

Relazione Annuale 2010

5 Luglio 2011

Dr. Cosimo Campidoglio
Responsabile
Ricerca, Sviluppo e Monitoraggio del Mercato

All'interno di questo documento:

- *I dati relativi al 2011 sono consolidati al 31 maggio*
- *I dati annuali segnalati con il simbolo "*" si riferiscono al periodo 1 gennaio - 31 maggio*
- *Il dato dei volumi relativo alle zone comprende le quantità dei poli di produzione annessi*

Il contesto internazionale

Segnali di crescita nel 2010

▪ Ripresa a livello globale

- PIL mondiale: +5%¹
- commercio internazionale: +13%¹
- consumi di energia primaria: +4%²

▪ Crescita ridotta in Europa...

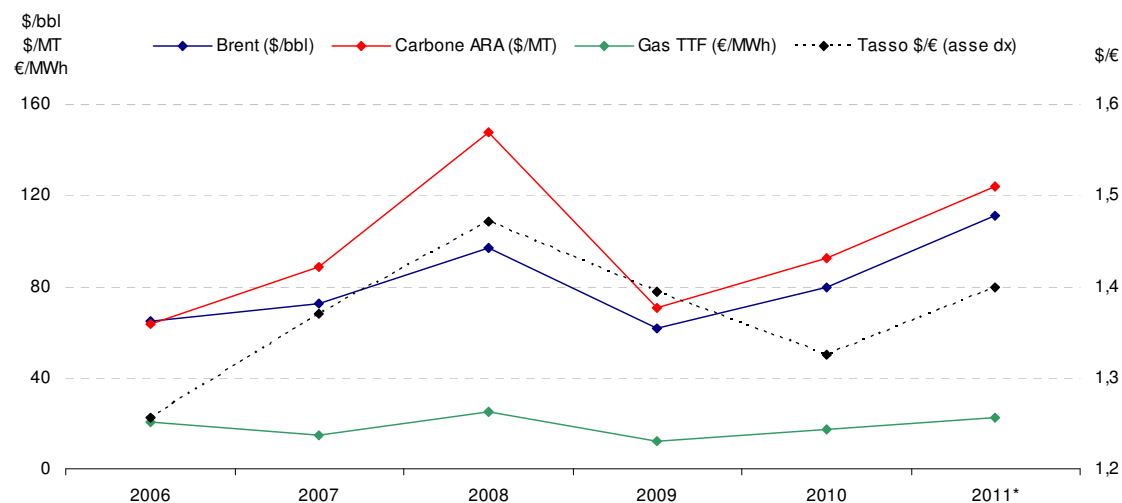
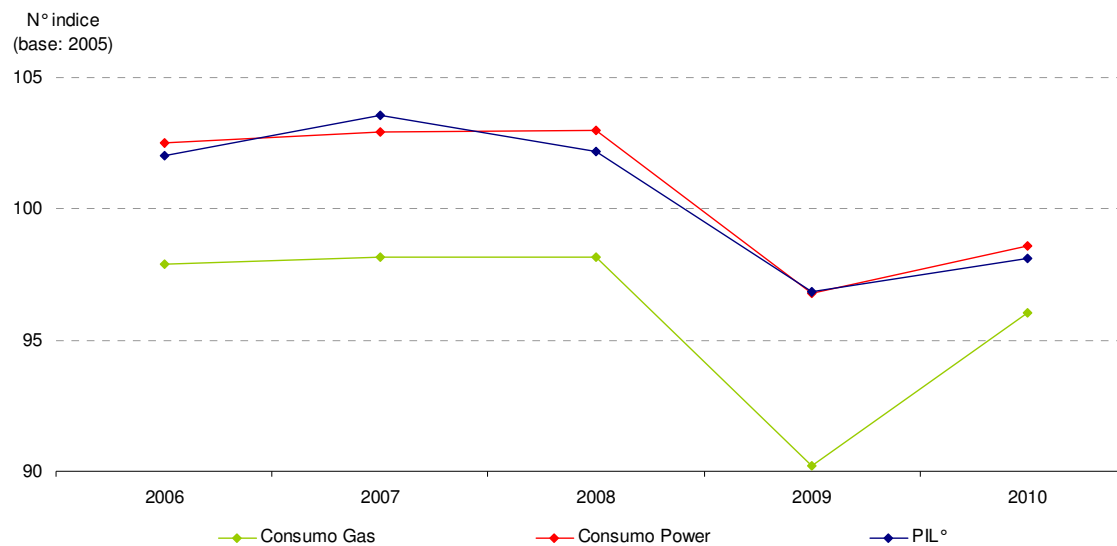
- PIL UE: +1,8%¹
- Germania: +3,5%¹
- Francia: +1,5%¹

▪ ... e in Italia

- PIL: +1,3%¹
- Consumi elettrici e gas in aumento (+1,9%, +6,4%), ma inferiori ai livelli del 2005

