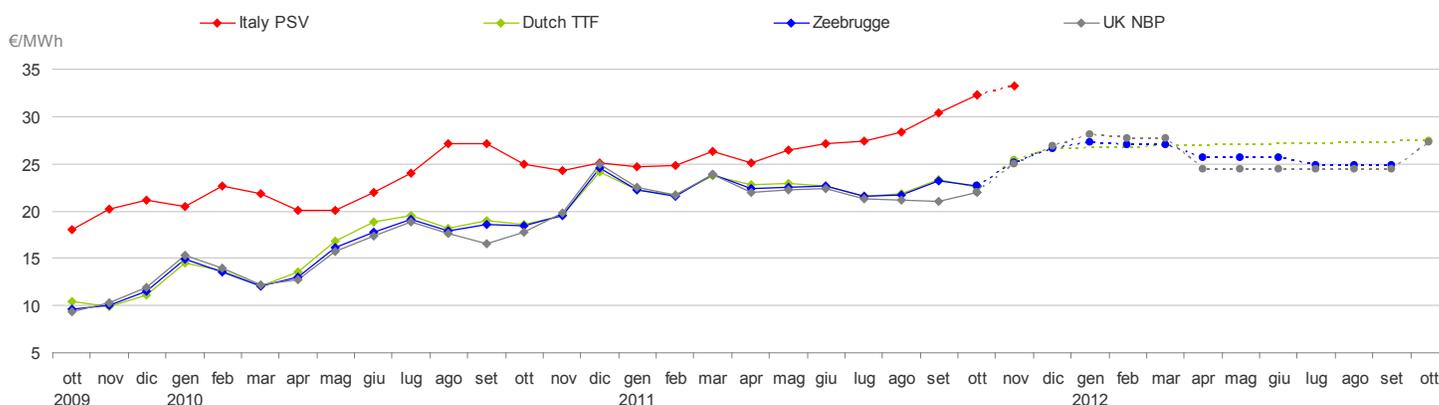
Sui principali hub europei del gas l'inizio del nuovo anno termico non determina variazioni congiunturali di rilievo nelle quotazioni, convergenti sui 23 €/MWh, in virtù del riallineamento della borsa anglosassone (+4,8%) ai riferimenti olandese e belga (-2/-4%). D'altro canto dinamiche di crescita più spiccate si registrano

in Italia, dove il prezzo al PSV sale a 32,26 €/MWh (+6,0%), massimo da febbraio 2009, portando il differenziale con il resto d'Europa attorno ai 10 €/MWh. Su base tendenziale gli andamenti delle quotazioni continentali risultano invece più uniformi, confermando su tutti i listini un aumento del 21/29%.

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

Fonte: Thomson-Reuters

GAS	Area	Quotazioni spot (€/MWh)				Quotazioni futures (€/MWh)					
		Ott 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 11	Dic 11	Gen 12	Gas Year 12		
PSV DA	Italia	32,26	+6,0%	+29,2%	31,75	33,30	-	-	-	-	-
Dutch TTF	Olanda	22,52	-3,7%	+21,3%	24,00	25,40	26,60	-	-	26,30	-
Zeebrugge	Belgio	22,70	-2,3%	+23,3%	23,03	25,08	26,53	27,23	-	26,72	-
UK NBP	Regno Unito	21,98	+4,8%	+23,4%	22,38	24,92	26,84	28,01	-	26,62	-



Nel mese di ottobre, in linea con quanto osservato sui mercati dei combustibili, anche le quotazioni elettriche segnalano in generale solo lievi oscillazioni attorno ai valori del mese precedente, attestandosi sui 52/57 €/MWh nel centro-nord Europa (-2/+4%) e a 78,61 €/MWh in Italia (-3,3%). Da segnalare l'ulteriore riduzione del prezzo di NordPool, sceso sui 28 €/MWh (-3,4% rispetto al mese precedente), valore minimo dal maggio 2008. Gli aumenti rilevati nei costi di generazione producono su base annua aumenti più consistenti sulle borse mediterranee (+19/+35%) e di minore

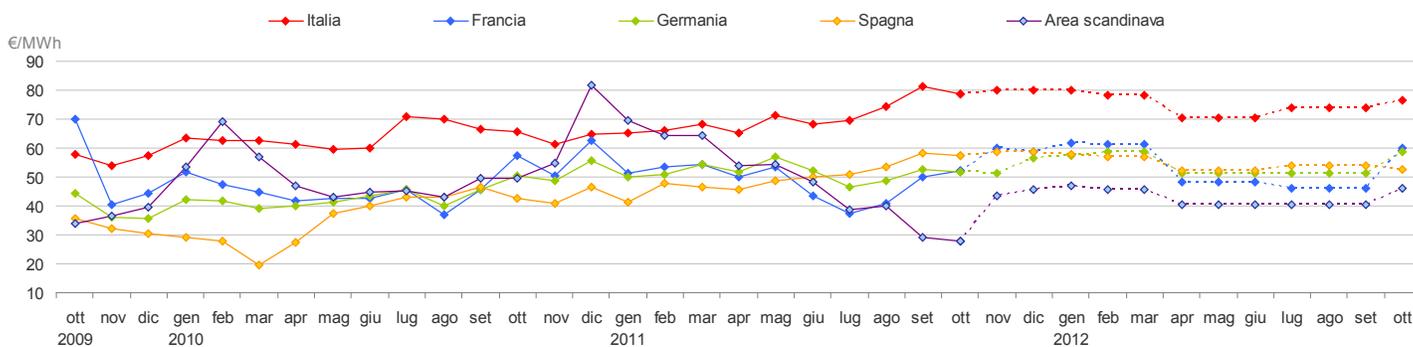
entità in Europa centrale (+2,7% in Germania), dove il calo in controtendenza della quotazione francese risente di fatto dei livelli molto elevati raggiunti dal prezzo nel 2010. In chiave prospettica le attese espresse dagli operatori sembrano muoversi verso una sostanziale stabilità delle quotazioni in Italia e un incremento delle quotazioni in Francia e Germania, la cui intensità appare sostanzialmente legata ai possibili impatti generati dallo stagionale aumento dei consumi elettrici transalpini e dal ridimensionamento del parco nucleare tedesco.

(continua)

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

Fonte: Thomson-Reuters

Quotazioni spot (€/MWh)					Quotazioni futures (€/MWh)			
Area	Ott 11	Diff M-1(%)	Diff M-12(%)	Ultima quot. future	Nov 11	Dic 11	Gen 12	Calendar
Italia	78,61	-3,3%	+19,5%	77,25	80,00 ▼	80,00 ▲	80,00 -	74,75 ▲
Francia	52,23	+4,5%	-9,2%	51,78	60,19 ▼	58,53 ▼	61,80 -	53,96 ▼
Germania	51,65	-1,9%	+2,7%	52,15	51,24 ▼	56,55 ▼	57,39 -	55,00 ▼
Svizzera	55,55	+4,3%	-5,4%	-	-	-	-	-
Austria	52,12	-3,0%	+1,7%	-	-	-	-	-
Spagna	57,46	-1,7%	+34,8%	57,50	58,63 ▼	58,75 ▲	57,84 -	53,90 ▲
Regno Unito	46,53	-6,0%	+7,4%	49,63	51,18 ▼	54,26 ▼	56,61 -	-
Area scandinava	27,96	-3,4%	-43,7%	37,10	43,50 ▼	45,70 ▼	46,75 -	43,35 ▼



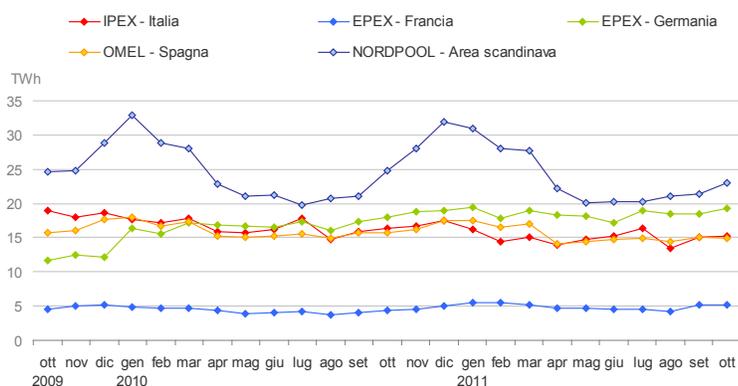
In riferimento ai volumi negoziati sui mercati elettrici spot, il mese di ottobre conferma le dinamiche emerse nel corso di tutto il 2011, evidenziando una generale contrazione delle transazioni registrate sulle principali borse europee rispetto al

2010 (-5/-7%), tra le quali NordPool rimane la più capiente con i suoi 23 TWh, e un incremento degli scambi effettuati su EpeX-Germania, saliti a 19,4 TWh (+8,1%).

Figura 3: Borse europee, volumi mensili sui mercati spot

Fonte: Thomson-Reuters

Volumi spot (TWh)		
Area	Ott 11	Diff M-12(%)
Italia	15,2	-6,8%
Francia	5,2	+20,0%
Germania	19,4	+8,1%
Svizzera	1,1	+27,7%
Austria	0,7	+6,6%
Spagna	14,9	-4,9%
Regno Unito	1,9	+20,0%
Area scandinava	23,0	-7,3%



Mercato dei titoli di efficienza energetica

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica sono stati scambiati 71.913 TEE nel mese di ottobre, in diminuzione rispetto ai 73.790 TEE scambiati ad settembre.

Dei 71.913 TEE sono stati scambiati 32.994 di Tipo I e 30.975 di tipo II e 7.944 di tipo III.

Prezzi medi in aumento rispetto a quelli del mese precedente

(0,98% per la Tipologia I e 0,66% per la Tipologia II, 0,55% per la tipologia III).

Nello specifico, i titoli di tipo I sono stati scambiati ad una media di 105,73 € (rispetto a 104,71 € di settembre), i titoli di tipo II ad una media di 105,75 € (rispetto a € 105,06 di settembre) e i titoli di tipo III ad una media di 105,84 € (rispetto a 105,26 € di settembre). I titoli emessi dall'inizio del meccanismo sono pari a 10.926.378.

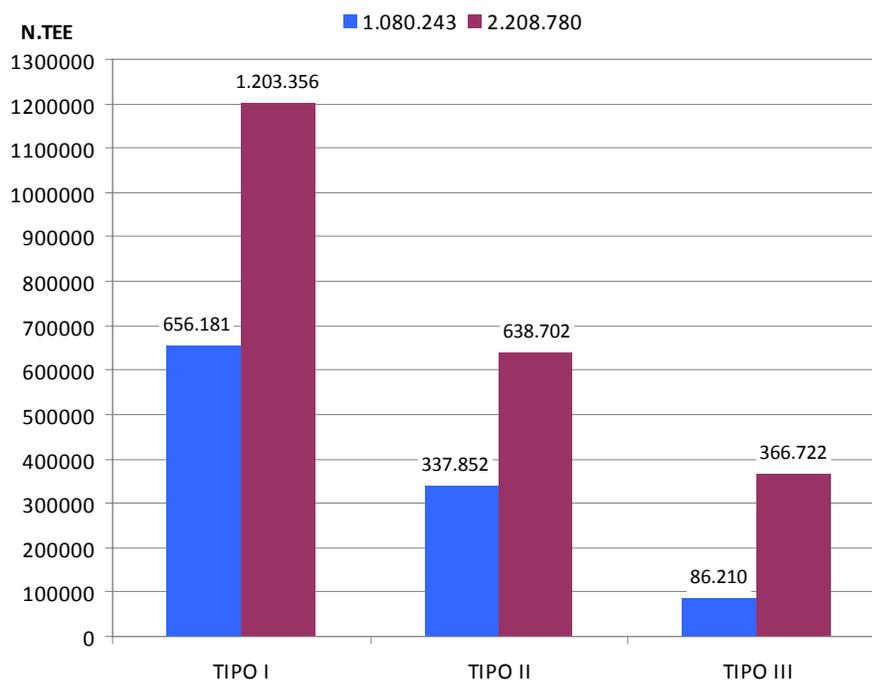
TEE, risultati del mercato del GME - ottobre 2011

Fonte: GME

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volumi TEE scambiati (n. TEE)	32.994	30.975	7.944
Controvalore (€)	€ 3.488.393	€ 3.275.542	€ 840.802
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 98,00	€ 95,00	€ 104,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 106,50	€ 106,30	€ 106,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 105,73	€ 105,75	€ 105,84

