



# RELAZIONE ANNUALE 2007



**GME**  
Gestore  
Mercato  
Elettrico



**Gestore del Mercato Elettrico S.p.A.**

Viale Maresciallo Pilsudski, 92

00197 Roma

Tel. 06.8012.1

Fax: 06.8012.4524

[info@mercatoelettrico.org](mailto:info@mercatoelettrico.org)

[www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org)

# Prefazione

*La Relazione per il 2007 consolida la scelta compiuta nel 2006 di offrire a un vasto pubblico di esperti e non esperti un quadro dell'evoluzione del mercato elettrico nel contesto più ampio del settore energetico e dell'economia nazionale. In questa ottica va letta questa Relazione, che rispetto alla precedente presenta una più consistente parte di approfondimenti e una maggiore estensione nelle analisi e nella rappresentazione dei dati.*

*Nell'insieme, questo documento fa stato del notevole consolidamento che la borsa elettrica ha realizzato in poco più di tre anni, divenendo il secondo mercato per importanza in Europa e il primo in termini di valore delle contrattazioni.*

*Nonostante le notevoli turbolenze registrate nei mercati energetici mondiali nel periodo in esame, la borsa elettrica italiana ha dato buona prova delle sue capacità, esercitando una azione insostituibile per la trasparenza nella formazione dei prezzi e per lo stimolo al potenziamento tanto dell'offerta quanto della domanda. Altro risultato estremamente significativo è il graduale progresso verso assetti sempre più concorrenziali, che non hanno mancato di attrarre sul mercato un numero crescente di partecipanti.*

*Naturalmente il mercato elettrico è una realtà in divenire, che non ha ancora raggiunto il suo traguardo finale. Le considerazioni qui svolte vanno, pertanto, viste come una sintesi di quei presupposti di conoscenza che servono per trarre insegnamento dall'esperienza accumulata ed andare avanti nella costruzione di un mercato sempre più efficiente e funzionale ai bisogni del Paese.*

maggio 2008



Salvatore Zecchini  
Presidente





# Indice

## **PREFAZIONE**

## **A. I MERCATI DELL'ENERGIA**

1	<b>1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE</b>
1	1.1 L'economia mondiale
3	1.2 Mercato mondiale dei beni energetici
7	1.3 Il mercato del petrolio
11	1.4 Prodotti petroliferi e margini di raffinazione
13	1.5 Il mercato del gas naturale
22	1.6 Il mercato internazionale del carbone
25	1.7 Il pacchetto integrato sull'energia e i cambiamenti climatici proposto dalla Commissione Europea
30	<b>2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO</b>
30	2.1 Il bilancio energetico nazionale
33	2.2 La fattura e l'intensità energetica
35	2.3 Il bilancio elettrico nazionale
39	2.4 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future
42	2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio
46	<b>3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA</b>
46	3.1 La partecipazione al mercato
51	3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)
103	3.3 Il Mercato di Aggiustamento (MA)
107	3.4 Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)
114	3.5 La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB)
115	3.6 La Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)
121	<b>4. NEGOZIAZIONI A TERMINE DI ENERGIA ELETTRICA</b>
122	4.1 Tipologie contrattuali
125	4.2 Struttura dei mercati a termine europei
126	4.3 Interazione tra prezzi a pronti e a termine
130	4.4 La situazione italiana e il progetto MTE
132	<b>5. I MERCATI AMBIENTALI</b>
133	5.1 Il Mercato dei Certificati Verdi
139	5.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica
144	5.3 Il Mercato delle Unità di Emissione
149	<b>B. LE ATTIVITA' DELLA SOCIETA'</b>
151	<b>1. I COMPITI ISTITUZIONALI</b>
153	<b>2. I RISULTATI ECONOMICI</b>
155	<b>C. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE</b>

163	<b>D. APPENDICE STATISTICA</b>
165	Introduzione
167	1. Mercato del Giorno Prima
217	2. Piattaforma dei Conti Energia a Termine
221	3. Mercato di Aggiustamento
227	4. Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale
229	5. Mercato dei Servizi di Dispacciamento
237	<b>ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI</b>
239	<b>NOTA METODOLOGICA</b>
243	<b>GLOSSARIO</b>
253	<b>BIBLIOGRAFIA</b>

## INDICE DEI BOX

18	BOX 1 Integrazione dei mercati del gas e dell'energia elettrica
44	BOX 2 Un primo bilancio degli effetti della completa liberalizzazione del mercato elettrico
55	BOX 3 La correlazione tra prezzi del greggio e prezzo dell'energia
64	BOX 4 Il meccanismo di formazione del prezzo sul Mercato del Giorno Prima
72	BOX 5 Il ruolo del market coupling nel processo di integrazione dei mercati elettrici europei
93	BOX 6 Misurazione della concorrenzialità nel mercato elettrico italiano
118	BOX 7 Interazione tra mercato intraday e mercato per il servizio di dispacciamento



## INDICE DELLE TABELLE

### A. I MERCATI DELL'ENERGIA

#### 1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE

1	Tab. 1.1	Tasso di crescita del PIL
6	Tab. 1.2	Domanda mondiale di energia primaria (Mtep). Scenario di riferimento
7	Tab. 1.3	Domanda mondiale di energia primaria (Mtep). Scenario Alternativo
16	Tab. 1.4	Bilancio del gas naturale nelle regioni OCSE
17	Tab. 1.5	Europa OCSE: Importazioni lorde di Gas Naturale
28	Tab. 1.6	Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020

#### 2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

30	Tab. 2.1	Bilancio di sintesi dell'energia in Italia – Anno 2006 (Mtep)
33	Tab. 2.2	Domanda di energia in fonti primarie (Mtep) nel 2006 e nel 2007
34	Tab. 2.3	Intensità energetica ed elettrica del PIL (Anni 2000-2007)
35	Tab. 2.4	Bilancio dell'energia elettrica nel 2006 e nel 2007 (GWh)
36	Tab. 2.5	Potenza efficiente di generazione (MW)
37	Tab. 2.6	Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (GWh) nel 2006 e 2007
39	Tab. 2.7	Investimenti di Terna (milioni di €). Anni 2005-2007
41	Tab. 2.8	Investimenti di Snam Rete Gas (milioni di €). Anni 2005-2007
42	Tab. 2.9	Snam Rete Gas – Capacità di trasporto giornaliera e grado di saturazione (milioni di mc)

#### 3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

47	Tab. 3.1	La partecipazione al mercato
48	Tab. 3.2	Volumi scambiati (TWh)
49	Tab. 3.3	Composizione della domanda su MGP
49	Tab. 3.4	Composizione dell'offerta su MGP (TWh)
51	Tab. 3.5	Pun medio annuo per gruppi di ore (€/MWh)
53	Tab. 3.6	Volatilità annuale del Pun
54	Tab. 3.7	Brent e tasso di cambio medi annui
59	Tab. 3.8	Prezzi zionali medi e volatilità annuali (€/MWh)
59	Tab. 3.9	Prezzi zionali medi e volatilità per gruppi di ore (€/MWh)
62	Tab. 3.10	Incremento sui prezzi indotto dall'inibizione parziale o totale dei transiti
63	Tab. 3.11	Differenze tra prezzi zionali
67	Tab. 3.12	Prezzi medi sulle borse europee (€/MWh)
68	Tab. 3.13	Percentuale di ore in cui il Pun è stato minore del prezzo su altre borse europee
69	Tab. 3.14	Indici di volatilità assoluta e relativa sulle borse europee
76	Tab. 3.15	Domanda di energia elettrica
77	Tab. 3.16	Offerte di acquisto con indicazione di prezzo
80	Tab. 3.17	Offerta di energia elettrica
83	Tab. 3.18	Volumi venduti per tipologia di impianto
87	Tab. 3.19	Statistiche di performance delle tecnologie per anno e macrozona
92	Tab. 3.20	Gestione dei transiti
98	Tab. 3.21	Quote di mercato per operatore sulle quantità vendute
101	Tab. 3.22	Volumi e liquidità trimestrali
102	Tab. 3.23	Prezzi trimestrali
103	Tab. 3.24	Indici di concentrazione trimestrali
104	Tab. 3.25	Prezzo di acquisto su MA
105	Tab. 3.26	Prezzi zionali su MA: sintesi annuale
106	Tab. 3.27	Volumi acquistati e venduti su MA
108	Tab. 3.28	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire

109	Tab. 3.29	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere
112	Tab. 3.30	Volumi scambiati su MSD ex post a salire
113	Tab. 3.31	Volumi scambiati su MSD ex post a scendere
114	Tab. 3.32	Volumi scambiati su PAB
115	Tab. 3.33	Contratti registrati per profilo e posizione netta
117	Tab. 3.34	Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto
117	Tab. 3.35	Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna
117	Tab. 3.36	Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati
118	Tab. 3.37	Transazioni registrate per tipologia di conto

#### 4. NEGOZIAZIONI A TERMINE DI ENERGIA ELETTRICA

125	Tab. 4.1	Contratti a termine negoziati su mercati regolamentati europei
126	Tab. 4.2	Struttura dei principali mercati a termine europei

#### 5. I MERCATI AMBIENTALI

134	Tab. 5.1	Il numero totale di CV scambiati sul mercato nel 2007
136	Tab. 5.2	Composizione della domanda e dell'offerta (in %) sul Mercato dei CV
137	Tab. 5.3	Numero di CV emessi per ogni MWh di energia da fonte rinnovabile prodotto
138	Tab. 5.4	Differenziale (in €/MWh) tra prezzi di mercato dei CV e prezzo di riferimento del GSE
140	Tab. 5.5	Gli scambi dei TEE (anno 2007)
142	Tab. 5.6	Obblighi di risparmio annuale in capo ai distributori (Mtep)
144	Tab. 5.7	Settori regolati dalla Direttiva ETS

#### B. LE ATTIVITA' DELLA SOCIETA'

153	Tab. 1	Indicatori di bilancio GME (anni 2006-2007)
153	Tab. 2	Indicatori Economici GME (anni 2006-2007)
154	Tab. 3	Struttura dei costi e loro incidenza sui ricavi (anni 2006-2007)
154	Tab. 4	Composizione del personale

## INDICE DELLE FIGURE

### A. I MERCATI DELL'ENERGIA

#### 1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE

2	Fig. 1.1	Contributo alla crescita mondiale per area geografica
3	Fig. 1.2	Consumi mondiali di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)
4	Fig. 1.3	Consumi di energia primaria in alcune regioni del mondo (Mtep)
4	Fig. 1.4	Consumi di energia primaria per area geopolitica (anno 2005)
5	Fig. 1.5	Consumi di energia primaria: variazione percentuale annua per area geografica
5	Fig. 1.6	Consumi mondiali di energia per fonte (anno 2005)
8	Fig. 1.7	Prezzo medio mensile dei principali greggi (\$/barile)
9	Fig. 1.8	Variazione di domanda di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)
10	Fig. 1.9	Variazione di offerta di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)
12	Fig. 1.10	Prezzo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo (\$/t)
12	Fig. 1.11	Margini di raffinazione Mediterraneo - BRENT TRC (\$/b)
14	Fig. 1.12	Prezzi mensili medi all'ingrosso negli Stati Uniti e in Europa (\$/MMBtu)
15	Fig. 1.13	Prezzo medio mensile delle borse europee del gas (\$/MMBtu)
23	Fig. 1.14	Consumo mondiale di carbone per area geografica (anno 2006)
24	Fig. 1.15	Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)
25	Fig. 1.16	Prezzi dei noli: Panamax (60.000/70.000 t) (\$/t)

#### 2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

31	Fig. 2.1	Impieghi di prodotti petroliferi: dinamiche settoriali (Mtep/a)
32	Fig. 2.2	Impieghi di gas naturale: dinamiche settoriali (Mtep/a)
32	Fig. 2.3	Domanda finale di combustibili fossili (Mtep)
34	Fig. 2.4	Fattura energetica (Miliardi di euro)
36	Fig. 2.5	Domanda di energia per produzione termoelettrica: singole fonti (Mtep/a)
38	Fig. 2.6	Andamento annuale del picco di domanda estivo e invernale
38	Fig. 2.7	Fabbisogno di potenza alla punta mensile del carico (MW)

#### 3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

50	Fig. 3.1	Variazione della liquidità nel 2007
50	Fig. 3.2	Volumi scambiati sulle borse europee nel mercato del giorno prima (TWh)
52	Fig. 3.3	Pun annuo per gruppi di ore (€/MWh)
52	Fig. 3.4	Pun medio mensile (€/MWh)
53	Fig. 3.5	Variazione % del Pun mensile rispetto alla media annua
54	Fig. 3.6	Volatilità mensile del Pun
55	Fig. 3.7	Brent medio mensile e variazioni tendenziali
60	Fig. 3.8	Prezzi zonal med mensili per gruppi di ore (€/MWh)
71	Fig. 3.9	Differenza tra Pun e Pme (€/MWh)
71	Fig. 3.10	Prezzi medi mensili europei (€/MWh)
76	Fig. 3.11	Volumi di energia elettrica
77	Fig. 3.12	Volumi acquistati: curve medie orarie
79	Fig. 3.13	Volumi acquistati per macrozona: curve medie orarie
81	Fig. 3.14	Offerte nelle macrozone: curve medie orarie
82	Fig. 3.15	Offerte nelle macrozone estere: curve medie orarie
83	Fig. 3.16	Vendite per tipologia di impianto
84	Fig. 3.17	Energia elettrica venduta per macrozona per tipologia di impianto
85	Fig. 3.18	Vendite per macrozona per tipologia di impianto: percentuale sul totale
86	Fig. 3.19	Nuova potenza installata per tecnologie (MVa)
86	Fig. 3.20	Nuova potenza installata per macrozona (MVa)
88	Fig. 3.21	Performance delle unità a ciclo combinato per il 2007

88	Fig. 3.22	Performance delle unità a ciclo combinato per anno
89	Fig. 3.23	Numero medio di zone di mercato
90	Fig. 3.24	Frequenza di non separazione
90	Fig. 3.25	Configurazioni di mercato più frequenti
91	Fig. 3.26	Rendita da congestione raccolta su MGP
98	Fig. 3.27	HHI medio annuale sulle quantità offerte
98	Fig. 3.28	HHI medio annuale sulle quantità vendute
99	Fig. 3.29	HHI medio mensile sulle quantità offerte
99	Fig. 3.30	HHI medio mensile sulle quantità vendute
99	Fig. 3.31	Indice di operatore residuale annuale sulle quantità e sulle ore (IOR)
99	Fig. 3.32	Indice di operatore residuale mensile sulle quantità e sulle ore (IOR)
100	Fig. 3.33	Indice di operatore marginale annuale e mensile (IOMa)
100	Fig. 3.34	Indice di tecnologia marginale annuale del ciclo combinato (ITM)
101	Fig. 3.35	Volumi e liquidità di borsa trimestrali
102	Fig. 3.36	Andamenti trimestrali di Pun e Pme
103	Fig. 3.37	Prezzi zonali trimestrali
104	Fig. 3.38	Prezzo di acquisto su MA
105	Fig. 3.39	Prezzi zonali su MA
106	Fig. 3.40	Volumi scambiati su MA
107	Fig. 3.41	Vendite e acquisti per tipologia di impianto su MA
107	Fig. 3.42	Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto su MA: media oraria
108	Fig. 3.43	Volumi scambiati su MSD ex ante a salire
109	Fig. 3.44	Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo
110	Fig. 3.45	Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere
110	Fig. 3.46	Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo
111	Fig. 3.47	Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto
111	Fig. 3.48	Saldo vendite/acquisti su MSD ex ante per tipologia di impianto
112	Fig. 3.49	Produzione nazionale per tipologia di impianto a valle del MSD ex ante
113	Fig. 3.50	Volumi scambiati su MSD ex post a salire
114	Fig. 3.51	Volumi scambiati su MSD ex post a scendere
115	Fig. 3.52	Volumi scambiati su PAB
116	Fig. 3.53	Contratti registrati, posizione netta e programmi fisici: media oraria

#### 4. NEGOZIAZIONI A TERMINE DI ENERGIA ELETTRICA

127	Fig. 4.1	Evoluzione della base nel 2007 su Nordpool
127	Fig. 4.2	Evoluzione della base nel 2007 su EEX
127	Fig. 4.3	Evoluzione della base nel 2007 su Powernext
128	Fig. 4.4	Volatilità giornaliera mercato spot e future mensile su Nordpool
128	Fig. 4.5	Volatilità giornaliera mercato spot e future mensile su EEX
129	Fig. 4.6	Curve mensili dei prezzi forward
129	Fig. 4.7	Curve trimestrali dei prezzi forward
129	Fig. 4.8	Curve annuali dei prezzi forward

#### 5. I MERCATI AMBIENTALI

134	Fig. 5.1	I prezzi medi ponderati (in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dati aggiornati al 31.12.2007)
135	Fig. 5.2	Volumi scambiati sul mercato CV (per anno di svolgimento delle sessioni)
140	Fig. 5.3	I TEE scambiati sul mercato GME e bilateralmente (2007)
141	Fig. 5.4	I prezzi dei TEE (in €/tep) registrati sul Mercato GME (2007)
143	Fig. 5.5	Andamento dei prezzi dei TEE (in €/tep) nel primo trimestre 2008
146	Fig. 5.6	Prezzi medi mensili (in €/tCO <sub>2</sub> ) delle EUA (2005-2007) nel 2006 e 2007



## INDICE DELLE TABELLE – APPENDICE STATISTICA

167	Tab. 1	MGP - Prezzo di acquisto
167	Tab. 2	MGP - Prezzo di vendita per zona geografica
168	Tab. 3	MGP - Prezzo di vendita: % ore con prezzo diverso dalla zona di riferimento
168	Tab. 4	MGP - Prezzo di vendita: differenza media di prezzo tra le zone
175	Tab. 5	MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo: % sul totale
175	Tab. 6	MGP - Acquisti
176	Tab. 7	MGP - Acquisti sulle zone estere
180	Tab. 8	MGP - Offerte di vendita
180	Tab. 9	MGP - Offerte di vendita a prezzo zero
181	Tab. 10	MGP - Vendite
181	Tab. 11	MGP - Volumi non venduti
182	Tab. 12	MGP - Vendite sulle zone estere
182	Tab. 13	MGP - Vendite per tipologia di impianto
189	Tab. 14	MGP - Struttura della domanda
189	Tab. 15	MGP - Struttura dell'offerta
189	Tab. 16	MGP - Offerte integrative
195	Tab. 17	MGP - Numero di zone di mercato
195	Tab. 18	MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)
196	Tab. 19	MGP - Limite medio di transito
196	Tab. 20	MGP - Direzione dei flussi di transito
197	Tab. 21	MGP - Utilizzo medio dei transiti
197	Tab. 22	MGP - Percentuale di saturazione dei transiti
198	Tab. 23	MGP - Percentuale di inibizione dei transiti
206	Tab. 24	MGP - Quote di mercato
206	Tab. 25	MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI)
207	Tab. 26	MGP - Indice di fissazione del prezzo (IOM)
208	Tab. 27	MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM)
209	Tab. 28	MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale
209	Tab. 29	MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale
214	Tab. 30	MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee
214	Tab. 31	MGP - Percentuale di volumi scambiati con differenziale di prezzo favorevole
217	Tab. 32	PCE - Contratti registrati per profilo e posizione netta
217	Tab. 33	PCE - Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto
217	Tab. 34	PCE - Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna
218	Tab. 35	PCE - Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna
218	Tab. 36	PCE - Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati
218	Tab. 37	PCE - Transazioni registrate per tipologia di conto
221	Tab. 38	MA - Prezzo di acquisto
221	Tab. 39	MA - Prezzo per zona geografica
222	Tab. 40	MA - Volumi
227	Tab. 41	PAB - Volumi scambiati
227	Tab. 42	PAB - Volumi scambiati per macrozona
229	Tab. 43	MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere
229	Tab. 44	MSD ex ante - Volumi scambiati a salire
230	Tab. 45	MSD ex post - Volumi scambiati a scendere
230	Tab. 46	MSD ex post - Volumi scambiati a salire

## INDICE DELLE FIGURE - APPENDICE STATISTICA

168	Fig. 1	MGP - Prezzo di acquisto: anni 2004-2007
169	Fig. 2	MGP - Prezzo di acquisto per gruppi di ore
169	Fig. 3	MGP - Prezzo di acquisto: media e volatilità
169	Fig. 4	MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera
170	Fig. 5	MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)
170	Fig. 6	MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)
170	Fig. 7	MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata
171	Fig. 8	MGP - Prezzo di vendita
171	Fig. 9	MGP - Prezzo di vendita: curve di durata
172	Fig. 10	MGP - Prezzo di vendita: curve di durata per macrozona
173	Fig. 11	MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera
174	Fig. 12	MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie
176	Fig. 13	MGP - Acquisti: curve medie orarie
176	Fig. 14	MGP - Acquisti: curve di durata
177	Fig. 15	MGP - Acquisti per macrozona: curve medie orarie
178	Fig. 16	MGP - Acquisti sulle zone estere
178	Fig. 17	MGP - Acquisti sulle zone estere: curve medie orarie
179	Fig. 18	MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento orario
179	Fig. 19	MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo sulle zone estere
182	Fig. 20	MGP - Offerte di vendita a prezzo zero
183	Fig. 21	MGP - Vendite sulle zone estere: media oraria
183	Fig. 22	MGP - Vendite sulle zone estere: curve medie orarie
183	Fig. 23	MGP - Vendite sulle zone estere: andamento orario
184	Fig. 24	MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere: media oraria
184	Fig. 25	MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario
184	Fig. 26	MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria
185	Fig. 27	MGP - Vendite per tipologia di impianto
186	Fig. 28	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo
186	Fig. 29	MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo
187	Fig. 30	MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie
188	Fig. 31	MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie
190	Fig. 32	MGP - Liquidità: evoluzione strutturale
190	Fig. 33	MGP - Liquidità
190	Fig. 34	MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera
191	Fig. 35	MGP - Volumi scambiati: media oraria
191	Fig. 36	MGP - Acquisti bilaterali: media oraria
191	Fig. 37	MGP - Vendite bilaterali: media oraria
192	Fig. 38	MGP - Sbilanciamento a programma: media oraria
192	Fig. 39	MGP - Valore delle transazioni
192	Fig. 40	MGP - Acquisti: struttura della borsa
193	Fig. 41	MGP - Vendite: struttura della borsa
193	Fig. 42	MGP - Struttura delle vendite: andamento orario
193	Fig. 43	MGP - Struttura degli acquisti: andamento orario
194	Fig. 44	MGP - Offerte integrative: andamento orario
199	Fig. 45	MGP - Configurazioni di mercato più frequenti
200	Fig. 46	MGP - Numero medio di zone di mercato
200	Fig. 47	MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera
201	Fig. 48	MGP - Rendita da congestione
201	Fig. 49	MGP - Rendita da congestione per transito
201	Fig. 50	MGP - Rendita unitaria da congestione per transito
202	Fig. 51	MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo
210	Fig. 52	MGP - HHI sulle vendite
210	Fig. 53	MGP - HHI: curve medie orarie
211	Fig. 54	MGP - HHI: curve di durata
212	Fig. 55	MGP - IOM dell'operatore A

212	Fig. 56	MGP - IOR: curve di durata
213	Fig. 57	MGP - IORh
213	Fig. 58	MGP - IORq
213	Fig. 59	MGP - ITM
215	Fig. 60	MGP - Prezzi medi sulle principali borse europee
215	Fig. 61	MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee. Anno 2007
216	Fig. 62	MGP - Differenziale di prezzo con l'estero
219	Fig. 63	PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario
219	Fig. 64	PCE - Contratti registrati e posizione netta: media oraria
219	Fig. 65	PCE - Contratti registrati per data di stipula e durata
222	Fig. 66	MA - Prezzo di acquisto
223	Fig. 67	MA - Prezzo zonale
223	Fig. 68	MA - Volumi scambiati: media oraria
223	Fig. 69	MA - Valore delle transazioni
224	Fig. 70	MA - Volumi macrozonal: media oraria
225	Fig. 71	MA - Acquisti per tipologia di impianto
225	Fig. 72	MA - Vendite per tipologia di impianto
226	Fig. 73	MA - Volumi macrozonal per tipologia di impianto: media oraria
226	Fig. 74	MA - Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria
227	Fig. 75	PAB - Volumi scambiati: media oraria
231	Fig. 76	MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria
231	Fig. 77	MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria
231	Fig. 78	MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per tipologia di impianto
232	Fig. 79	MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per tipologia di impianto
232	Fig. 80	MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto
232	Fig. 81	MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto
233	Fig. 82	MSD - Volumi macrozonal per tipologia di impianto: media oraria
233	Fig. 83	MSD - Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria
234	Fig. 84	MSD ex post - Volumi scambiati a scendere: media oraria
234	Fig. 85	MSD ex post - Volumi scambiati a salire: media oraria



## A. I MERCATI DELL'ENERGIA





## 1. IL MERCATO ENERGETICO MONDIALE

### 1.1 L'economia mondiale

Lo scenario economico mondiale nel 2007 è stato caratterizzato da due elementi chiave che hanno portato al rallentamento della crescita economica nell'ultima parte dell'anno.

Il primo fattore riguarda la grave crisi finanziaria innescata dal crollo del mercato obbligazionario legato ai mutui "subprime" erogati a clienti non in grado di fornire solide garanzie, iniziata nell'estate del 2007. Questo evento, definito da non pochi analisti come il peggiore shock finanziario dai tempi della Grande Depressione del 1929, ha avuto profonde ripercussioni a livello internazionale e le banche centrali sono intervenute tempestivamente per immettere liquidità sui mercati.

Il secondo fattore è rappresentato dal forte aumento dei prezzi delle materie prime energetiche e alimentari, imputabile a molteplici cause, tra cui l'elevata domanda da parte dei paesi emergenti.

Ciò nonostante, nel 2007, l'economia mondiale ha registrato un tasso di crescita del PIL sostenuto (+4,9%), sostanzialmente in linea con quello dell'anno precedente (+5%), pur se con dinamiche molto differenziate a livello di macro aree. Il più importante impulso alla crescita è da attribuire alle ottime performance dei paesi emergenti, quali Cina (11,4%), India (9%) e Russia (8%), che hanno beneficiato della sostenuta domanda interna, di un buon quadro macroeconomico<sup>1</sup> e delle esportazioni di materie prime alimentari e energetiche, caratterizzate, come già accennato da prezzi record. La rapida crescita in questi paesi ha controbilanciato quella più moderata degli Stati Uniti, pari a circa il 2,2%, dei paesi dell'area euro (2,6%) e del Giappone (1,9%), che dopo due trimestri di discreta ripresa, hanno mostrato evidenti segnali di rallentamento nell'ultima parte dell'anno.

Tab. 1.1 Tasso di crescita del PIL

	2005	2006	2007	2008 (*)
Mondo	4,4	5,0	4,9	3,7
USA	3,1	2,9	2,2	0,5
EU 15	1,5	2,8	2,6	1,4
Giappone	1,9	2,4	2,1	1,4
paesi emergenti	7,0	7,8	7,9	6,7
di cui Cina	10,4	11,1	11,4	9,3
Russia	7,2	6,4	7,4	8,1
India	9,1	9,7	9,2	7,9
Commercio mondiale (volume)	7,4	9,2	6,8	5,6

Fonte: FMI, World Economic Outlook, aprile 2008

(\*) Stime del Fondo Monetario Internazionale.

Gli effetti della crisi finanziaria hanno riguardato, in modo principale, le economie avanzate e in particolare gli Stati Uniti, destabilizzandone i mercati e mettendo in seria difficoltà non poche istituzioni finanziarie che godevano di grande reputazione ed erano considerate molto solide. Il risultato più evidente della crisi statunitense dei mutui *subprime* è stato la pesante restrizione nell'offerta di credito alle imprese che si è estesa in buona parte anche all'area euro, dal momento che le banche europee hanno dimostrato di essere sorprendentemente esposte verso il mercato obbligazionario statunitense, detenendo nei propri portafogli quantità elevate di attività connesse con muti ipotecari e altri prodotti strutturati.