▪ Crescita delle quotazioni delle commodities

- Brent: +29%³
- Carbone: +31%³
- Gas: +44%³



Piattaforma Conti Energia

- Maggior grado di maturità**

→ operatività in crescita

	transazioni	posizione netta
2010:	+36%	+16%
2011*:	+22%	+21%

→ Churn ratio al valore massimo storico

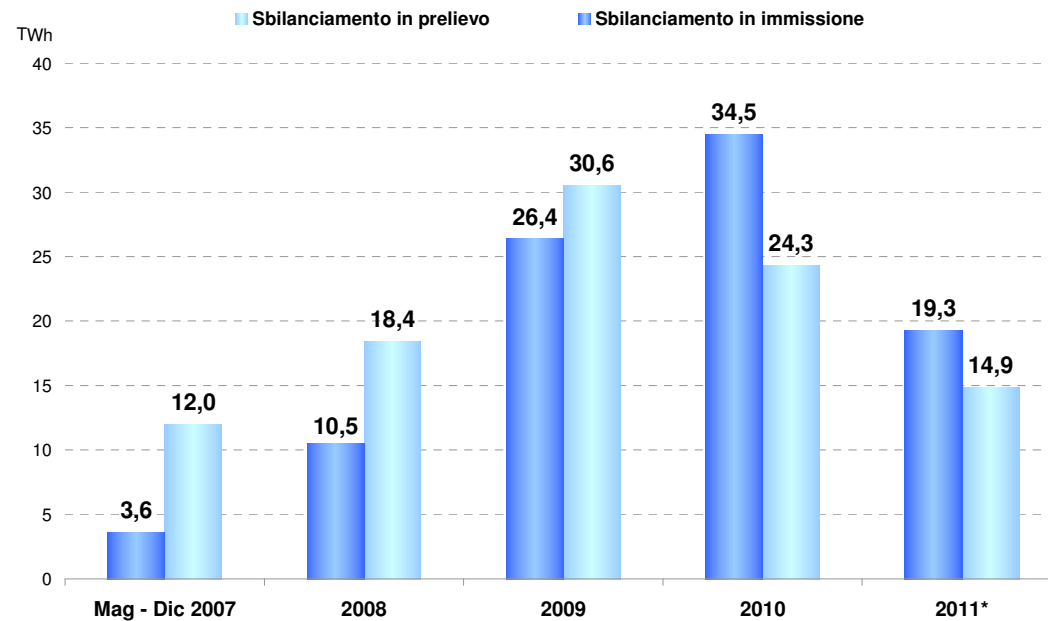
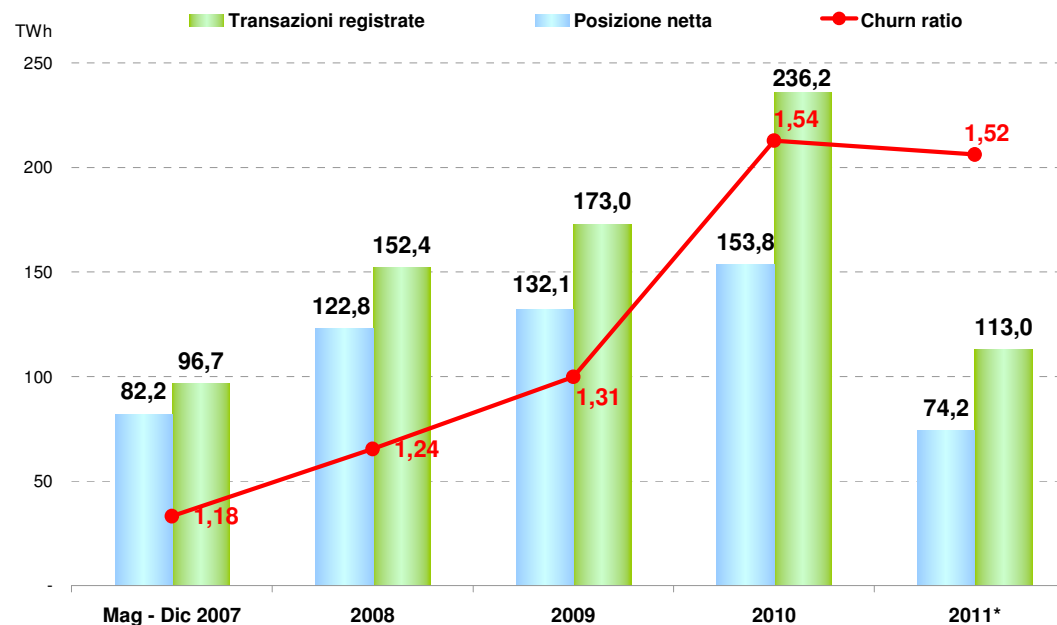
→ Crescita dei contratti standard

2010:	+80% (43% dei bilaterali)
2011*:	+11% (41% dei bilaterali)

- Maggior utilizzo delle opzioni di flessibilità**

→ passaggio dello sbilanciamento a programma aggregato dal lato prelievo a quello immissione, segno del mercato lungo

→ nel 2011 conferma dell'inversione e ulteriore aumento di circa il 50% dello sbilanciamento in entrambi i lati (+6 p.p. sul totale dei programmi registrati)



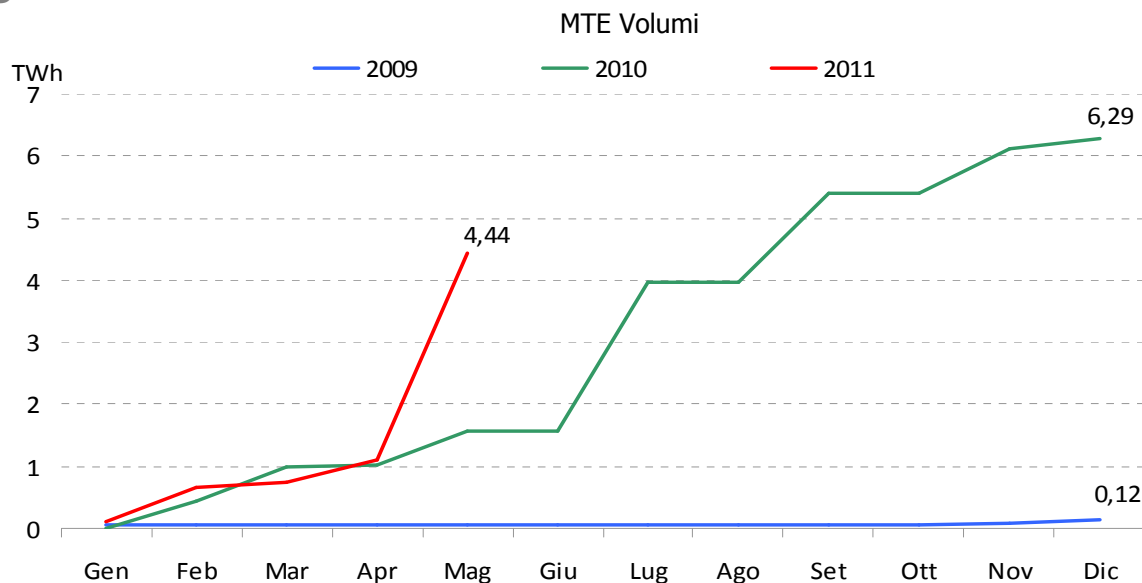
Mercato a Termine dell'Energia

- Crescita dei volumi**

→ successo dei nuovi prodotti annuali e trimestrali che raccolgono insieme il 60% dei contratti e il 92% dei volumi scambiati

→ volumi cresciuti a quasi la metà di quelli di IDEX nel 2010 e su livelli molto simili nel 2011