TEE, titoli scambiati dal 1 gennaio al 31 ottobre 2011

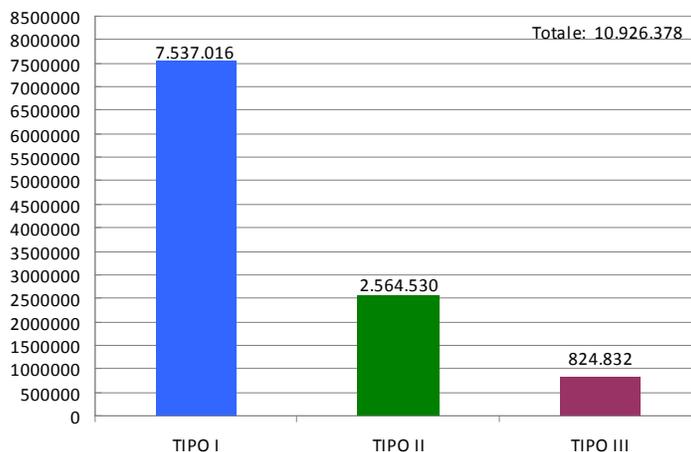
Fonte: GME



(continua)

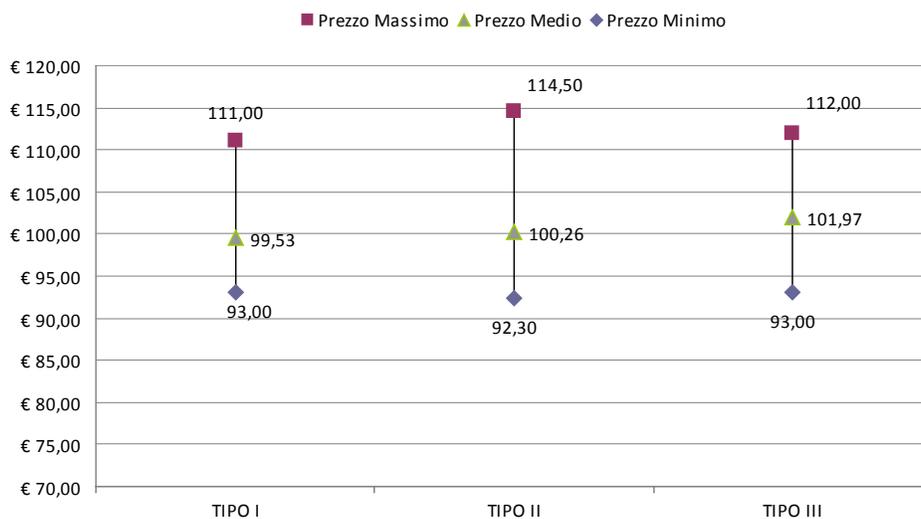
TEE emessi dall'avvio del meccanismo a fine ottobre 2011 (dato cumulato)

Fonte: GME



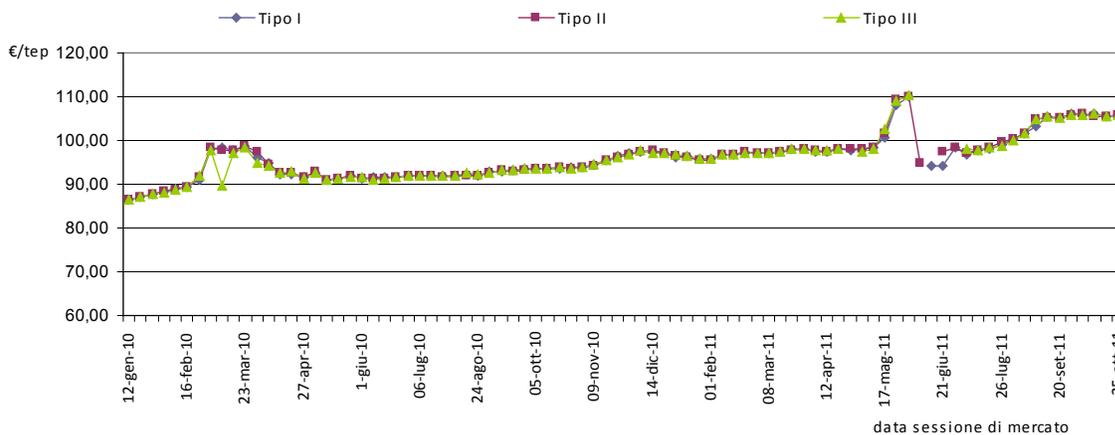
TEE, prezzi dei titoli per tipologia (dal 1 gennaio al 31 ottobre 2011). Media ponderata (€/tep)

Fonte: GME



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

Fonte: GME



Mercato dei certificati verdi

A cura del GME

■ Sul Mercato dei Certificati Verdi nel mese di ottobre sono stati scambiati 391.936 CV, in aumento rispetto ai 312.128 CV negoziati nel mese di settembre.

La concentrazione degli scambi ha visto il prevalere dei CV (1) con anno di riferimento 2011 con un volume pari a 384.254, in aumento rispetto ai 299.440 CV_2011 di settembre e dei CV con anno di riferimento 2010_TRL con una quantità pari a 5.889, in crescita rispetto ai 2.800 CV_2010_TRL scambiati il mese scorso.

In diminuzione le transazioni di ottobre sui CV_2010 pari a 1.643 (4.628 CV_2010 a settembre) e sui CV_2009, pari a 150 (5.260 i CV_2009 scambiati nel mese a confronto).

In riferimento ai prezzi medi, si registra un aumento, rispetto al mese di settembre, per tutte le tipologie di CV. Nell'ordine si

distinguono i CV_2009 con un incremento, in termini assoluti, pari a 2,72 €/MWh, e dei CV_2010 in crescita di 2,25 €/MWh. A seguire, con variazioni in termini di centesimi di Euro, i CV_2010_TRL e i CV_2011 con un rialzo del prezzo medio pari, rispettivamente a 0,93 €/MWh e a 0,25 €/MWh.

Più in dettaglio, nel mese di ottobre, il prezzo medio ponderato dei CV con anno di riferimento 2010 è stato di 85,68 €/MWh, il prezzo dei CV con anno di riferimento 2009 è stato pari a 85,67 €/MWh, dei CV con anno di riferimento 2010_TRL è stato pari a 81,11 €/MWh, ed infine, dei CV_2011 è stato pari a 80,51 €/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.

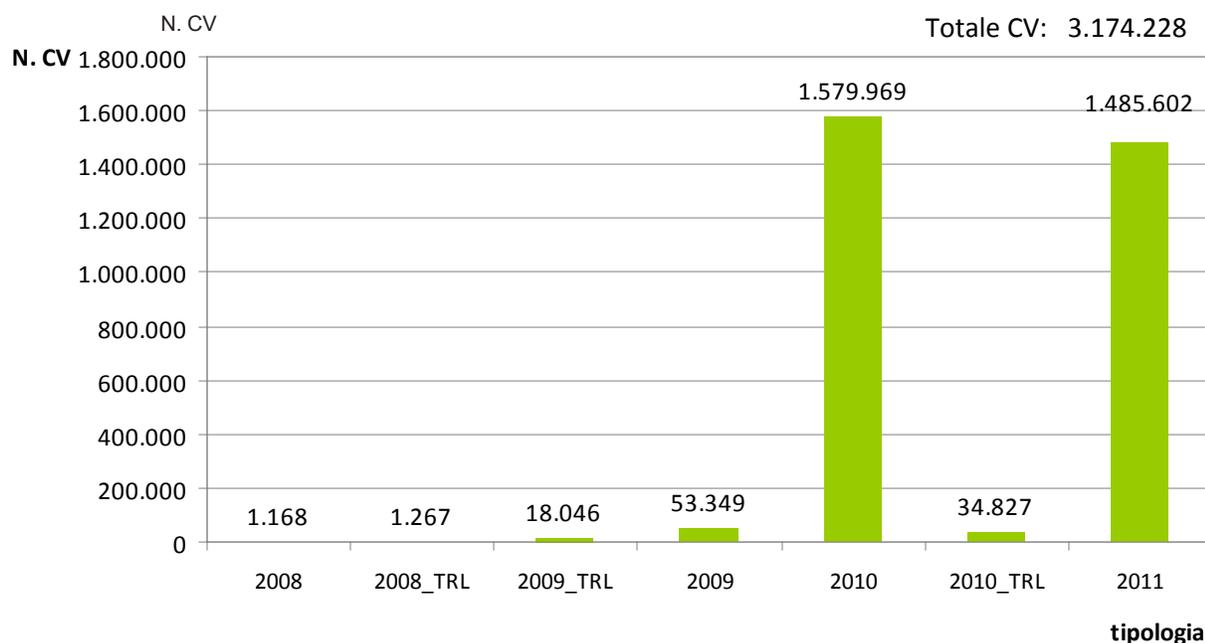
CV, risultati del mercato GME ottobre 2011

Fonte: GME

	Anno di riferimento			
	2009	2010	2010_TRL	2011
Volumi CV scambiati (n. CV)	150	1.643	5.889	384.254
Valore totale (€)	€ 12.850,00	€ 140.772,69	€ 477.659,00	€ 30.937.400,17
Prezzo minimo (€/CV)	€ 85,00	€ 83,20	€ 80,60	€ 79,90
Prezzo massimo (€/CV)	€ 86,00	€ 86,00	€ 81,50	€ 80,75
Prezzo medio (€/CV)	€ 85,67	€ 85,68	€ 81,11	€ 80,51

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

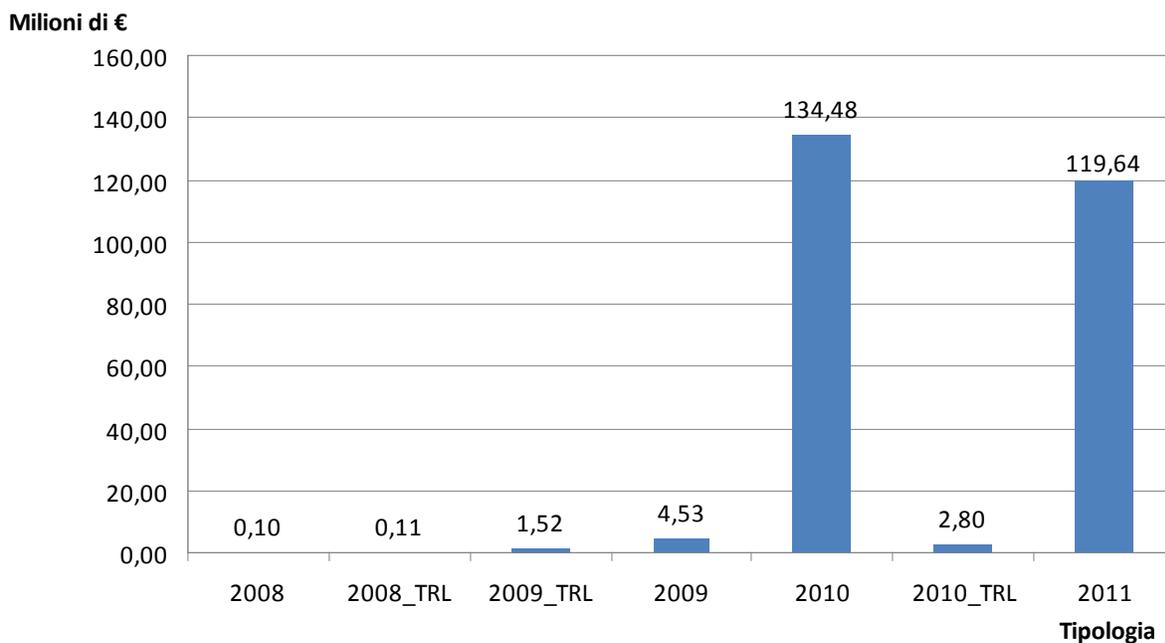
Fonte: GME



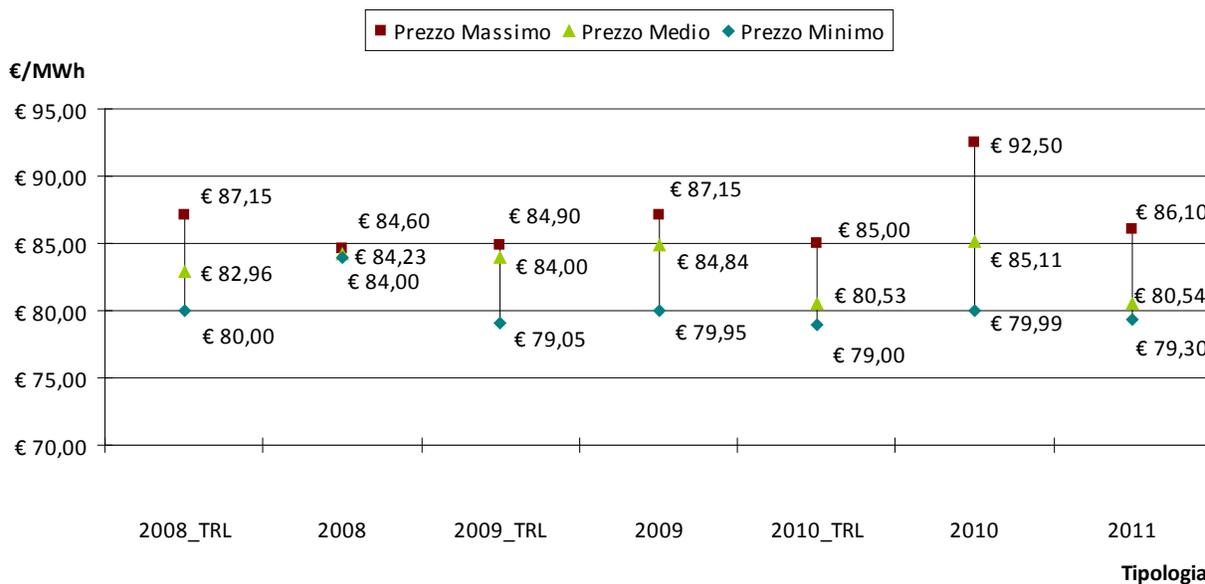
(continua)

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

Fonte: GME



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



Fonte: GME

Mercato europeo delle unità di emissione

A cura del GME

■ Nel corso del mese di ottobre sono state scambiate sulle piattaforme europee 451,5 milioni di EUAs, in diminuzione rispetto al mese precedente (635,3 milioni di EUA a settembre - fonte Point Carbon).