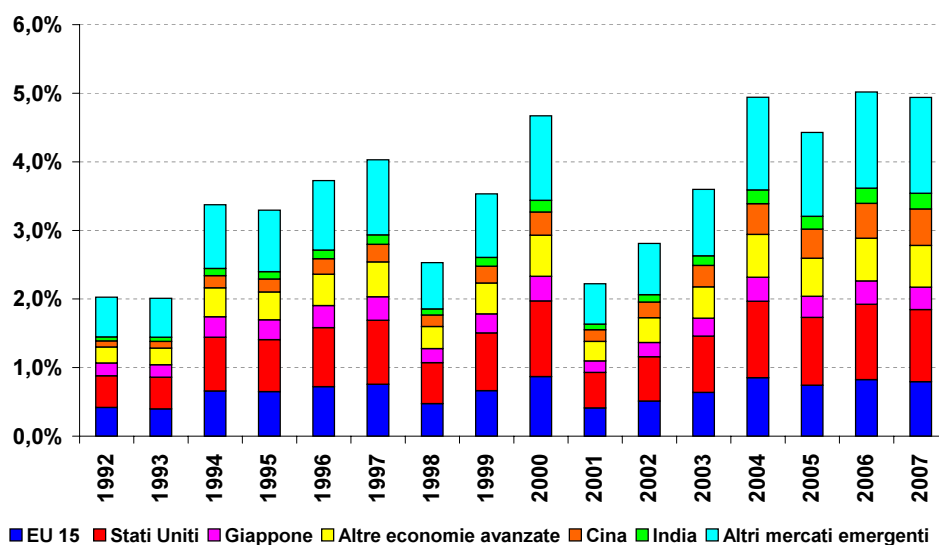
Di contro, i paesi emergenti e le economie in via di sviluppo sono stati meno toccati dai tumultuosi avvenimenti che hanno coinvolto i mercati finanziari, a riprova che la loro cre-

<sup>1</sup> Negli ultimi anni le politiche implementate in diversi paesi emergenti e in via di sviluppo hanno permesso di ridurre il deficit fiscale e l'inflazione.

scita sta diventando sempre meno dipendente dai cicli economici delle economie avanzate, anche se non sono state totalmente eliminate le interferenze.

Negli ultimi cinque anni la dinamica della crescita dell'economia mondiale è stata dominata dalle economie emergenti e dai paesi in via di sviluppo, che nel complesso hanno contribuito per circa il 44% alla crescita globale, rispetto al 35% che si riscontrava nei primi anni '90; la Cina da sola pesa per più di un quinto (in confronto al 4% dei primi anni '90).

Fig. 1.1 Contributo alla crescita mondiale per area geografica



Fonte: elaborazioni GME su dati FMI, World Economic Outlook, aprile 2008

Anche il modello del commercio mondiale è caratterizzato da diversi cambiamenti strutturali, collegati all'importanza crescente delle economie emergenti, che attualmente ne gestiscono circa un terzo e rappresentano circa la metà dell'aumento in termini di volumi importati dal 2000. Si evidenzia inoltre il crescente scambio intraregionale tra i paesi asiatici maggiormente rappresentativi.

Il rapido sviluppo di Cina e India porta con sé anche importanti vantaggi economici per gli altri paesi: per alcuni sta creando opportunità di esportazioni, per altri incrementa la possibilità di accedere ad un ventaglio più ampio di prodotti importati e di servizi a prezzi competitivi. Tuttavia, le sempre più consistenti esportazioni di Cina e India aumentano anche la pressione competitiva, portando a "dolorosi" aggiustamenti strutturali in molti paesi, e i bisogni crescenti di beni (in primo luogo energetici) rischiano di farne aumentare i prezzi a livello internazionale.

I rincari delle fonti di energia e di alcune materie prime alimentari, in particolare cereali, carne e latticini, hanno provocato un rialzo dell'inflazione, con una incidenza maggiore nei paesi emergenti e in via di sviluppo. Proprio in questi paesi i prezzi dei prodotti agroalimentari hanno risentito, da un lato, di restrizioni temporanee nell'offerta connesse con le condizioni climatiche, dall'altro di fattori più persistenti, quale il crescente impiego di alcuni prodotti agricoli nell'industria dei biocarburanti.

Per il 2008 sono aumentate le incertezze sulla prossima evoluzione della congiuntura economica e i principali organismi internazionali hanno rivisto al ribasso le previsioni di crescita per il 2008, stimando una espansione del 3,7%, e al rialzo le previsioni sull'inflazione. Le motivazioni sono legate ai maggiori rischi percepiti sulla possibilità di un ulteriore pro-

pagarsi degli effetti della crisi dei mutui statunitensi e del proseguimento del *trend* rialzista dei prezzi delle materie prime e dei prodotti alimentari.

Di fatto la trasmissione delle recenti turbolenze finanziarie alla sfera reale potrebbe agire attraverso due principali canali. Il primo di carattere finanziario secondo il quale le perdite sui portafogli d'investimento e sulle posizioni in derivati delle grandi banche potrebbero condurre ad un ulteriore irrigidimento nell'erogazione del credito. In secondo luogo, un indebolimento delle aspettative degli operatori potrebbe tradursi in un rallentamento della domanda per consumi e investimenti, provocando di conseguenza un rallentamento della crescita economica in generale.

Il peggioramento delle aspettative per l'anno in corso riguarda soprattutto gli Stati Uniti che devono fronteggiare una modesta recessione, nonostante il governo federale abbia già attivato sostanziali strumenti fiscali e monetari per tenere sotto controllo gli effetti della crisi finanziaria.

Il rallentamento della crescita si dovrebbe verificare anche in altri paesi avanzati, compresa l'Europa, che dovrà fare i conti con una stretta al credito più forte del previsto, e nelle economie emergenti, che comunque presenteranno tassi di crescita superiori alla media, confermando il loro ruolo di locomotiva alla crescita mondiale.

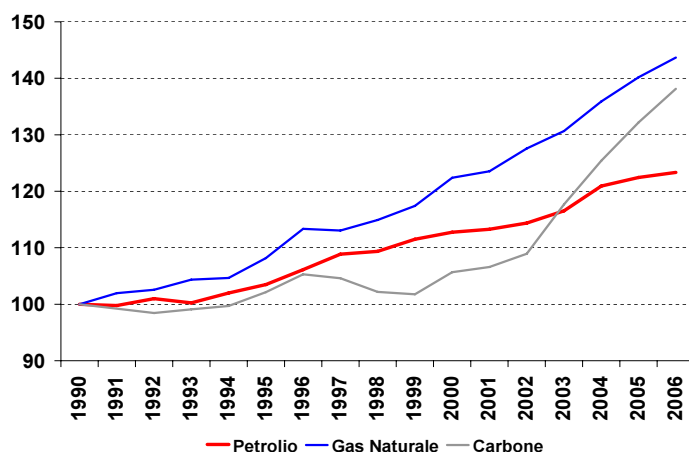
## 1.2 Mercato mondiale dei beni energetici

La congiuntura economica positiva del 2006 ha contribuito a sostenere la domanda di beni energetici, secondo i dati della *British Petroleum* (BP), con un incremento pari al 2,4% rispetto all'anno precedente.

Tra i prodotti fossili il carbone è la fonte primaria che ha registrato il maggior tasso di incremento (4,5%), in linea con il *trend* degli ultimi anni, legato al suo crescente utilizzo in Asia indotto dallo sviluppo del settore termoelettrico in Cina e India. In particolare, l'incremento della domanda in Cina rappresenta quasi il 72% della crescita dei consumi di carbone nel 2006 e quasi il 38% dell'aumento del fabbisogno mondiale di energia nello stesso anno.

A livello mondiale il gas naturale ha registrato una dinamica più contenuta (+2,5%), seguito dal petrolio (0,7%). Ciò nonostante quest'ultima fonte continua a soddisfare la domanda di energia primaria per circa il 36%, mentre il carbone pesa per il 28% e il gas naturale per il 24%.

Fig. 1.2 Consumi mondiali di fonti fossili (Numeri indice 1990=100)

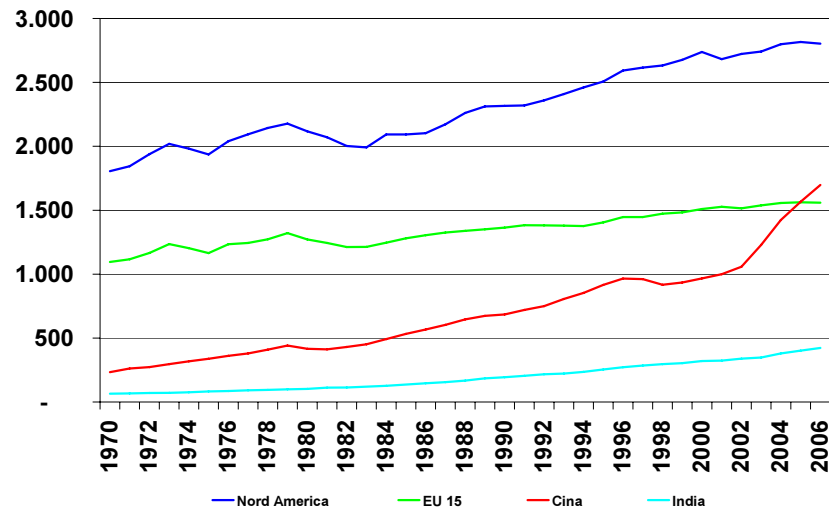


Fonte: BP, Review of World Energy 2007



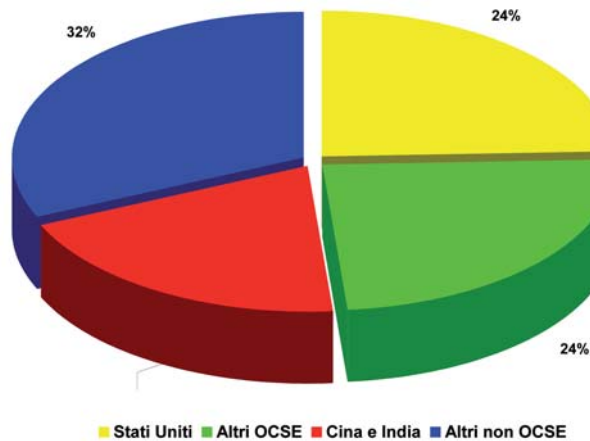
Le dinamiche dei consumi primari mostrano come la tendenza allo spostamento dei poli di consumo verso i paesi non OCSE si sia rafforzata negli anni più recenti.

**Fig. 1.3** Consumi di energia primaria in alcune regioni del mondo (Mtep)



Fonte: BP, Statistical Review 2007

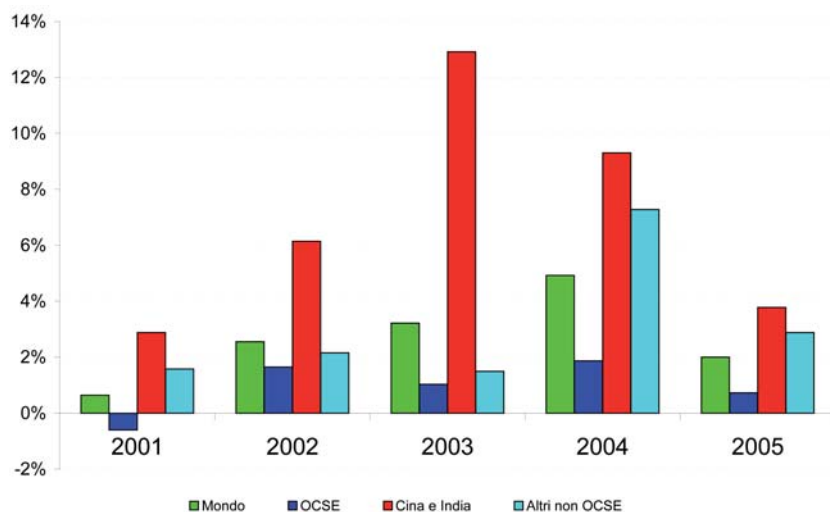
**Fig. 1.4** Consumi di energia primaria per area geopolitica (anno 2005)



Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2007

L'andamento della domanda, fortemente correlato con l'espansione dell'attività economica, mostra sensibili differenze tra le diverse aree geopolitiche. I paesi non OCSE hanno mostrato una crescita più sostenuta (4,5%, in media nel periodo 2000-2005) trascinata in particolar modo dalle dinamiche della domanda di energia in India e Cina (+ 7%), mentre i paesi OCSE sono stati caratterizzati da un aumento dei consumi energetici più contenuto (circa l'1%).

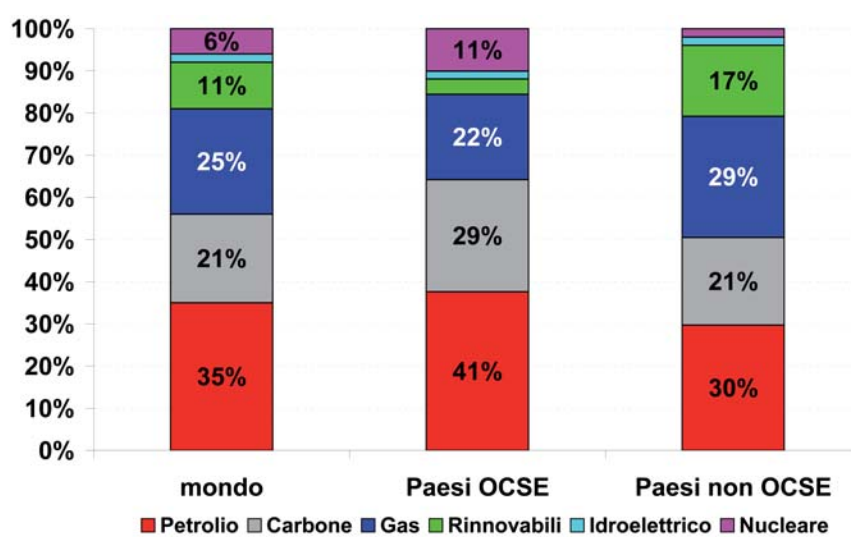
Fig. 1.5 Consumi di energia primaria: variazione percentuale annua per area geografica



Fonte: elaborazioni GME su dati IEA

La struttura dei consumi per fonte primaria evidenzia notevoli differenze tra i paesi OCSE e i paesi meno sviluppati. Nei primi si registra un forte ricorso al petrolio, il cui utilizzo appare sempre più indirizzato verso il solo settore dei trasporti, e un apporto di elettricità primaria particolarmente elevato; nei secondi è rilevante l'apporto del carbone, soprattutto nella generazione elettrica e il ricorso alle biomasse, utilizzate prevalentemente nel settore civile mediante tecnologie tradizionali.

Fig. 1.6 Consumi mondiali di energia per fonte (anno 2005)



Fonte: elaborazioni GME su dati IEA

Secondo le ultime previsioni dell'*International Energy Agency* (WEO, 2007) la domanda energetica appare destinata a crescere in tutte le regioni del mondo, con un incremento stimato del 55% tra il 2005 e il 2030, ad un tasso medio annuale dell'1,8%. I combustibili fossili rimarrebbero la fonte dominante della richiesta energetica mondiale, con una quota destinata a crescere leggermente (dall'81% nel 2005 all'82% nel 2030). Il petrolio resterebbe il combustibile più utilizzato, sebbene con un peso decrescente dal 35% al 32%, e contrariamente a quanto si riteneva solo qualche anno fa, il carbone registrerebbe il maggiore incremento, in termini assoluti, tra tutte le fonti energetiche primarie vedendo salire la propria quota sulla domanda mondiale di energia dal 25% al 28%.

La tendenza che caratterizza l'utilizzo del carbone desta notevoli preoccupazioni se si considera il tema ambientale e se si tiene conto che i quattro quinti dell'incremento complessivo dei consumi deriverebbero da Cina e India che non adottano, ad oggi, nessun meccanismo di controllo e contenimento delle emissioni. La conseguenza è che si potrebbe verificare un livello di emissioni di CO<sub>2</sub> superiore del 57% rispetto ai valori attuali, con Usa, Cina, Russia e India che contribuirebbero per i due terzi a questo aumento.

Anche la percentuale del gas naturale aumenterebbe, per quanto in misura minore, dal 21% al 22%.

**Tab. 1.2 Domanda mondiale di energia primaria (Mtep). Scenario di riferimento<sup>2</sup>**

	1990	2000	2005	2015	2030	2005-2030
<b>Petrolio</b>	3.216	3.647	4.000	4.720	5.585	1,3%
<b>Gas Naturale</b>	1.676	2.089	2.892	3.044	4.994	2,1%
<b>Carbone</b>	2.216	2.292	2.354	3.988	3.948	2,2%
<b>Rinnovabili e rifiuti</b>	903	1.041	1.149	1.334	1.615	1,4%
<b>Nucleare</b>	525	675	721	1804	854	0,7%
<b>Altre rinnovabili</b>	35	53	61	145	308	6,7%
<b>Idroelettrica</b>	184	226	251	327	416	2,0%
<b>Totale</b>	<b>8.755</b>	<b>10.023</b>	<b>11.429</b>	<b>14.361</b>	<b>17.721</b>	<b>1,8%</b>

Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2007

I paesi emergenti contribuirebbero per circa il 74% all'incremento del consumo energetico mondiale tra il 2005 e il 2030, guidati dal veloce sviluppo delle loro economie, basate su modelli *resource-intensive*, e dalla crescita demografica. In particolare, Cina e India da sole inciderebbero per circa il 45% su questo aumento e si stima che la Cina entro il 2010 diverrà il primo paese consumatore del mondo, superando gli Stati Uniti.

Lo straordinario sviluppo economico dei paesi asiatici sembra destinato a trasformare profondamente il sistema energetico mondiale, visto che questi paesi saranno sempre più esposti alle variazioni dei mercati energetici mondiali dal momento che, non essendo produttori, se non in modo marginale, aumenteranno il loro fabbisogno energetico con un conseguente incremento delle importazioni.

Inoltre, con la riduzione della produzione e la crescita del fabbisogno energetico nazionale, molti paesi che, sino a poco tempo fa, erano esportatori netti di petrolio sono diventati importatori netti (Indonesia, Egitto e Stati Uniti), o rischiano di diventarlo nell'arco di pochi anni (Gabon, Tunisia, Oman e Siria). Ciò fa sì che si registri un eccezionale aumento degli scambi di petrolio inter-regionali e il mondo dell'energia sposterà gradualmente il

<sup>2</sup> Al fine di analizzare i futuri sviluppi energetici, l'*International Energy Agency* (IEA) adotta un approccio mediante scenari. Lo Scenario di Riferimento rappresenta quello *business-as-usual*, ossia il *trend* previsto nel caso in cui non vengano implementati nuovi interventi di politica energetica da parte dei governi, oltre a quelli già in atto. Lo scopo di questo scenario è fornire una visione di base di come i mercati energetici mondiali è probabile che evolveranno se i governi riescono ad incidere sulle dinamiche della domanda e dell'offerta. Ciò consente di considerare politiche alternative al fine di avere uno sviluppo mondiale ambientalmente ed economicamente più sicuro e sostenibile.

suo baricentro verso le nuove importanti aree di consumo, per aprire un rinnovato e articolato confronto tra produttori e nuovi consumatori.

Tali dinamiche verosimilmente trasformeranno in modo sostanziale lo scenario politico e strategico del prossimo futuro.

La IEA analizza anche uno Scenario Alternativo, dove l'attuazione di misure governative, volte a garantire la sicurezza delle forniture e contenere gli effetti negativi legati ai cambiamenti climatici in atto potrebbero, tuttavia, cambiare il corso degli eventi.

In questo scenario la domanda mondiale di energia primaria aumenterebbe ad un tasso medio dell'1,3% fino al 2030 (contro l'1,8% dello Scenario di Riferimento), con un "risparmio" pari a 1,9 miliardi di tep. Gran parte dei tagli riguarderebbe i combustibili fossili, in particolare il carbone, grazie ad un loro utilizzo più efficiente nell'industria, nel settore dei trasporti e in quello residenziale, oltre ad una progressiva sostituzione con fonti alternative (incluso il nucleare), il cui contributo aumenterebbe di 0,5 miliardi di tep rispetto all'ipotesi iniziale. Ciò, assieme ad una diffusione massiccia dei sistemi di cattura e stoccaggio di CO<sub>2</sub> nella produzione di energia elettrica e nel comparto industriale, porterebbe ad una contrazione del 19% delle emissioni totali rispetto allo Scenario di Riferimento.

**Tab. 1.3 Domanda mondiale di energia primaria (Mtep). Scenario Alternativo**

	<b>2005</b>	<b>2015</b>	<b>2030</b>	<b>2005-2030</b>
<b>Petrolio</b>	4.000	4.512	4.911	0,8%
<b>Gas Naturale</b>	2.892	2.938	3.447	1,5%
<b>Carbone</b>	2.354	3.643	3.700	1,0%
<b>Rinnovabili e rifiuti</b>	1.149	1.359	1.738	1,7%
<b>Nucleare</b>	721	850	1.080	1,6%
<b>Altre rinnovabili</b>	61	165	444	8,2%
<b>Idroelettrica</b>	251	352	465	2,5%
<b>Totale</b>	<b>11.429</b>	<b>13.818</b>	<b>15.783</b>	<b>1,3%</b>

Fonte: IEA, World Energy Outlook, 2007

### 1.3 Il mercato del petrolio

Per tutto il 2007 i prezzi del greggio hanno mostrato una marcata volatilità caratterizzata, tuttavia, da una netta tendenza rialzista, culminata con i circa 96 \$/bbl toccati dal Brent a fine dicembre 2007 e i 110 \$/bbl superati nei primi mesi dell'anno in corso.

Pur partendo da un prezzo intorno ai 60 \$/bbl, lo scorso anno si è concluso con quotazioni medie del Brent di 72,53 \$/bbl, che rappresentano un aumento di oltre il 10 % rispetto al prezzo registrato nel 2006, pari a 65,14 \$/barile.

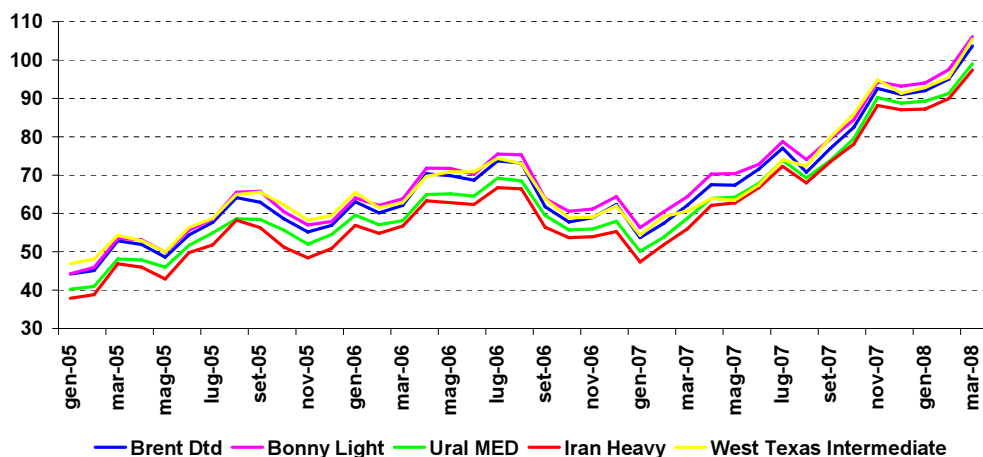
Considerando la forte svalutazione del dollaro rispetto all'euro verificatasi nel 2007 l'incremento, in euro, è stato limitato al 2%.

Come spesso avviene nel mercato petrolifero, il rialzo delle quotazioni del greggio deriva dal combinato disposto di elementi strutturali, geopolitici e finanziari, quello che muta è il peso delle singole componenti. Nel 2007, in particolare, i fattori determinanti sono da ricercare nella forte svalutazione del dollaro rispetto all'euro, cui si è appena accennato, e nei continui timori di un'inadeguatezza dell'offerta rispetto ad una domanda in costante e forte crescita, aggravata dall'assottigliarsi dei margini di flessibilità del sistema petrolifero mondiale con la riduzione dell'apporto produttivo dell'insieme dei paesi non appartenenti all'area Opec.

A questi fattori più generali, si è aggiunta una *iper* reazione dei mercati all'evoluzione degli

indicatori congiunturali del sistema petrolifero americano, con particolare riferimento alla poco brillante situazione delle scorte di greggio e prodotti derivati che, per tutto il 2007, sono rimaste inferiori a quelle dell'anno precedente, pur in presenza di una buona tenuta della domanda.

Fig. 1.7 Prezzo medio mensile dei principali greggi (\$/barile)



Fonte: elaborazioni GME su dati Platts

Questi timori hanno naturalmente generato una forte corrente di acquisti precauzionali e speculativi sul Nymex, confermando che un ruolo importante nell'amplificare e anticipare le tendenze di fondo lo ha avuto la speculazione, che negli ultimi anni ha investito pesantemente nel mercato dei *futures*. Una iniezione di liquidità che ha aiutato gli operatori a gestire i rischi di prezzo, rappresentando però al tempo stesso un potenziale elemento di instabilità.

Infatti in un momento come quello attuale, caratterizzato da un rallentamento dell'economia statunitense e da un dollaro debole, per gli investitori, petrolio e materie prime sono considerate un investimento profittevole e un valido strumento per proteggersi dall'inflazione.

Pertanto i fondamentali, più che giocare un ruolo di primo piano sono diventati un elemento di scenario su cui innestare i movimenti di mercato legati alle aspettative; inoltre, l'aumento della domanda mondiale di petrolio, che è stata poco intaccata dai nuovi livelli di prezzo, ha fornito un costante supporto ai movimenti rialzisti.

L'alto livello dei prezzi del petrolio ha prodotto molteplici effetti. La conseguenza immediata più evidente è stata l'incremento delle rendite petrolifere dei paesi esportatori che ha determinato un significativo benessere finanziario, tradottosi, nei paesi arabi, in consistenti avanzi delle bilance commerciali, riduzione del debito pubblico e accumulazione di importanti riserve in valuta estera. Inoltre, esso ha provocato uno sviluppo delle risorse finanziarie e delle attività dei fondi sovrani, per merito dei quali le autorità pubbliche dei paesi detentori s'impongono sempre più come importanti attori dei mercati finanziari internazionali.

In secondo luogo, un effetto inaspettato è stato l'impatto limitato, almeno fino ad oggi, dei prezzi dell'energia sui principali indicatori economici, quali la crescita del PIL e l'inflazione.

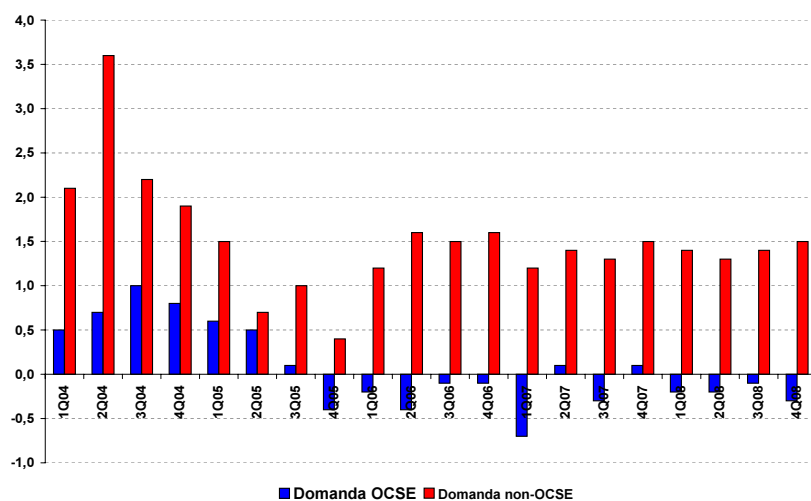
Un'altra peculiarità è rappresentata dal fatto che, diversamente dagli anni '80, quando i paesi consumatori avevano attivato importanti misure di contenimento della domanda, si osserva un incremento costante della richiesta anche in presenza di un progressivo aumento dei prezzi del petrolio e al rapido avvicinarsi ai livelli del 1979 -1980, in moneta costante 2007.

Se, infatti, consideriamo come inizio della nuova fase di emergenza dei prezzi del petrolio il superamento della soglia dei 70 \$/barile, avvenuta nell'aprile del 2006, si può notare come i paesi consumatori non abbiano attivato alcuna misura di rilievo. Al contrario, dal terzo trimestre del 2006 ad oggi la domanda mondiale di petrolio è aumentata di circa 4 milioni di barili/giorno passando da circa 84 a 88 milioni di barili/giorno senza che nessun governo abbia dimostrato particolari preoccupazioni, se non quelle determinate dal timore che si generino pressioni inflazionistiche.

Di fatto si osserva che l'elasticità del prezzo del petrolio sta declinando, così che un aumento di prezzo produce solo una lieve riduzione della domanda. Le ragioni sono diverse: il forte utilizzo del petrolio nei trasporti, dove non ha prodotti sostitutivi significativi; i paesi OCSE sono più ricchi e hanno economie meno *energy-intensive*, cosa che permette loro di continuare a comprare anche a prezzi alti; la maggior parte della crescita viene dai mercati sussidiati di Cina, India e Medio Oriente, dove il prezzo non ha un impatto diretto sulla domanda.