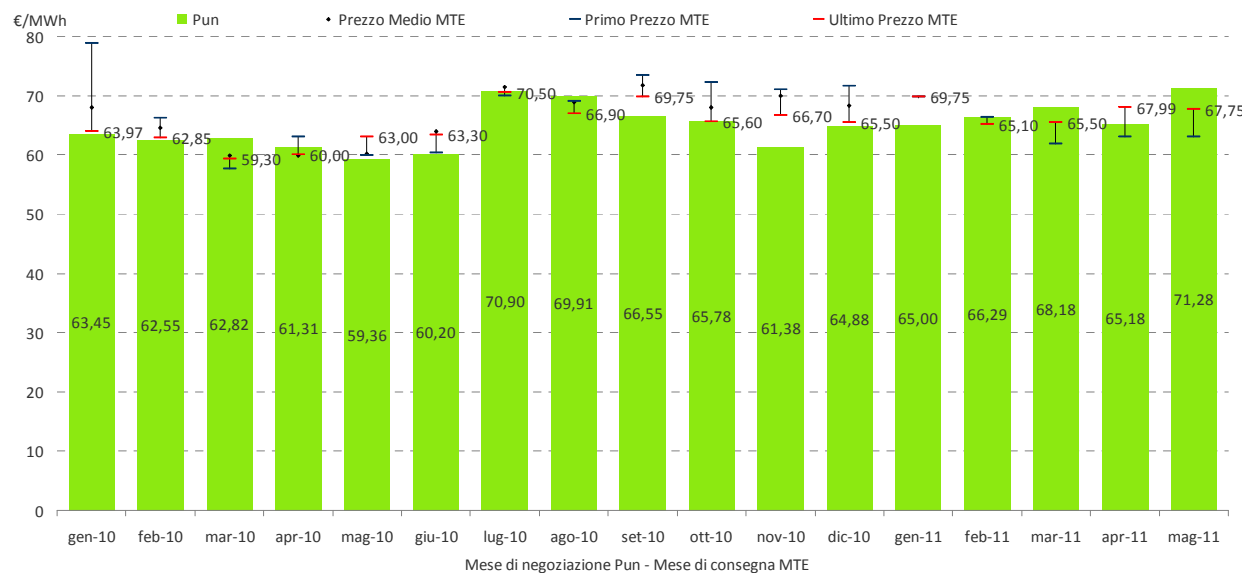
Volumi	2011*	2010
MTE	4,4 TWh	6,3 TWh
IDEX	5,6 TWh	15,4 TWh



- Segnali di prezzo coerenti**

→ correlazione sui prodotti più liquidi tra i prezzi di MTE e IDEX pari all'84%

→ buona capacità predittiva dei prezzi MTE sul relativo sottostante



Mercati elettrici a pronti

- **MI/MA:** espansione del mercato dopo la riforma avviata a fine 2009

→ **gradimento crescente** delle maggiori opzioni di flessibilità offerte da MI

	volumi	operatori
2010:	+22%	+30%
2011*:	+30%(1)	+27%

→ **avvio** nel 2011 di **MI3** e **MI4**: possibilità di aggiornare le posizioni fisiche a ridosso del tempo reale

→ **segnali di prezzo** su MI1 e MI2 analoghi a MGP

€/MWh	2010	2011*
MI1:	63,69	66,70
MI2:	63,66	64,09
MGP:	64,12	67,22

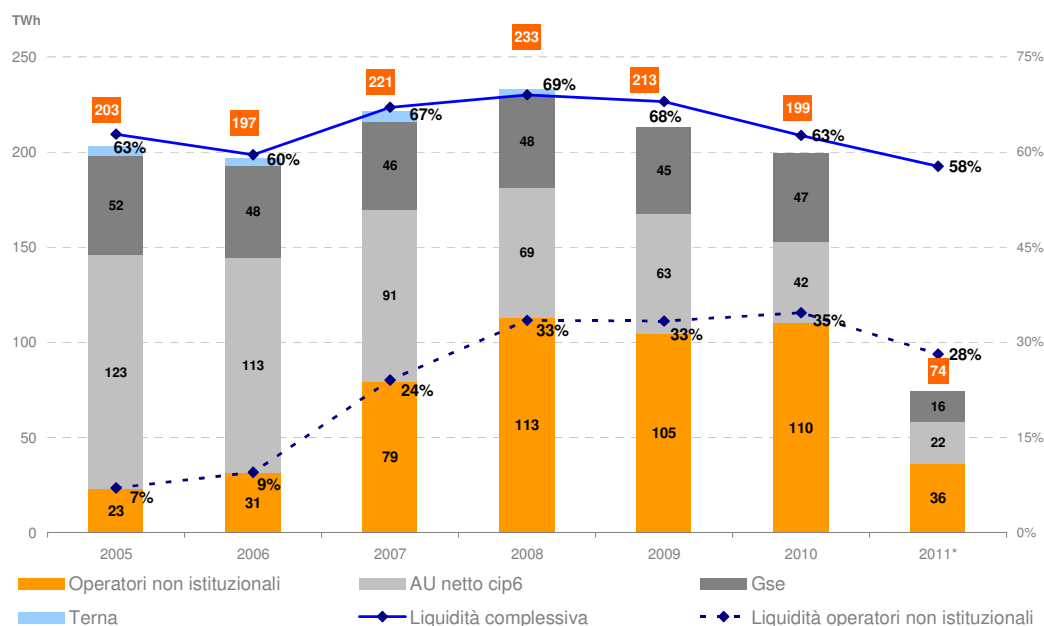
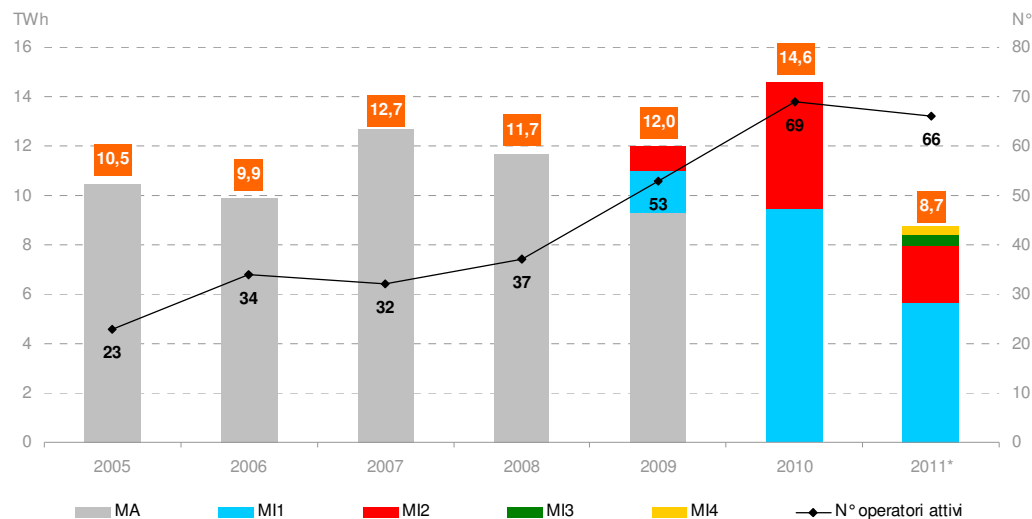
- **MGP:** riduzione dei volumi per effetto di domanda stagnante e del maggior ricorso a contrattazioni termine

→ nel 2010 la riduzione della liquidità è relativa solo a operatori istituzionali