Il sistema Emission Trading è giunto ormai al termine della II Fase 2008/2012. Per il nuovo periodo di applicazione della direttiva sull'Emission Trading sono previste significative modifiche per la sicurezza delle contrattazioni.

La Commissione UE, infatti, ha annunciato la preparazione dei software testing che consentiranno la transizione dei conti presenti nei Registri nazionali ad un singolo Registro Europeo ET ed ha, inoltre, pubblicato la proposta di revisione della direttiva relativa ai mercati degli strumenti finanziari (MiFID).

La mozione, costituita da una direttiva e da un regolamento (COM_2011_656, COM_2011_652) ha lo scopo di accrescere l'efficienza, la vigilanza e la trasparenza dei mercati, nonché di rafforzare la tutela degli investitori.

Soprattutto, si evidenzia la volontà di ascrivere alla direttiva in

vigore dal 2007, la MiFID, anche il mercato spot delle EUAs (cfr. COM_2011_656 - 3.4.15. Emission allowances - Article Annex I, Section C).

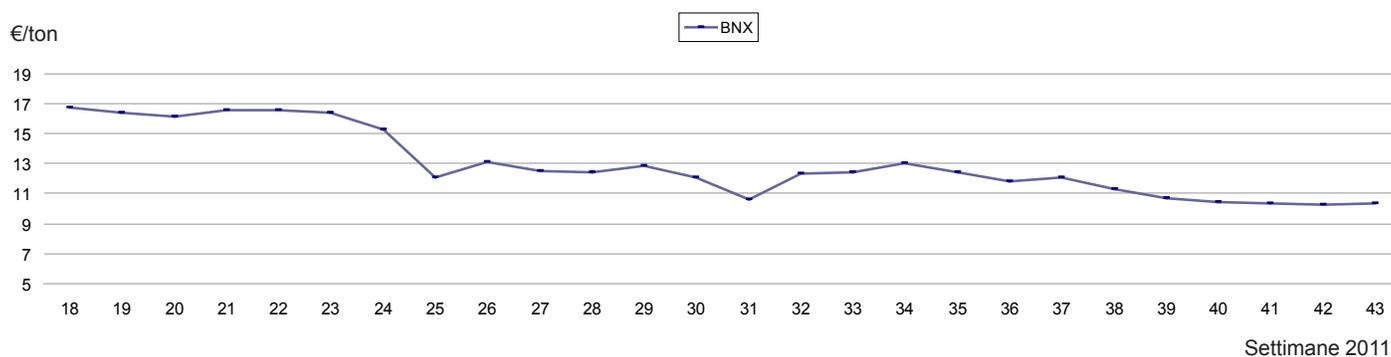
Sul mercato a pronti gestito da Bluenext, nel mese di ottobre, i prezzi settimanali, che variano da 10,27 €/tonn a 10,69 €/tonn, non rispondono, tuttavia, positivamente alle misure intraprese dalla Commissione. L'andamento dei prezzi delle commodities riflette, infatti, uno stato di attesa più ampio, soprattutto circa l'incisività dei provvedimenti sul debito e sulla crisi economica che dovranno essere sottoscritti dai Governi nazionali presso l'Unione europea.

Il vincolo di Maastricht, per cui il rapporto lordo del debito pubblico con il PIL non deve superare il 60%, rappresenta l'obiettivo principale per l'Europa nel breve periodo, il fondamento di una rinnovata credibilità e la premessa per l'uscita dalla crisi economica.

L'andamento dei prezzi spot di Bluenext aggiornato è evidenziato nel grafico sottostante.

EUA, mercato a pronti - media settimanale (2011)

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



Mercato europeo delle unità di emissione

(continua dalla prima)

Anche nei mercati a termine delle Unità di Emissione l'andamento degli scambi risulta in calo, nonostante gli sviluppi previsti nell'ultimo anno della Fase II, che avrà termine il 30 aprile 2013.

La Commissione UE, infatti, ha annunciato che entro la metà di novembre 2011 consegnerà alla BEI (Banca Europea degli Investimenti), 300 milioni di EUAs, relative al programma mondiale di investimento in energie rinnovabili - New Entrants Reserve - denominato NER300. La vendita dei primi 200 milioni di permessi, con consegna Dicembre 2013, è prevista in tempi brevi - 10 mesi - con la collaborazione delle due borse con i maggiori livelli di liquidità dell'intero sistema ETS (EEX e ICE Futures Europe), le restanti 100 milioni di EUAs verranno allocate entro la fine del 2013.

Diversificate le modalità di vendita che verranno adottate per la collocazione. Ad una prima tranches predisposta Over The

Counter (OTC) seguiranno aste periodiche su piattaforme di mercato, alternate da vendite dirette. Circa 20 milioni di quote al mese saranno allocate sul mercato in modo da non provocare effetti consistenti sul processo di formazione del prezzo. L'intero processo, con la vendita dei restanti 100 milioni di EUA, si chiuderà entro la fine del 2013.

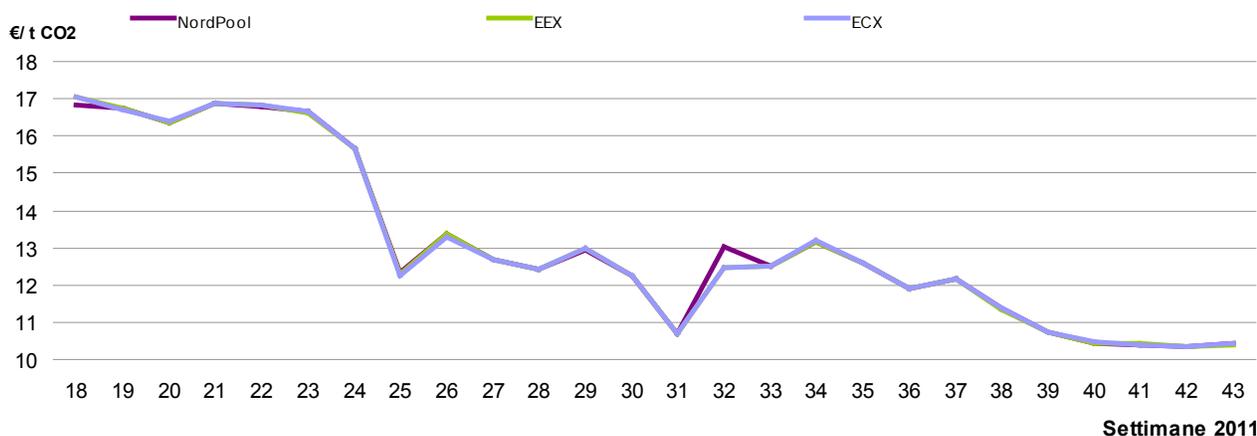
E' utile ricordare che i progetti NER300 sono relativi alla Fase 3 e non potranno pertanto essere utilizzati nella Fase 2.

In relazione all'andamento dei prezzi del contratto di riferimento, con consegna *Dicembre 2011* (ICE ECX), si rileva una variazione settlement price fra 10,72 €/tonn a 10,02 €/ton.

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

EUA, mercato a termine - prezzi settimanali

Fonte: elaborazione GME su dati Thomson Reuters



IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

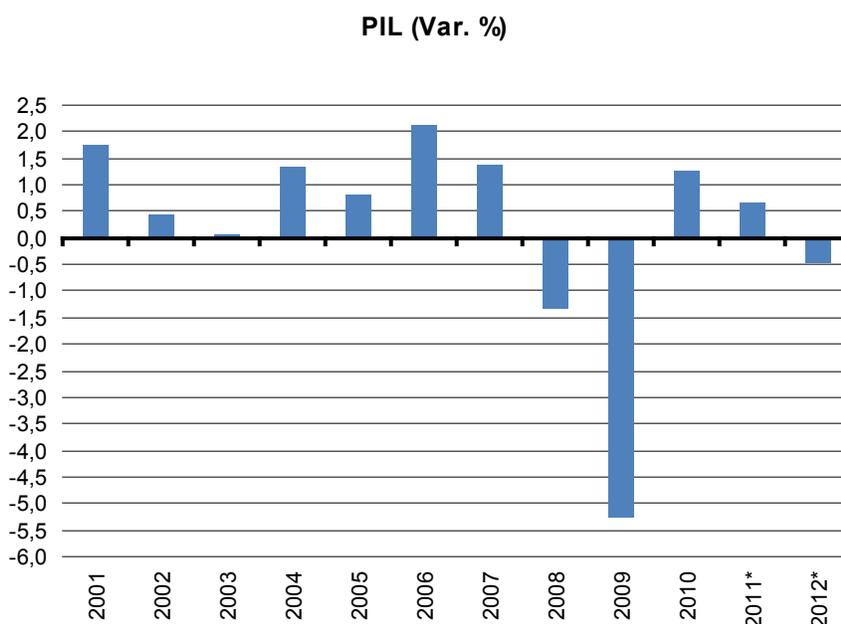
(continua)

dalle politiche fiscali attuate a seguito del fallimento di Lehman Brothers. Alla necessità di una exit strategy in grado di ridare fiducia ai mercati e che nel contempo non provochi una nuova recessione a livello mondiale si contrappongono segnali di un ciclo già in fase di forte rallentamento, sia nei paesi OECD che in quelli in via di sviluppo. Nei primi due trimestri del 2011 anche il Pil delle economie emergenti ha registrato tassi di crescita più bassi di quanto osservato nel corso del 2010. Nel corso dell'estate 2011 si è poi registrato un segnale di rottura rispetto a quanto osservato fino a quel momento: il cambiamento della percezione del rischio dei debiti sovrani dei paesi periferici dell'Unione Europea ha innescato un incremento di volatilità su tutti i mercati finanziari con perdite consistenti sui mercati azionari e incremento del rendimento a scadenza di obbligazioni governative e corporate. A pesare sullo scenario macroeconomico dei prossimi mesi sono proprio le aspettative dei mercati finanziari e il trasferimento delle tensioni dai mercati del debito sovrano al sistema bancario e di conseguenza a tutti i comparti produttivi. L'incremento della percezione del rischio sistemico dell'Italia si sta traducendo in un incremento del premio pagato sia dal debito pubblico che da quello privato, con un duplice effetto sul sistema bancario: da un lato la perdita di valore di titoli di Stato italiani, massicciamente detenuti dalle banche, genera la riduzione

del valore degli asset e la necessità di incrementare il capitale proprio, dall'altro il maggior premio pagato per finanziarsi sul mercato interbancario determinerà effetti in termini di credit crunch. La perdita di fiducia dei mercati nella capacità di sostenere il debito e gli effetti delle politiche fiscali volte a ridurre in modo consistente il deficit di bilancio determineranno, nel corso del 2012 il perdurare delle tensioni sui mercati finanziari. Gli elementi descritti non potranno che peggiorare la previsione per il prossimo anno che, anche in ipotesi di stabilizzazione delle tensioni sui mercati, REF già colloca sul versante negativo: contrazione del Pil nell'ordine dello 0.3% nel corso del 2012 (Figura 1). Questa previsione dovrà essere certamente rivista al ribasso nell'ipotesi in cui la Grecia non prosegua il piano di risanamento imposto da UE, BCE e FMI e l'Italia non riesca a ristabilire la fiducia circa la propria capacità di onorare il debito attraverso politiche economiche in grado di dare un segnale di forte discontinuità. Aumenta nel corso delle ultime settimane la probabilità di un anno che vedrà una caduta del PIL superiore all'1,5% e di una inflazione in crescita. Il dato negativo del 2012 (e forse del 2013) potrebbe dimostrarsi meno pesante numericamente di quello visto tra il 2008 ed il 2009, non tanto perché la gravità della situazione di oggi sia minore (tutt'altro) quanto perché si innesta su livelli di attività che non si sono mai ripresi dopo la caduta.