Analizzando la distribuzione geografica della crescita di domanda petrolifera negli ultimi anni si osserva infatti che gli USA, pur rappresentando ancora un quarto dei consumi mondiali, hanno contribuito in modo limitato alla crescita, che invece è per lo più attribuibile all'Asia e al Medio Oriente. Lo sviluppo vigoroso di paesi come Cina e India è stato il vero motore dell'incremento dei consumi petroliferi e l'impennata dei prezzi che ne è derivata ha avuto ricadute molto positive per i grandi esportatori del Golfo Persico, che a loro volta si sono incamminati su un percorso di forte crescita dei consumi. In particolare, nel 2007, la domanda di petrolio mondiale è rimasta robusta e ha registrato un incremento di oltre 1 milione di barili/giorno. Nel complesso, la domanda dai paesi non OCSE (in particolare Cina, India e i paesi del Medio Oriente) ha subito un incremento stimato di circa 1,4 milioni di barili/giorno, mentre quella dei paesi OCSE è diminuita di circa 0,2 milioni.

Fig. 1.8 Variazione di domanda di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)

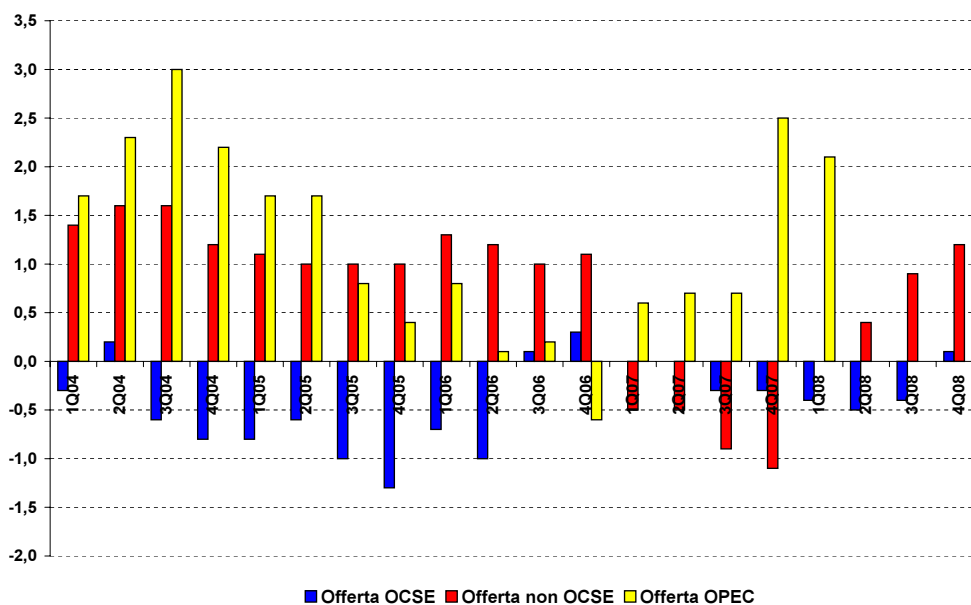


N.B. Per il 2008 le stime sono della Energy Information Administration (EIA)

Fonte: EIA, Annual Statistical Supplement, 2006 e Oil Market Report, aprile 2008

Anche dal lato offerta si osservano importanti cambiamenti. La produzione mondiale di petrolio e gas è infatti tornata saldamente nelle mani di società a prevalente controllo pubblico, espressione diretta dei paesi produttori, le quali si sono sostituite alle tradizionali compagnie occidentali anche nello sfruttamento delle risorse, allargando sempre più verso l'estero la loro sfera d'azione. Tutto ciò mette seriamente a rischio la possibilità di accrescere la produzione, dal momento che, per preservare gli attuali livelli di entrate dei più importanti paesi produttori, il prezzo del greggio dovrà necessariamente posizionarsi oltre i 60 \$/bbl. Nel 2007, l'offerta mondiale di petrolio è aumentata solo grazie al maggiore contributo dell'Angola e dell'Iraq, che pur appartenendo all'OPEC non erano soggetti a vincoli di quota, mentre la produzione non OPEC ha registrato un crollo di circa un milione di barili/giorno.

**Fig. 1.9** Variazione di offerta di petrolio nel mondo su base trimestrale rispetto all'anno precedente (Milioni di barili/giorno)



N.B. Per il 2008 le stime sono dell' EIA, ma non include stime per l'offerta OPEC

Fonte: EIA, Annual Statistical Supplement, 2006 e Oil Market Report, aprile 2008

Per il 2008, la previsione della crescita di domanda petrolifera secondo le principali istituzioni internazionali (IEA, EIA, OPEC) si dovrebbe attestare tra 1,5 e 2 milioni di barili/giorno, concentrata per lo più nei paesi asiatici (1,6 milioni di barili/giorno).

In un contesto di forte domanda e di difficoltà contingenti sul piano della produzione e della raffinazione (limitati margini di capacità produttiva residua) è difficile ipotizzare forti riduzioni dei prezzi del petrolio rispetto ai livelli attuali. A conferma di ciò si osserva l'aumento delle quotazioni nel primo trimestre del 2008, con il Brent che ha sfiorato i 110 \$/bbl.



Anche una robusta frenata dell'economia americana potrebbe essere insufficiente a favorire un rientro dei prezzi, a meno che non si verifichi contemporaneamente un rallentamento della domanda da parte dei paesi asiatici, dove si concentra gran parte dell'aumento tendenziale.

Al momento, però, non è ritenuto molto probabile che, pur in presenza di una fase congiunturale negativa negli USA, ci siano effetti drammatici sui paesi emergenti, considerando che il tasso di crescita delle vendite di automobili in Cina è dell'ordine del 20% e che anche l'India sta sviluppando significativamente il parco automobili con l'introduzione di auto *low-cost*.

Uno scenario di stabilizzazione rimane quindi subordinato ad un atteggiamento particolarmente cooperativo da parte dell'OPEC, che non ha ridotto la produzione, ma non l'ha nemmeno aumentata, e al manifestarsi di qualche reazione della domanda ai nuovi livelli di prezzo nei prossimi mesi.

Comunque la volatilità sul mercato continuerà ad essere la regola, rispondendo a fattori contingenti quali temporanei problemi nell'offerta o geopolitici, tanto quanto un ulteriore possibile deprezzamento del dollaro.

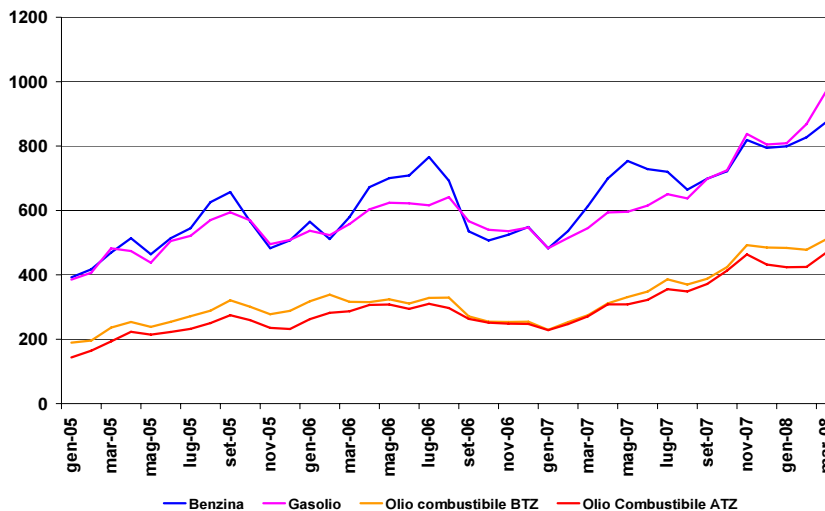
#### 1.4 Prodotti petroliferi e margini di raffinazione

Le quotazioni dei prodotti della raffinazione sono state fortemente influenzate, oltre che dal prezzo dei greggi, anche dalle condizioni precarie del sistema di raffinazione americano. Il prezzo della benzina, sia sul mercato statunitense che su altri mercati, è decisamente cresciuto nel maggio del 2007, raggiungendo i livelli registrati dopo l'uragano Katrina, a causa di diverse interruzioni della produzione, per motivi legati alla manutenzione o guasti, degli impianti di raffinazione americani. In questo paese, la richiesta di prodotti petroliferi, che devono rispettare normative ambientali sempre più severe, ha creato ulteriori problemi alla già scarsa capacità di raffinazione, implicando un incremento delle importazioni di prodotti finiti.

Anche nel mercato del Mediterraneo, nel corso del 2007, il prezzo della benzina è stato caratterizzato da un *trend* al rialzo, che in alcuni momenti, si è mosso con maggiore velocità rispetto a quello del greggio. L'equilibrio tra la domanda e l'offerta è stato costantemente oggetto dell'attenzione degli operatori, anche finanziari, in ragione della debolezza del sistema di raffinazione, della logistica e della situazione delle scorte, pur in assenza di fenomeni meteo di particolare gravità nell'area critica del Golfo del Messico. Diverso è stato invece il profilo evolutivo del gasolio, con quotazioni al rialzo solo nella seconda parte dell'anno con l'avvicinarsi della stagione invernale e della non brillante situazione delle scorte sul mercato degli Stati Uniti.

Le quotazioni degli oli combustibili sono state caratterizzate da un costante *trend* al rialzo sostenuto non solo dall'aumento del prezzo del greggio ma anche dalla scarsità di questo prodotto da destinare agli impianti di conversione per massimizzare le rese in benzina e in gasolio.

Fig. 1.10 Prezzo dei prodotti della raffinazione sul mercato mediterraneo (\$/t)

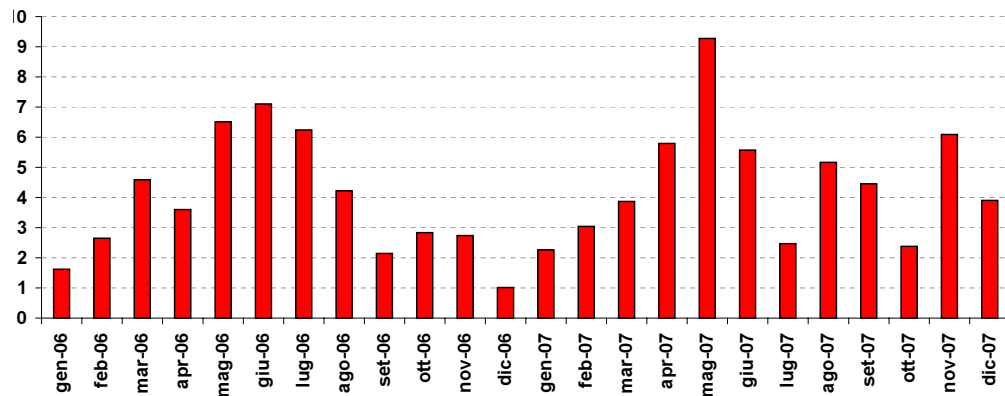


Fonte: elaborazioni GME su dati Platts

Pur in presenza di investimenti importanti volti a incrementare la capacità di raffinazione negli Stati Uniti, in Asia e in Medio Oriente, anche nel 2008, non dovrebbe verificarsi una situazione di *surplus* capace di smorzare possibili spunti rialzisti, oltre a quelli collegati a probabili incrementi dei prezzi del greggio.

Infatti, anche nel primo trimestre del 2008, si sono registrati importanti e sostenuti aumenti che da gennaio 2008 sono quantificabili in: 60 \$/t per la benzina, più di 150 \$/t per il diesel, circa 30 \$/t per il Btz e 44 \$/t per l'Atz. In relazione ai margini di raffinazione, si può osservare come questi si siano mantenuti sostenuti durante la maggior parte del 2007, in risposta alle tensioni sul mercato della benzina, nella prima parte dell'anno, e, successivamente, quelle emerse sul gasolio. Comunque in alcuni momenti, quando i prezzi del petrolio si sono avvicinati ai massimi, si sono manifestate delle diminuzioni, vista la difficoltà di trasferire per intero gli aumenti sui prezzi dei prodotti.

Fig. 1.11 Margini di raffinazione Mediterraneo - BRENT TRC (\$/b)



Fonte: Osservatorio Energia AIEE

## 1.5 Il mercato del gas naturale

Il mercato internazionale del gas naturale è essenzialmente segmentato in tre aree regionali, distinte dalla forma prevalente di approvvigionamento (produzione domestica, import via gasdotto o via GNL), dalla struttura del mercato e dalle politiche di formazione del prezzo.

Le maggiori aree di commercio corrispondono alle tre regioni dell'OCSE: il Nord America, l'Europa e l'Asia-Pacifico. In questi tre mercati il gas viene utilizzato per soddisfare i bisogni del settore residenziale e commerciale, del riscaldamento industriale e, in misura sempre crescente, per la generazione elettrica.

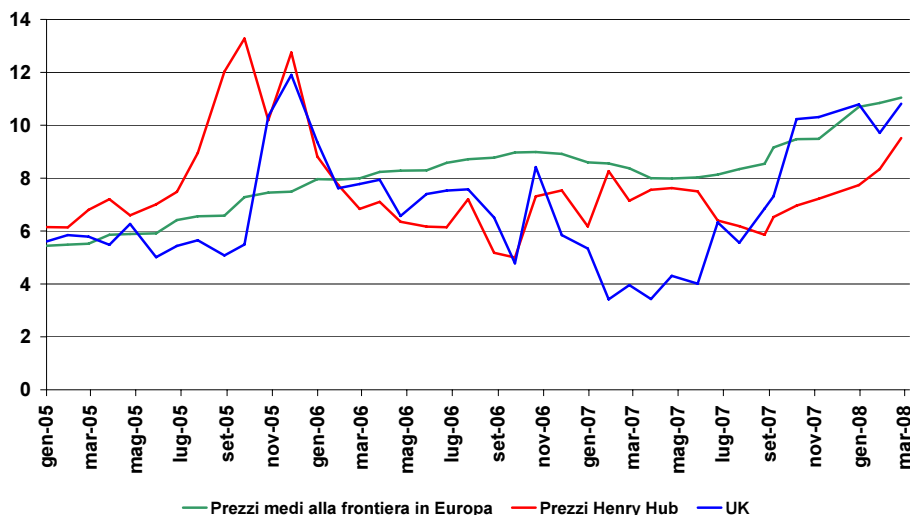
L'industria del gas asiatica si è sviluppata sin dal 1970, quando la tecnologia del gas naturale liquefatto (GNL) è divenuta disponibile come mezzo per trasportare il gas da paesi non collegabili via *pipeline*, come la Malaysia, il Brunei, l'Indonesia, l'Australia e il Medio Oriente. Di fatto, il Giappone è quasi totalmente dipendente da approvvigionamenti di GNL e, per questo, il prezzo si forma attraverso formule basate sul *netback*<sup>3</sup> rispetto alle fonti petrolifere sostitutive. Ad oggi i mercati del gas giapponese e coreano sono alle prime fasi della liberalizzazione e non dispongono ancora di una borsa del gas.

La produzione nazionale del Nord America è stata, invece, per lungo tempo in grado di soddisfare la domanda interna, con il Canada principale esportatore. In questa regione il processo di liberalizzazione è iniziato nei primi anni '80, e attualmente si può considerare un mercato totalmente liberalizzato, dove i prezzi all'ingrosso si formano attraverso la concorrenza *gas-to-gas*, ossia attraverso l'incontro tra domanda e offerta nelle circa 40 borse specializzate situate nei principali punti di scambio domestici. Sia i prezzi all'ingrosso sia i prezzi della produzione nazionale riflettono quelli che si formano sull'*Henry Hub*, con un coefficiente di correlazione che supera il 95%.

In relazione al terzo importante mercato del gas naturale, l'Europa dipende dalle importazioni, in primo luogo dalla Russia e dall'Algeria, per una quota pari al 60% del fabbisogno. Il mercato risulta parzialmente liberalizzato, anche se ancora segmentato su base nazionale e i prezzi si basano prevalentemente su contratti di lungo termine indicizzati sul prezzo dei prodotti petroliferi e del carbone. In questo modo i prezzi del gas seguono, con un *gap* di qualche mese, l'andamento del prezzo del petrolio, e risultano in larga misura insensibili a fenomeni di breve termine. Sebbene alcuni paesi si stiano muovendo, seppur a diversa velocità, verso il sistema americano, le borse europee del gas sono in genere ancora poco significative per il mercato nel suo complesso e non influenzano in modo rilevante il prezzo medio di importazione.

<sup>3</sup> Secondo il meccanismo di fissazione dei prezzi denominato "*netback*", il prezzo pagato dalle compagnie di importazione al produttore si basa sul valore medio pesato del gas in concorrenza con altri combustibili (prodotti petroliferi, olio combustibile a basso tenore di zolfo, olio combustibile ad alto tenore di zolfo, etc), detratti i costi di trasporto e altri costi.

Fig. 1.12 Prezzi mensili medi all'ingrosso negli Stati Uniti e in Europa (\$/MMBtu)



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

I prezzi del gas naturale presso l'*Henry Hub* si sono collocati, per tutto il 2007, tra i 6 e gli 8 \$/MMBtu, registrando un incremento medio del 3% rispetto al 2006. Ciò ha reso il gas naturale più economico del petrolio, a parità di potere calorifico, per la maggior parte dell'anno, consentendone un utilizzo nella generazione elettrica superiore del 9% rispetto all'anno precedente.

Di fatto, negli ultimi anni, i prezzi del gas naturale negli USA si sono allineati su livelli mediamente più alti, e il mercato ha risposto in modo adeguato, con un incremento della produzione nazionale del 3%, nel solo 2007.

Analizzando in modo più puntuale l'area europea si osserva che la continua crescita dei prezzi del greggio e dei suoi derivati, che ha caratterizzato tutto il 2007, non poteva che avere un effetto rialzista anche sui prezzi del gas naturale, verificatosi puntualmente nel terzo quadrimestre dell'anno, dopo una fase di sostanziale stabilità dei primi due quadrimestri. Si conferma quindi la caratteristica dei meccanismi che vanno a determinare i prezzi del gas, i quali consentono al sistema di diluire nel tempo l'impatto dei più alti prezzi del petrolio, solo in parte attenuato dal deprezzamento del dollaro rispetto all'Euro. In particolare, il prezzo del gas naturale in dollari alla frontiera europea è aumentato mediamente dell'1% rispetto al 2006, mentre negli *hub* europei si è registrata una diminuzione media pari al 22%.

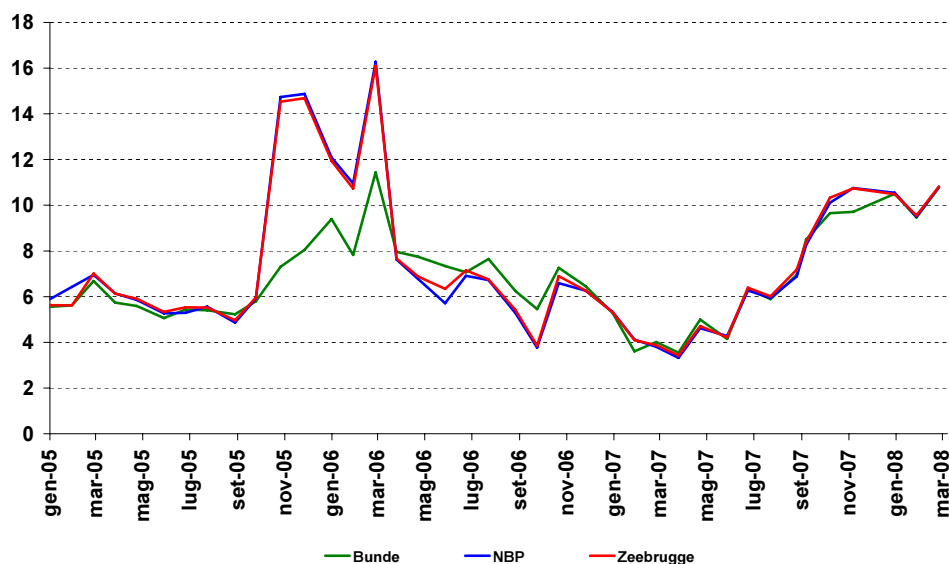
Nel corso della prima parte del 2007 il differenziale tra i prezzi medi del gas importato e quelli del gas commercializzato sui grandi *hub* europei era risultato nettamente positivo, con valori anche superiori ai 4 \$/MMBtu. A partire dai mesi autunnali si è registrata un'inversione di tendenza, con dei sensibili e continui rialzi, che hanno ridotto notevolmente il differenziale tra i due prezzi fino ad annullarlo completamente, per poi invertirne il segno raggiungendo, nell'ultima parte dell'anno, una forbice negativa di circa 2 \$/MMBtu.

Le quotazioni hanno così raggiunto livelli superiori ai 10 \$/MMBtu, collocandosi nettamente al di sopra di quelle di un anno fa, quando i corsi si erano mantenuti in un *range* compreso tra 6 e 8 \$/MMBtu, a causa di un inverno più mite della norma e un adeguato livello d'offerta, tale da non generare sbilanciamenti tra domanda e offerta.

In relazione ai primi tre mesi del 2008, i prezzi del gas naturale hanno registrato un aumento generalizzato, sia per quanto riguarda il gas importato che quello scambiato

sui grandi *hub*; in particolare sull'*Henry Hub*, da gennaio, si è avuto un incremento del 23% a causa delle fredde temperature che hanno sostenuto la domanda.

Fig. 1.13 Prezzo medio mensile delle borse europee del gas (\$/MMBtu)



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

Nel 2007 la domanda di gas naturale nei paesi OCSE, dove si concentrano le maggiori aree di commercio, ha registrato un incremento del 4,6% rispetto all'anno precedente; il dato complessivo nasconde andamenti diversificati tra le tre principali aree geografiche. In Europa il rialzo dovrebbe collocarsi sopra il 2%, nell'America settentrionale al 5,6% e in Asia all'8,5%. A livello mondiale invece, secondo alcune stime preliminari, la domanda di gas dovrebbe essere cresciuta del 2,5%.

Tab. 1.4 Bilancio del gas naturale nelle regioni OCSE

	2005	2006	2007
<b>OCSE Nord America</b>			
Produzione	744	762	788
Importazioni nette	10	10	12
Variazione scorte	-9	12	-13
Consumo	768	760	803
<b>OCSE Europa</b>			
Produzione	315	308	297
Importazioni nette	231	240	247
Variazione scorte	-1	9	-6
Consumo	546	539	551
<b>OCSE Pacifico</b>			
Produzione	44	46	48
Importazioni nette	95	105	110
Variazione scorte	-1	2	-1
Consumo	141	146	158
<b>OCSE</b>			
Produzione	1104	1116	1133
Importazioni nette	336	355	369
Variazione scorte	-11	22	-20
Consumo	1455	1445	1512

Fonte: IEA, Monthly Gas Natural Survey, gennaio 2008

I paesi asiatici registrano tassi di crescita sostenuti e, in prospettiva, si configurano come uno dei mercati emergenti, anche in termini di importazioni.

Il mercato nordamericano, tendenzialmente stagnante negli ultimi anni, evidenzia il raggiungimento dei limiti nella capacità d'offerta del gas sul versante interno, per cui la domanda di gas, nel complesso elevata, si rivolge sempre di più verso le importazioni di GNL, provocando tensioni sui prezzi. Per ovviare a ciò si stanno costruendo tutte le infrastrutture necessarie per permettere a quantitativi di gas liquefatto crescente di raggiungere l'ampia rete di *pipelines* esistente, affinché i proprietari degli impianti di rigassificazione possano offrire gas naturale nelle borse del gas in cui si verificano rialzi del prezzo.

Il picco della produzione di gas naturale nella zona europea dell'OCSE sembra ormai molto probabile che sia stato raggiunto nel 2005, come dimostrerebbe la contrazione della produzione nei due anni successivi. La riduzione della produzione interna, un terzo della quale è peraltro concentrata in Norvegia, ha portato anche una diminuzione delle esportazioni, che in realtà non sono dirette all'esterno dell'area, ma verso altri paesi europei. Questo indicatore conferma come la produzione europea sia entrata in una fase di declino con conseguente aumento delle importazioni dall'esterno dell'area, anche se, nel 2007, si osserva che gli operatori hanno preferito fare ricorso agli stoccaggi piuttosto che rivolgersi alle importazioni.

La bassa domanda di gas in Europa ha avuto conseguenze anche sul mercato spot che registra un livello di liquidità alquanto bassa. L'analisi dei flussi di importazione verso l'Europa OCSE mette ancora in evidenza il ruolo molto dinamico del GNL, con il Qatar che ha aumentato il suo contributo del 30% e la Nigeria che ha incrementato la proprie forniture del 56%, sempre rispetto al 2006, mentre Trinidad, Tobago e Algeria hanno diminuito le esportazioni verso l'Europa rispettivamente del 27% e del 10% circa.

Tab. 1.5 Europa OCSE: Importazioni lorde di Gas Naturale (dati in Mm<sup>3</sup>)

Provenienza	2005	2006	2007	2007/2006
Australia	-	-	-	
Belgio	2782	4738	4468	-5,7%
Canada	-	-	-	
Danimarca	932	977	1014	3,8%
Francia	889	789	930	17,9%
Germania	23138	24613	24950	1,4%
Italia	163	103	67	-35,0%
Messico	-	-	-	
Olanda	45414	50389	53674	6,5%
Norvegia	63395	65688	72527	10,4%
Regno Unito	4027	4392	4879	11,1%
Stati Uniti	-	-	-	
Altri OCSE	8	229	204	-10,9%
<b>Totale OCSE</b>	<b>140748</b>	<b>151689</b>	<b>162713</b>	<b>7,3%</b>
Trinidad e Tobago	590	3507	2557	-27,1%
Ex Stati Sovietici	129131	130837	131871	0,8%
Oman	1661	819	326	-60,2%
Qatar	4367	5382	7016	30,4%
Emirati Arabi	312	-	-	
Indonesia	-	-	-	
Brunei	-	-	-	
Malaysia	257	-	-	
Algeria	59397	57469	51615	-10,2%
Libia	5310	8363	9983	19,4%
Nigeria	8263	10316	16137	56,4%
Altre aree di importazione	44208	47716	34169	-28,4%
<b>Totale Importazioni</b>	<b>394244</b>	<b>416098</b>	<b>416387</b>	<b>0,1%</b>

Fonte: IEA, Monthly Natural Gas Survey, gennaio 2008.



**BOX 1** Integrazione dei mercati del gas e dell'energia elettrica

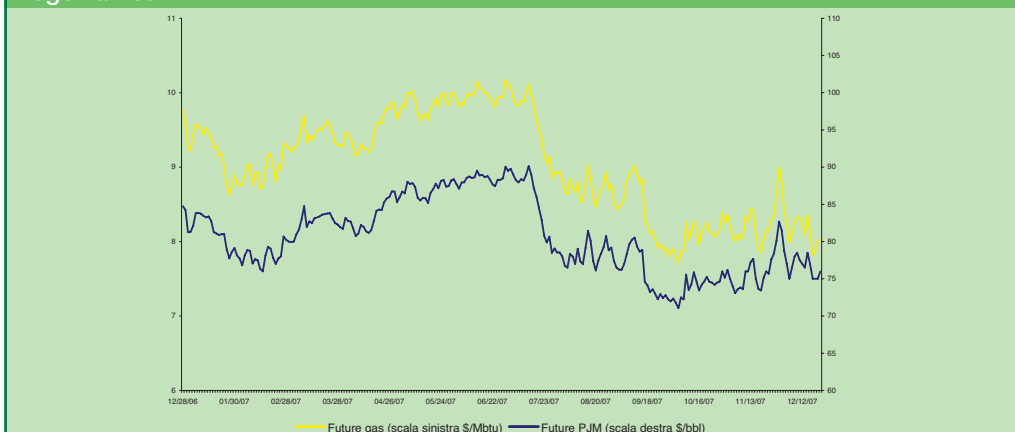
*Il gas naturale gioca ormai da anni un ruolo strategico nel settore elettrico essendo aumentati in maniera notevole gli impianti che lo utilizzano come combustibile. Il peso di tale fonte sul totale della produzione di energia elettrica in Europa (UE-25) si è attestato nel 2005 al 20,3% e fa registrare in quasi tutti i paesi tassi di crescita rilevanti. Fa eccezione il Regno Unito, dove pur mantenendosi stabile copre comunque una quota superiore al 38%.*

**Tabella I** Peso del gas sulla produzione lorda di energia elettrica in Europa

	Anno		
	1995	2000	2005
<b>UE-25</b>	9,4%	16,1%	20,3%
<b>Francia</b>	0,8%	2,1%	4,0%
<b>Germania</b>	8,1%	9,2%	11,0%
<b>Italia</b>	19,5%	36,6%	49,1%
<b>Spagna</b>	2,2%	9,4%	26,9%
<b>Regno Unito</b>	19,0%	39,3%	38,3%

Fonte: Elaborazioni GME su dati Eurostat

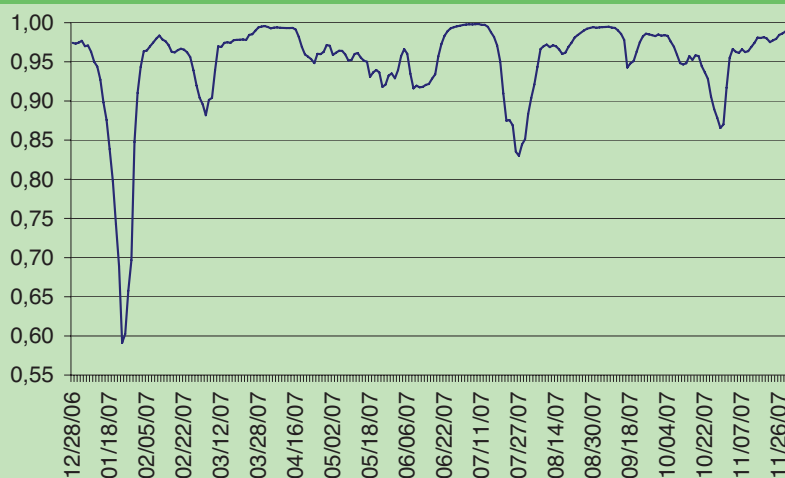
*Il fenomeno risulta ancor più evidente in Italia dove, da oltre un decennio, le esigenze di accrescere la capacità produttiva sono state soddisfatte in gran parte costruendo impianti a ciclo combinato (CCGT). Il gas naturale quindi ha assunto un peso che tra il 1995 e il 2005 è passato dal 19,5 al 49,1% della produzione complessiva di elettricità; tale trend è tuttora in corso e si stima che nel 2007 tale quota abbia ampiamente superato il 50%, attestandosi attorno al 53,5%. Negli Stati Uniti, dove esistono mercati molto liquidi ed efficienti sia per il gas che per l'energia elettrica, le dinamiche dei prezzi sul mercato futures del NYMEX risultano molto simili, stando ad indicare un ampio ricorso dei produttori elettrici a tecniche di copertura per gestire i costi di approvvigionamento del combustibile. A titolo esemplificativo si mostra l'evoluzione dei contratti con scadenza gennaio 2008 aventi come sottostante energia elettrica per consegna nella regione PJM (Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection) e gas naturale per consegna presso l'Henry Hub (Figura I).*

**Figura I** Prezzi dei contratti future scadenza gennaio 2008 su gas ed elettricità (PJM) negoziati sul NYMEX

Fonte: elaborazioni GME su dati Barchart

Anche visivamente si può inferire come i due prezzi siano stati fortemente correlati per tutto il 2007. La serie storica della media mobile a 20 giorni conferma in pieno tale sensazione, mostrando livelli di correlazione generalmente superiori al 90%, con alcune deviazioni di breve periodo prontamente rientrate, che comunque non ne hanno mai fatto scendere il valore al di sotto del 60%.