→ calo dei volumi dell'AU, con progressiva crescita nell'utilizzo di MTE

→ liquidità operatori non istituzionali costante negli ultimi 3 anni al 34%

→ ulteriore calo nel 2011*, con liquidità operatori non istituzionale al 28%

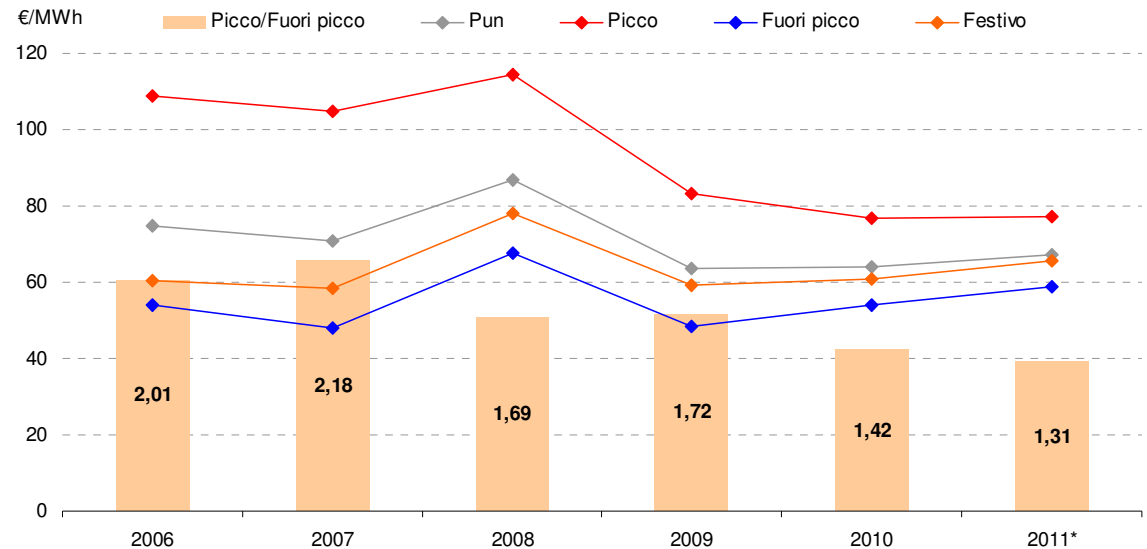


Il perdurare dell'overcapacity

Prezzo unico nazionale (PUN)

- Pun stabile nel 2010 rispetto al 2009**
 - Prezzi spot in Europa:
 - Spagna: +0,1%
 - Francia/Germania: +10/15%
 - rialzo nel 2011 sotto la spinta del Brent
- Convergenza prezzi di *picco* e *fuori picco***
 - mai così vicini e per la prima volta con variazioni discordi tra loro
 - allineamento agli standard europei
 - ridotto utilizzo degli impianti di pompaggio (2011*: -40% vendite, -77% acquisti)
 - tendenze confermate nella prima fase del 2011
- Tendenza al moderato aumento**
 - crescita dei costi di generazione
 - ulteriore riduzione del differenziale con le principali quotazioni europee

	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	€/MWh	Var. % 2011*/2010*	€/MWh	Var. % 2010/2009	€/MWh	€/MWh	€/MWh	€/MWh
Totale	67,22	8,6%	64,12	0,6%	63,72	86,99	70,99	74,75
<i>Picco</i>	77,07	3,8%	76,77	-7,6%	83,05	114,38	104,90	108,73
<i>Fuori picco</i>	62,04	12,0%	57,34	7,4%	53,41	72,53	53,00	57,06
- <i>Lavorativo</i>	58,87	12,6%	54,20	12,2%	48,29	67,75	48,06	54,12
- <i>Festivo</i>	65,55	11,4%	60,98	2,9%	59,27	77,88	58,58	60,25
<i>Picco/Fuori picco lavorativo</i>	1,31	-7,9%	1,42	-17,6%	1,72	1,69	2,18	2,01
<i>Festivo/Fuori picco lavorativo</i>	1,11	-1,0%	1,13	-8,3%	1,23	1,15	1,22	1,11



Il perdurare dell'overcapacity

Spark Spread

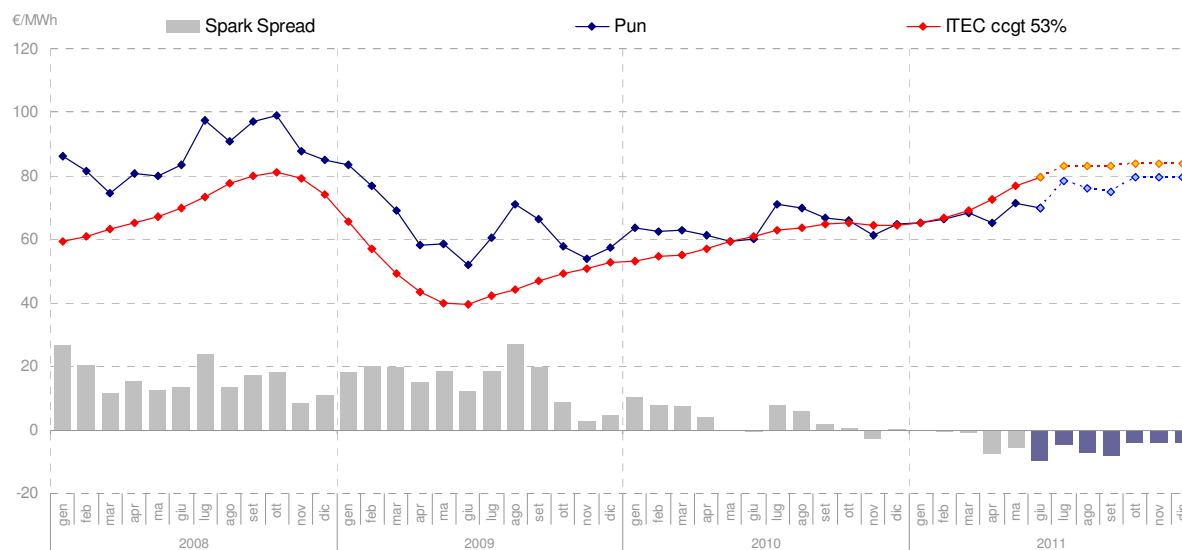
- L'andamento del **Pun** riflette:
 - Crescente divaricazione tra **Domanda** stagnante e **Offerta**
 - **Costi di generazione** in costante ripresa durante l'anno
 - **Potere di mercato** significativo, ma in costante riduzione dei valori minimi storici