Figura 1: Quadro macroeconomico italiano

Fonte: elaborazioni REF su dati ISTAT *Previsioni REF



IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

L'evoluzione della domanda

L'evoluzione della situazione economica nel corso dell'ultimo triennio ha determinato anche un break strutturale nell'evoluzione della domanda elettrica. Dopo un 2008 in cui gli effetti della crisi hanno avuto conseguenze solo nell'ultima parte dell'anno, nel 2009 la recessione mondiale ha dispiegato i propri effetti facendo registrare il calo di richiesta più elevato dal dopoguerra ad oggi. A rendere peculiare l'andamento della richiesta nel 2009 è stata la diversa dinamica settoriale: a fronte di un crollo della domanda industriale, i consumi del settore terziario hanno segnato solo un rallentamento nella crescita, attenuando in parte gli effetti della crisi economica. Il dato consuntivo 2010 pur registrando una ripresa consistente della domanda (+3.2% rispetto al 2009), si è attestato su livelli molto inferiori rispetto al dato pre crisi, anche a seguito del forte rallentamento nella crescita a partire già dal secondo semestre 2010. La debolezza della domanda è stata poi confermata nel corso di quest'anno: la volatilità dei tassi di crescita mensili tendenziali è la conseguenza di un andamento economico debole e di un maggior peso della variabile climatica rispetto a quella economica. Assumendo una crescita, seppur contenuta, tra ottobre e novembre, e un nuovo calo a dicembre, complessivamente il 2011 si chiuderà con una variazione tendenziale rispetto all'anno precedente dell'1% ed una richiesta pari a 334.2 TWh, valore ancora di molto inferiore al consuntivo 2008. Per il prossimo anno, in ipotesi di stabilizzazione dei mercati finanziari, la richiesta di energia potrebbe stabilizzarsi in media d'anno sui livelli del 2011. Facile prevedere che il prolungarsi delle

turbolenze andrebbe invece a colpire anche quei comparti la cui domanda ha tenuto nella crisi del 2008/2009, facendo segnare dati in corso d'anno con segno negativo non solo nelle zone più industrializzate del paese.

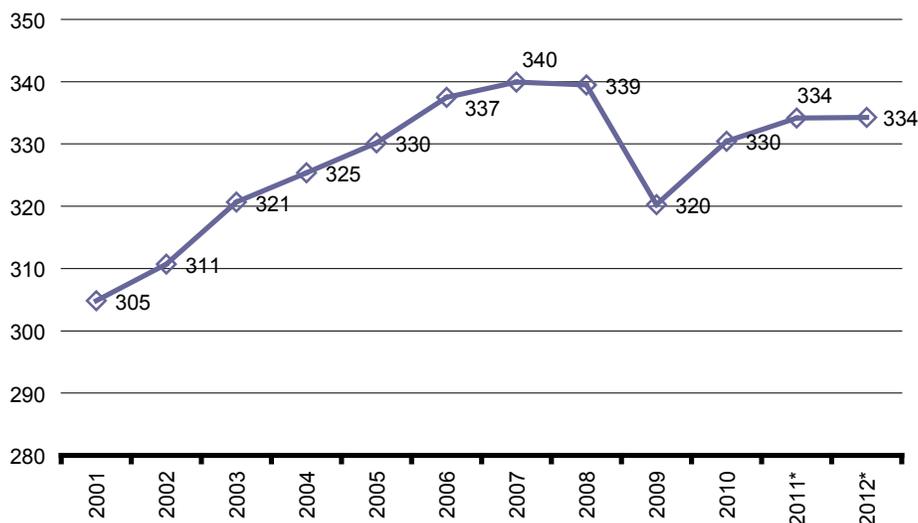
La previsione 2012 di una variazione nulla della richiesta si associa alla stabilizzazione del quadro macroeconomico, che tutt'ora manteniamo come scenario di riferimento (Figura 2). Tale previsione vede andamenti territoriali piuttosto differenziati per la maggiore concentrazione dell'industria di base nel Nord e Centro Nord ed in Sardegna. Il dato di richiesta zonale a fine 2012 (se le turbolenze si attenueranno) evidenzia per le zone Nord e Centro Nord un valore di richiesta sostanzialmente più basso del massimo toccato nel biennio pre-crisi: il differenziale si attesterà rispettivamente a 5.6 TWh e 2 TWh in meno.

Nelle altre zone continentali e in Sicilia invece, la minore intensità di attività industriale, nonché probabilmente un aumento dell'intensità elettrica nei settori del domestico e del terziario, determina un dato a chiusura 2012, che, nonostante l'arretramento, non si discosta significativamente dai massimi del biennio 2007-2008. In altre parole in queste regioni la richiesta ha recuperato interamente dopo la caduta del 2009, riportandosi, auspicabilmente, su un trend di crescita paragonabile a quello pre-crisi.

Discorso a parte va fatto per la Sardegna, dove la pesante crisi industriale ha fatto crollare i consumi di energia rispetto al massimo toccato nel 2008: il calo in termini assoluti è pari a circa 1 TWh che in termini percentuali significa una distanza pari a quasi il 10%.

Figura 2: Richiesta di energia elettrica sulla rete (TWh)

Fonte: elaborazioni REF su dati Terna *Previsioni REF



IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

L'evoluzione dell'offerta

Il Bilancio energetico

Nell'arco del periodo osservato, ed in particolare nel biennio 2011-2012 a fronte di una crescita nulla della domanda (sempre nell'ipotesi di stabilizzazione del quadro macroeconomico), le quote di produzione delle diverse tecnologie variano sensibilmente: si riducono la produzione CIP6, il grande idroelettrico, la produzione ed i consumi da impianti di pompaggio, l'import netto dall'estero, la produzione

termoelettrica convenzionale; si incrementano invece la produzione da fonti rinnovabili, in particolare fotovoltaica, e in misura molto più contenuta dopo la forte contrazione nel 2008, la produzione termoelettrica a gas ed a carbone (Tabella 1). Un quadro peggiore della domanda avrebbe ovviamente risvolti negativi soprattutto sulla produzione termoelettrica ciclo combinato.

Tabella 1: Bilancio energetico 2008 - 2012: richiesta nazionale e produzioni nette (TWh annui)

	2008	2009	2010	2011*	2012*
Domanda nazionale	339,5	320,3	330,5	334,2	334,3
Consumi pompaggio	7,6	5,8	4,5	2,3	4,5
Autoconsumo	13,9	12,9	14,1	14,0	13,8
Autoproduzione	17,9	19,4	22,9	22,4	22,0
Import netto	40,0	45,0	44,1	44,6	41,6
Grande idroelettrico	39,3	46,1	47,9	43,2	38,0
Generazione da impianti di pompaggio	5,6	4,1	3,1	1,6	3,4
CIP6 assimilato a rinnovabile*	34,2	29,4	31,6	26,5	22,0
Rinnovabili (escluso grande idro)	17,7	22,0	27,7	34,1	45,5
di cui eolico	4,9	6,5	9,0	9,7	10,5
di cui minidroelettrico	1,7	2,6	2,7	2,5	3,0
di cui biomasse e RSU	5,7	7,2	9,0	9,7	10,5
di cui geotermico	5,2	5,0	5,0	5,1	5,2
di cui fotovoltaico	0,2	0,7	1,9	7,1	16,4
Produzione termoelettrica**	192,4	160,1	157,6	164,0	166,2
di cui a gas**	135,7	109,9	112,8	120,8	123,0
di cui a carbone**	39,2	35,9	35,9	42,4	42,3
di cui convenzionale**	17,4	14,3	8,9	0,9	0,9

** Inclusi nuovi RSU e impianti con convenzione in scadenza ed escluso autoproduzione, biomasse e CIP6 assimilati a rinnovabile

Fonte: stime REF su dati Terna

* Fonte: previsioni REF

La produzione CIP6

Gli ultimi dati a consuntivo di Terna sono relativi al 2010 ed indicano circa 37 TWh (-16% rispetto al 2009), di cui 5 TWh di energia rinnovabile e 32 TWh di energia prodotta da fonti assimilate a rinnovabili. Per il 2011 l'energia CIP 6 si ridurrà ulteriormente per effetto della risoluzione anticipata volontaria della convenzione CIP6 da parte di 9 impianti alimentati a combustibili fossili (per una potenza complessiva di 1039 MW), secondo quanto previsto dal decreto del 2 agosto 2010 del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE)ⁱⁱ e dal successivo decreto MSE dell'8 ottobre 2010ⁱⁱⁱ.

Anche nel 2012 la produzione CIP6 si decreterà a causa della progressiva scadenza della convenzione di alcuni impianti di taglia rilevante. A circa un anno di distanza, è stata infatti regolamentata la possibilità di risoluzione anticipata

anche per gli impianti di produzione di energia elettrica oggetto delle convenzioni CIP6 alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia (decreto MSE del 23 giugno 2011)^{iv}. Gli impianti interessati da questo nuovo provvedimento corrispondono ad una potenza complessiva di 2135 MW. Tuttavia, data la possibilità prevista dal decreto di giugno scorso di differire nel tempo la risoluzione delle convenzioni CIP6, fino ad un periodo massimo funzione della durata residua della convenzione, si prevede che gli effetti di tale provvedimento si possano rilevare solo nel medio periodo.

Pertanto nel 2012 REF ipotizza una produzione CIP6 da fonti assimilate di 18.7 TWh (23.3 nel 2011), 2.7 TWh di produzione da impianti con convenzione CIP6 in scadenza, 3.35 TWh da fonti rinnovabili (4.1 nel 2011), a cui vanno aggiunti 0.58 TWh di produzione da nuovi impianti RSU.

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

L' idroelettrico

Nei primi 9 mesi dell'anno in corso la produzione idroelettrica netta^V è stata pari a quasi 38 TWh, in discesa rispetto allo stesso intervallo del 2010 (-8%) e sostanzialmente in linea con la produzione media degli ultimi 5 anni. Ipotizzando che la produzione si mantenga in linea con il livello medio dell'ultimo quinquennio anche nella parte restante dell'anno, nel 2011 la generazione idroelettrica si dovrebbe attestare poco sotto i 46 TWh (al netto della produzione da pompaggio), con un contributo degli impianti di taglia superiore a 1 MW (cosiddetto "grande idroelettrico") che dovrebbe essere di poco superiore a 43 TWh.

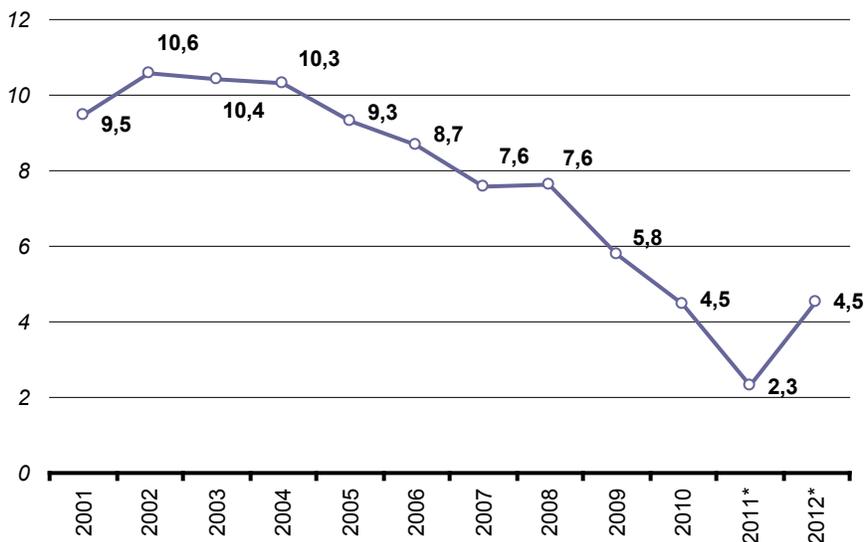
Per il 2012 REF ipotizza una produzione in linea con il dato medio degli ultimi 10 anni, pari a circa 41 TWh, da cui deriverebbe una riduzione della produzione del 10% rispetto all'anno in corso. La produzione da impianti di taglia superiore ad 1 MW dovrebbe ammontare a 38 TWh prodotti.

Il minidroelettrico nel 2011 si dovrebbe attestare a 2.5 TWh, in linea col dato medio dei tre anni precedenti, mentre nel 2012 potrebbe incrementarsi fino a 3 TWh per l'entrata in servizio di nuovi impianti.