Figura II Correlazione tra i prezzi (media mobile a 20 giorni) dei contratti future scadenza gennaio 2008 su gas ed elettricità (PJM) negoziati sul NYMEX



Fonte: elaborazioni GME su dati Barchart

In Europa i contratti di importazione a lungo termine costituiscono una parte molto importante dei consumi complessivi di gas naturale ed essendo di norma indicizzati al prezzo del petrolio, l'evoluzione delle quotazioni delle due commodities risulta strettamente collegata, con il gas che solitamente segue l'andamento del petrolio con un lag temporale di alcuni mesi.

La situazione però sta rapidamente cambiando e oltre al Regno Unito, dove le contrattazioni di gas a pronti presso il National Balancing Point (NBP) sono molto sviluppate, negli ultimi anni sono stati creati anche altri mercati (hub), che stanno divenendo sempre più liquidi e rappresentativi. Tra questi, si possono annoverare: Zeebrugge in Belgio, il Title Transfer Facility (TTF) in Olanda e BEB in Germania.

La conseguenza è che il legame tra gas e petrolio si sta indebolendo, mentre tende a crescere l'integrazione tra i mercati del gas e quelli dell'elettricità; indicativo in tal senso è l'andamento della correlazione tra i prezzi giornalieri delle due fonti tra il 2006 e il 2007<sup>4</sup>, che assume sempre maggiore significatività. Nel caso britannico tale valore è ormai vicino al 90%, mentre in Olanda ha superato il 54% e in Germania si attesta al 41,8%.

<sup>4</sup> Sono stati considerati solo i prezzi relativi ai giorni lavorativi infrasettimanali, che coincidono con quelli in cui in genere i mercati finanziari sono aperti. Si tratta di circa 255 osservazioni l'anno.

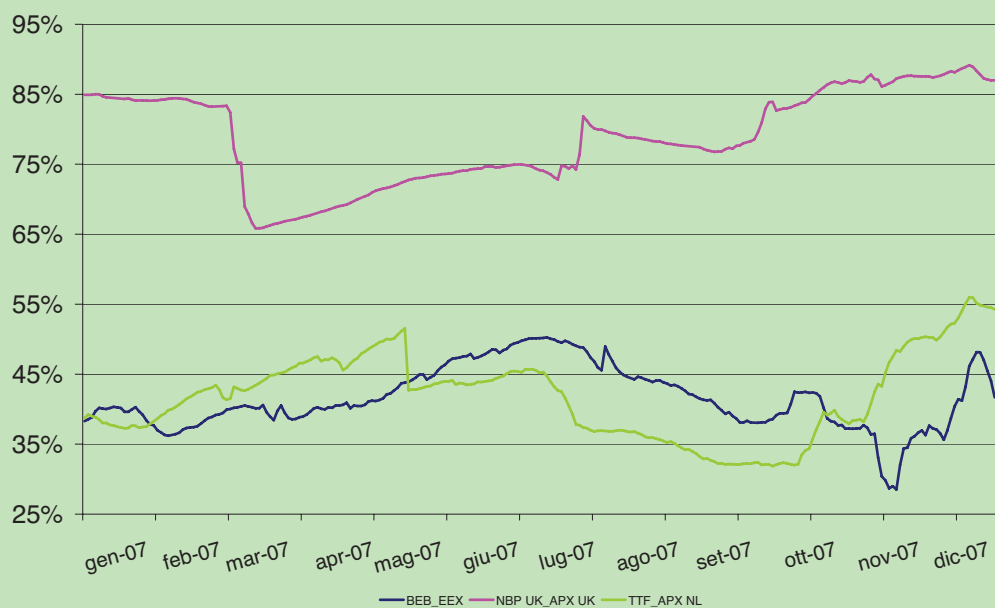
**Tabella II** Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità in alcuni paesi europei

Paese	Anno	
	2006	2007
Regno Unito	84,9%	88,0%
Olanda	36,3%	54,2%
Germania	36,5%	41,8%

Fonte: elaborazioni GME su dati Reuters

Per valutare le linee di tendenza in maniera dinamica, al fine di eliminare l'effetto di eventuali variazioni cicliche di breve periodo, i dati relativi al 2006 e 2007 sono stati utilizzati prendendo in esame la serie storica della media mobile a 255 giorni (che copre approssimativamente un anno) dei prezzi. Anche in questo caso i livelli maggiori di integrazione riguardano il Regno Unito, dove a fine periodo la correlazione arriva a sfiorare il 90%, mentre negli altri due casi si resta generalmente in un range compreso tra il 30% e il 50%.

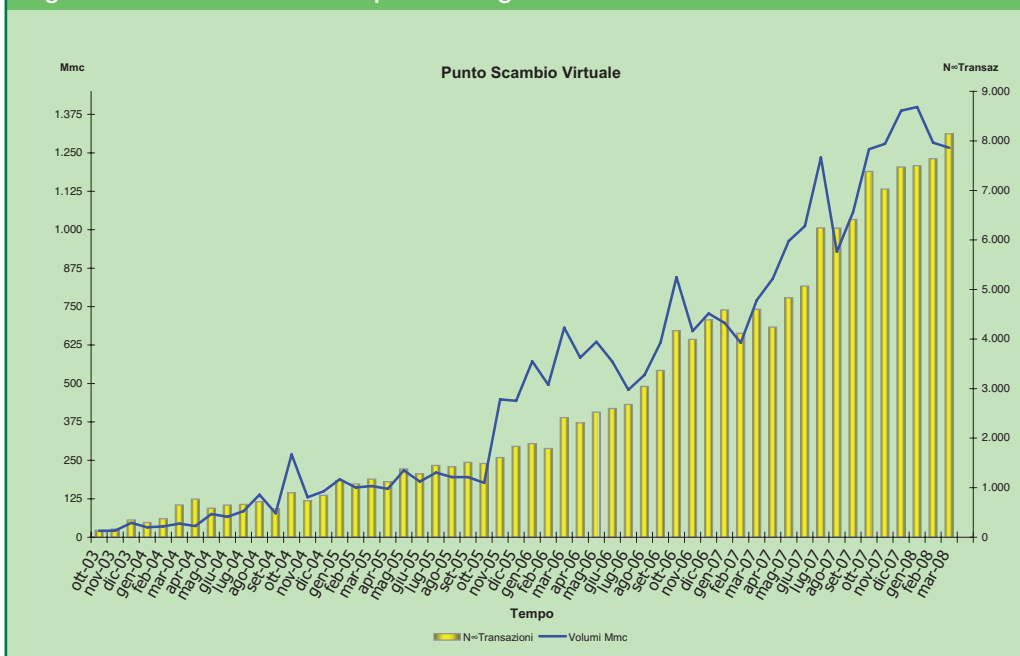
**Figura III** Correlazione tra i prezzi (media mobile a 255 giorni) di gas ed energia elettrica sui mercati a pronti di alcuni paesi Europei



Fonte: elaborazioni GME su dati Reuters

Per quanto riguarda l'Italia, da ottobre 2003 è operativo un hub virtuale, denominato Punto di Scambio Virtuale (PSV), gestito da Snam Rete Gas, che al momento costituisce l'unico strumento di flessibilità a disposizione degli operatori. Gli scambi avvengono bilateralmente ma senza indicazione di prezzo; pur con tutti i suoi limiti tale strumento ha fatto registrare volumi crescenti, che a gennaio 2008 hanno quasi toccato, su base mensile, 1,4 Mldmc, mentre il numero di transazioni a marzo ha superato quota 8.000.

Figura IV Evoluzione delle quantità di gas scambiate sul PSV



Fonte: elaborazioni GME su dati Snam Rete Gas

Il PSV, costituendo di fatto l'unico possibile punto di riferimento per il mercato italiano, ha attratto l'attenzione di alcuni operatori specializzati che da giugno 2007 hanno cominciato ad effettuare delle rilevazioni e diffondono con cadenza giornaliera un prezzo indicativo, relativo alle negoziazioni che hanno luogo in tale sede. In tal modo è possibile provare a vedere che tipo di relazioni esistono con i prezzi che si formano su MGP.

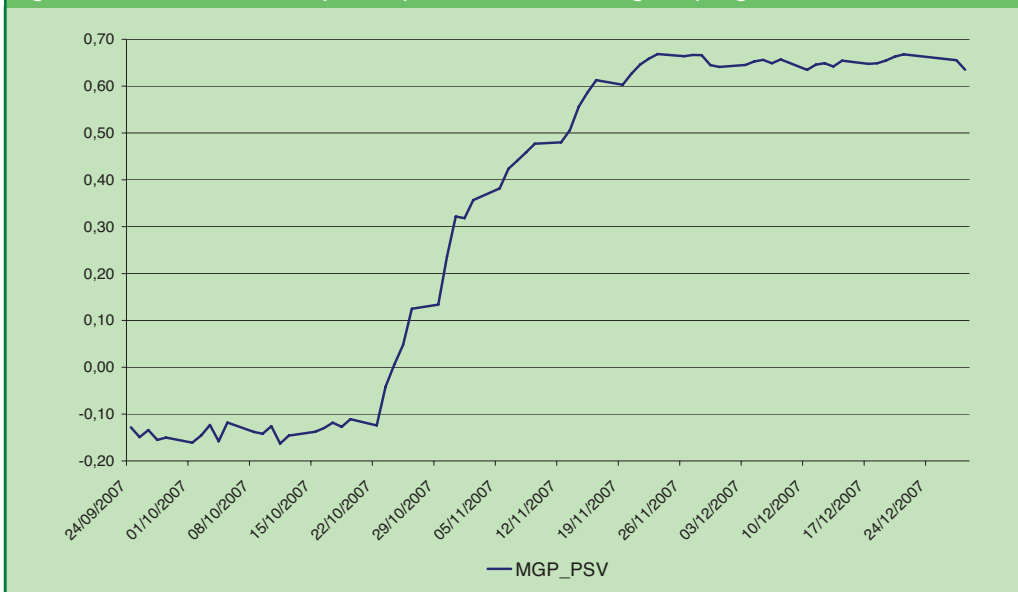
Tabella III Correlazione tra i prezzi giornalieri del gas e dell'elettricità in Italia

Mese	Correlazione
lug-07	33,8%
ago-07	27,2%
set-07	-22,8%
ott-07	43,2%
nov-07	67,5%
dic-07	31,8%

Fonte: elaborazioni GME su dati GME e Platts

La correlazione tra i prezzi giornalieri ha mostrato un'ampia variabilità, essendo risultata addirittura negativa a settembre. Interessante è il dato relativo a novembre (67,5%), in cui i consumi di gas per usi termoelettrici sono fortemente cresciuti visto il flusso di esportazioni di elettricità verso la Francia. Si potrebbe desumere che le accresciute esigenze di produzione di energia elettrica abbiano contribuito a far salire i prezzi del gas, viste le ulteriori pressioni congiunturali create sulla domanda di tale fonte. La media mobile dei prezzi a 60 giorni, mostra come ad una prima fase, durata fino ad ottobre 2007 in cui le quotazioni di elettricità e gas si sono mosse in maniera sostanzialmente indipendente, è seguito un periodo in cui i due mercati sono apparsi maggiormente integrati e la correlazione è salita fino a circa il 65% a fine novembre, per poi stabilizzarsi su tali livelli fino a fine anno.

Figura V Correlazione tra i prezzi (media mobile a 60 giorni) registrati su MGP e PSV



Fonte: elaborazioni GME su dati GME e Platts

*La semplice analisi qui condotta sembra evidenziare come il mercato europeo del gas stia divenendo maturo, per cui i tradizionali legami con il prezzo del petrolio si stanno indebolendo. A ciò ha contribuito la crescente rappresentatività dei prezzi che si formano su alcuni hub dell'Europa continentale, che si sono aggiunti allo storico NBP. Si tratta di uno sviluppo che, se si consoliderà, porterà effetti apprezzabili, contribuendo a rendere più efficiente il meccanismo di formazione dei prezzi del gas, facendolo finalmente dipendere più dai reali rapporti di forza, nel breve termine, tra domanda e offerta, che dall'andamento di altre fonti energetiche. Di tale situazione potrebbe beneficiare, almeno in parte, anche il mercato elettrico, che potrà avvalersi di segnali più efficienti e dinamici per valutare l'effettiva convenienza ed economicità relativa delle varie fonti a disposizione.*

## 1.6 Il mercato internazionale del carbone

Il consumo mondiale di carbone, nel 2006, ha registrato il più alto incremento tra le fonti fossili (+4,5%), sostenuto dall'8,4% realizzato nei paesi asiatici non OCSE (*in primis*, Cina e India). Secondo le previsioni dello IEA la domanda di carbone dovrebbe passare dai 2.892 Mtep del 2005 ai 4.994 Mtep del 2030. Cina e India, che già coprono il 45% del consumo mondiale di carbone, assorbiranno i tre quarti dell'incremento nel periodo considerato. In particolare il governo cinese sta attivamente promuovendo lo sviluppo della tecnologia *coal-to-liquids* (CTL)<sup>5</sup>, al fine di ridurre le importazioni previste di gas naturale, a livello gassoso o liquefatto.

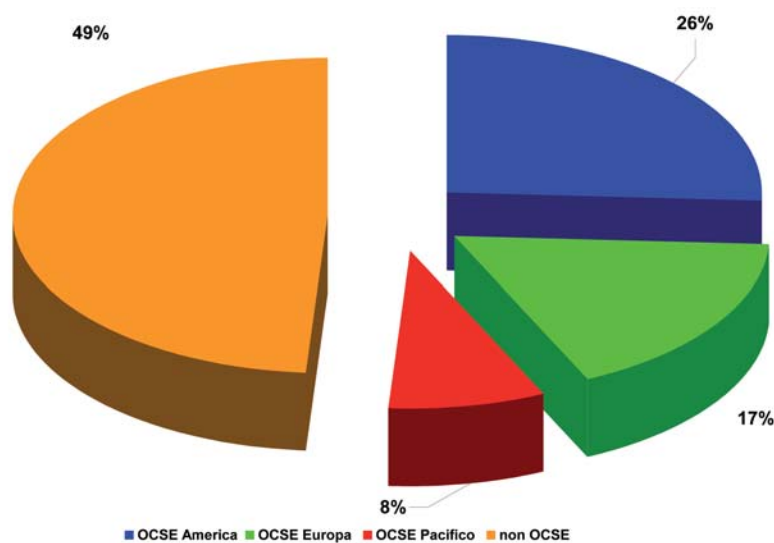
Nei paesi OCSE si realizzerà un modesto incremento in larga parte imputabile agli Stati

<sup>5</sup> La liquefazione del carbone, *coal-to-liquids*, è un processo che risale all'inizio del XX secolo, ma che è stato dimenticato durante gli anni '90 per via dei bassi prezzi e dell'abbondanza delle riserve di petrolio greggio e di gas naturale. Le tecnologie CTL possono essere classificate in due categorie, entrambe di origine tedesca. La prima è una liquefazione indiretta, un processo messo a punto negli anni '20, dai premi nobel Franz Fischer e Hans Tropsch che consente di produrre synthol, una miscela di alcol, aldeidi, acidi grassi e idrocarburi, partendo da un gas sintetico d'idrogeno e di ossido di carbonio. La seconda tecnologia è la liquefazione diretta, derivata dalle ricerche di Friedrich Bergius. Soltanto qualche paese, tra cui la Germania durante la Seconda Guerra Mondiale e il Sudafrica, a partire dagli anni '60, hanno liquefatto il carbone su larga scala. La tecnologia CTL sta ora ritornando in auge, soprattutto in quei paesi che dispongono di grandi riserve di carbone. In particolare, Sasol, società sudafricana di riferimento nel settore, sta costruendo in Cina due stabilimenti per il carbone liquido, con una spesa di 6 miliardi di dollari l'uno; altri impianti sono allo studio in Germania, India e Australia.

Uniti, mentre in Europa il consumo dovrebbe contrarsi del 10% in conseguenza delle politiche ambientali implementate (come l'*Emission Trading System*) che promuovono tecnologie di generazione elettrica meno *carbon-intensive*.

Peraltro il carbone si conferma il combustibile fossile maggiormente utilizzato nella produzione di energia elettrica a livello mondiale con una quota pari al 46%, seguito dal gas naturale con il 21%, mentre i prodotti petroliferi pesano solo per il 7%.

Fig. 1.14 Consumo mondiale di carbone per area geografica (anno 2006)



Fonte: BP, Statistical Review 2007

Il 2007 è stato caratterizzato da un mercato con quotazioni altamente volatili e *overpriced*. Di fatto i prezzi sul mercato del carbone si sono mossi all'insegna dei rialzi, sia con riguardo alle quotazioni Fob<sup>6</sup> che a quelle Cif. Una situazione che può essere definita "contro intuitiva" dal momento che solitamente un incremento dei prezzi dei noli corrisponde a situazioni di offerta abbondante e di bassi prezzi Fob.

Quest'anno invece, la pressione esercitata dalla domanda asiatica, insieme con una scarsità fisica di offerta e una generale speculazione esistente sul mercato, hanno spinto al rialzo le quotazioni Fob senza ridurre la domanda.

Nella prima parte del 2007 gli incrementi dei prezzi sono stati per lo più sostenuti da una crescente domanda di carbone dal Pacifico che ha abbondantemente controbilanciato i deboli interessi di acquisto verificatisi in Europa, legati alle favorevoli condizioni climatiche e a bassi prezzi del gas. In particolare gli acquirenti asiatici hanno indirizzato la loro attenzione sul carbone del Sud Africa contribuendo all'incremento dei prezzi nell'Atlantico.

Di fatto il mercato Atlantico ha condiviso, e subito, gli sviluppi verificatisi nel mercato Pacifico; l'Europa ha così perso il suo ruolo di *market maker*.

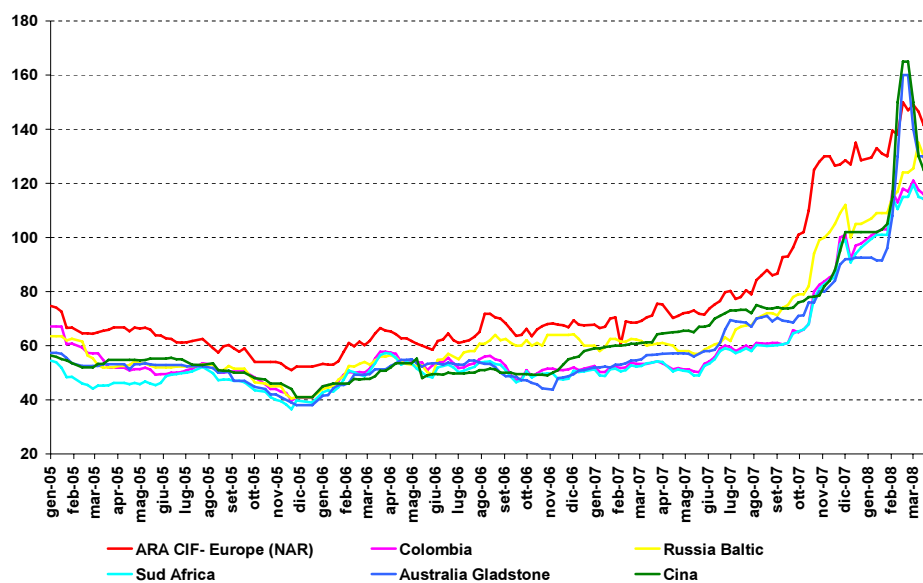
Da settembre, poi, i prezzi dei carboni Fob e dei noli hanno continuato ad aumentare, e i *drivers* di questa apparentemente inarrestabile corsa, sono sicuramente legati ai fondamentali, ossia ad una maggior richiesta di carbone, per il sopraggiungere dell'inverno nell'emisfero nord, che deve fare i conti con una ristrettezza, senza precedenti, dell'offerta di vari carboni d'origine, quali quelli russo, colombiano, polacco, australiano e, da novembre,

<sup>6</sup> Il costo di approvvigionamento della materia prima si compone di un costo *Fob* del carbone importato dalle varie aree di approvvigionamento e di un costo del nolo. Se il luogo stabilito per lo scambio è il punto di produzione, la transazione è detta FOB (*Free On Board*). In questo scambio è l'acquirente che si fa carico degli oneri e dei rischi del trasporto. Se il luogo stabilito è il punto di consumo lo scambio è di tipo CIF (*Carry Insurance and Freight*). In questo caso è il venditore che si fa carico delle spese di assicurazione, oltre che degli oneri e dei rischi del trasporto.

anche sud africano. Ma, il rialzo è stato anche alimentato da una caduta del valore del dollaro, che ha reso più attraente per le *utilities* europee questa *commodity*, e dagli alti prezzi registrati dai prodotti petroliferi.

In particolare, il prezzo del gas naturale nel Regno Unito, il mercato più liberalizzato d'Europa, ha corso ad un tasso più che doppio di quello registrato lo scorso anno, rendendo, nella seconda parte del 2007, nuovamente attraente la generazione di energia elettrica da carbone rispetto al gas naturale. Andando ad analizzare il primo trimestre del 2008, si evidenzia che i listini sui due mercati di riferimento hanno continuato il loro *trend* rialzista, i cui effetti sul mercato europeo sono stati in parte attutiti dalla svalutazione del dollaro. In particolare, in febbraio, si è verificato un aumento della domanda, sia da parte degli acquirenti europei, per il protrarsi della stagione fredda, sia dall'Asia, legata alla decisione della Cina di tagliare le esportazioni, preferendo dare priorità all'uso domestico; a ciò si è aggiunta la dichiarazione di "*force majeure*" da parte dell'Australia, causata dalle inondazioni che hanno reso impossibile il trasporto e inagibile il porto di Queensland.

Fig. 1.15 Prezzi sul mercato internazionale del carbone (\$/t)



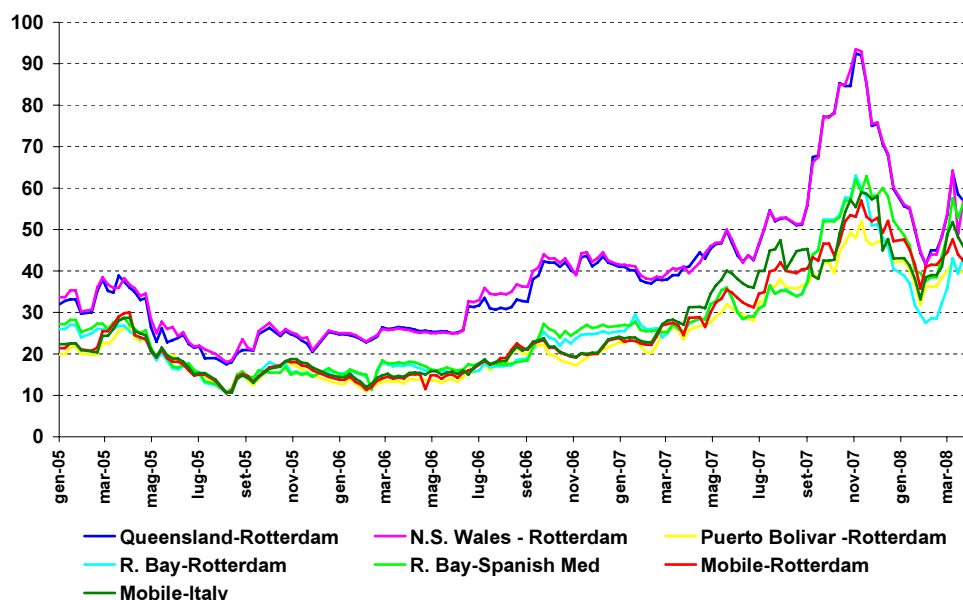
Fonte: Osservatorio energia AIEE

Con riguardo al mercato dei noli, durante l'ultimo semestre del 2007 si è assistito a una forte domanda di navi nel Pacifico che ha spinto in alto i prezzi, guidando in questa direzione anche l'Atlantico. Le rate di nolo, in ascesa, hanno toccato sia le navi di taglia Capesize, le più grandi, che quelle Panamax, con una tendenza più accentuata per queste ultime. A contribuire all'aumento dei noli, vi è anche un aspetto puramente speculativo che ha spinto gli operatori di noleggio di navi a prenotare le stesse, a copertura di eventuali rischi, per consegne previste per il periodo 2008-2009.

Peraltro, dopo gli elevati valori registrati a novembre, si è osservata una inversione di tendenza provocata da un eccesso di offerta, derivata da una minor richiesta da parte dei cinesi, che ha reso disponibili elevate quantità di tonnellaggio.

Un mercato riflessivo che viene confermato anche nelle prime settimane del 2008 e riguarda i prezzi per le taglie sia Capesize che Panamax, anche se nei primi giorni di marzo il mercato delle Capesize ha mostrato qualche segnale di ripresa.

Fig. 1.16 Prezzi dei noli: Panamax (60.000/70.000 t) (\$/t)



Fonte: Osservatorio energia AIEE

### 1.7 Il pacchetto integrato sull'energia e i cambiamenti climatici proposto dalla Commissione Europea

Il 2007 ha segnato una svolta decisiva nella politica dell'Unione Europea in materia di energia e clima. Le conseguenze dei cambiamenti climatici<sup>7</sup>, la crescente dipendenza dell'Unione Europea dalle importazioni di energia e gli alti prezzi raggiunti recentemente dal petrolio e dal gas, hanno reso urgente la necessità di definire un approccio integrato alla politica climatica ed energetica.

Il 10 gennaio 2007 la Commissione Europea ha proposto un pacchetto completo di misure che definisce una serie di obiettivi ambiziosi in riferimento alle emissioni di gas ad effetto serra e all'energia rinnovabile, puntando a creare un vero mercato interno dell'energia e a rendere sempre più efficace la normativa.

Per conseguire gli obiettivi strategici summenzionati l'Europa intende trasformarsi in un'economia ad elevata efficienza energetica e basse emissioni di CO<sub>2</sub>, facendosi promotrice di una nuova rivoluzione industriale. La sfida consiste nel farlo in modo da ottimizzare gli incrementi di competitività potenziali e limitare i costi.