	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	Valore	Delta%	Valore	Delta%	Valore	Valore	Valore	Valore
Pun (€/MWh)	67,22	+9%	64,12	+1%	63,72	86,99	70,99	74,75
Domanda (MWh)	35.606	-2%	36.365	+2%	35.779	38.361	37.665	37.647
Offerta (MWh)	61.263	+6%	58.162	+2%	57.001	56.416	54.830	52.032
IOM (%)	20%	-3 p.p.	22%	-6 p.p.	27%	51%	77%	88%
IOR (%)	14%	-3 p.p.	15%	-2 p.p.	17%	20%	21%	27%
Brent (\$/bbl)	111,16	+43%	79,85	+29%	61,67	97,26	72,39	65,14
Brent (€/bbl)	79,57	+38%	60,24	+36%	44,22	66,11	52,82	51,86
Tasso \$/€	1,40	+4%	1,33	-5%	1,39	1,47	1,37	1,26
Costo Generazione da Ciclo Combinato (€/MWh)	81,71	+23%	71,08	+23%	57,88	81,92	53,80	62,73
- Itec Ccgt (€/MWh)⁽²⁾	70,22	+26%	60,51	+25%	48,31	70,96	49,38	52,93
- CV (€/MWh)	5,64	+6%	5,15	+12%	4,61	3,35	4,18	3,38
- CO2 Ccgt (€/MWh)	5,85	+14%	5,41	+9%	4,96	7,61	0,24	6,43
Spark Spread (€/MWh)⁽¹⁾	-3,00	-150%	3,61	-77%	15,41	16,03	21,61	21,82

(1) lo spark spread è calcolato come media delle differenze mensili tra Pun e ITECCcgt al 53% al netto degli oneri ambientali (CV e CO2),

(2) l'Itec Ccgt è stato ricalcolato considerando un rendimento superiore e pari al 53%

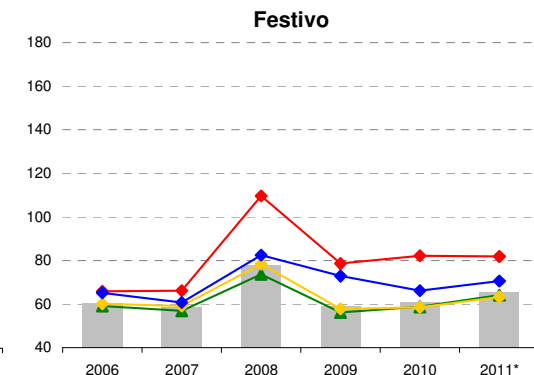
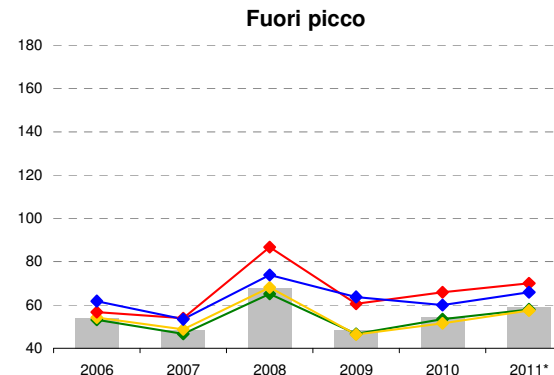
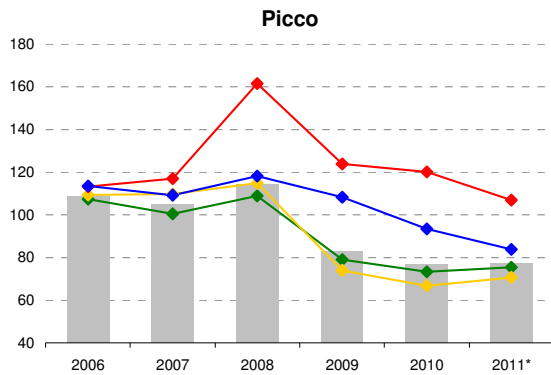
- **Difficoltà** per i produttori di recuperare i costi:
 - **Spark Spread** sui valori minimi nel 2010 e addirittura negativo nel 2011* (-3 €/MWh).
 - Le **quotazioni a termine** indicano un ulteriore peggioramento dello spark spread atteso per il 2011 a -5 €/MWh



Sistema Italia

- Si confermano le principali caratteristiche già emerse negli anni passati
 - il Sud risulta ancora *zona più economica*
 - le isole si mantengono nettamente sopra la media nazionale, ma con significativi segnali di rientro attuali e ottime prospettive future
- Nel 2010 aumento del differenziale di prezzo Nord-Sud, tornato nel 2011* a ridosso dei minimi storici
 - Differenziale concentrato nelle *sole ore di picco* (2010: 7 €/MWh; 2011*: 5 €/MWh)

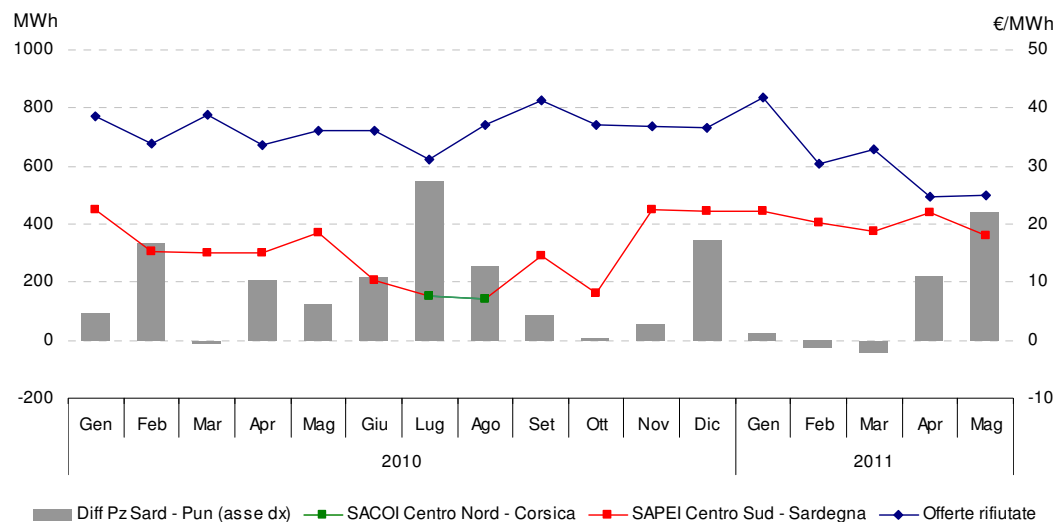
€/MWh	2011		2010		2009	2008	2007	2006
	Media	Var. % 2011/2010*	Media	Var. % 2010/2009				
PUN	67,22	9%	64,12	0,6%	63,72	86,99	70,99	74,75
NORD	65,90	11%	61,98	1,9%	60,82	82,92	68,47	73,63
CENTRO NORD	65,91	9%	62,47	0,3%	62,26	84,99	72,80	74,98
CENTRO SUD	65,08	8%	62,60	0,3%	62,40	87,63	73,05	74,99
SUD	63,84	15%	59,00	-0,8%	59,49	87,39	73,04	74,98
SICILIA	86,40	-8%	89,71	1,8%	88,09	119,63	79,51	78,96
SARDEGNA	73,53	6%	73,51	-10,4%	82,01	91,84	75,00	80,55
Delta totale	22,56		30,71		28,60	36,71	11,04	6,92
Delta continente	2,06		3,60		2,91	5,07	4,75	2,04