I consumi (e di conseguenza la generazione) degli impianti di pompaggio mostrano un trend di progressivo decremento nell'ultimo decennio (Figura 3): i consumi nel 2010 sono stati meno della metà del livello medio 2001-2005, ed in particolare nel 2011 rappresenteranno solo il 40% del valore 2010. Per il 2012 si ipotizza un valore pari al dato 2010. Non sono del tutto chiare le motivazioni sottostanti questo trend. La fortissima contrazione degli ultimi anni potrebbe essere giustificata solo in parte dalla riduzione della convenienza economica legata al decremento del differenziale di prezzo sul mercato dell'energia fra le ore piene e le ore vuote. Va considerato infatti che la parte più rilevante di tali impianti (in pratica tutti gli impianti di pompaggio puro di grossa taglia di Enel Produzione) rientra nella Disciplina degli Impianti Essenziali^{VI} per cui ne è in sostanza demandata la gestione a Terna per fini connessi al dispacciamento in sicurezza del sistema. Pertanto, in un contesto di crescente fabbisogno di riserva dovuto al progressivo incremento della penetrazione delle fonti rinnovabili, la rilevante riduzione dei consumi per il pompaggio non risulta del tutto coerente.

Figura 3: Consumi annui per il pompaggio (TWh)

Fonte: elaborazioni REF su dati Terna *Previsioni REF



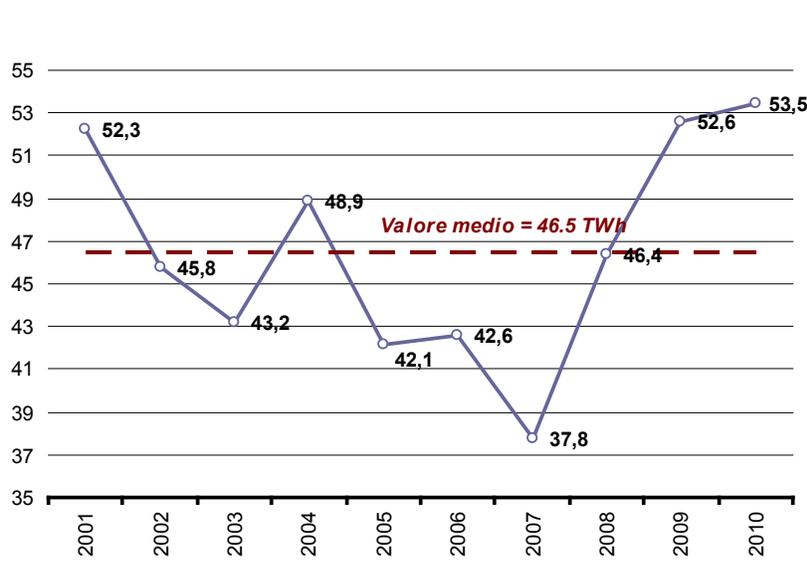
Molto interessante osservare la rilevante variabilità della produzione idroelettrica lorda^{vii} complessiva nel decennio 2001-2010 (Figura 4): la variazione massima rispetto al valore medio (46.5 TWh) risulta di circa 7 TWh.

Pertanto la deviazione delle condizioni climatiche medie storiche può influire notevolmente sull'idraulicità e di conseguenza sul bilancio complessivo delle produzioni.

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

Figura 4: Produzione idroelettrica lorda complessiva (TWh) Fonte: elaborazioni REF su dati Terna *Previsioni REF



La produzione da fonti rinnovabili

Il quadro sul comparto della produzione da fonti rinnovabili è caratterizzato da uno sviluppo sostenuto, rispetto a quanto osservabile per le altre fonti e in forte controtendenza anche rispetto al quadro economico e di domanda previsto per il 2012. Il sistema di incentivazione delle diverse fonti sta garantendo una remunerazione in grado di mitigare gli effetti del rallentamento economico. Al netto delle oscillazioni della produzione idroelettrica legata alla variabile climatica, per la produzione da altre fonti rinnovabili si prevede complessivamente un incremento del 26.8% nel corso del 2011 e del 34.6% nel corso del 2012.

I dati Terna provvisori relativi ai primi 9 mesi del 2011 indicano una produzione eolica netta di 6.6 TWh, non di molto superiore al valore registrato nello stesso periodo 2010 (6.2 TWh). I dati raccolti da REF sulla nuova capacità eolica installata al 2011 mostrano, in effetti, un rallentamento nell'incremento della potenza rispetto agli anni precedenti, tendenza destinata a perdurare anche per la restante parte del 2011. Si prevede che la generazione eolica complessiva passi dai 9 TWh del 2010 a 9.7 TWh nel 2011 (ovvero +7.2%) mentre per il 2012, ipotizzando un incremento della nuova capacità identico a quello previsto per il 2011, la produzione dovrebbe arrivare a 10.5 TWh (+8.2% rispetto al 2011). Nel corso del 2009 la produzione complessiva era invece passata da 4.9 TWh (dato 2008) a 6.5 TWh, con una crescita pari al 34.6%, mentre nel 2010 si era appunto arrivati a 9.0 TWh, con una crescita del 38.6%. Risulta quindi evidente il marcato rallentamento subito dal settore rispetto agli anni precedenti, un andamento in parte riconducibile alla naturale riduzione dei tassi di crescita all'aumentare della potenza complessivamente installata e in parte al rallentamento economico, nonché al cambiamento solo in parte completato

nelle normative e nella struttura degli incentivi.

Al contrario, la generazione fotovoltaica nel 2011 sta realizzando un significativo incremento rispetto al 2010. Il Secondo Conto Energia, in scadenza a dicembre 2010, ha portato, infatti, alla fine dello scorso anno ad una corsa alla realizzazione di nuovi impianti, e poiché l'allacciamento alla rete doveva essere effettuato entro giugno 2011, l'impatto sulla produzione si è fatto sentire soprattutto nel corso negli ultimi mesi. I meccanismi incentivanti del Terzo e Quarto Conto Energia hanno ulteriormente favorito l'ingresso di nuova capacità nel corso di quest'anno, ma gli effetti del Quarto Conto Energia sulla produzione fotovoltaica complessiva peseranno molto soprattutto sul prossimo anno. Nel complesso la produzione fotovoltaica nell'anno in corso dovrebbe così raggiungere i 7.1 TWh, a fronte di quasi 1.8 TWh realizzati nell'anno passato (secondo i dati Terna), mentre per il 2012 si prevede di arrivare a circa 16.3 TWh, pari a circa 7 volte la produzione realizzata nel 2010 e in aumento rispetto alla previsione 2011 del 130%.

Anche la generazione geotermoelettrica nel 2011 e nel 2012 dovrebbe registrare un incremento a 5.2 TWh grazie all'ingresso di una parte della potenza in progetto^{viii}. Infine, biomasse e rifiuti dovrebbero realizzare nel 2011 una generazione di 9.7 TWh, mentre per il 2012 si stima una produzione pari a circa 10.5 TWh, (+ 8.5% rispetto al 2011). Le previsioni per il 2011 ed il 2012 si basano sull'ipotesi di nuovi ingressi di capacità installata rispettivamente pari a 130 MW (pari agli ingressi registrati nel 2010) e di 150 MW. Nel complesso, si prevede che la generazione netta da fonti rinnovabili nel 2011 raggiunga i 77.3 TWh, con una crescita del 2.2% rispetto al 2010 (quando sono stati raggiunti i 75.6 TWh). Tale variazione al rialzo è il risultato delle spinte date dal forte sviluppo del fotovoltaico e dallo sviluppo più modesto

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

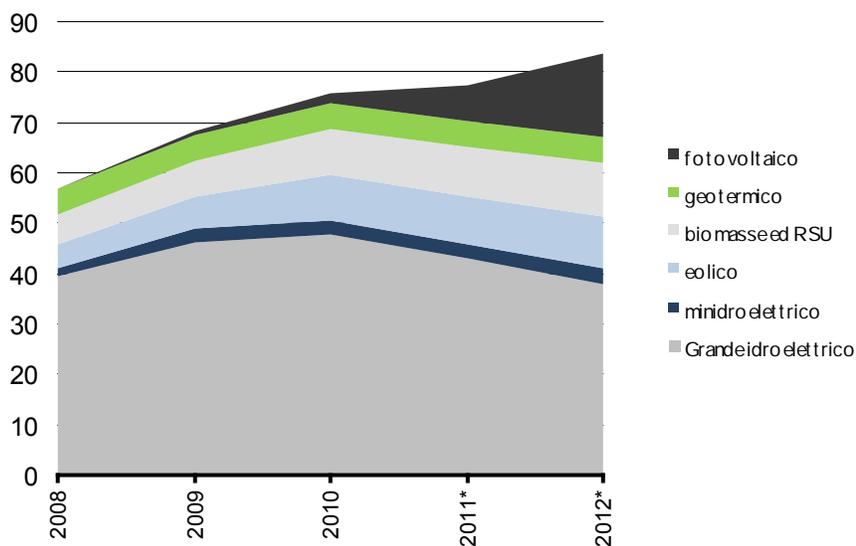
della biomassa e dell'eolico, nonostante il riallineamento sulla media storica della generazione idroelettrica pesi notevolmente e sia prossimo alla crescita delle altre fonti rinnovabili.

Per il 2012 si prevede invece di arrivare a circa 83.5 TWh di produzione elettrica da fonte rinnovabile, con un incremento

pari all'8.1% sul dato 2011 dovuto anche in questo caso sostanzialmente al forte sviluppo del fotovoltaico (supportato dal Quarto Conto Energia) ed in parte anche ad eolico, biomassa e geotermico, nonostante una ulteriore previsione di riallineamento con i dati storici per l'idroelettrico (Figura 5).

Figura 5: Produzione netta da fonti rinnovabili (TWh)

Fonte: elaborazioni REF su dati Terna *Previsioni REF



L'import netto dall'estero

Il dato di import commerciale osservato nel 2011 sul mercato non sembra essere stato fortemente guidato dai differenziali di prezzo fra il mercato italiano e dei paesi europei. Infatti, nonostante l'allargamento dei differenziali di prezzo tra IPEX e il mercato EPEX, non è stato registrato un incremento delle quantità in entrata dal confine transalpino. Nei mesi di agosto e settembre, l'import medio dalla Francia si è attestato sui valori più bassi del 2011, a fronte di un leggero aumento delle quantità importate da Svizzera e Francia. Complessivamente il 2011 si dovrebbe chiudere ad un livello di import pari a 45.06 TWh in crescita dello 0.3% rispetto al dato 2010. In Europa dopo Fukushima, ad eccezione dell'Italia e della Germania, si osserva una situazione di stasi dei programmi nucleari con ritardi nell'avvio delle nuove centrali e di avvio di valutazioni per il riesame della sicurezza delle centrali esistenti che produce una forte incertezza nell'interpretarne i potenziali effetti nel medio e nel lungo termine. Nel medio periodo l'import

netto dal Nord si potrà ridurre dai livelli raggiunti nel periodo 2010-2011 post crisi, soprattutto per effetto della riduzione della produzione nucleare in Germania e Svizzera che potrà generare opportunità di export per la produzione CCGT a gas italiana. La riduzione potrà essere più marcata solo nel medio-lungo termine, in caso di recupero della domanda in Europa, in concomitanza con un atteso deficit produttivo dovuto ai ritardi dell'avvio delle nuove politiche energetiche, che potranno intensificare le opportunità di export della produzione a gas italiana.

Un altro fattore potrà incidere sulla riduzione dell'import netto dal confine Nord: infatti, dal 2012 in poi la parte di importazione rinnovabile che non è stata soggetta all'obbligo Certificato Verde non sarà più esente. Per il 2012, in assenza di novità rilevanti in termini di nuove infrastrutture di trasporto e di offerta nei paesi limitrofi, si assume un import netto in contrazione rispetto al 2011 fino ad un valore di 41.6 TWh.

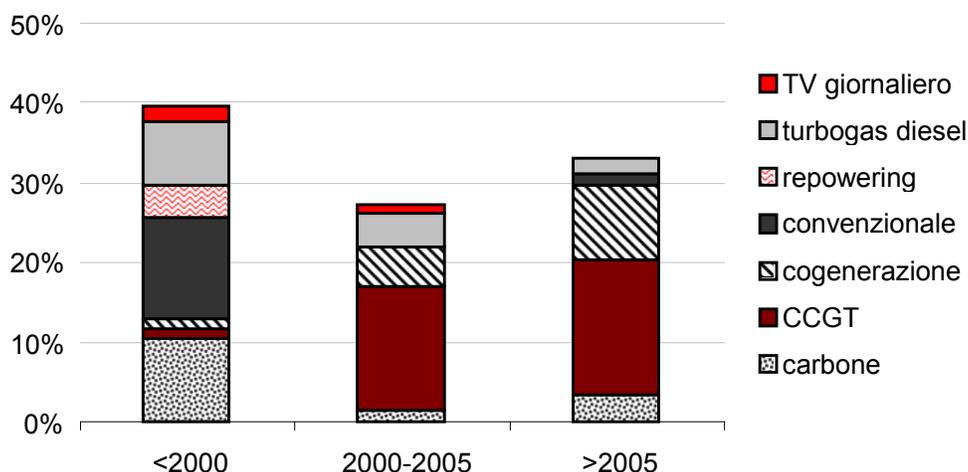
IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

La produzione termoelettrica

Il parco termoelettrico nel periodo 2011-2012 completa il processo di rinnovo incominciato nel periodo pre-crisi: il 60% degli impianti è entrato in servizio dopo il 2000; di essi il 53% è rappresentato dalla tecnologia a ciclo combinato (Figura 6).