La necessità di un approccio integrato nasce dal fatto che le misure esistenti in settori come la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, i biocarburanti, l'efficienza energetica e il mercato interno dell'energia hanno già prodotto risultati importanti, ma non sono sufficientemente coerenti per garantire la sostenibilità dello sviluppo economico, la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività del sistema. Nessun elemento della politica energetica può apportare da solo tutte le risposte e per questo i vari aspetti devono essere considerati nel loro insieme. In relazione al mercato dell'energia, la Commissione Europea ha presentato, il 19 settembre 2007, il terzo "pacchetto energia" che, con due proposte di direttiva e tre di regolamenti, si propone di dare la spinta decisiva alla piena liberalizzazione dei mercati energetici europei.

<sup>7</sup> Secondo la relazione Stern una eventuale inazione nell'affrontare il cambiamento climatico costerebbe all'economia globale dal 5 al 20% del PIL. HM Treasury, Relazione Stern sull'economia del cambiamento climatico, 2006. [http://www.hm-treasury.gov.uk/independent\\_reviews/stern\\_review\\_economics\\_climate\\_change/stern\\_review\\_report.cfm](http://www.hm-treasury.gov.uk/independent_reviews/stern_review_economics_climate_change/stern_review_report.cfm)



La comunicazione sul mercato interno dell'energia<sup>8</sup> e la relazione finale sull'indagine settoriale in materia di concorrenza<sup>9</sup> hanno dimostrato che le regole e le misure attuali non hanno ancora consentito di conseguire gli obiettivi di competitività, sicurezza e sostenibilità.

Questa scarsità di progressi significativi sembra indurre gli Stati membri ad imporre massimali generalizzati ai prezzi dell'elettricità e del gas, e ciò impedisce al mercato interno dell'energia di funzionare correttamente, rendendo meno efficienti i segnali di prezzo che dovrebbero evidenziare, quando esistente, l'esigenza di nuova capacità produttiva. In tal modo si determinano sottoinvestimenti e in prospettiva problemi di approvvigionamento. Inoltre tali massimali possono ostacolare la penetrazione nel mercato di nuovi operatori, ivi compresi quelli che offrono energia pulita.

Invece, l'istituzione di una rete europea del gas e dell'elettricità e di un mercato energetico veramente concorrenziale su scala europea potrebbe produrre due generi di conseguenze: da un lato, quello di dare agli utilizzatori dell'energia nell'UE, cittadini o imprese che siano, la possibilità di fare una vera scelta e di poter beneficiare dei numerosi vantaggi derivanti da un mercato concorrenziale, dall'altro, di incentivare gli ingenti investimenti che il settore dell'energia richiede.

A questo fine, punto centrale del pacchetto è la spinosa questione dell'*unbundling*, per la quale la Commissione propone due opzioni. Il ricorso ad un operatore di rete del tutto indipendente, denominato *Independent System Operator* – ISO, che dovrebbe gestire il dispacciamento, il bilanciamento, la riserva di capacità e l'accesso ai terzi, oltre ad avere la responsabilità di garantire che il sistema sia in grado di coprire la domanda nel lungo termine attraverso un'adeguata pianificazione degli investimenti. Il sistema consente all'impresa verticalmente integrata di rimanere proprietaria degli *assets* di rete e percepire per questi una remunerazione regolamentata, ma le sottrae le funzioni di gestione, manutenzione e sviluppo. In alternativa è prevista la separazione della proprietà (l'*unbundling* proprietario) in cui i gestori di rete sono completamente separati dalle imprese di distribuzione e produzione<sup>10</sup>.

Un altro elemento importante del pacchetto energia riguarda il rafforzamento della cooperazione tra gli operatori delle reti, al fine di armonizzare i codici tecnici, la gestione delle infrastrutture e gli investimenti; inoltre, grande enfasi è stata data al rafforzamento dei poteri delle autorità di regolazione in varie aree<sup>11</sup> e la necessità, per queste, di godere di un espresso mandato per cooperare a livello europeo con la nuova Autorità per l'Energia dell'Unione Europea, che non sostituirà i regolatori nazionali ma si configurerà come il punto di riferimento centrale del sistema.

In relazione alle sfide e opportunità offerte dal cambiamento climatico, il Consiglio Europeo, nel marzo del 2007 (documento del Consiglio 7224/07) ha adottato un pacchetto di proposte in materia di energie rinnovabili e cambiamenti climatici, nel quale vengono definiti due obiettivi principali:

- Realizzare, entro il 2020, una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 20%, che aumenterà al 30% a condizione che altri paesi sviluppati si impegnino ad “analoghe riduzioni delle emissioni e che i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati si impegnino a loro volta a contribuire adeguatamente sulla base delle loro responsabilità e capacità”.

8 Comunicazione della Commissione al Parlamento Europeo e al Consiglio sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità, COM(2006) 841.

9 Comunicazione della Commissione “Sector Enquiry under Art. 17 of Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets (final report)”, COM(2006) 851.

10 Questo è già stato realizzato per l'elettricità in Danimarca, Finlandia, Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna, Slovacchia, Slovenia e Svezia e per il gas in Danimarca, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna e Svezia.

11 In particolare le aree di interesse riguardano: verifica degli obblighi degli operatori delle reti in materia di accesso ai terzi, *unbundling*, meccanismi di bilanciamento, gestione delle congestioni e delle interconnessioni; revisione dei piani di investimento degli operatori delle reti e controllo della loro rispondenza agli obiettivi decennali della UE; controllo della sicurezza e affidabilità delle reti e revisione delle norme al riguardo; verifica degli obblighi di trasparenza; monitoraggio del livello di apertura dei mercati e promozione della concorrenza in collaborazione con le autorità competenti; protezione dei consumatori.

- Raggiungere, entro il 2020, una quota di energie rinnovabili pari al 20% del consumo dell'UE.

Se questi due obiettivi venissero realizzati, l'UE potrebbe ridurre considerevolmente la propria dipendenza dalle importazioni di petrolio e di gas, limitando l'esposizione dell'economia comunitaria a prezzi energetici crescenti e volatili, inflazione, rischi geopolitici e altri rischi connessi a catene di approvvigionamento inadeguate, che non tengono il passo della domanda globale.

La decisione del Consiglio non entrava invece nel dettaglio di quali saranno i criteri, le modalità e le procedure da seguire per raggiungere tali obiettivi, demandando alla Commissione Europea la responsabilità di individuare "un'equa e giusta condivisione di sforzi e benefici tra tutti gli Stati membri, tenendo conto delle diversità nazionali quanto a circostanze, livelli di partenza e potenzialità"<sup>12</sup>

Il pacchetto, che risponde a questo invito, è stato presentato dalla Commissione il 23 gennaio 2008 e comprende una serie di importanti proposte politiche strettamente collegate tra loro, e in particolare:

1. una proposta di modifica della direttiva sul sistema comunitario di scambio delle quote di emissione;
2. una proposta relativa alla ripartizione degli sforzi da intraprendere per adempiere all'impegno comunitario a ridurre unilateralmente le emissioni di gas serra in settori non rientranti nel sistema comunitario di scambio delle quote di emissione (come i trasporti, l'edilizia, i servizi, i piccoli impianti industriali, l'agricoltura e i rifiuti);
3. una proposta di direttiva sulla promozione delle energie rinnovabili, per contribuire a conseguire entrambi gli obiettivi di riduzione delle emissioni sopra indicati.

Del pacchetto fanno inoltre parte una proposta relativa alla disciplina giuridica della cattura e dello stoccaggio del carbonio e una comunicazione sull'avvio di progetti pilota in tale ambito, oltre a una nuova disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela ambientale.

La struttura delle proposte si basa su due fattori: in primo luogo, sono concepite in modo che gli obiettivi vengano raggiunti con la massima efficacia rispetto ai costi, considerando anche la complementarità tra i vari elementi in gioco. In secondo luogo, lo sforzo richiesto ai singoli Stati membri e ai singoli settori produttivi deve rimanere equilibrato e proporzionato.

Ciò dimostrerebbe come gli obiettivi fissati dal Consiglio Europeo nel marzo del 2007 siano realizzabili, sia dal punto di vista tecnologico che economico, e offrano opportunità commerciali senza precedenti a migliaia di imprese europee. Considerando, infatti, che, attualmente in Europa, le tecnologie per le energie rinnovabili hanno già un fatturato di 20 miliardi di euro e hanno creato 300.000 posti di lavoro, le stime effettuate dalla Commissione considerano che una quota del 20% di energie rinnovabili dovrebbe comportare per il 2020 la creazione di quasi un milione di nuovi posti di lavoro nel settore.

Per conseguire gli obiettivi strategici in materia di energie rinnovabili, la proposta di direttiva è volta a stabilire obiettivi nazionali<sup>13</sup> che permettano di conseguire un obiettivo vincolante complessivo del 20% di fonti energetiche rinnovabili nel consumo energetico nel 2020 e un obiettivo minimo obbligatorio del 10% di biocarburanti nel settore dei trasporti. Quest'ultimo obiettivo dovrà essere conseguito da ciascuno Stato membro.

I settori interessati dalla proposta di direttiva sono: elettricità, riscaldamento e condizionamento, trasporti. Fino ad oggi, il settore del riscaldamento e del condizionamento era stato escluso dalle direttive comunitarie<sup>14</sup> in materia di fonti rinnovabili (quali la direttiva 2001/77/CE sull'energia elettrica e la direttiva 2003/30/CE sui biocarburanti).

<sup>12</sup> Conclusioni della Presidenza del Consiglio europeo dell'8-9 marzo 2007, Bruxelles, 9 marzo 2007, n.7224/07.

<sup>13</sup> Per tradurre l'obiettivo generale del 20% in obiettivi individuali per ogni Stato membro, la proposta della Commissione utilizza un metodo in base al quale il 50% dello sforzo aggiuntivo viene ripartito equamente tra gli Stati membri, mentre l'altra metà viene modulata in base al PIL pro capite. Inoltre gli obiettivi vengono modificati per tenere conto degli sforzi già compiuti dagli Stati membri che hanno accresciuto negli ultimi anni la quota di energie rinnovabili utilizzate.

<sup>14</sup> Le disposizioni delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE che coincidono con le disposizioni della nuova direttiva saranno abrogate al momento del recepimento della direttiva sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili; le disposizioni riguardanti gli obiettivi e le relazioni per il 2010 resteranno in vigore fino al 31 dicembre 2011.

**Tab. 1.6 Obiettivi nazionali generali per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia nel 2020**

	Quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2005	Obiettivo per la quota di energia da fonti rinnovabili sul consumo finale di energia, 2020
Belgio	2,2%	13%
Bulgaria	9,4%	16%
Repubblica ceca	6,1%	13%
Danimarca	17,0%	30%
Germania	5,8%	18%
Estonia	18,0%	25%
Irlanda	3,1%	16%
Grecia	6,9%	18%
Spagna	8,7%	20%
Francia	10,3%	23%
Italia	5,2%	17%
Cipro	2,9%	13%
Lettonia	34,9%	42%
Lituania	15,0%	23%
Lussemburgo	0,9%	11%
Ungheria	4,3%	13%
Malta	0,0%	10%
Paesi Bassi	2,4%	14%
Austria	23,3%	34%
Polonia	7,2%	15%
Portogallo	20,5%	31%
Romania	17,8%	24%
Slovenia	16,0%	25%
Repubblica slovacca	6,7%	14%
Finlandia	28,5%	38%
Svezia	39,8%	49%
Regno Unito	1,3%	15%

Fonte: Commissione Europea, COM(2008) 19 definitivo

La principale finalità della Commissione nel fissare obiettivi obbligatori è quella di definire un quadro di riferimento legislativo stabile e integrato necessario alle imprese per prendere decisioni di investimento razionali nel settore delle energie rinnovabili. Spetta invece agli Stati membri decidere in quale misura ciascuno dei settori interessati dovrà contribuire al conseguimento dell'obiettivo nazionale, scegliendo i mezzi più adatti alla situazione domestica.

Per cercare di ridurre il costo del conseguimento degli obiettivi, viene prevista la possibilità di sviluppare le energie rinnovabili in altri Stati membri e in paesi terzi, e, a tal fine, "devono essere adottate disposizioni armonizzate sull'elaborazione e sul trasferimento delle garanzie d'origine in questi settori".

Inoltre, la direttiva intende anche rimuovere gli ostacoli inutili alla crescita delle energie rinnovabili, ad esempio semplificando le procedure amministrative per lo sviluppo di nuove

fonti e incoraggia lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili più efficienti.

Nelle sue conclusioni del marzo 2007, il Consiglio Europeo ha anche identificato l'efficienza energetica come uno degli elementi essenziali della strategia globale sul cambiamento climatico e l'energia, sottolineando la necessità di conseguire l'obiettivo di una riduzione del 20% del consumo energetico dell'UE entro il 2020.

Ad oggi non è stata ancora presentata una proposta di direttiva che renda obbligatorio per i paesi membri questo *target*, tuttavia nel contesto più generale della politica energetica, economica e ambientale europea, si può inserire lo *Strategic Energy Technology Plan* (SET Plan)<sup>15</sup> sulle tecnologie efficienti e a basso contenuto di carbonio per la produzione di energia. La logica del programma è quella di dare impulso ad una vera e propria "Alleanza per la Ricerca" a livello comunitario, coinvolgendo attivamente il mondo dell'industria, della ricerca e delle istituzioni dei paesi membri.

Dal momento che le tecnologie ad elevata efficienza energetica tendono ad avere costi iniziali elevati che ne rallentano la diffusione sul mercato, diviene fondamentale adottare un approccio basato su un duplice principio: potenziare la ricerca per ridurre i costi e migliorare l'efficienza, adottare misure proattive di sostegno per creare opportunità commerciali, incentivare la crescita del mercato ed eliminare le barriere non tecnologiche che scoraggiano l'innovazione e lo sviluppo delle tecnologie efficienti e a basso tenore di carbonio.

<sup>15</sup> Un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche – Verso un futuro a basse emissioni di carbonio COM (2007) 723 del 22.11.2007.

## 2. IL SETTORE ENERGETICO ITALIANO

### 2.1 Il bilancio energetico nazionale

Nel 2006, nonostante la crescita del PIL e della produzione industriale, rispettivamente dell'1,7% e dell'1,9%, il consumo interno lordo di fonti energetiche primarie, secondo i dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) del Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), è stato pari a 196,2 Mtep, con una diminuzione dello 0,8% rispetto all'anno precedente, a causa non solo degli alti prezzi dell'energia, ma anche di fattori climatici.

Il contributo della produzione nazionale al soddisfacimento della domanda globale di energia primaria è risultato pari a 28,7 Mtep, con un decremento del 2,4% rispetto all'anno precedente dovuto all'aumento della produzione da fonti rinnovabili (5,2%) che ha compensato, solo in parte, la flessione del gas naturale (-9,0%), del petrolio (-5,6%) e del carbone (-18,9%).

Al decremento costante nella produzione domestica, soprattutto di gas, degli ultimi anni ha contribuito, più che l'esaurimento delle risorse, la pluriennale carenza di investimenti in esplorazione e sviluppo. Dalle elaborazioni relative al 2006, secondo il Rapporto Annuale dell'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG), si evince il perdurare di uno stato di sofferenza dovuto al progressivo esaurimento dei vecchi giacimenti nazionali di idrocarburi gassosi, ai divieti (presenti su molte aree nazionali) di ricercare e anche di mettere in coltivazione riserve di idrocarburi già accertate, ai ritardi nello sviluppo dei giacimenti già ritrovati. In particolare, per quanto riguarda il gas naturale, nel 2006 si è registrata una produzione di 10,84 miliardi di metri cubi, accentuando la riduzione gasifera in atto dal 1994, quando fu raggiunta la punta di 20,6 miliardi di metri cubi; mentre per il petrolio la produzione è stata di 5,76 milioni di tonnellate, con un valore in leggera crescita, dal momento che la diminuzione del 2006 rispetto all'anno precedente compensa il forte aumento del 2005 sul 2004.

Tab. 2.1 Bilancio di sintesi dell'energia in Italia – Anno 2006 (Mtep)

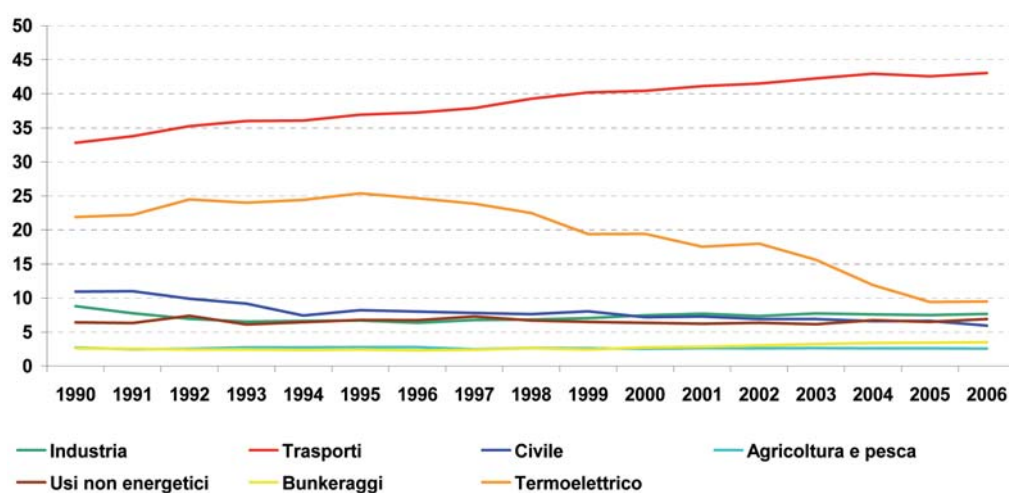
Disponibilità e impieghi	Solidi	Gas			Energia	
		naturale	Petrolio	Rinnovabili	Elettrica	Totale
Produzione	0,5	9,1	5,8	13,4	-	28,7
Importazione	16,8	63,9	107,0	0,8	10,3	198,7
Esportazione	0,2	0,3	27,3	0,0	0,4	28,2
Variaz. Scorte	0,0	2,9	0,2	0,0	-	3,1
Consumi interno lordo	17,2	69,7	85,2	14,2	9,9	196,2
Peso in %	8,7	35,5	43,4	7,3	5,0	
Consumi e perdite del settore energetico	-0,7	-0,8	-6,0	-0,1	-42,9	-50,5
Trasformazioni in energia elettrica	-11,9	-26,0	-9,5	-12,2	59,5	0,0
Totale impieghi finali	4,6	42,8	69,7	2,0	26,5	145,7
Industria	4,4	16,4	7,7	0,3	12,1	40,9
Trasporti	-	0,4	43,1	0,2	0,9	44,5
Usi Civili	0,0	24,9	6,0	1,4	13,1	45,3
Agricoltura	-	0,2	2,6	0,2	0,5	3,4
Usi non energetici	0,1	1,0	6,9	0,0	-	8,0
Bunkeraggi	-	-	3,5	0,0	-	3,5

Fonte: Mse, Bilancio Energetico Nazionale, 2006

Le importazioni nette di energia, pari a 170,5 Mtep, hanno registrato un aumento dell'1,7% rispetto all'anno precedente a causa di un incremento delle importazioni di gas naturale e carbone, rispettivamente dell'5,4% e del 1,3%, a fronte di una riduzione di oltre l'1% delle importazioni di petrolio e suoi derivati.

Dall'analisi del fabbisogno di energia primaria per fonti emerge, comunque, il consolidamento della tendenza, in atto da alcuni anni, di una contrazione dell'utilizzo di derivati petroliferi. La disponibilità totale di petrolio e di derivati ha raggiunto gli 85 Mtep, corrispondenti a meno del 43,4% della domanda (nel 1985 era pari al 58,4%). La dipendenza italiana dal petrolio è marcata soprattutto nel settore dei trasporti che da solo assorbe il 54,4% della domanda complessiva (nel 1985 tale quota era pari al 33,5%), mentre si riscontra marginale nel settore della produzione dell'energia elettrica e nell'industria che, in più di venti anni, ha ridotto la domanda ad un tasso medio annuo dell'1%.

Fig. 2.1 Impieghi di prodotti petroliferi: dinamiche settoriali (Mtep/a)

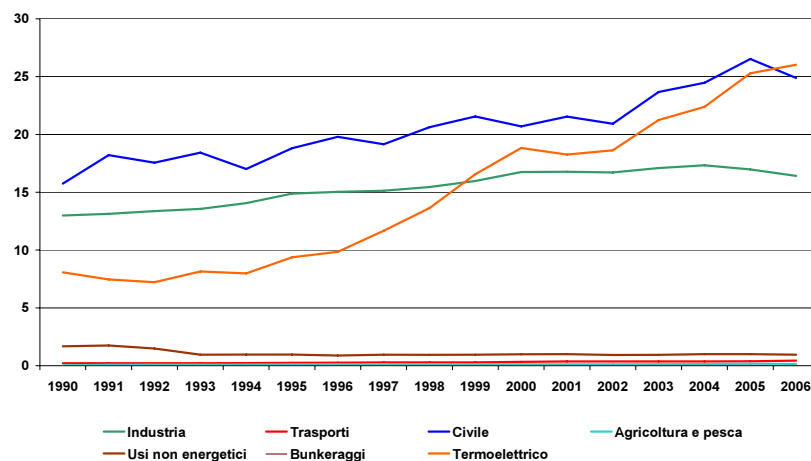


Fonte: Mse, Bilancio Energetico Nazionale

In parallelo si assiste al consolidarsi della tendenza all'aumento degli altri combustibili fossili, carbone e gas naturale. Per quest'ultima fonte, pur registrando una diminuzione dei consumi del 2,1% nel 2006, è previsto che la domanda continuerà ad espandersi particolarmente negli impieghi del settore termoelettrico. In particolare, il contributo di questa fonte energetica al soddisfacimento del fabbisogno energetico nazionale è salito al 35,5% nel 2006 contro il 24,8% del 1994.

Di fatto il settore termoelettrico da solo assorbe oltre il 37,8% della domanda complessiva di gas naturale (superando per la prima volta nel 2006 la quota richiesta dal settore civile) e registra negli ultimi venti anni un incremento medio annuo dell'8%. Nello stesso periodo di tempo la quota assorbita dal settore civile ha subito invece una forte contrazione e una tendenza analoga, benché meno sostenuta, ha interessato anche il comparto industriale.

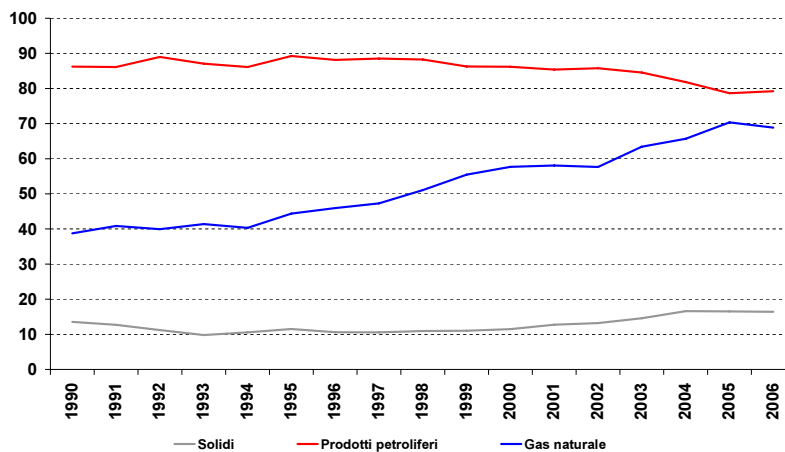
Fig. 2.2 Impieghi di gas naturale: dinamiche settoriali (Mtep/a)



Fonte: Mse, Bilancio Energetico Nazionale

I combustibili solidi soddisfano, in primo luogo, la domanda proveniente dal settore termoelettrico, che corrisponde al 72% di quella complessiva (nel 1985 tale quota era pari al 51,7%), mentre la parte rimanente viene assorbita dall'industria (27%) e in misura sempre più residuale dal settore usi non energetici e civile.

Fig. 2.3 Domanda finale di combustibili fossili (Mtep)



Fonte: Mse, Bilancio Energetico Nazionale

Relativamente al 2007, sono disponibili le stime dell'AIEE, secondo le quali i consumi nazionali di energia hanno evidenziato, per il secondo anno consecutivo, una apprezzabile riduzione rispetto all'anno precedente, nonostante l'impennata dei consumi registrata nell'ultimo trimestre a causa, in gran parte, di una netta riduzione delle temperature medie rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Quest'ultimo fattore ha inciso più che la presenza di una congiuntura economica positiva, con un PIL in incremento di circa l'1,8%.



Tab. 2.2 Domanda di energia in fonti primarie (Mtep) nel 2006 e nel 2007

	2006	2007	Var. % 2007/2006
Combustibili solidi	17,2	17,3	1,0%
Gas naturale	69,7	70,0	0,5%
Importazioni di energia elettrica	9,9	10,1	2,1%
Prodotti petroliferi	85,2	82,5	-3,2%
Fonti rinnovabili	14,2	13,5	-5,0%
<b>TOTALE</b>	<b>196,2</b>	<b>193,5</b>	<b>-1,4%</b>

Fonte: elaborazioni Osservatorio Energia AIEE su dati MSE

Per quanto riguarda la domanda delle varie fonti, il 2007 ha confermato l'importanza del ruolo del gas naturale che attualmente copre il 36,2% dei consumi complessivi. Le temperature anomale che hanno caratterizzato la prima parte dell'anno, hanno contribuito a ridurre il consumo di gas naturale nel settore dei servizi e usi domestici; infatti l'aumento è per lo più imputabile all'incremento dei volumi per utilizzo termoelettrico, che secondo le stime dell'AIEE, sono cresciuti di oltre il 9%.

Gli impieghi di prodotti petroliferi, hanno registrato una sensibile riduzione (-3,2%), nonostante il buon andamento della domanda nei mesi estivi. Con riguardo ai combustibili, invece, si osserva che negli ultimi anni le vendite di benzina e gasolio, considerate in modo complessivo, si mantengono stabili, a fronte di un forte aumento delle immatricolazioni delle autovetture, con un rallentamento delle auto diesel. Tale andamento è imputabile agli eco-incentivi per la rottamazione dei veicoli Euro 0 e Euro 1, contenuti nella legge finanziaria del 2007, che hanno favorito le auto con alimentazioni alternative, soprattutto a metano.

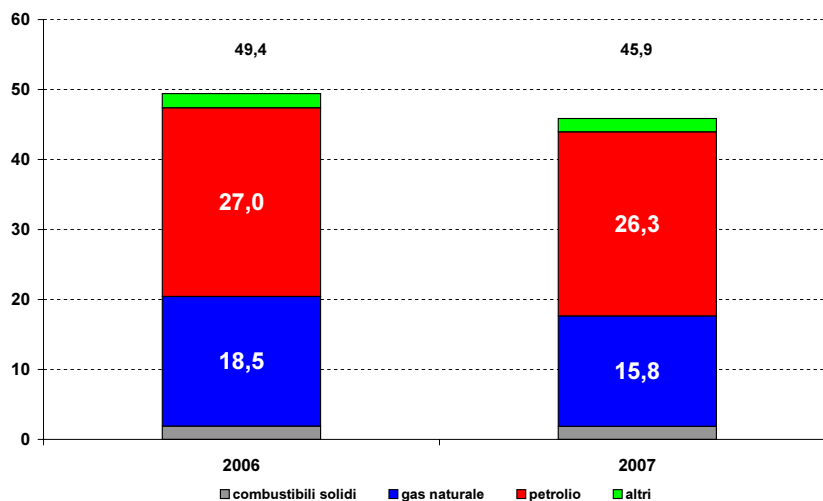
Nel settore delle fonti rinnovabili si registra una forte diminuzione, legata al peso ancora preponderante della componente idroelettrica, che subisce da vari anni l'effetto della scarsa riproducibilità idraulica; mentre l'andamento dell'energia eolica e di altre rinnovabili pur presentando sensibili progressi, continua ad avere un'incidenza alquanto limitata.

## 2.2 La fattura e l'intensità energetica

Secondo le stime dell'Unione Petrolifera, la fattura energetica nel 2007 dovrebbe attestarsi a circa 45,850 miliardi di euro, con una riduzione del 7,2% rispetto all'anno precedente. In particolare, la fattura gasifera ha registrato una riduzione di circa il 15% e quella petrolifera del 2,5%. Di fatto l'effetto congiunto di minori consumi e del rafforzamento dell'euro ha provocato un risparmio pari a 3.800 milioni di euro rispetto al 2006.

E' interessante notare che il peso della fattura petrolifera sul PIL si è attestato intorno all'1,8% contro il 5,4% che si registrava nel 1981, mentre quello della fattura energetica è stato del 2,9%, contro il 6,3% del 1981, a dimostrazione della minore rilevanza del petrolio nel panorama energetico nazionale cui si contrappone l'emergere di un'altra fonte strategica: il gas naturale.

Fig. 2.4 Fattura energetica (Miliardi di euro)



Fonte: Unione Petrolifera

La diminuzione dei consumi di energia primaria, pur in presenza di un andamento positivo dell'attività economica, ha avuto come effetto apprezzabile, per il secondo anno consecutivo, una riduzione del consumo di energia per unità di prodotto valutabile nell'ordine del 3%.