— Pun — Nord — Sud — Sicilia — Sardegna

Sardegna

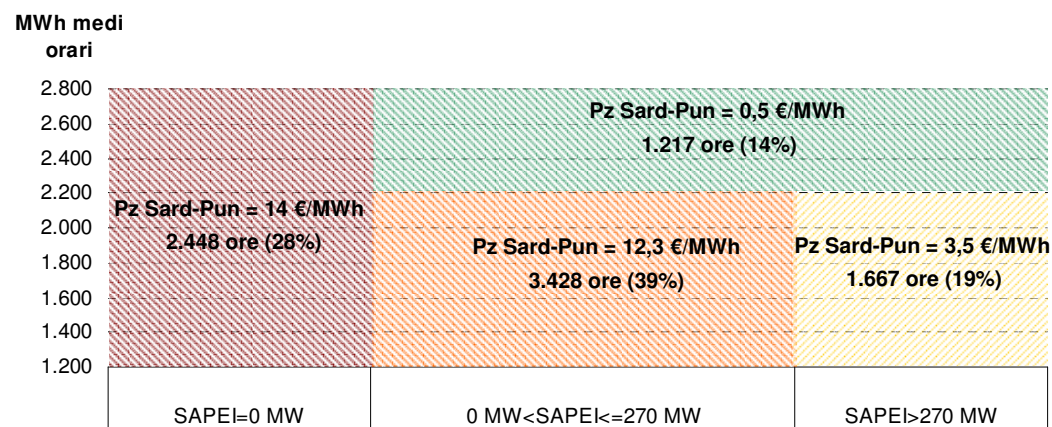
- Nel 2010 la **Sardegna** è l'unica zona in significativo ribasso, risultando spesso unita al continente
 - *prezzo* in diminuzione a 73,53 €/MWh (-10,4%)
 - *volatilità* in calo (-10 p.p.)
 - effetti della *nuova linea SAPEI*
 - *tendenza* confermata nel 2011, con l'eccezione di aprile e maggio, caratterizzati da un basso livello di offerta di base



- **Il differenziale di prezzo** con il Pun è in calo...
 - 2009: +18,3 €/MWh
 - 2010: +9,4 €/MWh
 - 2011*: +6,3 €/MWh

... e **minimo** in condizioni "normali" di

- capacità della *linea SAPEI*
- disponibilità dell'*offerta*



Sicilia

- Nel 2010 la **Sicilia** è l'unica zona con prezzi e volatilità contemporaneamente in lieve aumento
→ *prezzo* in ripresa a 89,71 €/MWh (+1,8%)
→ *volatilità* crescente (+2 p.p.)

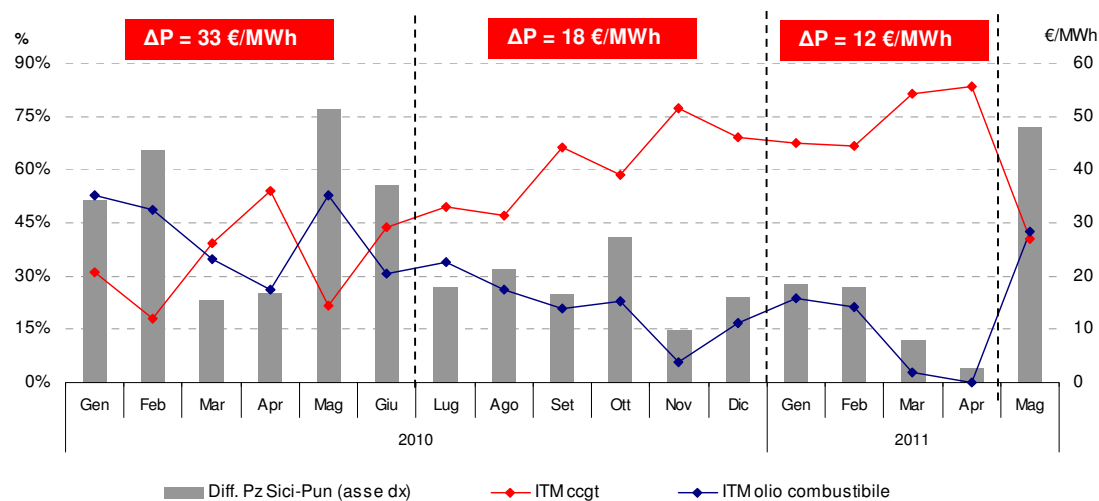
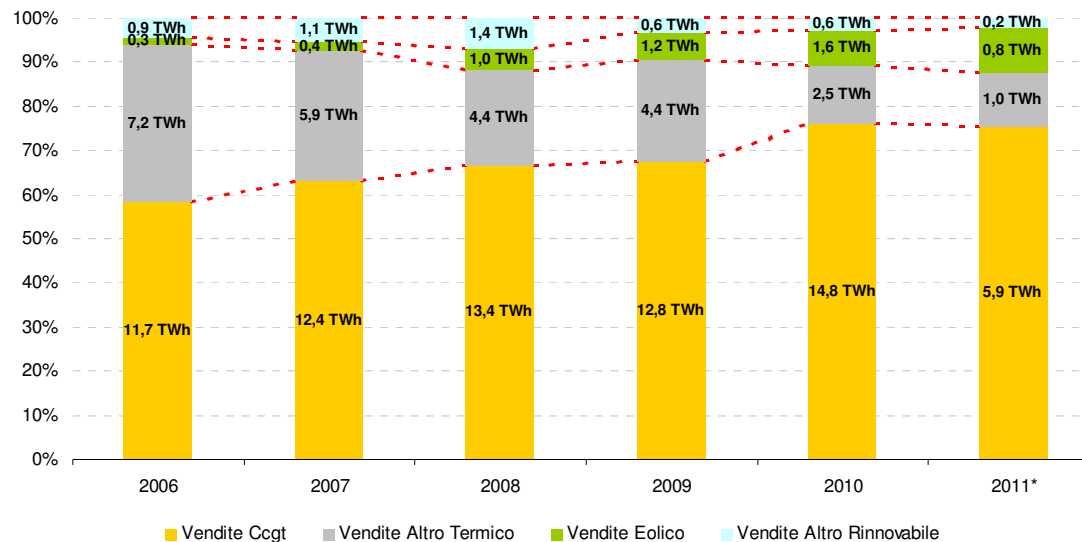
- Ma il **differenziale con il Pun** è in calo progressivo grazie a:
→ *nuova capacità competitiva* entrata nel 2010:
Eolico 240 MW
Ccgt 740 MW⁽¹⁾