Figura 6 : Numero di impianti termoelettrici stimati disponibili nei vari periodi osservati (esclusi CIP6 ed autoproduzioni)



A partire dal 2010, anno in cui il parco termoelettrico italiano ha toccato il picco di 59.1 GW (Figura 7) di potenza efficiente netta (da impianti non CIP6 e autoproduzioni), è iniziato un lento ma continuo decremento della capacità termoelettrica che si attesterà a 58.9 GW quest'anno e a 57 GW l'anno prossimo.

Il contributo maggiore a questa riduzione verrà dalla progressiva dismissione degli obsoleti impianti convenzionali a olio combustibile, che vedranno la propria potenza installata passare dai 7.7 GW del 2011 ai 5.1 GW del 2012.

Anche gli impianti a carbone più vetusti saranno dismessi e la relativa capacità si ridurrà, nel complesso, da 6.8 GW (2011) a 6.3 GW (2012).

Si incrementano invece sia la capacità a ciclo combinato per la quale si completa il ciclo di investimenti incominciato nel periodo pre-crisi (da 27.8 GW nel 2011 a 28.5 GW) sia la cogenerazione (da 7.0 a 7.5 GW).

Sostanziale stabilità è attesa per la capacità degli impianti a carbone USC di ultima generazione (2.3 GW), degli impianti repowering di Enel (5.1 GW) e delle unità turbogas/diesel (2.1 GW).

Questo riassetto del parco termoelettrico porterà le centrali

a ciclo combinato a incrementare ulteriormente la loro già significativa quota di capacità, passando dal 47% del 2011 al 50% del 2012.

Sul bilancio prospettico delle produzioni si possono rilevare alcuni trend peculiari:

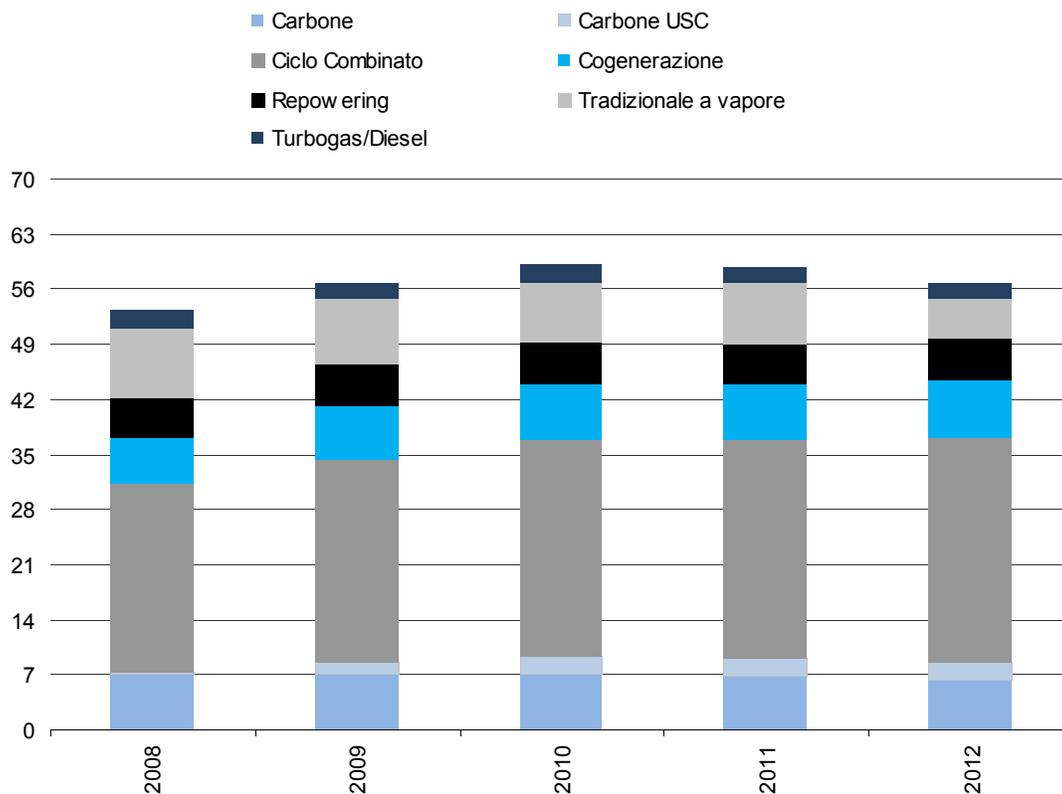
- il sostanziale annullamento del contributo della produzione convenzionale alla copertura del fabbisogno energetico, utilizzata quasi esclusivamente come riserva fredda;
- una quota degli impianti a carbone ridotta rispetto a quella potenzialmente disacciabile secondo il merito economico, dovuta ad un dispacciamento in modulazione fra la potenza massima nelle ore piene e la potenza minima nelle ore vuote presumibilmente conseguenza delle clausole *take or pay* sui contratti gas a cui sono sottoposti i relativi operatori;
- un limitato recupero della quota di produzione dei cicli combinati a gas dopo la crisi per effetto della riduzione della domanda contendibile data dal livello di penetrazione delle rinnovabili.

Per contro, le quote di autoproduzione e di autoconsumo rivelano una sostanziale stabilità nell'arco degli ultimi tre anni e per il prossimo anno si prevedono in linea con quello in corso (22 TWh e 14 TWh rispettivamente).

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

Figura 7: Capacità* termoelettrica 2009-2012: ripartizione per tecnologia (GW)



* Potenza efficiente netta degli impianti >15 MW, non CIP6 o autoproduzione. Stime al 31/12 di ciascun anno.

Fonte: Stime REF

Conclusioni

In un contesto di profonda stagnazione dell'economia italiana ed europea, in sintesi queste le principali indicazioni che il bilancio energetico nazionale prospettico rivela per il 2012.

- La richiesta di energia a fronte di una chiusura 2011 in lieve aumento (+1.1%) rispetto al 2010, registrerà nel 2012, al meglio, un valore sostanzialmente in linea all'anno in corso con un incremento di appena lo 0.03%. A livello zonale, Nord, Centro Nord e isole registreranno decrementi compensati in parte da una crescita positiva al Centro Sud ed al Sud. Una recessione più grave spingerebbe sul terreno negativo la domanda in tutte le zone del paese riducendo, con intensità maggiore rispetto al biennio 2008/2009, anche i consumi dei settori terziario e domestico.

- La capacità produttiva termoelettrica, a partire dal picco di disponibilità del 2010, registra un lento ma continuo calo soprattutto a causa dell'uscita degli impianti a vapore e a carbone meno efficienti e obsoleti: per il 2011 è attesa una potenza disponibile pari a 58.9 GW, mentre è stimata pari a

57.0 GW nel 2012. Il 50% della capacità è rappresentata da impianti a ciclo combinato ad elevata efficienza.

- La produzione idroelettrica, dopo l'elevata piovosità degli ultimi anni, sta registrando nel corso del 2011 un calo consistente (-8% rispetto al 2010) dovuto alla dinamica climatica. Per il 2012 si assume un dato in linea con il valore medio degli ultimi 10 anni e pari a 41 TWh (-10% rispetto al 2011).

- La produzione CIP6 a seguito delle risoluzioni anticipate delle convenzioni degli impianti assimilati a rinnovabili è prevista in calo di circa 4 TWh nel corso del 2012 (nel 2011 la riduzione è stata di circa 9TWh). La produzione CIP6 da fonti rinnovabili si riduce a poco più di 3 TWh nel 2012 (4 nel 2011).

- A controbilanciare le diminuzioni di produzione idroelettrica e da impianti CIP6 sarà in larga parte lo sviluppo delle fonti rinnovabili che, grazie all'incremento di produzione eolica e a biomassa ma soprattutto fotovoltaica, registrerà un

IL BILANCIO ELETTRICO ITALIANO NEL 2012

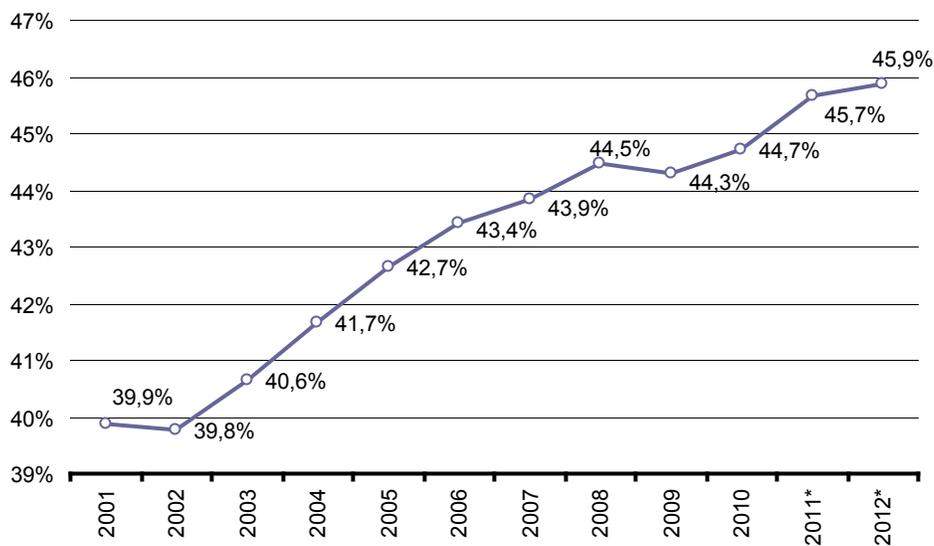
Virginia Canazza, Roberto Bianchini - REF Osservatorio Energia

progresso di ulteriori 11 TWh rispetto al dato atteso per il 2011.

• A seguito della dinamica descritta l'incremento delle produzioni da impianti termoelettrici sarà molto limitata e pari a circa 2 TWh (+1.3%) rispetto a quanto previsto a chiusura 2011; l'effetto più rilevante sarà sul mix termoelettrico che vedrà un azzeramento della produzione convenzionale, una limitazione della produzione a carbone ed una crescita della produzione a ciclo combinato che, pur con una capacità incrementata, non recupera i livelli precisi. E' scontato

che una recessione più grave potrebbe azzerare l'atteso recupero nella produzione degli impianti a ciclo combinato. L'esito di tali dinamiche strutturali è un bilancio energetico le cui voci risultano molto variabili e difficilmente prevedibili, in quanto fortemente sensibili alla debole congiuntura in condizioni di forte overcapacity e di crescente penetrazione delle fonti rinnovabili. Il risvolto positivo per il sistema sta nel progressivo efficientamento del parco produttivo che nel 2012 raggiunge il record storico del 46% di rendimento medio (Figura 8).

Figura 8: Rendimento medio del parco termoelettrico italiano (inclusi CIP6, autoproduzioni, biomasse ed RSU)



Fonte: elaborazioni REF su dati Terna *Previsioni REF

ⁱ Definita come differenza fra la richiesta sulla rete e le produzioni aventi priorità di dispacciamento (rinnovabili, CIP6, autoproduzioni, cogenerazioni).

ⁱⁱ Decreto MSE 2 agosto 2010, recante disposizioni sui "Criteri e parametri per il calcolo del corrispettivo da riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili fossili per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 in essere".

ⁱⁱⁱ Decreto MSE 8 ottobre 2010 recante "Modalità di erogazione rateale del corrispettivo per la fuoriuscita volontaria dal regime Cip 6".

^{iv} Decreto MSE 23 giugno 2011, recante disposizioni sui "Criteri e parametri per il calcolo del corrispettivo da riconoscere agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da combustibili di processo o residui o recuperi di energia per la risoluzione anticipata delle convenzioni CIP 6 in essere", Gazzetta Ufficiale n.85 del 10 agosto 2011.

^v Si tratta del dato netto, al lordo della produzione di impianti di pompaggio. Salvo diversamente indicato, tutti i dati riguardanti la generazione rinnovabile sono espressi in termini di produzione netta.

^{vi} Delibera ARG/elt 52/09.

^{vii} Comprensiva del grande idro, della produzione di impianti di taglia inferiore a 1 MW e della generazione da impianti di pompaggio.

^{viii} I dati relativi alla potenza in progetto derivano dal Bollettino GSE aggiornato al 31 dicembre 2010, e sia per 2011 che per il 2012 si è ipotizzata una crescita della potenza installata pari a 20 MW, in linea con l'andamento storico del geotermoelettrico.