Le analisi sull'intensità indicano inoltre che l'energia elettrica richiesta per unità di PIL ottenuto, è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri paesi maggiormente industrializzati. Però negli altri paesi l'intensità viene stimata stazionaria o debolmente calante, mentre in Italia essa mantiene qualche margine di crescita potenziale nel medio periodo. Nel 2007, per il primo anno, si è comunque avuta una riduzione dell'intensità elettrica, registrando circa 0,265 KWh per ogni euro di PIL.

Tab. 2.3 Intensità energetica ed elettrica del PIL (Anni 2000-2007)

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2007/2006
Totale Domanda di fonti primarie (Mtep)	185,9	188,8	188,1	194,4	196,5	197,8	196,2	193,5	-1,4%
Richiesta di energia elettrica (TWh)	298,5	304,8	310,7	320,7	325,4	330,4	337,5	339,8	0,7%
PIL (miliardi di euro-lire-valori concatenati 2000)	1.191	1.213	1.218	1.218	1.237	1.244	1.266	1.285	1,5%
Intensità energetica primaria (tep/Mln€2000)	156,1	155,7	154,4	159,6	158,9	159,0	154,9	150,6	-2,8%
Intensità elettrica (MWh/ Mln€2000)	250,6	251,4	255,1	263,3	263,1	265,7	266,5	264,5	-0,7%

Fonte: Mse, BEN; Terna, Bilancio elettrico nazionale; Istat

### 2.3 Il bilancio elettrico nazionale

In base ai dati provvisori del bilancio elettrico stilato da Terna, i consumi elettrici nel 2007 mostrano un aumento molto contenuto (0,7%), raggiungendo i 339,8 TWh. I *drivers* più importanti del limitato aumento sono rappresentati essenzialmente dalle variazioni delle temperature rispetto ai corrispondenti mesi del 2006.

Più in generale, si osserva che il sistema elettrico italiano, dopo un periodo di sviluppo caratterizzato da tassi di crescita della domanda elettrica molto elevati, attraversa ormai dalla metà degli anni '80 una fase più matura, con tassi medi annui di crescita compresi tra il 2% e il 3%.

La domanda di energia elettrica è stata soddisfatta grazie ad un limitato aumento della produzione interna (0,1%) e uno più consistente delle importazioni nette (2,1%), verificatosi a dispetto del forte incremento che nei mesi invernali ha caratterizzato le esportazioni verso la Francia, dove a momenti di forte domanda per le basse temperature, hanno fatto riscontro malfunzionamenti degli impianti, che, a loro volta, hanno provocato sensibili incrementi dei prezzi sulla borsa francese (Powernext), attirando così energia elettrica anche dall'Italia.

La produzione interna è stata caratterizzata da un aumento dell'1,3% di quella termoelettrica, dove si osserva la buona performance degli impianti alimentati a gas naturale con un incremento di produzione elettrica stimabile in oltre 10 TWh (sono stati utilizzati a tal fine 33,2 miliardi di metri cubi di gas naturale), a cui ha fatto riscontro però un netto calo del contributo delle fonti rinnovabili.

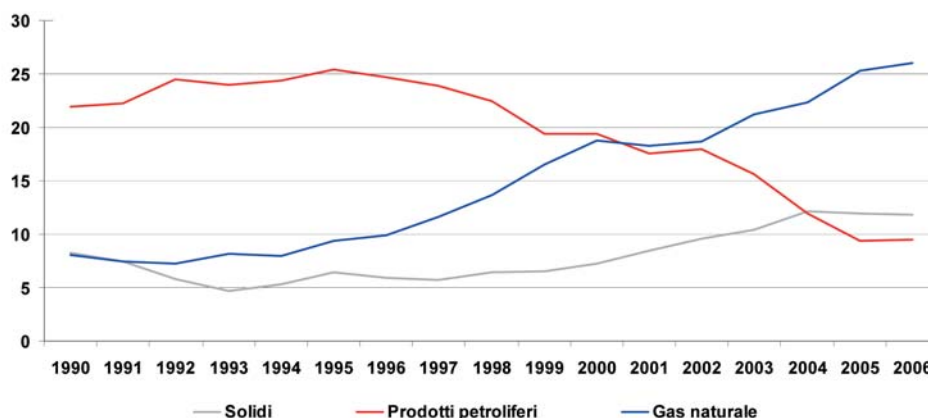
Tab. 2.4 Bilancio dell'energia elettrica nel 2006 e nel 2007 (GWh)

	2006	2007	2007/2006
<b>Produzione lorda</b>	<b>315,016</b>	<b>314,353</b>	<b>0.1%</b>
(di cui produzione CIP 6)	51,699	53,756	4.0%
Idroelettrica	43,022	39,043	-10.1%
Termoelettrica	263,252	265,556	1.3%
Geotermoelettrica	5,527	5,570	0.8%
Eolica	3,215	4,184	40.7%
Consumo servizi ausiliari	13,290	12,808	-0.4%
<b>Produzione netta</b>	<b>301,726</b>	<b>301,545</b>	<b>0.1%</b>
<i>Importazione</i>	<i>46323</i>	<i>48570</i>	<i>4.2%</i>
<i>Esportazione</i>	<i>1605</i>	<i>2640</i>	<i>63.9%</i>
<b>Saldo estero</b>	<b>44,718</b>	<b>45,930</b>	<b>2.1%</b>
Consumo pompaggi	8,648	7,636	-12.8%
<b>Richiesta sulla rete</b>	<b>337,796</b>	<b>339,839</b>	<b>0.7%</b>

Fonte: Terna

Con riguardo alla produzione termoelettrica, nel corso dell'ultimo decennio si è completamente ribaltato il mix di combustibili utilizzati. Infatti nel 1995 il petrolio e il gas mostravano quote, pari rispettivamente al 61,7% e al 23,7%, mentre nel 2007 gli stessi combustibili hanno avuto un peso del 9,8% e 63,6%.

Fig. 2.5 Domanda di energia per produzione termoelettrica: singole fonti (Mtep/a)



Fonte: Mse, Bilancio Energetico Nazionale

Nel corso degli ultimi anni, si è assistito a un graduale rinnovamento del parco produttivo italiano caratterizzato principalmente dalla trasformazione in ciclo combinato di impianti esistenti e dalla realizzazione di nuovi impianti.

Complessivamente sono stati autorizzati, con le procedure previste dalla legge 55/02 (o dal precedente DPCM del 27 dicembre 1988), circa 45 impianti di produzione con potenza termica maggiore di 300 MW, che renderanno disponibili circa 24.000 MWe. Circa il 41% degli impianti entrati in servizio è localizzato nell'area settentrionale del Paese, mentre circa il 50% degli impianti autorizzati (in costruzione o con i cantieri non ancora avviati) è concentrato nel meridione, principalmente in Campania, Puglia e Calabria.

Tab. 2.5 Potenza efficiente di generazione (MW)

Potenza lorda degli impianti 2004	2005	2006	2007	Var. 2007/2006	
Potenza idrica	21.073	21.343	21.429	21.450	0,1%
Potenza termica	62.213	65.357	69.061	71.800	5,0%
Potenza geotermica	681	711	711	711	0,0%
Potenza eolica	1.131	1.639	1.908	2.650	38,9%
Potenza fotovoltaica	7	7	7	60	757,1%
<b>Totale</b>	<b>85.105</b>	<b>89.057</b>	<b>93.116</b>	<b>96.671</b>	<b>4.6%</b>

Fonte: Terna

In aggiunta agli impianti termoelettrici, si deve considerare anche lo sviluppo di quelli da fonte rinnovabile, che nel corso degli ultimi anni hanno avuto un *trend* di crescita in progressiva accelerazione.

Il maggiore contributo è fornito dagli impianti eolici, la cui capacità produttiva installata è più che raddoppiata nel corso dell'ultimo triennio.

Peraltro, complessivamente, nel 2007, le fonti rinnovabili hanno mostrato una *performance* negativa: il minore apporto dell'energia idroelettrica (-9,5%), a causa di una bassa producibilità, non è stato infatti compensato dal sostanziale aumento del contributo della fonte eolica (+39,5%) e della produzione da biomasse e rifiuti (+6,4%).

In particolare, il parco eolico ha superato i 4 TWh di produzione e, con un totale installato

di 2.640 MW, l'Italia si afferma attualmente come quarto mercato europeo nell'energia eolica, dietro Germania (20.622 MW), Spagna (11.615 MW) e Danimarca (3.136 MW). Il *trend* positivo dovrebbe rafforzarsi nei prossimi anni<sup>16</sup>, anche grazie agli obiettivi ambiziosi fissati dal Governo italiano<sup>17</sup> secondo i quali si dovrebbe arrivare a 12.000 MW di energia installata entro il 2020.

Un sorprendente tasso annuo di crescita (1.900%), partendo, però, da un livello estremamente basso, caratterizza anche il solare, grazie agli strumenti di incentivo *feed-in tariff*, anche se il peso di tale fonte rimane trascurabile.

Ad ogni modo l'obiettivo stabilito già dalla direttiva 2001/77/CE di raggiungere entro il 2010 una quota 25%<sup>18</sup> di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile con ogni probabilità non verrà raggiunto.

Tab. 2.6 Produzione lorda di energia elettrica da fonti rinnovabili (GWh) nel 2006 e 2007

	2006	2007	2007/2006
Produzione idrica da apporti naturali	36.994	33.469	-9,5%
Produzione termica da biomasse e rifiuti	6.745	7.200	6,7%
Produzione geotermica	5.527	5.570	0,8%
Produzione eolica	2.971	4.144	39,5%
Produzione fotovoltaica	2	40	1900,0%
<b>Totale</b>	<b>52.239</b>	<b>50.423</b>	<b>-3,5%</b>
<b>Peso % FER sulla richiesta di elettricità</b>	<b>15,5%</b>	<b>14,8%</b>	

Fonte: Terna

In relazione alla domanda di potenza alla punta si osserva come l'emergere di nuove abitudini e stili di vita che provocano un cambiamento dei comportamenti di consumo indotti dal progresso economico, soprattutto in ambito residenziale e terziario, stiano portando ad una sua evoluzione del tutto imprevedibile solo pochi anni fa.

La domanda individuale e collettiva di "benessere", in particolare negli edifici (abitazioni e luoghi di lavoro), sta crescendo con il grado di concentrazione urbana facendosi sempre più articolata e sofisticata, in termini di:

- maggiore fabbisogno di comfort climatico estivo;
- maggiore fabbisogno di comfort climatico e illuminazione invernale;
- maggiore sensibilità rispetto alla qualità dell'aria interna agli edifici (*Indoor Air Quality - IAQ*);
- maggiore ricorso a servizi legati alla casa e alla persona.

In particolare, l'ampio ricorso in estate al condizionamento degli ambienti abitativi, lavorativi e commerciali in genere, sta divenendo sempre più irrinunciabile e tale tipo di utilizzo è quello che sta facendo spostare il picco massimo di domanda nella stagione estiva<sup>19</sup>, dopo un trentennio durante il quale la punta del sistema elettrico in Italia si era sempre verificata in inverno.

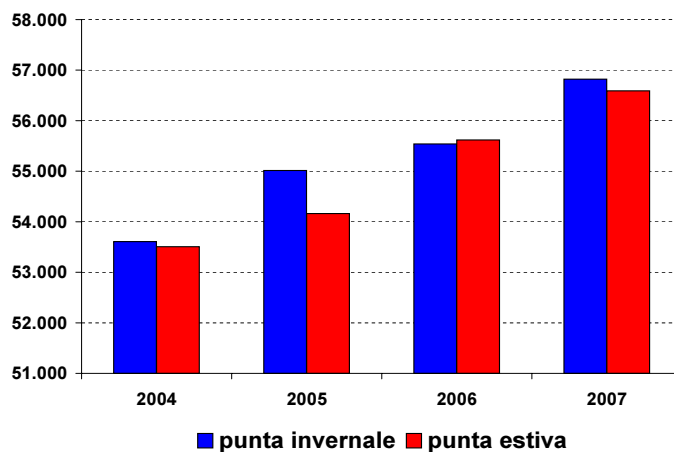
16 Nel corso del solo anno 2007 sono state inviate a Terna richieste di connessione di nuovi impianti da fonti rinnovabili, prevalentemente eolico, per più di 35.000 MW.

17 Il Comitato Interministeriale Affari Comunitari Europei ha approvato il 10 settembre 2007 il *position paper* del Governo riguardante la ripartizione dell'obiettivo europeo del 20% di energie rinnovabili entro il 2020, nel quale è stato stimato un potenziale massimo teorico per l'insieme delle fonti rinnovabili pari a circa 21 Mtep.

18 Nella nota 1 dell'Allegato alla direttiva 2001/77 si legge che nel caso in cui l'Italia raggiunga un consumo lordo di elettricità pari a 340 TWh il target da rispettare può considerarsi nella misura del 22%.

19 Il superamento della punta estiva su quella invernale del sistema elettrico è avvenuta in Italia per la prima volta il 27 giugno 2006, con una richiesta di 55.619 MW.

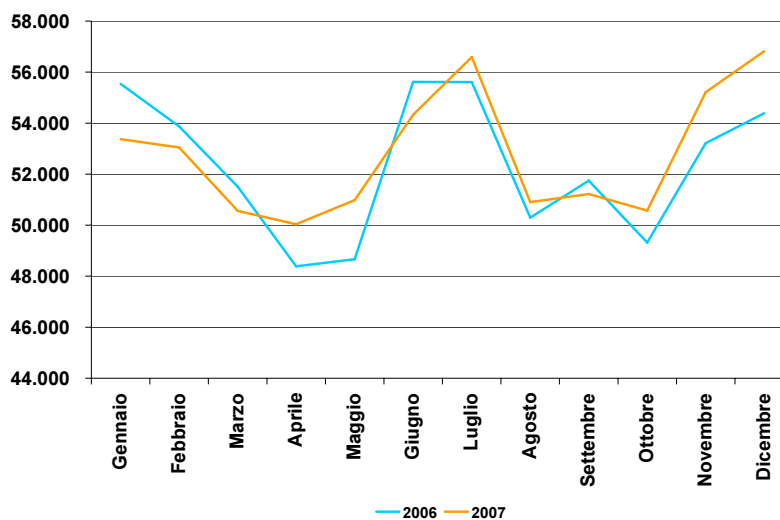
Fig. 2.6 Andamento annuale del picco di domanda estivo e invernale



Fonte: Terna

In ragione di ciò, da una analisi del fabbisogno di potenza alla punta emerge che, nel 2007, sebbene la punta invernale abbia superato il record estivo, di fatto, si è trattato solo di un “picco” isolato di richiesta di potenza, mentre durante la stagione estiva i valori alti riguardano un più ampio orizzonte temporale.

Fig. 2.7 Fabbisogno di potenza alla punta mensile del carico (MW)



Fonte: Terna

Le temperature intense che hanno caratterizzato l'Italia nei mesi estivi e in quelli invernali, nel 2007, hanno messo a dura prova i margini di riserva del sistema che comunque è sempre stato in grado di garantire in condizioni di piena sicurezza la copertura della richiesta.

## 2.4 Le infrastrutture energetiche: situazione attuale e prospettive future

Lo sviluppo di un sistema d'infrastrutture efficiente rappresenta una delle condizioni necessarie per sostenere lo sviluppo economico di un paese. Ciò vale in modo particolare nel settore dell'energia, dove una corretta gestione e pianificazione consente un migliore sfruttamento dell'intero sistema e, quando possibile, una riduzione del prezzo dell'energia per i clienti finali, contribuendo in maniera decisiva al raggiungimento di una serie di obiettivi, quali: l'efficiente allocazione della produzione di energia, la sicurezza e la diversificazione degli approvvigionamenti (sia in termini di fonti che fornitori) e l'aumento del grado di concorrenza tra produttori.

Per quanto riguarda il settore elettrico lo sviluppo del sistema di trasmissione nasce dall'esigenza di superare le problematiche riscontrate nel funzionamento della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e di prevenire le criticità future correlate all'aumento delle potenze trasportate sulla rete, dovute alla crescita della domanda di energia elettrica e all'evoluzione del parco di generazione.

In particolare, le nuove politiche energetiche messe in atto dall'Unione Europea, volte a stimolare la produzione di energia rinnovabile al fine di raggiungere entro il 2020 il 20% di produzione energetica da queste fonti, si traduce nella necessità di circa 15-25.000 MW di nuovi impianti rinnovabili, a seconda della tecnologia che si adotta.

Questi impianti sono tuttavia caratterizzati da una fonte primaria particolarmente discontinua che non rende possibile l'utilizzo a programma della potenza installata; per questo è assolutamente indispensabile uno sforzo coordinato tra istituzioni centrali e regionali volto ad armonizzare lo sviluppo della nuova capacità di generazione e gli investimenti pianificati sulla rete di trasmissione. Il perseguimento degli obiettivi di sviluppo ha portato nel corso del 2007 alla realizzazione di nuovi impianti di trasmissione di significativa importanza per il funzionamento della RTN, comportando un incremento di spesa del 50% su base annua.

Tab. 2.7 Investimenti di Terna (milioni di €). Anni 2005 – 2007

	2005	2006	2007	Var. 2007/2006
Linee di Trasporto	121,3	120,1	180,2	50,0%
Stazioni di trasmissione	121,7	148,8	221,4	48,8%
Altro	16,5	49,6	146,1	194,6%
<b>TOTALE</b>	<b>259,4</b>	<b>318,5</b>	<b>547,7</b>	<b>72,0%</b>

Fonte: Bilanci Terna

Tra le principali opere completate nel corso del 2007, Terna ha realizzato nuovi elettrodotto fondamentali per lo sviluppo del Paese e del mezzogiorno: Matera-S.Sofia (Basilicata, Campania, Puglia), Canestro – Morino (Abruzzo), Pietrafitta - Attigliano (Umbria). E' da sottolineare inoltre la realizzazione, dopo tredici anni dall'avvio dei lavori<sup>20</sup>, della linea elettrica "Matera-S.Sofia", che con i suoi 318 Km rappresenta l'infrastruttura più importante realizzata nel mezzogiorno da oltre un decennio. Nel corso del 2007 sono stati, inoltre, completati diversi accordi, tra cui un *Memorandum of Understanding* tra l'Amministratore Delegato di Terna e il Presidente del Comitato Esecutivo di RTE (il gestore della rete di trasmissione elettrica francese), con l'obiettivo di incrementare la capacità di interconnessione di energia elettrica tra questi due paesi.

Altri progetti riguardano il collegamento con il Nord Africa e i Balcani, al fine di creare un

<sup>20</sup> I lavori avviati da Terna nel 1993, dopo un iter autorizzativo durato 5 anni, e ultimati per oltre il 90% già nel 1995, si erano interrotti in seguito a richieste di modifiche al progetto da parte di alcuni Enti Locali. Solo nel 2006 è stato possibile riaprire il cantiere e ultimare l'opera. La nuova linea rende oggi disponibili 1.000 MW di capacità e presenta altri apprezzabili benefici: aumenta la sicurezza e l'efficienza della rete in Basilicata e Campania; elimina alcune congestioni 'sbloccando' la produzione di energia elettrica delle centrali in Puglia e Calabria; permette il pieno utilizzo dei 500 MW di capacità del cavo di interconnessione Italia-Grecia, fino ad oggi sotto utilizzato, garantendo una maggiore sicurezza e una riduzione delle perdite di rete stimabile in circa 250 milioni di KWh all'anno.

sistema di interconnessione di tutte le reti intorno al Mediterraneo, denominato il “circuito mediterraneo”, che dovrebbe consentire di incrementare la sicurezza degli approvvigionamenti per il mercato elettrico italiano, sfruttando le opportunità di integrazione dei mercati emergenti nel bacino del Mediterraneo (Balcanico e Maghrebino) con il mercato europeo.

In tale contesto, nel 2007, Terna ha sottoscritto accordi per la predisposizione di studi di fattibilità di interconnessione con la Croazia, il Montenegro e la Tunisia. Questo progetto di interconnessione dovrebbe essere concluso in tempi brevi, anche se esistono ancora ostacoli tecnici, a causa delle differenze degli *standard* utilizzati e dei livelli di sicurezza.

Da ultimo, il 31 gennaio 2008 Terna ha presentato il nuovo Piano Strategico per il periodo 2008 – 2011, che prevede un impegno ancora maggiore rispetto al precedente (+15%). Nel periodo preso in considerazione, gli investimenti complessivi dovrebbero salire a 3,1 miliardi di euro, di cui 2,5 dovrebbero essere utilizzati per lo sviluppo della rete. Gli interventi in programma dovrebbero portare alla riduzione delle congestioni locali eliminando le “strozzature” esistenti, potenziare la rete favorendo l'utilizzo di nuova capacità di generazione da fonte rinnovabile, e rafforzare il sistema di trasmissione e l'interconnessione con l'estero del Nord Italia.

Le principali realizzazioni previste sono:

- collegamento in cavo sottomarino tra Sardegna e penisola italiana (SA.PE.I.)
- linea Santa Barbara – Casellina (Toscana)
- linea Udine Ovest – Okroglo (Italia-Slovenia)
- potenziamento interconnessione Italia-Francia
- collegamento con i Balcani in cavo sottomarino attraverso l'Adriatico.

Per quanto riguarda il gas, a fronte di un consistente incremento della domanda in Europa occidentale e, in parallelo, di una progressiva diminuzione della produzione interna, emergono due aspetti fondamentali da affrontare nel prossimo futuro: la disponibilità di adeguati quantitativi di gas e la sicurezza degli approvvigionamenti.

L'Italia è uno tra i paesi comunitari a maggiore dipendenza dal gas e, ad oggi, le infrastrutture che alimentano il mercato italiano sono appena sufficienti a garantire l'equilibrio tra domanda e offerta. Tale questione si è resa evidente durante “l'emergenza gas” dell'inverno 2005/2006, quando si è dovuto ricorrere allo stoccaggio strategico e a misure di contenimento dei consumi, mentre nei due successivi inverni sono state evitate situazioni di emergenza prevalentemente grazie a misure preventive e all'andamento climatico favorevole.

Pertanto, per garantire la sicurezza del sistema energetico italiano, dove il gas è il principale combustibile scelto per la produzione termoelettrica e per favorire la concorrenza è senza dubbio necessario potenziare e diversificare le fonti di approvvigionamento. Di fatto la copertura del fabbisogno di gas va garantita non solo tramite gasdotti ma anche attraverso nuove infrastrutture di rigassificazione, che mirino a diversificare le modalità e i paesi di approvvigionamento, al fine di ridurre i rischi geopolitici, per creare un mercato più flessibile e aperto all'ingresso di nuovi operatori, ponendo le basi necessarie alla creazione di una borsa del gas e ad una piena integrazione del sistema italiano nel più ampio mercato del gas europeo e mediterraneo.

Nel solo 2007 il Paese ha importato circa 73,5 miliardi di metri cubi, pari all'87% del consumo interno. Il trasporto via *pipelines* copre circa il 97% delle importazioni complessive, con la conseguenza di una forte incidenza di quelle provenienti dalla Russia (nel 2007 pari al 33%) e dall'Algeria (31%).

Secondo i dati resi noti dal MSE, entro la fine del 2008 dovrebbero essere operativi il terminale GNL di Rovigo (8 miliardi di mc/anno) e i potenziamenti sui gasdotti di transito in Austria e in Tunisia. Tali progetti hanno come obiettivo il raggiungimento di livelli accetta-



bili di sicurezza del sistema.

La costruzione di ulteriori gasdotti e di nuovi terminali di GNL, attualmente in fase di sviluppo, appare comunque necessaria per far fronte al prevedibile aumento della domanda e all'inesorabile calo della produzione domestica di gas. Tra i diversi progetti in corso si sottolineano:

- il gasdotto Algeria – Sardegna – Italia (GALSI), con una capacità di 8 miliardi di mc/anno;
- il potenziamento del gasdotto *Greenstream* (Libia – Italia), che dovrebbe passare da una capacità di 8 miliardi mc/anno a 11 miliardi mc/anno;
- l'interconnessione Turchia-Grecia-Italia (ITGI), con una capacità iniziale di circa 3,5 miliardi mc/anno e che entro il 2012 dovrebbe arrivare a 11,5 miliardi mc/anno;
- il terminale di rigassificazione *offshore* Toscana, con una capacità di 3,5 – 3,75 miliardi mc/anno.

Con riguardo alla rete di trasporto nazionale, la cui proprietà e gestione è di competenza di Snam Rete Gas, si osserva, dopo la battuta d'arresto del 2006, la ripresa degli investimenti che nel 2007 hanno raggiunto i 728 milioni di € con un incremento di circa l'8% rispetto all'anno precedente. Il principale investimento di sviluppo della rete di trasporto nazionale ha riguardato il potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Africa, con una spesa complessiva pari a 213 milioni di €.

Tab. 2.8 Investimenti di Snam Rete Gas (milioni di €). Anni 2005 - 2007

	2005	2006	2007	Var. 2007/2006
Sviluppo rete di trasporto nazionale	398	321	303	- 5,6%
Sviluppo rete di trasporto regionale	103	144	224	55,6%
Terminale GNL di Panigaglia	0	0	0	Ns
Mantenimento e altro	184	210	201	-4,3%
<b>TOTALE</b>	<b>685</b>	<b>675</b>	<b>728</b>	<b>7,9%</b>

Fonte: Bilanci Snam Rete Gas

Di fatto, gli interventi di sviluppo e potenziamento delle infrastrutture di trasporto interrompibile ai punti di entrata interconnessi con l'estero hanno permesso di portare, all'inizio dell'anno termico 2007-2008, la capacità di trasporto della rete a 314,9 milioni di mc/giorno (+5,8%).

Gli incrementi sono attribuibili essenzialmente ai punti di entrata di Tarvisio e Mazara del Vallo in seguito all'entrata in esercizio di alcuni tratti dei potenziamenti in corso sulle infrastrutture di importazione dalla Russia e dal Nord Africa. La capacità disponibile della rete ha permesso di soddisfare, anche per l'anno termico 2007-2008, tutta la domanda espressa dagli operatori, con un incremento della capacità conferita pari al 4,7%, concentrata principalmente nel punto di entrata di Tarvisio.

**Tab. 2.9 Snam Rete Gas – Capacità di trasporto giornaliera e grado di saturazione (milioni di mc)**

Anno termico	Capacità disponibile	Capacità assegnata	Grado di saturazione	Incremento annuo capacità disponibile
2005 - 2006	289,3	258,8	89,5%	
2006 - 2007	297,5	261,3	87,8%	2,8%
2007 - 2008	314,9	273,5	86,9%	5,8%

Fonte: Bilanci Snam Rete Gas

Nel quadriennio 2008 – 2011, il Piano Strategico di Snam prevede di realizzare investimenti per lo sviluppo del sistema di trasporto nella misura di 4,3 miliardi di €. Ciò comporterebbe un aumento di capacità di circa il 20%, necessaria per venire incontro alla crescente domanda di gas naturale che si prevede passerà dagli attuali 86,7 miliardi di mc a 94 miliardi di mc nel 2011 e sarà soddisfatta interamente attraverso le crescite delle importazioni.

## 2.5 L'evoluzione del quadro regolatorio

Nell'ultimo anno le principali novità normative hanno interessato il settore dei mercati ambientali.

Diversi sono stati, infatti, gli interventi normativi operati sia con riferimento ai sistemi di promozione dell'uso razionale ed efficiente dell'energia elettrica proveniente da fonti tradizionali, che con riferimento ai sistemi riguardanti l'incentivazione all'uso dell'energia elettrica proveniente da energie alternative, con conseguenti novità apportate nelle modalità di scambio dei certificati e dei titoli rappresentativi dei diritti conseguiti dai soggetti coinvolti.

I cambiamenti osservati hanno trovato origine nella volontà del Legislatore primario e di quello secondario di affinare e rendere maggiormente efficiente e trasparente il sistema di incentivazione e del risparmio energetico.

A tal fine è stato approvato il Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare del 21 dicembre 2007 apportante modifiche e integrazioni ai decreti ministeriali 20 luglio 2004 recanti rispettivamente gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili, di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164 e gli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Con tale provvedimento sono stati rinnovati e ampliati gli obblighi di efficienza energetica per i distributori di energia elettrica e gas, prevedendo, *inter alia*, l'estensione dell'obbligo anche in capo ai distributori con un numero di clienti compreso tra 50.000 e 100.000. Inoltre, al fine di assicurare la trasparenza dei prezzi degli scambi bilaterali dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE), l'articolo 4 del succitato Decreto 21 dicembre 2007, ha assegnato al GME, d'intesa con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG), il compito di organizzare un sistema per l'effettuazione delle contrattazioni di cui all'articolo 10, comma 5, di entrambi i decreti ministeriali 20 luglio 2004 - scambi bilaterali - che registri non soltanto le quantità ma anche i prezzi degli scambi. Al GME sono stati, altresì, assegnati gli ulteriori compiti di trasmettere un rapporto semestrale al Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, alle

Regioni e all'AEEG circa l'andamento delle transazioni aventi ad oggetto i TEE e di segnalare tempestivamente alle medesime amministrazioni eventuali comportamenti, verificatisi nello svolgimento delle negoziazioni, che dovessero risultare non rispondenti ai principi di trasparenza, neutralità, correttezza e buona fede.