→ *inversione* nella tecnologia marginale

ITM Olio: da 54% a 33%

ITM Ccgt: da 27% a 48%

- **Tendenza confermata nel 2011..**
→ unica zona con *prezzo* in calo (-8%)
→ *prezzi più bassi* del sistema nel 10% delle ore
→ *impegni operatori* verso AGCM
.. ma attenuata dai picchi di maggio
→ restringimento del transito



Quotazioni a pronti e a termine

Prezzi spot:

→ nel 2010 ritmi di crescita differenti registrati nell'area mediterranea e centro-nord europea

→ scende al **minimo storico** il differenziale tra Pun e quotazioni centro-europee

In **Italia** *prezzi stabili*, ma ancora più elevati del resto d'Europa

→ *diverso ritardo* nel recepire le variazioni del petrolio

→ *overcapacity*

Quotazioni a termine:

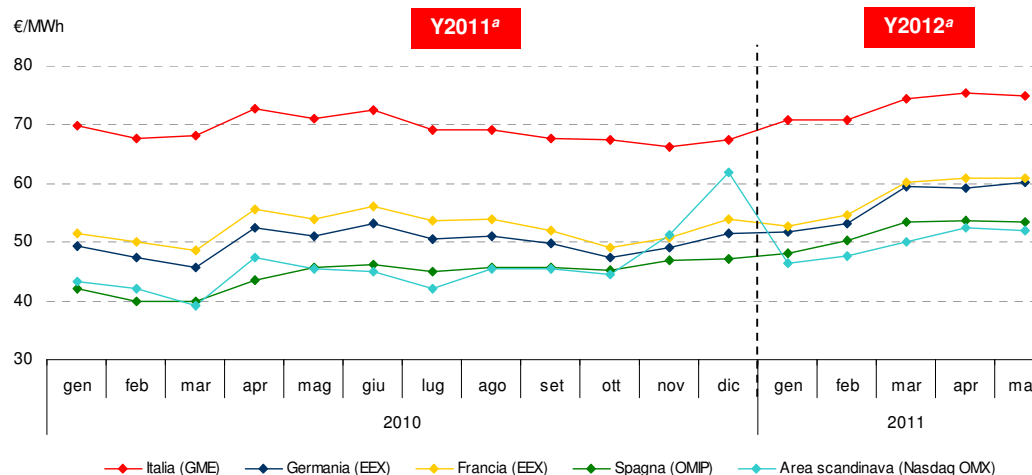
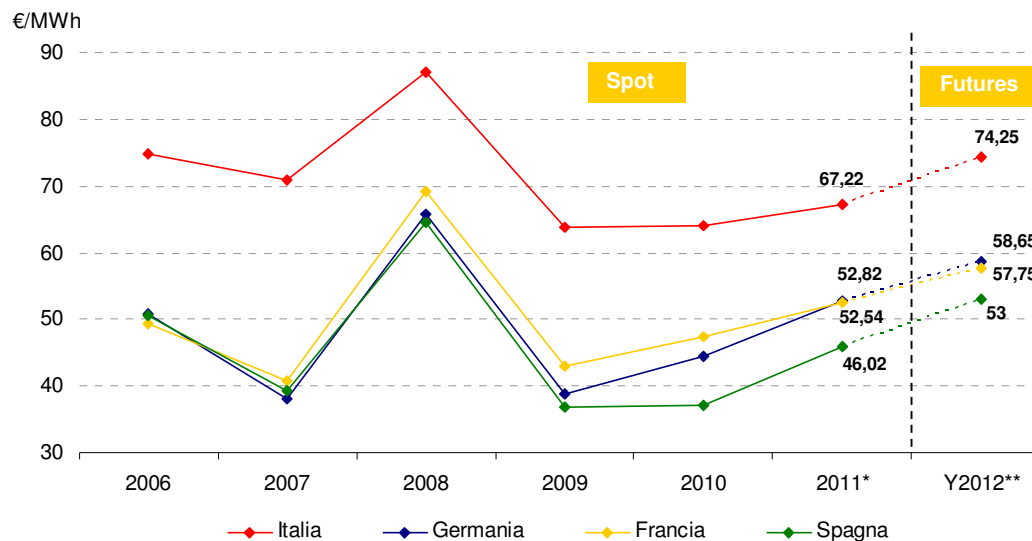
Propensioni rialziste per il 2011 e il 2012, contenute in Italia, decisamente più marcate nel resto d'Europa (effetto Germania)