Novità normative di settore

A cura del GME

ENERGIA ELETTRICA

■ **Delibera ARG/elt 143/11** | “Disposizioni in materia di definizione dei mercati e dei contratti di riferimento, ai fini del riconoscimento degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE. Mercati e contratti di riferimento per l’anno 2012” | pubblicata il 28 ottobre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/docs/11/143-11arg.htm>

Al fine di promuovere la riduzione di emissioni di gas ad effetto serra, la Direttiva comunitaria 2003/87/CE, e ss.mm.ii, ha istituito all’interno dell’UE l’obbligo di restituire, entro il 30 aprile di ciascuno degli anni del suo periodo di validità, un numero di quote di emissione (European Unit Allowances - EUA) corrispondenti alle tonnellate di CO₂ complessivamente emesse, nel corso dell’anno solare precedente, dagli impianti di produzione industriale incisi dalle disposizioni della citata Direttiva.

Con riferimento alle modalità di copertura degli oneri derivanti dall’applicazione della citata direttiva, nel quadro regolatorio nazionale, è previsto che i titolari di convenzioni di cessione destinata, sottoscritte ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92, hanno diritto a ricevere, a titolo di indennizzo, un contributo economico su base annuale.

Tale contributo economico è calcolato sulla base dei mercati e dei prodotti di riferimento, individuati dall’AEEG entro il 30 ottobre dell’anno precedente a quello di competenza, tenendo conto, tanto dei volumi complessivamente scambiati su tali mercati, quanto del grado di standardizzazione dei prodotti negoziati sugli stessi.

Con il provvedimento in oggetto, l’AEEG - ai fini del calcolo del contributo economico di indennizzo da riconoscere ai sensi del Titolo II, punto 7bis, del provvedimento Cip n. 6/92 per gli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE - delibera di individuare come riferimento per l’anno 2012 i medesimi mercati e prodotti di riferimento già individuati, nel precedente anno 2011, con la delibera ARG/elt n.184/10 del 22 Ottobre 2010.

In dettaglio, ai fini del riconoscimento annuale degli oneri derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE, nonché ai fini dell’applicazione delle disposizioni di cui alla Delibera AEEG ARG/elt 117/10 - ovvero determinazione dei crediti spettanti ai gestori degli impianti (o parti di impianto) riconosciuti come “nuovi entranti” che non hanno ricevuto quote di emissione di CO₂ a titolo gratuito a causa dell’esaurimento della riserva nazionale destinata ai “nuovi entranti” - i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo della componente P_{EUA} sono:

- EEX - European Energy Exchange, contratto EUA spot;
- ECX - European Climate Exchange, contratto EUA daily

future (spot);

- Nord Pool ASA, contratto EUA spot;

- Bluenext, contratto EUA spot;

i mercati e i prodotti di riferimento per il calcolo della componente P_{FLEX} sono:

- EEX - European Energy Exchange, contratto CER Future dicembre 2012;

- ECX - European Climate Exchange, contratto CER Future dicembre 2012;

- Nord Pool ASA, contratto CER Future dicembre 2012.

A fronte della riconferma di cui sopra, sempre ai fini del calcolo dei termini P_{EUA} e P_{FLEX} , il Regolatore ritiene comunque opportuno, con la delibera in commento, apportare, dall’anno in corso e per gli esercizi successivi, alcune modifiche, prevedendo che:

- siano esclusi dalla formula di calcolo i prodotti per i quali i volumi scambiati in un dato mercato, per l’anno di riferimento, siano inferiori al 5% del totale dei volumi scambiati per i medesimi titoli nel complesso dei mercati individuati;

- siano esclusi, dal novero dei prodotti di riferimento, i prodotti il cui mercato non esprima alcuna quotazione corrispondente a scambi effettivi per un periodo superiore a novanta giorni solari consecutivi;

- nel caso particolare di impianti Cip 6 che utilizzano combustibili di processo o residui e/o recuperi di energia oggetto di risoluzione anticipata della convenzione Cip 6, che il riconoscimento degli oneri, derivanti dall’applicazione della direttiva 2003/87/CE per l’acquisto delle quote di emissione di gas serra non assegnate a titolo gratuito, venga limitato ad una quota parte dell’energia elettrica netta complessivamente prodotta; segnatamente, all’energia elettrica netta complessivamente prodotta dall’impianto “moltiplicata per la media aritmetica dei rapporti tra: l’energia elettrica ritirata dal GSE nell’ambito della convenzione Cip6 e l’energia elettrica netta complessivamente prodotta registrati nei tre anni solari precedenti l’anno in cui ha effetto la risoluzione anticipata”.

■ **Comunicato stampa del Gestore dei Servizi Energetici S.p.A.** | “Il GSE pubblica la nuova sezione dedicata alla cogenerazione ad alto rendimento” | pubblicata il 26 ottobre 2011 | Download http://www.gse.it/media/ComunicatiStampa/Comunicati%20Stampa/CS%2026%20ottobre%202011_%20COGENERAZIONE.pdf

Con il comunicato informativo in oggetto, ai sensi ed in applicazione delle disposizioni contenute nel Decreto ministeriale 5 settembre 2011 del Ministro dello Sviluppo Economico recante “Definizione del nuovo regime di sostegno per la cogenerazione ad alto rendimento”, il Gestore dei Servizi Energetici S.p.A. informa che è disponibile sul proprio sito

Novità normative di settore (continua)

internet (www.gse.it) la sezione dedicata alla Cogenerazione ad Alto Rendimento (nel seguito: CAR) dalla quale è possibile scaricare la modulistica per le richieste di riconoscimento della qualifica CAR e per il relativo accesso al regime di incentivazione (Certificati Bianchi/TEE).

Si segnala in breve che le unità di cogenerazione richiedenti hanno diritto, per ciascun anno solare in cui soddisfino i requisiti di cui alla CAR, all'emissione di Certificati Bianchi di tipologia II in numero proporzionale al risparmio energetico dalle medesime realizzato nel corso dello stesso periodo temporale.

Tali Certificati Bianchi possono essere utilizzati per assolvere agli obblighi di legge di cui ai D.M. 20 luglio 2004 e ss.mm. ii., oppure, possono essere oggetto di libero scambio e contrattazione bilaterale. In terza ipotesi, l'operatore beneficiario, può anche richiedere direttamente al GSE il ritiro dei Certificati Bianchi al medesimo assegnati.

Il GSE inoltre specifica che le unità di cogenerazione che hanno ottenuto la qualifica di CAR e che sono entrate in esercizio - a seguito di nuova costruzione o rifacimento - dopo la data del 7 marzo 2007, beneficiano di un periodo di incentivazione di 10 anni solari, estendibile a 15 anni solari, qualora le stesse siano anche abbinata a reti di teleriscaldamento.

Per le restanti unità di cogenerazione, cioè quelle entrate in esercizio tra il 1 aprile 1999 e il 7 marzo 2007, il periodo di incentivazione, mediante il riconoscimento dei relativi TEE, è al massimo di 5 anni solari.

La richiesta di qualifica come unità CAR e di accesso all'incentivo previsto dal D.M. 5 settembre 2011, va presentata al GSE entro il 30 novembre 2011 per le produzioni relative agli anni 2008, 2009 e 2010.

Per le produzioni relative all'anno 2011, ed esercizi successivi, le richieste dovranno essere inviate al GSE entro il 31 marzo di ogni anno a partire dal 2012.

■ **Delibera EEN 9/11 | “Aggiornamento, mediante sostituzione dell’Allegato A alla deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche ed integrazioni, in materia di Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui all’articolo 5, comma 1, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004 e s.m.i. e per la definizione dei criteri e delle modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica” | pubblicata il 28 ottobre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/009-11een.htm>**

Nell'ambito del quadro regolatorio finalizzato alla presentazione dei progetti ed interventi di risparmio energetico, con il provvedimento de quo l'Autorità approva, con validità 1 novembre 2011, l'aggiornamento dell'Allegato A alla deliberazione AEEG n. 103 del 18 settembre 2003 - recante le Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di efficienza energetica e per l'emissione dei

TEE.

Si ricorda in breve che con la citata deliberazione n. 103/03, e ss. mm. ii., il Regolatore ha definito le “Linee guida per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti” di cui all'art. 5, comma 6, dei decreti ministeriali 20 luglio 2004, come ss.mm.ii.

Con successiva Delibera EEN 19/10 del 24 novembre 2010, l'Autorità ha avviato un procedimento per la revisione e l'aggiornamento generale della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo dei TEE, indicando, tra gli altri, i seguenti obiettivi generali:

- a) valorizzare l'esperienza maturata nei primi cinque anni di funzionamento del sistema;
- b) potenziare l'efficacia del sistema nel promuovere la realizzazione di nuovi interventi di efficienza energetica, sia ai fini del conseguimento degli obiettivi nazionali di risparmio di energia primaria, sia nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi di medio-lungo periodo previsti dalla direttiva 2006/32/CE e, più in generale, dagli impegni per l'Italia derivanti dal cosiddetto “Pacchetto Clima Europeo 20-20-20 al 2020”;
- c) tutelare gli interessi dei consumatori finali con riferimento alla necessità sia di garantire la promozione di nuovi interventi in grado di generare risparmi energetici reali, verificabili e addizionali, sia di minimizzare il costo complessivamente sostenuto per il funzionamento del meccanismo dei TEE;
- d) promuovere ulteriormente lo scambio dei titoli di efficienza energetica, evitando di interferire con la capacità del mercato di selezionare prioritariamente gli interventi con il miglior rapporto costo-efficacia;
- e) mantenere e, ove possibile, migliorare ulteriormente la semplicità, la trasparenza e la certezza delle regole e delle procedure attuative;
- f) tutelare la concorrenza e promuovere lo sviluppo tecnologico in materia.

Al fine di dare applicazione al procedimento di revisione generale di cui sopra, l'AEEG ha pubblicato, in data 1 dicembre 2010, il DCO 43/10 contenente le proposte del Regolatore in materia di aggiornamento della regolazione tecnica ed economica attuativa del meccanismo dei TEE.

All'esito dell'articolato iter di consultazione delineato con il DCO 43/10 - il quale ha visto il Regolatore promuovere, tra l'altro, tavoli tecnici ed audizioni con i soggetti e gli operatori interessati, anche allo scopo di acquisire maggiori elementi conoscitivi e proposte utili ad identificare gli aspetti critici e i margini di miglioramento risolvibili in coerenza con l'attuale contesto normativo - con la delibera de qua, l'AEEG approva l'aggiornamento dell'Allegato A alla richiamata deliberazione n.103/03, prevedendo che:

- la possibilità di presentare nuove richieste di verifica e certificazione dei risparmi venga sospesa nel periodo tra il 1 novembre 2011 e il 31 dicembre 2011, al fine di consentire l'adeguamento del sistema informativo online necessario per la gestione del meccanismo,

Novità normative di settore (continua)

- in deroga a quanto previsto dall'art. 6, comma 5, primo paragrafo, dalle attuali Linee guida, per le proposte di progetto e programma di misura presentate per la prima volta, dal giorno successivo a quello di pubblicazione del presente provvedimento e fino al 31 dicembre 2011, il soggetto responsabile delle attività di verifica e di certificazione dei risparmi emette il parere relativamente alla proposta di progetto e di programma di misura entro 120 giorni dalla data di ricezione della proposta, e non entro 60 giorni come previsto;

- sia completato, entro il 31 dicembre 2011, l'adeguamento alla disciplina introdotta con le nuove Linee guida di tutte le schede tecniche attualmente in vigore, integrando le stesse anche con le informazioni riportate nell'allegata Tabella A, che costituisce parte integrante e sostanziale del presente provvedimento;

- i risparmi ancora spettanti ai progetti presentati all'Autorità precedentemente alla data di entrata in vigore delle nuove Linee guida siano certificati, a decorrere da tale data e fino al termine della vita utile di ogni intervento, secondo le disposizioni della nuova disciplina di cui all'Allegato A al presente provvedimento;

- sia integrato l'attuale elenco on-line delle società di servizi energetici (ESCO) che rispondono ai requisiti previsti dalle Linee guida e che hanno ottenuto l'approvazione di almeno una richiesta di verifica e certificazione di risparmio energetico, con le ulteriori informazioni relative:

a) alla ripartizione percentuale del totale dei TEE ottenuti tra i diversi settori d'intervento e al numero di richieste di verifica e certificazione approvate ripartite per metodo di valutazione (standard, analitiche e a consuntivo);