Degno di nota, in argomento, è il Provvedimento adottato, in via complementare al succitato Decreto, dall'AEEG, nella data del 28 dicembre 2007 – Deliberazione AEEG n. 345/07. Con il provvedimento *de quo*, l'AEEG ha investito il GME del compito di predisporre una proposta di regolamento avente ad oggetto le modalità procedurali e gli strumenti operativi per la registrazione dei prezzi di scambio dei TEE attraverso contrattazione bilaterale (Regolamento), da sottoporre alla stessa per la relativa approvazione.

Dando seguito alle indicazioni ricevute dall'AEEG, il GME ha approntato le modifiche alla piattaforma informatica del Registro dei TEE, contestualmente alla predisposizione del Regolamento.

Analoghe motivazioni hanno guidato il Legislatore in occasione delle modifiche apportate, in materia di incentivazione delle energie rinnovabili, mediante assegnazione dei certificati verdi, dalla legge finanziaria 2008.

Anche con riferimento a tale meccanismo di incentivazione si è inteso raggiungere un più elevato grado di efficacia del meccanismo, consentendo anche ai produttori di piccole dimensioni di poter beneficiare degli incentivi connessi all'emissione dei certificati verdi, nonché un più ampio livello di efficienza nella determinazione del prezzo di ritiro dei certificati verdi da parte del Gestore dei Servizi Elettrici S.p.a. (GSE), essendo stato previsto che tale prezzo sia posto in misura pari al prezzo medio degli scambi dei certificati, conclusi nell'anno immediatamente precedente, sul mercato del GME.

Le principali novità hanno riguardato, in particolare, l'individuazione del nuovo valore unitario dei certificati, ridotto da 50 MWh a 1 MWh; l'estensione del periodo di validità dei certificati, elevato fino a 15 anni rispetto ai precedenti 12 anni; la determinazione del numero dei certificati da emettere, definito moltiplicando la produzione netta di energia elettrica da fonti rinnovabili per un coefficiente variabile in base al tipo di fonte; il prezzo di collocamento dei certificati sul mercato da parte del GSE, pari alla differenza tra il valore di riferimento, 180 €/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'AEEG medesima in attuazione dell'articolo 13, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387; il prezzo di ritiro dei certificati da parte del GSE, pari al prezzo medio riconosciuto ai certificati verdi registrato nell'anno precedente dal GME e trasmesso al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno.

Una particolare novità ha interessato gli impianti aventi potenza nominale media annua non superiore ad 1 MW. Per tale tipologia di impianti, la legge finanziaria ha introdotto il diritto, da esercitarsi su richiesta del produttore, a una tariffa fissa onnicomprensiva di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, in alternativa ai certificati verdi.

Dal canto suo il GME, nel novembre 2007, ha posto in consultazione una proposta di modifica delle regole di funzionamento del mercato dei certificati verdi al fine di rispondere alle necessità operative espresse dai partecipanti al mercato e di favorire, al contempo, un incremento dei volumi scambiati sul mercato organizzato.

Le modifiche proposte e attualmente all'esame del MSE per l'approvazione, prevedono anche per tale mercato l'introduzione del principio di indifferenza di controparte, conseguibile attraverso il riconoscimento al GME del ruolo di controparte centrale. La qualifica di controparte centrale consentirebbe infatti di eliminare completamente il rischio di controparte attualmente esistente in capo agli operatori - derivante dall'eventuale mancato adempimento delle obbligazioni nascenti dalla conclusione dei contratti sul mercato - favorendo, quindi, maggiori volumi, a tutto vantaggio della trasparenza e della formazione economicamente efficiente del prezzo dei certificati verdi.

La qualifica del GME come controparte centrale, inoltre, potrà consentire una semplificazione degli adempimenti amministrativo-contabili derivanti dalla partecipazione al mercato organizzato. Infatti gli operatori avranno un unico soggetto con cui relazionarsi: i venditori dovranno emettere una sola fattura nei confronti dell'acquirente GME; dal lato opposto gli operatori acquirenti, dovranno effettuare un unico pagamento a favore del GME a titolo di deposito a garanzia totale degli acquisti e, successivamente alla conclusione delle transazioni di mercato, riceveranno un'unica fattura sempre dal GME.

Anche sul fronte del mercato elettrico non sono mancati interventi normativi di carattere evolutivo. Degna di nota al riguardo è la Deliberazione dell'AEEG n. 350/07 adottata il 28 dicembre 2007. Con il provvedimento *de quo*, l'AEEG ha tra l'altro riconosciuto al GME, anche per l'anno 2008, la qualifica di operatore di mercato qualificato di cui all'Articolo 19 dell'Allegato A alla delibera dell'AEEG n. 111/06, rendendo possibile lo sviluppo del progetto di mercato fisico a termine con obbligo di consegna/ritiro dell'energia, denominato MTE.

#### BOX 2 Un primo bilancio degli effetti della completa liberalizzazione del mercato elettrico

*Con l'emanazione del Decreto Legge n. 73/2007 (convertito in legge il 3 agosto 2007 n. 125), è stato definitivamente liberalizzato il servizio di vendita e aperto il mercato elettrico ai clienti domestici, con decorrenza 1° luglio 2007. Ha preso così avvio la terza fase<sup>21</sup> del processo di liberalizzazione del settore, che concede anche agli utenti residenziali la facoltà di scegliere il proprio fornitore.*

*Il provvedimento ha introdotto tra l'altro il 'mercato di maggior tutela' per quei clienti domestici<sup>22</sup> che non optano per il mercato libero e il 'fornitore di salvaguardia', per i clienti non ammessi al servizio di maggior tutela (imprese con più di 50 dipendenti o un fatturato superiore a 10 milioni di euro) che non optino per il mercato libero o si trovino privi di fornitore (definiti come "mercato di salvaguardia").*

*Alla legge è stata data attuazione dall'AEEG con la pubblicazione del Testo Integrato per la Vendita (Delibera 156/07), cui sono seguiti altri provvedimenti che sono intervenuti per introdurre le necessarie modifiche alla struttura dei corrispettivi tariffari.*

*La liberalizzazione ha quindi reso contendibile un mercato valutabile in circa 85 TWh, che comprende 22 milioni di famiglie<sup>23</sup> (50 TWh) e 5 milioni di altre utenze<sup>24</sup> (35 TWh), che rappresentano il 77% dei clienti e il 30% dei consumi complessivi. I principali operatori hanno presentato delle offerte che puntano a fornire canoni fissi (con prezzo bloccato per uno o più anni), un contratto unico per elettricità e gas (dual-offer) e in alcuni casi, facendo leva sulla sensibilità ambientale dei clienti, la certificazione di provenienza dell'energia da fonti rinnovabili. Vi sono infine delle offerte che forniscono una serie di servizi accessori (es. sconti sugli acquisti di alcuni prodotti). La risposta degli utenti alle rilevanti novità normative è apparsa finora tiepida, probabilmente a causa di alcune rigidità che continuano a caratterizzare il settore. Da una ricerca condotta dal Rie (Ricerche Industriali ed Energetiche) e GMPR group<sup>25</sup> è emerso che, nei primi 5 mesi di liberalizzazione, solo 482.000 famiglie (il 2,2%) hanno cambiato fornitore di energia elettrica, ottenendo risparmi generalmente inferiori a 10 euro l'anno. Molto simili sono anche i dati relativi al settore*

21 La prima fase parti con il D.Lgs 79/1999 (decreto Bersani) che fissava la soglia di consumo per l'accesso al mercato libero a 30GWh annui, poi ridotta a 20 GWh nel gennaio 2000 e a 9 GWh all'inizio del 2002. La seconda fase seguì la delibera dell'AEEG 107/2004 che dal 1° luglio 2004 dichiarò idonei tutti i clienti finali non domestici.

22 Piccoli consumatori (es. condomini) e tutte le piccole imprese con meno di 50 dipendenti, un fatturato annuo o un totale di bilancio non superiore a 10 milioni di euro e i cui punti di prelievo siano connessi in bassa tensione.

23 Il dato tiene conto dei 5 milioni di famiglie, che per ragioni economiche o di salute rientrano nella cosiddetta fascia sociale. I consumi di tali soggetti sono stimabili in circa 12 TWh.

24 Le 'altre utenze' sono quelle, già citate, relative alle aziende con meno di 50 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro connesse in bassa tensione.

25 I risultati sono stati presentati nel corso di un seminario dal titolo: "Liberalizzazione del mercato elettrico italiano e comportamento dei consumatori" organizzato a Bologna il 22 gennaio 2008. Le relazioni sono disponibili al seguente indirizzo web: <http://www.rie.it/relazioni/download-2.html>

delle piccole imprese, dove circa il 2% (80.000 soggetti), ha deciso di cambiare fornitore. Le principali criticità emerse fino ad ora riguarderebbero la difficoltà nel confrontare l'effettiva convenienza economica delle offerte, vista la carenza di informazioni fornite pubblicamente dagli operatori e il fatto che la concorrenza possa riguardare solo una quota stimabile intorno al 55% del prezzo complessivo, ossia limitatamente ai costi di approvvigionamento e commercializzazione.

A livello europeo il grado di apertura dei mercati nazionali presenta profonde differenze. Nel Regno Unito, dove il processo di liberalizzazione è stato completato nel 2002, nei primi quattro anni di applicazione, il 36% degli utenti domestici ha cambiato almeno una volta fornitore di energia elettrica e nel solo 2006 il tasso di switching ha raggiunto il 22% dei clienti residenziali. Il criterio che guida le scelte dei consumatori nella maggior parte dei casi (71%) è quello economico, ossia il risparmio garantito dall'offerta del nuovo operatore (switch to save). In Spagna tra il 2003 e il 2006 sono passati al mercato libero 2.200.000 di consumatori (il 9,5% delle utenze domestiche), ma nella seconda metà del 2006 la tendenza si è invertita e, a causa dell'aumento dei prezzi sul mercato libero, oltre 250.000 consumatori hanno optato per il ritorno alle tariffe regolamentate. Infine con riferimento alla Francia, caso direttamente confrontabile con l'Italia, in quanto l'accesso al mercato libero di tutte le utenze è stato garantito solo a partire dal 1° luglio 2007, in tre mesi, solo 6.100 clienti residenziali hanno abbandonato i prezzi amministrati. Tanta cautela è verosimilmente dovuta all'irrevocabilità della scelta (una volta passati al mercato libero non è più consentito tornare indietro).

In conclusione per fare in modo che la liberalizzazione possa incidere in maniera apprezzabile sui livelli di concorrenzialità del sistema appare necessario rendere facilmente accessibili tutte le informazioni rilevanti ai fini di una piena comparazione delle offerte disponibili. Alla base del tasso di switching e quindi della decisione di cambiare fornitore c'è di solito un'offerta economicamente vantaggiosa, preferibilmente a prezzo fisso, visto che le famiglie rappresentano una categoria particolarmente avversa al rischio. Un ultimo fattore da tenere in debita considerazione è quello della standardizzazione e semplificazione delle procedure (tecniche e amministrative) collegate al cambiamento di fornitore, per fare in modo che, una volta deciso, questo possa avvenire in tempi rapidi, a costi ridotti e senza causare disagi o disservizi per gli utenti.

### 3. LE CONTRATTAZIONI DI BORSA

Il quarto anno di operatività del GME ha consolidato i positivi risultati già emersi negli anni precedenti sia rispetto al funzionamento della borsa dell'energia sia rispetto agli effetti indotti sul sistema elettrico nazionale.

Il dato più rilevante è certamente la forte crescita del mercato in termini di numero di operatori iscritti e di volumi scambiati sul mercato. Nel periodo compreso tra il 2005 e il 2007, i primi sono cresciuti del 39%, raggiungendo quota 127, con un significativo contributo sia di operatori attivi lato domanda che lato offerta. Nello stesso tempo i volumi negoziati in borsa sul Mercato del Giorno Prima (MGP) hanno raggiunto il livello record di 221 TWh, con un incremento del 13% su base annua e un valore della liquidità per la prima volta superiore al 67%, che conferma il secondo posto del mercato italiano in Europa dopo Nord Pool. Di grande rilievo in questo contesto è la crescita del ruolo degli operatori non istituzionali, i cui volumi hanno raggiunto i 100 TWh, più del doppio (+123%) rispetto al 2006.

Il secondo dato di rilievo è il progredire del rinnovo del parco elettrico e del riequilibrio della struttura produttiva a livello territoriale, fenomeno in corso da alcuni anni e promosso dai segnali di prezzo indicati dalla borsa. Ciò è testimoniato dall'entrata in funzione dal 2005 di nuova capacità per circa 15.000 MVA, dalla crescita del peso delle vendite degli impianti a gas naturale sulla produzione nazionale dal 46% al 53% e dall'aumento del grado di autosufficienza della MzSud, il cui rapporto tra vendite e acquisti è passato nello stesso periodo da 81,7% a 85,3%.

Questi sviluppi hanno inoltre indotto una sensibile riduzione del potere di mercato degli operatori principali, nonché una graduale convergenza del livello di competitività nelle diverse zone, nonostante il permanere di valori piuttosto elevati soprattutto sulle isole. Dal 2005 la quota di mercato dell'operatore principale è scesa dal 38% al 31%, quella complessivamente non contendibile si è ridotta dal 30% al 20% e il potere di determinazione del prezzo dell'operatore principale è passato dal 90% all'80%. Inoltre la differenza tra MzNord e MzSud si è ridotta del 17% in termini di quota di mercato dell'operatore principale, del 50% in termini di HHI e del 14% in termini di quota di mercato complessivamente non contendibile.

Infine i prezzi all'ingrosso confermano sia i propri livelli tradizionalmente più alti della media europea a causa della maggior dipendenza da fonti fossili, sia la minore volatilità rispetto agli stessi. In particolare i prezzi medi hanno evidenziato una crescita sostanzialmente in linea con le quotazioni del Brent, passando negli ultimi tre anni da 58,59 €/MWh a 70,99 €/MWh (+21%), a fronte di una crescita del Brent in € del 20%. Inoltre anche nel 2007 hanno esibito una volatilità inferiore alla media europea (16% contro 26%), picchi di prezzo più bassi e più rari e adeguamenti alle variazioni del prezzo dei combustibili più ritardate e gradualmente. Quest'ultimo fattore giustifica quindi il permanere di una forte volatilità della differenza Pun-PME<sup>26</sup>, passata da 23 €/MWh del 2004 a 32 €/MWh del 2007, per tornare prossima ai 23 €/MWh nel primo trimestre 2008.

#### 3.1 La partecipazione al mercato

Il 2007 ha registrato la più rilevante crescita della borsa dall'avvio delle contrattazioni, avvenuto nel 2004, dal punto di vista sia della numerosità degli operatori che dei volumi scambiati sul mercato.

<sup>26</sup> Il PME è un indice calcolato come media delle quotazioni di EEX, EXAA e Powernext, ponderata per i rispettivi volumi.

**OPERATORI**

Per il quarto anno consecutivo il GME ha registrato un aumento del numero di operatori iscritti, il più sensibile dal lancio del mercato, raggiungendo quota 127 (+23% rispetto al 2006, +74% rispetto al 2004). Tale crescita è stata determinata soprattutto dagli operatori attivi sul MGP, che hanno raggiunto le 89 unità sotto la spinta di quelli attivi lato vendita, mentre sono rimasti sostanzialmente stabili e meno numerosi gli operatori attivi sul MA (32) e sul MSD (19). In riduzione solo il numero dei soggetti che partecipano alla PAB (37), la cui diminuzione, così come quella dei volumi scambiati su detta piattaforma, è da ricondursi all'avvio della PCE, che ha risposto con maggiore efficienza alle esigenze di flessibilità della domanda precedentemente demandate alla PAB (Tab. 3.1).

**Tab. 3.1 La partecipazione al mercato**

	2004	2005	2006	2007
<b>Operatori iscritti</b>	<b>73</b>	<b>91</b>	<b>103</b>	<b>127</b>
<b>MGP</b>				
Operatori con offerte	23	69	80	89
Operatori con offerte di vendita	23	42	54	71
Operatori con offerte di acquisto	5	61	68	74
<b>MA</b>				
Operatori con offerte	23	23	34	32
Operatori con offerte di vendita	23	23	29	29
Operatori con offerte di acquisto	22	23	31	32
<b>MSD</b>				
Operatori con offerte MSD ex-ante	15	17	18	19
Operatori con offerte MSD ex-post	14	17	18	19
<b>PAB</b>				
Operatori con offerte	-	52	48	37

**CONTROVALORE**

Il valore complessivo delle vendite sui mercati dell'energia nel 2007 ha raggiunto i 18 miliardi di €, in crescita del 9% rispetto al 2006. In particolare il valore delle vendite sul MGP si è attestato a 17 miliardi di € (+8,3%), mentre quello delle vendite sul MA ha raggiunto circa 1 miliardo di € (+18%).

**VOLUMI DI BORSA E LIQUIDITÀ**

La crescente attrattività della borsa è confermata dall'incremento dei volumi scambiati nel 2007, che hanno raggiunto il massimo storico di 237 TWh (+10%), nonostante la leggera contrazione a quota 346 TWh di quelli complessivamente trattati sui mercati dell'energia. Ciò significa che il 68,6% dei volumi negoziati nei mercati energia è stato scambiato in borsa. La crescita maggiore ha interessato il MGP, che si conferma il mercato più ampio,



raggiungendo, non solo il valore storico massimo di 221 TWh, ma anche l'incremento tendenziale più alto dall'avvio delle contrattazioni (+12,6%), nonostante una domanda stabile a 330 TWh. Aumenti sensibili si sono registrati anche sul MA, i cui volumi sono arrivati a 13 TWh (+28,1%), rappresentando il 3,9% di quelli scambiati sul MGP. L'unica riduzione ha interessato la PAB, i cui volumi si sono ridotti a 3 TWh per effetto dell'avvio della PCE. Infine risultano in crescita anche i volumi trattati sul MSD, che hanno fatto registrare 47 TWh (+2,5%), sotto la spinta soprattutto del MSD a salire e del MB a scendere (Tab. 3.2).

Tab. 3.2 Volumi scambiati (TWh)

<b>Mercato</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>	<b>2007</b>
<b>Mercati energia</b>	<b>237,75</b>	<b>342,90</b>	<b>348,16</b>	<b>346,01</b>
<i>di cui in borsa</i>	<b>73,48</b>	<b>222,70</b>	<b>214,87</b>	<b>237,36</b>
<b>MGP</b>	<i>231,57</i>	<i>323,18</i>	<i>329,79</i>	<i>329,95</i>
<i>di cui bilaterali/PCE</i>	<i>164,27</i>	<i>120,20</i>	<i>133,29</i>	<i>108,66</i>
<i>di cui in borsa</i>	<i>67,30</i>	<i>202,99</i>	<i>196,50</i>	<i>221,29</i>
<b>MA</b>	<i>6,17</i>	<i>10,45</i>	<i>9,94</i>	<i>12,74</i>
<b>PAB</b>	-	<i>9,26</i>	<i>8,43</i>	<i>3,33</i>
<b>Mercati dispacciamento</b>	<b>30,27</b>	<b>42,43</b>	<b>45,45</b>	<b>46,57</b>
<b>MSD a salire</b>	<i>8,20</i>	<i>11,59</i>	<i>12,17</i>	<i>14,58</i>
<b>MSD a scendere</b>	<i>8,13</i>	<i>13,07</i>	<i>14,27</i>	<i>12,03</i>
<b>MB a salire</b>	<i>8,32</i>	<i>9,82</i>	<i>11,00</i>	<i>9,31</i>
<b>MB a scendere</b>	<i>5,62</i>	<i>7,95</i>	<i>8,01</i>	<i>10,66</i>

Sulla base di questi dati, la liquidità del MGP, intesa come rapporto tra gli scambi eseguiti su IPEX e quelli complessivi, ha raggiunto il picco storico del 67,1%, con una più che apprezzabile crescita di 7,5 p.p.<sup>27</sup> rispetto al 2006. Tale incremento è particolarmente significativo, non solo per la sua entità, ma anche perché ottenuto in un periodo di domanda stabile e di marcata riduzione del ruolo dell'Acquirente Unico (AU). Per effetto della progressiva apertura del mercato, formalmente completata nel luglio del 2007, gli acquisti complessivi dell'AU si sono ridotti in un anno da 153 a 123 TWh, con una quota sul totale scesa dal 46% al 37%; tale contrazione inoltre si è concentrata soprattutto sugli acquisti in borsa dell'AU, che sono diminuiti fino a 107 TWh (-19%)<sup>28</sup>, rappresentando l'87% dei suoi approvvigionamenti complessivi, ma solo il 48,2% dei volumi totali di borsa. Ciò significa che il deciso incremento della liquidità è stato sostenuto dalla considerevole crescita del contributo degli operatori "non istituzionali", che oggi comprano in borsa circa 100 TWh, pari al 52% del proprio fabbisogno e al 45% degli scambi di borsa. Questa tendenza, che ha apportato ben 15,2 p.p. di ulteriore liquidità, compensando ampiamente il calo dell'AU e aumentando la dimensione assoluta della borsa, riflette la scelta di molti operatori di sostituire i contratti bilaterali fisici con operazioni spot coperte da contratti finanziari alle differenze. Infine è interessante rilevare che anche depurando la liquidità di IPEX dalla quota "amministrata", rappresentata dalle vendite del GSE e di Terna (che devono essere effettuate in borsa) nonché dagli acquisti dell'AU, i volumi di borsa si attestano ad un apprezzabile livello di 81,7 TWh<sup>29</sup>, dato di gran lunga superiore a quello del 2006 (+163%) e rappresentano una liquidità del 25% (Tab. 3.3 e 3.4, Fig. 3.1).

27 L'abbreviazione "p.p." sta ad indicare punti percentuali.

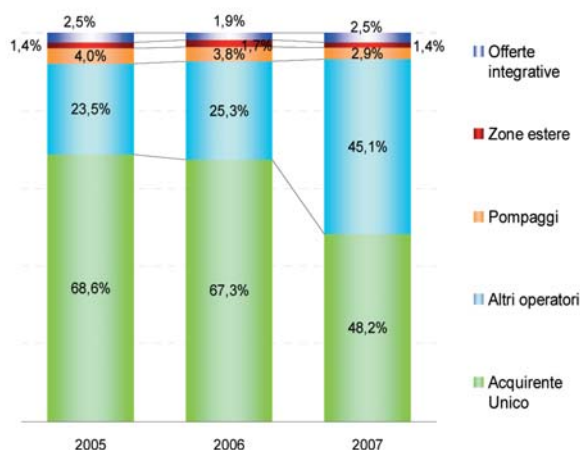
28 La variazione negativa corrisponde a 7,8 p.p. di liquidità.

29 Il dato è ricavato sottraendo dai 221,3 TWh transitati in borsa i 45,8 TWh venduti dal GSE, i 3,2 TWh ceduti da Terna e i 106,6 TWh venduti da operatori terzi all'AU (questi ultimi da ridurre dei 16,0 TWh di energia CIP6 ceduta dal GSE all'AU e quindi già scontati nella quota GSE).



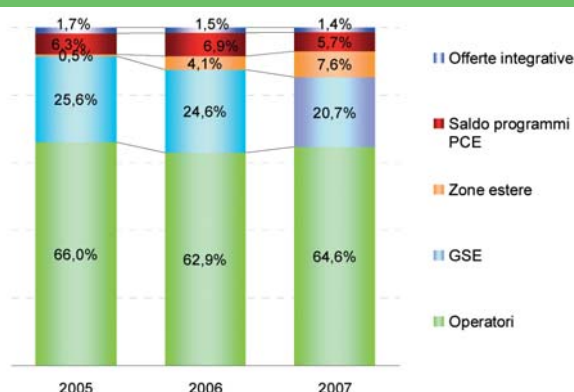
Tab. 3.3 Composizione della domanda su MGP

	Totale volumi	Media oraria	Variazione	Struttura
	MWh	MWh	%	%
<b>Borsa</b>	<b>221.292.184</b>	<b>25.262</b>	<b>12,6%</b>	<b>67,1%</b>
Acquirente Unico	106.570.141	12.166	-19,4%	32,3%
Altri operatori	99.756.337	11.388	100,6%	30,2%
Pompaggi	6.340.347	724	-14,8%	1,9%
Zone estere	3.057.474	349	-8,6%	0,9%
Saldo programmi PCE	161	0	-	0,0%
Offerte integrative	5.567.723	636	46,6%	1,7%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>108.657.022</b>	<b>12.404</b>	<b>-18,5%</b>	<b>32,9%</b>
Bilaterali esteri	726.452	83	-43,5%	0,2%
Bilaterali nazionali AU	16.166.432	1.845	-22,2%	4,9%
Bilaterali nazionali altri	91.764.300	10.475	-17,5%	27,8%
Saldo programmi PCE	-	161	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Borsa</b>	<b>5.461.117</b>	<b>623</b>	<b>-25,2%</b>	<b>99,7%</b>
Altri operatori	495.611	57	1628,2%	9,1%
Pompaggi	36.626	4	-18,4%	0,7%
Zone estere	4.928.880	563	-31,8%	90,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>14.768</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>0,3%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>5.475.885</b>	<b>625</b>	<b>-25,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>335.425.092</b>	<b>38.291</b>	<b>-0,5%</b>	



Tab. 3.4 Composizione dell'offerta su MGP (TWh)

	Totale volumi	Media oraria	Variazione	Struttura
	MWh	MWh	%	%
<b>Borsa</b>	<b>221.292.184</b>	<b>25.262</b>	<b>12,6%</b>	<b>67,1%</b>
Operatori	142.990.379	16.323	15,7%	43,3%
GSE	46.828.980	5.232	-5,3%	13,9%
Zone estere	16.786.271	1.916	110,6%	5,1%
Saldo programmi PCE	12.528.950	1.430	-7,7%	3,8%
Offerte integrative	3.157.605	360	4,7%	1,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>108.657.022</b>	<b>12.404</b>	<b>-18,5%</b>	<b>32,9%</b>
Bilaterali esteri	33.782.919	3.856	-19,6%	10,2%
Bilaterali nazionali	87.403.054	9.978	-16,6%	26,5%
Saldo programmi PCE	-12.528.950	-1.430	-	-3,8%
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Borsa</b>	<b>150.147.140</b>	<b>17.140</b>	<b>19,1%</b>	<b>99,9%</b>
Operatori	144.846.886	16.535	17,6%	96,4%
GSE	-	-	-100,0%	-
Zone estere	5.300.255	605	83,2%	3,5%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>127.070</b>	<b>15</b>	<b>3088,1%</b>	<b>0,1%</b>
Esteri	0	0	-100,0%	0,0%
Nazionali	127.070	15	167441,1%	0,1%
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>150.274.210</b>	<b>17.155</b>	<b>19,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>480.223.417</b>	<b>54.820</b>	<b>5,4%</b>	



Estendendo lo sguardo al panorama europeo, emerge che la crescita degli scambi in borsa registrata in Italia ha interessato anche le altre borse continentali, seppur con tassi più elevati giustificati dalle dimensioni oggettivamente più ridotte: Powernext ha raggiunto i 44 TWh (+49%), EEX i 117 TWh (+34%), Omel<sup>30</sup> i 195 TWh (+82%) e Nord Pool i 287 TWh (+16%). In questo panorama IPEX si qualifica come la seconda per volumi in Europa dopo Nord Pool e, depurandola delle vendite riconducibili agli operatori istituzionali (AU, GSE, Terna), come la quarta dopo EEX (Fig. 3.2).

30 La forte ripresa dei volumi su Omel è da attribuirsi sia all'inclusione (a partire da luglio 2007) nel Mibel dei 20 TWh del mercato portoghese, sia allo scadere (a partire dal marzo 2007) del Regio decreto del marzo 2006 che sterilizzava l'incentivo a partecipare alla borsa e che aveva dimezzato i volumi del mercato iberico rispetto all'anno precedente.