→ ulteriore riduzione del differenziale di prezzo

Elevato grado di **influenza** e **interazione**

→ diverso livello, ma andamenti analoghi

→ *forte correlazione* tra quotazioni italiane ed estere



Risultati dei primi cinque mesi di operatività

- Il market coupling ha funzionato regolarmente

→ **direzione dell'energia** coerente con i prezzi

→ **efficienza** nel 100% delle ore rispetto al 97,5% dell'asta esplicita

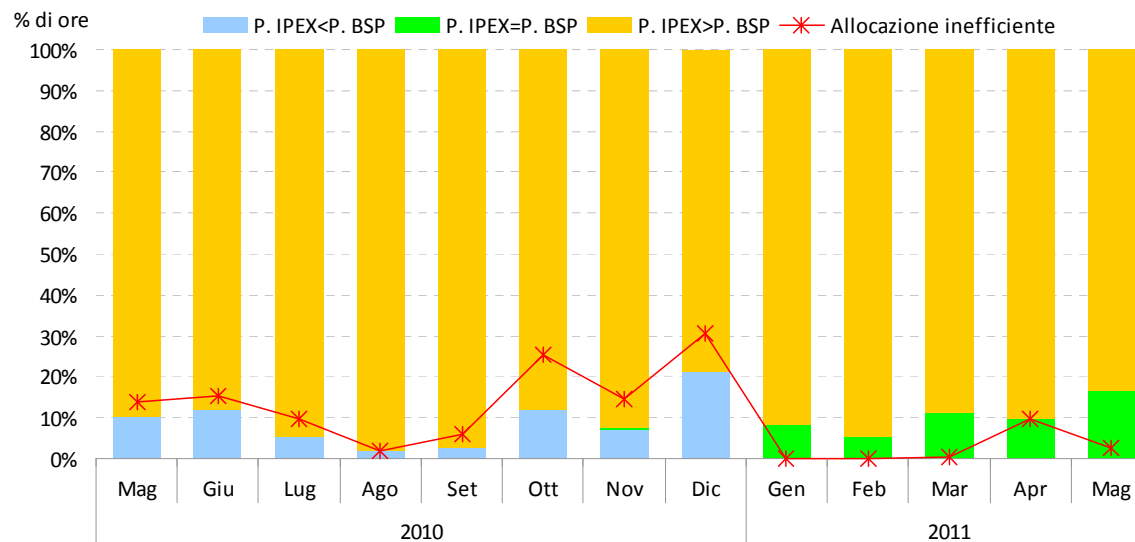
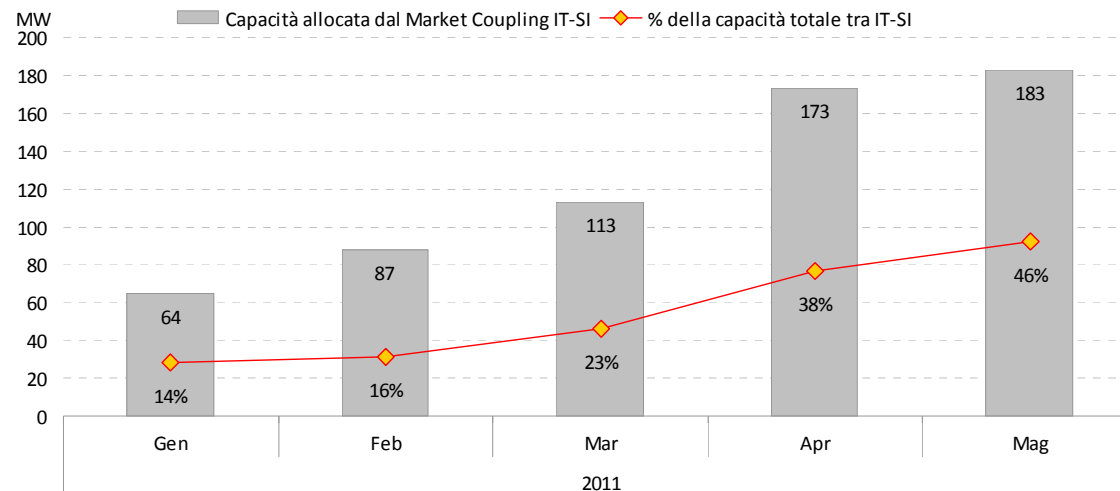
→ **prezzi** ancora diversi ma crescita delle ore di convergenza dei prezzi, arrivate al 10,2% nel 2011

BSP: 53,9 €/MWh

PzNord: 65,9 €/MWh

→ forte aumento di **liquidità** per BSP, che chiude contratti in tutte le sessioni

→ **capacità assegnata** arrivata a maggio a 183 MW medi, a fronte di una quota minima riservata di 35 MW: attrattività del market coupling attraverso esercizio clausole UIOSI



▪ **Ruolo delle fonti rinnovabili in costante crescita**

→ Eolico passato da 3 TWh del 2006 a 8,4 TWh del 2010

→ Solare più che raddoppiato negli ultimi due anni

→ Su MGP Eolico costituisce circa il 10% delle vendite al Sud e sulle isole

Fonte	2011*		2010		2009	2008	2007	2006
	TWh	Var.% 2011/2010	TWh	Var.% 2010/2009	TWh	TWh	TWh	TWh
Termica	91,4	+2%	218,4	+1%	216,1	250,1	254,0	250,2
Idroelettrica	18,0	-15%	53,2	+1%	52,8	46,7	38,0	42,9
Geotermica	2,2	+5%	5,0	+0%	5,0	5,2	5,2	5,2
Eolica	3,7	+1%	8,4	+29%	6,5	4,9	4,0	3,0
Fotovoltaica	2,0	+284%	1,6	+137%	0,7	0,2	0,0	0,0
Produzione Netta	117,3	+1%	286,5	+2%	281,1	307,1	301,3	301,2

Fonte: Terna

▪ **Crescita della mancata programmazione degli impianti eolici**

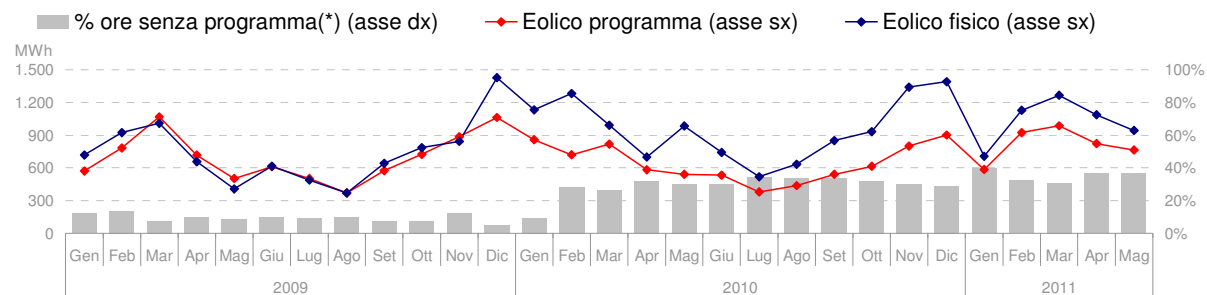
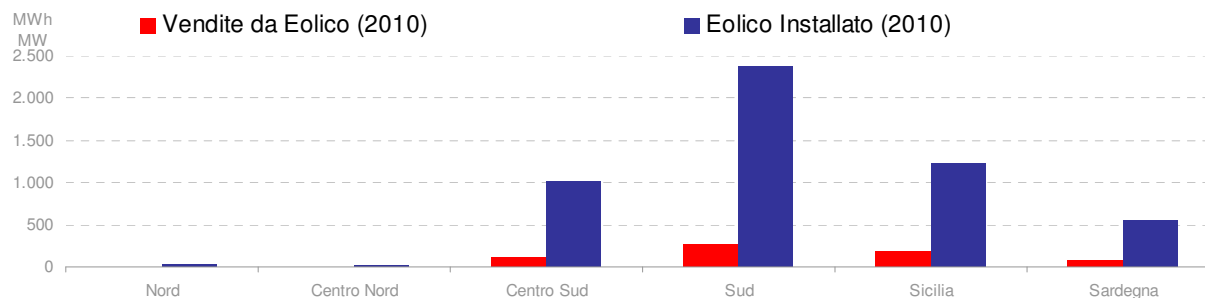
→ Nel 2010 calo della vendite eoliche su MGP (-7,1%)

→ Nel 2010 aumento della produzione eolica registrata in tempo reale (+29,1%)

→ Aumento tendenziale della quota di ore in cui gli impianti non inviano programmi al GSE

2009: 9% 2010: 29% 2011*: 36%

→ Limitato sfruttamento del sistema incentivante attivo dal 2010



(*) la % di ore senza programma è stata calcolata in riferimento ai soli impianti già in funzione dal 2008

GRAZIE PER L'ATTENZIONE

**Ulteriori domande o suggerimenti possono essere
inviati ai seguenti riferimenti:**

monitoraggio@mercatoelettrico.org

**GME – Gestore dei mercati energetici
Largo G. Tartini 3/4, 00198 Roma
monitoraggio@mercatoelettrico.org**