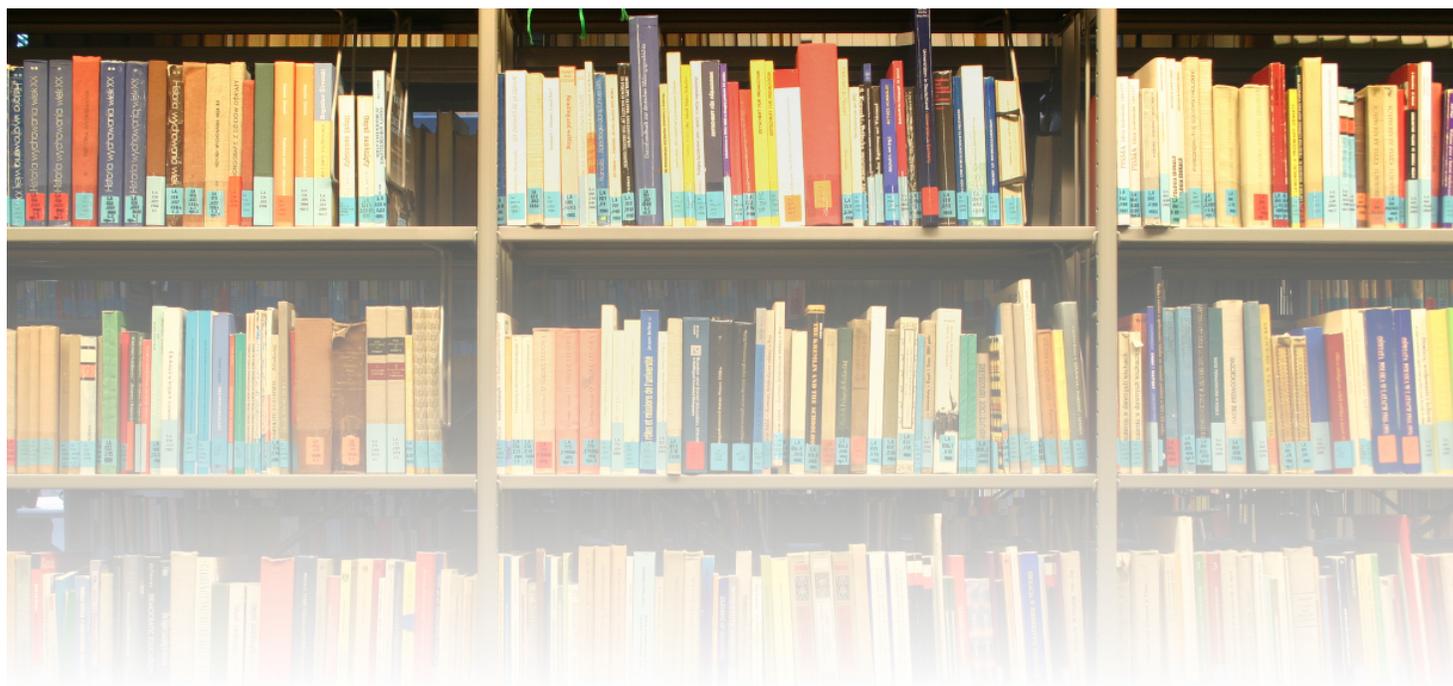
b) all'eventuale ottenimento di certificazione della società ai sensi della norma tecnica UNI-CEI 11352 relativa a "Gestione dell'energia - Società che forniscono servizi energetici (ESCO) - Requisiti generali e lista di controllo per la verifica dei requisiti".

GAS

■ **Delibera ARG/gas 145/11 | "Approvazione della proposta di regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposto dal Gestore dei mercati energetici, ai sensi della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 aprile 2011 - ARG/gas 45/11 e modifica del termine di cui all'articolo 8, comma 3, della medesima deliberazione"** | pubblicata il 28 ottobre 2011 | Download <http://www.autorita.energia.it/it/docs/11/145-11arg.htm>

Con la deliberazione in oggetto l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato la proposta di regolamento della piattaforma del bilanciamento di merito economico del gas naturale, predisposta dal GME ai sensi della deliberazione ARG/gas 45/11.

Il mercato del bilanciamento che partirà il 1° dicembre 2011 prevede la nascita di una piattaforma a livello centrale ed accessibile a tutti gli utenti abilitati, per poter acquisire, sulla base di criteri di merito economico (ossia dell'offerta più conveniente), le risorse necessarie a bilanciare le proprie posizioni e garantire il costante equilibrio della rete, ai fini della sicurezza del sistema.



Agenda GME

■ 18 novembre

Il bilanciamento a mercato del gas naturale in Italia

Milano, Italia
Organizzatore: Ref
www.ref-online.it

■ 23-24 novembre

E-MART ENERGY

LIONE, Francia
<http://www.emart-energy.com/>

Gli appuntamenti

16-19 novembre

EnerSolar+

Milano, Italia
Organizzatore: Arternergy Publishing
http://www.enersolar.biz/it_esp/index_esp.asp

17 novembre

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

Roma, Italia
Organizzatore: Kyoto Club
www.kyotoclub.org

17 novembre

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

Milano, Italia
Organizzatore: GIE
www.gruppoitaliaenergia.it

17 novembre - 17 dicembre

Corso per Certificatori energetici degli edifici

Roma, Italia
Organizzatore: Kyoto Club
www.kyotoclub.org

17 novembre

The EU ETS: Dead End or Path to the Future?

Milano, Italia
Organizzatore: Fondazione Enrico Mattei
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=4331&sez=Events&padre=82>

17 novembre

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

Milano, Italia
Organizzatore: GIE
www.gruppoitaliaenergia.it

18 novembre

Fotovoltaico: nuove tecnologie e opportunità di impresa

Milano, Italia
Organizzatore: ISES Italia
www.isesitalia.it

18 novembre

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

Milano, Italia
Organizzatore: Dario Flaccovio Editore
<http://www.darioflaccovio.it/>

18 novembre

Energia elettrica. Il futuro dell'Europa/Italia tra Cina e USA

Milano, Italia
Organizzatore: fondazioneaem
http://www.fast.mi.it/pdf/energia_elettrica.pdf

22 novembre

Enermanagement

Bologna, Italia
Organizzatore: FIRE, GIE
www.gruppoitaliaenergia.it

22 novembre

L'Italia alla sfida del clima. L'efficienza energetica strada maestra per città, imprese, cittadini

Roma, Italia
Organizzatore: Legambiente, Azzero CO2
www.legambiente.it

22 novembre

Impatto degli oneri di sistema e dei servizi collegati del mercato elettrico sui prezzi di vendita dell'elettricità

Roma, Italia
Organizzatore: AIEE; AICEP
www.aiee.it

22-23 novembre

World Energy Investment forum 2011

Berlino, Germania
Organizzatore: Fleming Europe
<http://energy.flemingeurope.com/energy-investment-forum/>

Gli appuntamenti (continua)

22-25 novembre

Aspetti contabili e fiscali del bilancio delle società energetiche. Come redigere il bilancio, conoscere gli adempimenti e evitare di incorrere in sanzioni

Milano, Italia

Organizzatore: IIR - Istituto Internazionale di Ricerca
<http://www.iir-italy.it/>

23 novembre

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

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia
www.gruppoitaliaenergia.it

24 novembre

Hydropower Development in Italy: Tradable Certificates for Renewable Energy

Venezia, Italia

Organizzatore: Fondazione Eni Enrico Mattei
<http://www.feem.it/getpage.aspx?id=4335&sez=Events&padre=82>

24 novembre

Regolamento REMIT: quali prospettive e criticità per l'implementazione nel mercato italiano?

Milano, Italia

Organizzatore: AIGET, The Brattle Group, Dewey & LeBoeuf
<http://www.deweyleboeuf.com>

24-26 novembre

RENEXPO®

Salisburgo, Austria

Organizzatore: REECO Austria GmbH
<http://www.renexpo-austria.at/index.php?id=7&L=1>

25 novembre

Aste ed Emission Trading. Come cambierà il mercato Europeo delle emission

Bologna, Italia

Organizzatore: Nomisma Energia
www.nomismaenergia.it

25 novembre

Energy Trading: How to Foster Competition, Liquidity and Integrity?

Firenze, Italia

Organizzatore: Florence School of Regulation
<http://www.florence-school.eu>

25-26 novembre

Dall'Italia all'Europa, capire e comunicare i nuovi scenari dell'energia. Seminario di formazione per giornalisti e uffici stampa

Roma, Italia

Organizzatore: AEEG
<http://www.autorita.energia.it>

26-27 novembre

Mobility

Trento, Italia

Organizzatore: Riva del Garda Fierecongressi Spa
www.exporivagrandprix.it

28 novembre

Primo incontro-confronto a tema sull'energy management

Bologna, Italia

Organizzatore: FIRE
www.fire-italia.it

28-29 novembre

Mediterranean Power Markets

Madrid, Spagna

Organizzatore: Platts
<http://www.platts.com/ConferenceDetail/2011/pc195/index>

29 novembre

Continental South West Region workshop

Madrid, Spagna

Organizzatore: ENTSO-E
<https://www.entsoe.eu>

29 novembre-1 dicembre

EWEA OFFSHORE 2011 Conference and Exhibition

Amsterdam, Olanda

Organizzatore: EWEA
www.ewea.com

29 novembre-1 dicembre

European Gas Infrastructure for Interconnectivity and Interoperability Forum

Roma, Italia

Organizzatore: dmg :: events
<http://www.eugasinfrasturctureforum.com>

30 novembre

La gestione delle emergenze e degli incidenti nell'attività di distribuzione gas. Guida per la predisposizione dei relativi piani

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia
www.gruppoitaliaenergia.it

Gli appuntamenti (continua)

30 novembre

Cena Incontro Top Manager - Le potenzialità dell'industria e del mercato delle Biomasse in Italia: scenari, opportunità di investimento, strategie e modelli di business e di finanziamento

Milano, Italia

Organizzatore: Business International

<http://www.businessinternational.it>

30 novembre-1 dicembre

Terza Conferenza nazionale sull'efficienza energetica

Roma, Italia

Organizzatore: Amici della terra

www.amicidellaterra.it

1-2 dicembre

La presentazione dei progetti per l'ottenimento dei certificati bianchi

Roma, Italia

Organizzatore: FIRE

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

1-2 dicembre

Progettazione fotovoltaica

Roma, Italia

Organizzatore: ISES Italia

<http://www.isesitalia.it>

5 dicembre

Continental Central East Regional Group workshop

Praga, Repubblica Ceca

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu>

5-7 dicembre

L'integrazione del fotovoltaico in architettura e nel contesto urbano: materiali innovativi e nuovo conto energia

Arezzo, Italia

Organizzatore: Kyoto Club

<http://www.kyotoclub.org>

7 dicembre

European Power Trends 2011-2012

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

<http://www2.eurelectric.org/Content/Default.asp?PageID=1080&ID=71287>

7 dicembre

Continental Central South Region workshop

Stoccarda, Germania

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu>

7 dicembre

Customer-Centric Retail Markets: A Future-Proof Market Design

Brussels, Belgio

Organizzatore: EURELECTRIC

<http://www2.eurelectric.org>

7-9 dicembre

Global Gas Markets

Londra, Regno Unito

Organizzatore: Gas Strategies

<http://www.gasstrategies.com>

12 dicembre

Continental South East Region

Zagabria, Croazia

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu>

14 dicembre

Aggiornamento generale per i tecnici addetti alla distribuzione gas

Bologna, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

14 dicembre

Workshop investire nelle rinnovabili

Milano, Italia

Organizzatore: ISES Italia

www.isesitalia.it

14 dicembre

Baltic Sea Region workshop

Stoccolma, Svezia

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu>

15 dicembre

North Sea Regional Group workshop

Brussels, Belgio

Organizzatore: ENTSO-E

<https://www.entsoe.eu>

15 dicembre

Nuove tecnologie e sistemi per gli impianti d'illuminazione pubblica

Milano, Italia

Organizzatore: Gruppo Italia Energia

www.gruppoitaliaenergia.it

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

COPYRIGHT

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

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

Il GME si riserva la facoltà di modificare in qualsiasi momento ed a propria discrezione il Contenuto, senza obbligo di preavviso.

I marchi Gestore Mercati Energetici, GME e PUN INDEX GME sono di proprietà del GME. Il marchio GSE è di proprietà del Gestore dei Servizi Energetici — GSE S.p.A.. Il marchio AU è di proprietà dell'Acquirente Unico S.p.A.. Il marchio EuroPEX Association of European Power Exchanges è di proprietà di Europex. I marchi sopra elencati, al pari di tutti gli eventuali ulteriori marchi che dovessero essere presenti all'interno del Contenuto, appartengono ai rispettivi proprietari e non possono essere utilizzati senza il preventivo consenso scritto di questi ultimi.

Il GME non può essere ritenuto responsabile per fatti e/o danni che possano derivare all'Utente e/o a terzi dall'utilizzo del Contenuto, salvi i casi accertati di dolo o colpa grave, né può garantire completezza, aggiornamento e totale correttezza del Contenuto stesso.

Il GME non può garantire la completezza e/o esattezza del Contenuto che provenga da fonti diverse dal GME, né evitare che il Contenuto proveniente da fonti ritenute attendibili possa in alcune circostanze risultare inesatto, incompleto o non aggiornato per problemi tecnici o cause esterne al controllo del GME.