Fig. 3.1 Variazione della liquidità nel 2007

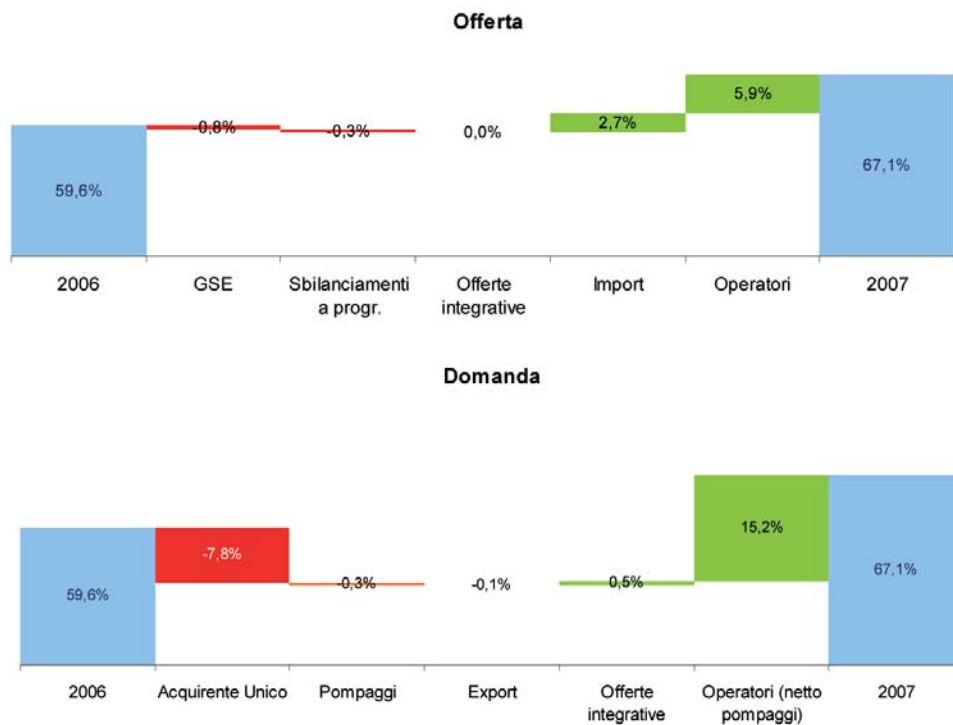
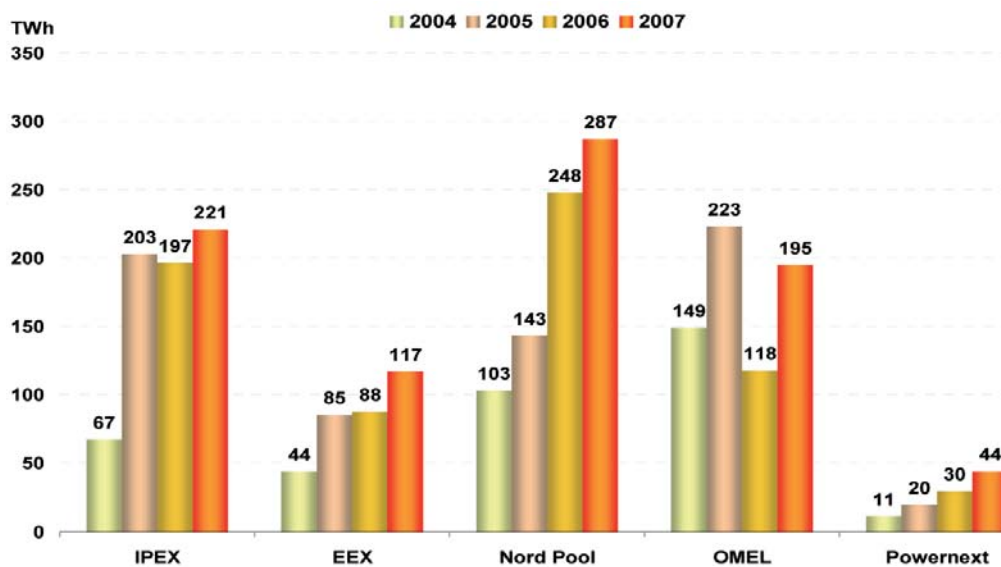


Fig. 3.2 Volumi scambiati sulle borse europee nel mercato del giorno prima (TWh)



## 3.2 Il Mercato del Giorno Prima (MGP)

### 3.2.1 Prezzo unico nazionale di acquisto (Pun)

Dopo tre anni di crescita, il 2007 ha registrato il primo ribasso annuo del Pun, largamente riconducibile alla contrazione delle quotazioni petrolio e all'apprezzamento del cambio, considerata la relazione ritardata tra il prezzo del Brent e quello dell'energia elettrica. Nello stesso tempo si è osservato un aumento della volatilità del Pun, storicamente contenuta, che rimane comunque largamente inferiore a quella che prevale sugli altri mercati europei.

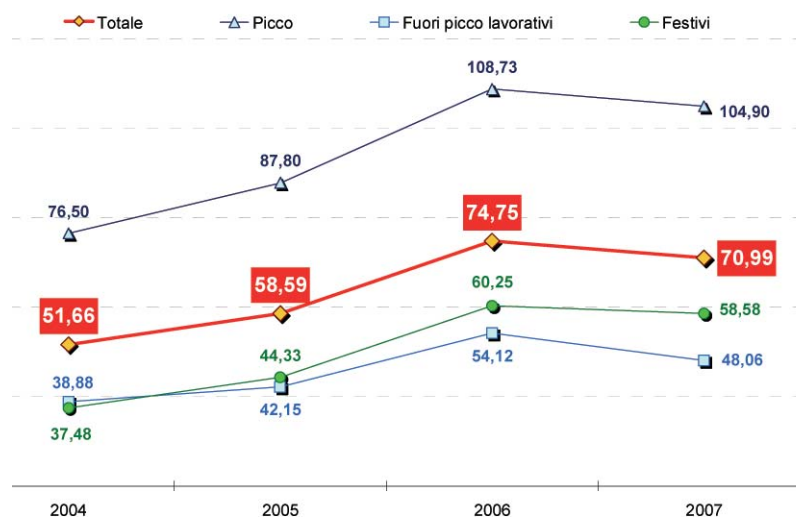
#### LIVELLO DEI PREZZI

Il prezzo medio di acquisto nel 2007 è stato pari a 70,99 €/MWh, in calo di circa 4 €/MWh rispetto al 2006 (-5%) ma ancora sensibilmente superiore ai valori del 2005 e del 2004. Tale riduzione ha interessato tutti i gruppi di ore, risultando massima nelle ore fuori picco (-6 €/MWh) e più contenuta in quelle festive (-2 €/MWh). Si è quindi rafforzato il *trend* triennale di ampliamento della differenza tra prezzi di picco e fuori picco (cresciuta dai 38 €/MWh del 2004 a 57 €/MWh) e di quella tra prezzi festivi e fuori picco (passata da 1 a 10 €/MWh) (Tab. 3.5, Fig. 3.3). Il primo fenomeno appare riconducibile al crescente eccesso di offerta di base determinato dai nuovi entranti, che comporta prezzi proporzionalmente inferiori nelle ore di bassa domanda in cui vi è molta concorrenza per garantire il dispacciamento, recuperando margini e costi fissi nelle ore di picco in cui alcuni operatori dispongono di maggior potere di mercato. Il secondo risente, tra l'altro, del progressivo aumento della concentrazione nelle ore festive rispetto a quelle fuori picco, verificatosi a partire dal 2005 con intensità crescente.

Tab. 3.5 Pun medio annuo per gruppi di ore (€/MWh)

	2007	2006	2005	2004	Var. tendenziale '07/'06
<b>Media</b>	<b>70,99</b>	<b>74,75</b>	<b>58,59</b>	<b>51,66</b>	<b>-5,0%</b>
Lavorativo	76,48	81,43	64,98	57,69	-6,1%
Picco	104,90	108,73	87,80	76,50	-3,5%
Fuori picco	48,06	54,12	42,15	38,88	-11,2%
Festivo	58,58	60,25	44,33	37,48	-2,8%
Minimo	21,44	15,06	10,42	1,10	42,4%
Massimo	242,42	378,47	170,61	189,19	-35,9%
Volatilità assoluta	11,20	9,07	7,29	10,77	23,5%

Fig. 3.3 Pun medio mensile (€/MWh)



L'evoluzione mensile dei prezzi conferma la tipica stagionalità del Pun, che esibisce quotazioni più alte nei mesi di maggiore domanda, ma soprattutto mostra come il dato medio annuo del 2007 compensi dieci mesi di ribasso tendenziale progressivamente minore e un bimestre finale di segno opposto. Degni di nota in particolare sono i prezzi elevati registrati nei mesi di luglio, spinti dal livello record della domanda interna e da esportazioni sostenute, ma soprattutto nei mesi di novembre (record storico a livello mensile) e di dicembre, determinati dagli alti prezzi europei e dai conseguenti flussi di export. All'opposto si segnalano i valori tendenzialmente bassi dei mesi di giugno e di ottobre, per effetto del crollo del prezzo nella zona Nord, e i valori sensibilmente inferiori alla media stagionale nei mesi di febbraio, marzo e aprile per l'effetto combinato del ribasso tendenziale del Brent e della temperatura particolarmente mite (Fig. 3.4 e 3.5).

Fig. 3.4 Pun medio mensile (€/MWh)

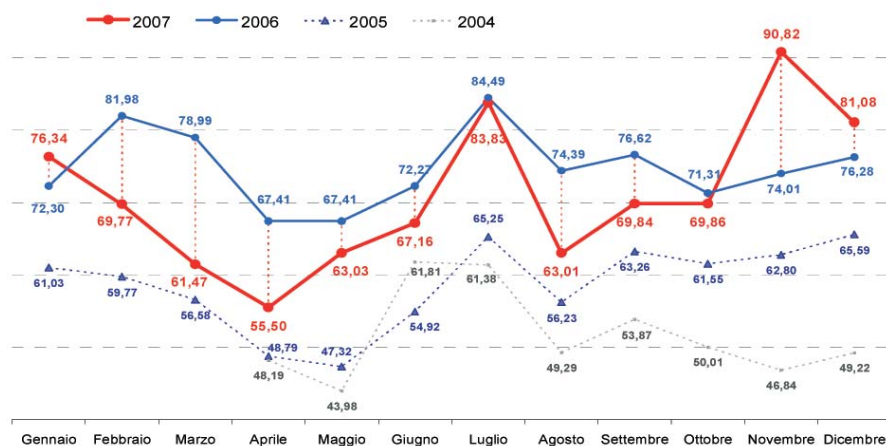
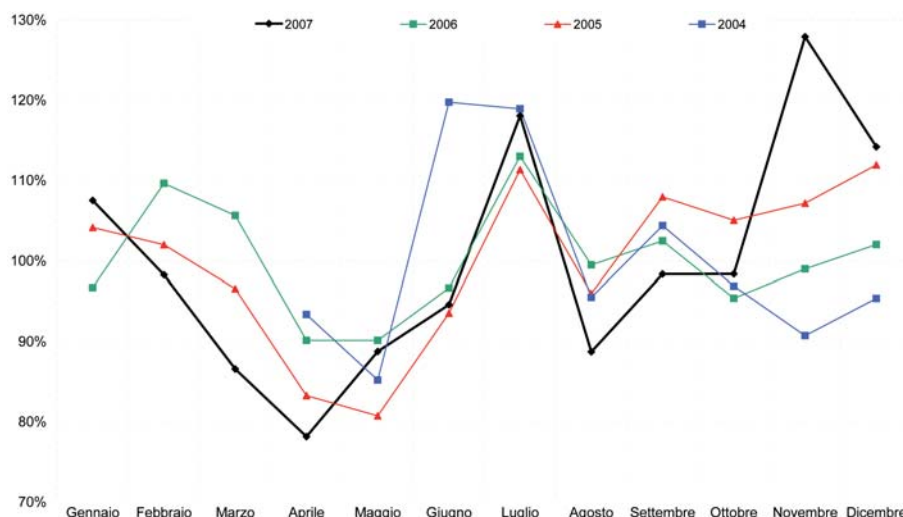


Fig. 3.5 Variazione % del Pun mensile rispetto alla media annua



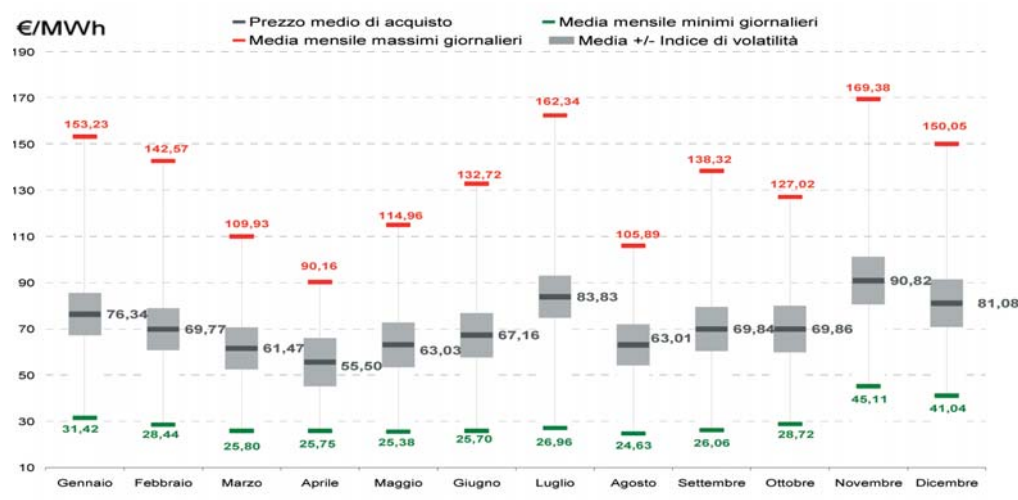
### VOLATILITÀ DEI PREZZI

A fronte della riduzione del livello dei prezzi, la loro volatilità ha esibito una crescita sensibile sia in termini assoluti che relativi, raggiungendo il valore record di 11,20 €/MWh (+23%), pari al 16% del Pun (+4 p.p.). In particolare si può osservare come la volatilità relativa risulti abbastanza omogenea nei diversi gruppi di ore, con una tendenza strutturale al rialzo nelle ore festive (Tab. 3.6). L'analisi delle serie storiche delle medie mensili mostra inoltre che la volatilità risulta più ampia nei mesi caratterizzati da prezzi più elevati e che il livello massimo dei prezzi risulta variabile tra i 90-170 €/MWh a fronte di prezzi minimi stabilmente compresi tra i 25-28 €/MWh. Particolarmente evidente l'eccezione dell'ultimo bimestre, in cui l'effetto sul Pun delle esportazioni ha spinto i prezzi minimi oltre i 40 €/MWh (Fig. 3.6).

Tab. 3.6 Volatilità annuale del Pun

€/MWh	Indice Volatilità Assoluta				Indice Volatilità Relativa			
	2007	2006	2005	2004	2007	2006	2005	2004
<b>Totale</b>	<b>11,20</b>	<b>9,07</b>	<b>7,29</b>	<b>10,77</b>	<b>16%</b>	<b>12%</b>	<b>13%</b>	<b>20%</b>
Lavorativo	11,91	9,55	7,28	11,27	15%	11%	11%	18%
Picco	17,31	13,57	9,54	15,32	16%	12%	11%	19%
Fuori picco	6,52	5,52	5,02	7,22	14%	11%	12%	18%
Festivo	9,51	7,97	7,21	9,49	17%	13%	17%	26%

Fig. 3.6 Volatilità mensile del Pun



## DETERMINANTI DEI PREZZI

Il ribasso dei prezzi dell'energia su base annua è sostanzialmente riconducibile all'andamento del prezzo del petrolio. Sebbene il valore del Brent nel corso dell'anno sia costantemente aumentato, passando da 53 a 91 \$/bbl e attestandosi su base annua a 72,91€/bbl, con una crescita del 12% rispetto al 2006, questo aumento è stato compensato da due fenomeni: da un lato il sensibile rafforzamento dell'euro sul dollaro, salito a 1,37 €//\$ (+9%), che ha notevolmente ridotto il costo della fornitura di petrolio limitandolo a 52,95 €/bbl (+2%), dall'altro il ritardo con cui le variazioni del Brent si riflettono sui prezzi dell'energia (si veda in proposito il Box 3), in virtù del quale nel 2007 le quotazioni non hanno potuto incorporare pienamente gli aumenti del greggio verificatesi nell'ultimo quadrimestre (Tab. 3.7).

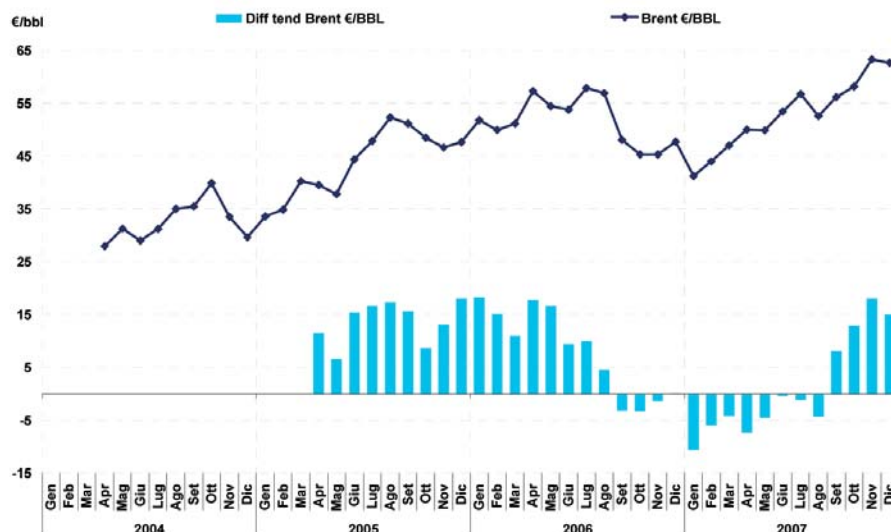
Tab. 3.7 Brent e tasso di cambio medi annuali

	€//\$	Brent (US\$/bbl)	Brent (€/bbl)	Brent (var.tend.)
2004	1,24	38,36	30,89	nd
2005	1,24	54,41	43,94	42%
2006	1,26	64,91	51,68	18%
2007	1,37	72,91	52,95	2%

In effetti, nonostante il continuo aumento congiunturale, le quotazioni del Brent in €/bbl sono risultate inferiori a quelle dell'anno precedente per ben due quadrimestri, con un calo tendenziale progressivamente minore (mediamente -2%), mentre solo nell'ultimo quadrimestre hanno sperimentato consistenti aumenti tendenziali (mediamente +44%) (Fig. 3.7). Integrando l'effetto cambio con l'effetto ritardo, si osserva una variazione del prezzo del petrolio in €/bbl su base annua compresa tra -7% e 0% a seconda che riconsideri un ritardo di 120 o di 30 giorni, e in particolare pari a -5,6% in corrispondenza di un ritardo di 90 giorni. Ciò comporta che i picchi assoluti di novembre e dicembre non riflettono tanto o soltanto la simultanea impennata del Brent, quanto la forte riduzione delle importazioni

nette indotte dai picchi di prezzo registrati in Europa a causa dell'aumento della domanda e delle contingenti indisponibilità di offerta in Francia e Germania.

Fig. 3.7 Brent medio mensile e variazioni tendenziali



### Box 3 La correlazione tra prezzi del greggio e prezzo dell'energia

Come noto, la produzione di energia elettrica in Italia è fortemente basata su combustibili fossili, la cui quota sulle vendite nazionali nel 2007 è ammontata al 77%: ciò comporta una stretta relazione tra prezzo dell'energia elettrica e prezzo del petrolio. Tuttavia tale relazione non è immediata, ma sembra risentire di ritardi che riflettono la struttura contrattuale degli approvvigionamenti di combustibili: il ritardo si riscontra non solo dal confronto delle serie medie mensili del Pun e del Brent (Figura I), caratterizzate peraltro da differenti stagionalità, ma anche e soprattutto dal confronto delle serie medie mensili delle variazioni tendenziali del Pun e del Brent, che esprimono un dato destagionalizzato (Figura II).<sup>31</sup>

Per esempio, mentre il Brent registra la variazione tendenziale minima a gennaio 2007 e inverte la tendenza tornando su valori positivi a settembre 2007, IPEX mostra le stesse variazioni rispettivamente a marzo e a novembre 2007.

Le medesime figure evidenziano come una correlazione analoga sembri sussistere anche per altre borse europee, sebbene con un ritardo minore.

Per verificare l'effettiva sussistenza di tale fenomeno, nonché la sua entità e la sua stabilità nel tempo, si è proceduto ad una analisi della correlazione esistente tra Pun e Brent a prescindere dall'effetto di altre variabili collegate al Pun quali domanda/offerta di energia, costo della CO<sub>2</sub> e dei certificati verdi, strategia di offerta degli operatori.<sup>32</sup> In particolare,

31 Il Brent è stato utilizzato come proxy dei costi dei combustibili in ragione della sua elevata correlazione sia coi prezzi dei prodotti petroliferi sia con quelli del gas. Per i prezzi del Brent sono state utilizzate le quotazioni del Brent Spot Dated fornite da Reuters, convertite in € mediante il tasso di cambio dell'UIC relative allo stesso giorno della quotazione del Brent.

32 L'effetto di tali variabili, soprattutto di quelle strutturali e di quelle inerenti il comportamento di offerta, si dispiega infatti su un orizzonte di breve termine (giornaliero) ben diverso da quello sul quale agiscono gli effetti della variazione del Brent (mensile e annuale).



per entrambe le serie storiche sono state calcolate le medie mobili giornaliere a 30 giorni, quindi per ciascuna di esse si è calcolata la serie delle differenze tendenziali in livelli e infine si è proceduto a calcolare per le serie così ottenute le correlazioni esistenti ai vari ritardi temporali (1,2,3,365 giorni) e nei diversi periodi di osservazione del Pun ( Figura III).<sup>33</sup>

Figura I Serie medie mensili del Pun e del Brent corretto per il tasso di cambio

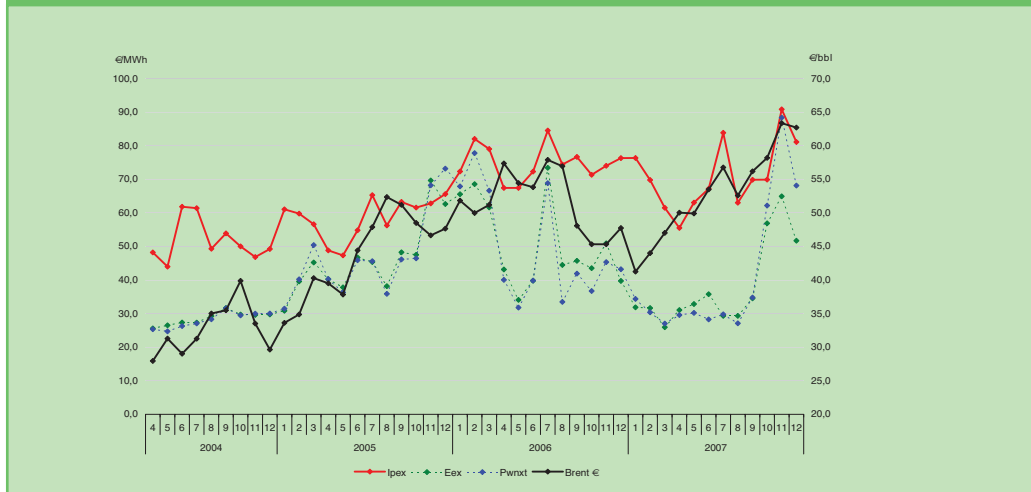
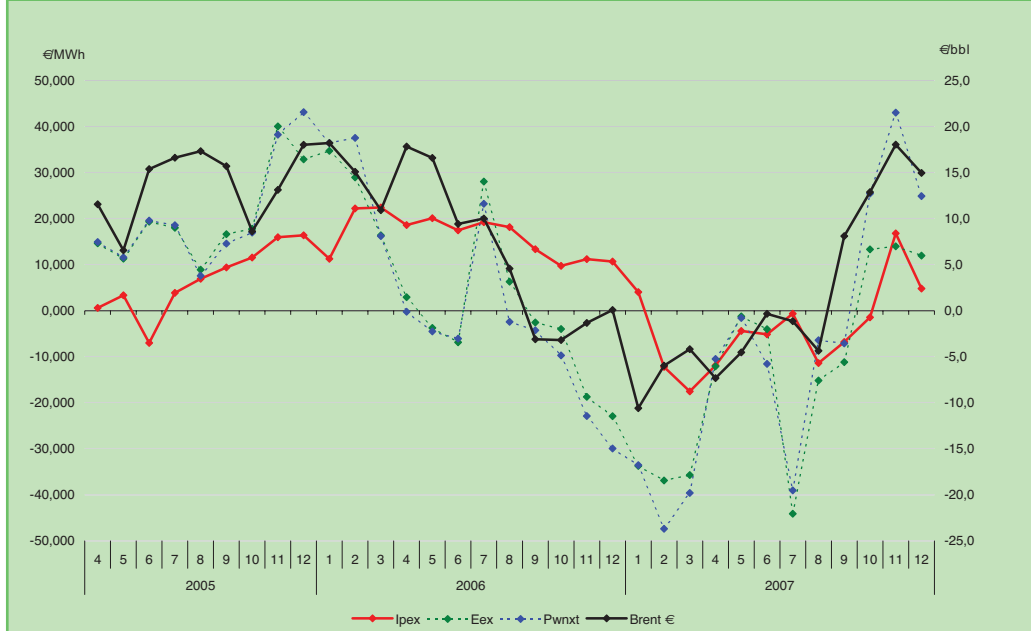


Figura II Serie medie mensili delle differenze tendenziali del Pun e del Brent corretto per il tasso di cambio

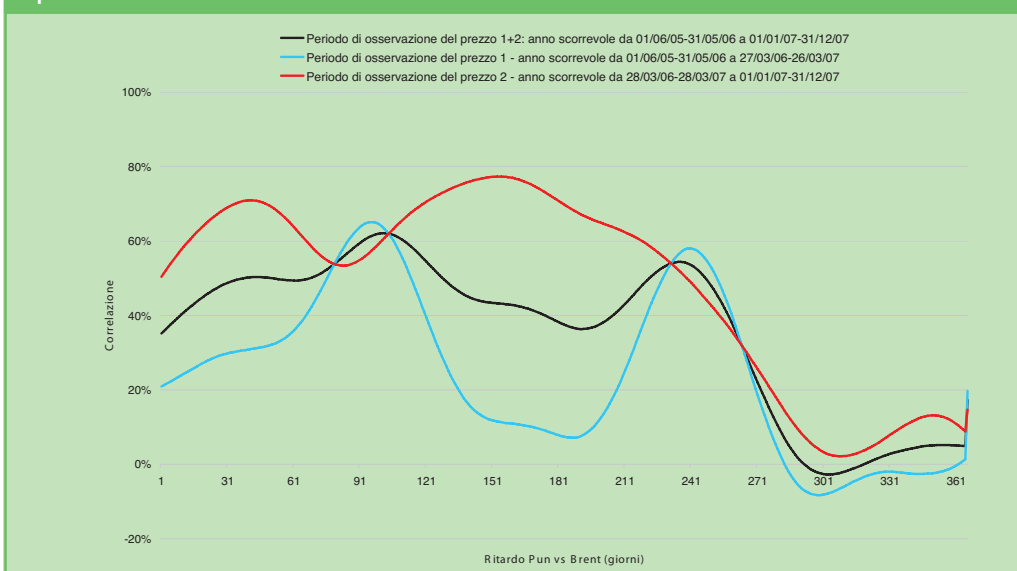


33 Per il Pun sono state utilizzate le quotazioni relative al periodo 1/4/2004 – 31/12/2007, essendo il 1/4/2004 il primo giorno di contrattazione su IPEX. Inoltre sono stati esclusi i sabati, le domeniche, le festività infrasettimanali, nonché alcuni outlier (identificati per ogni settimana come i valori giornalieri che si discostano di oltre il 20% dalla media settimanale, cioè dalla media dei giorni lavorativi che restano dopo aver eliminato il valore più alto e il più basso). L'utilizzo delle differenze tendenziali del Pun riduce il periodo di osservazione, indicato in Figura III dalla linea nera. Per il Brent il campione è stato allungato al 1/4/2003 per consentire il calcolo delle relazioni ritardate di un anno, mantenendo tuttavia integra la serie delle osservazioni.



Tale analisi ha confermato un livello significativo di correlazione del Pun col Brent, che assume valori compresi nel range 36%-63% per ritardi del Brent inferiori ai 240 giorni, raggiungendo valori massimi in corrispondenza di un ritardo di circa 100 giorni (63%) (Figura III, linea nera). L'analisi rivela inoltre un'evoluzione nel tempo di tale correlazione: limitandosi sempre alle prime 240 osservazioni, da un lato si riscontra un progressivo incremento della correlazione, il cui range di variazione passa da 7%-65% nel primo periodo (linea azzurra) a 51%-77% nel secondo periodo (linea rossa); dall'altro si registra una riduzione del ritardo nella correlazione, con il primo picco che si osserva a 100 giorni nel primo periodo (65%, massimo assoluto) e a 40 giorni (71%, massimo relativo) nel secondo.

Figura III Correlazione tra Pun e Brent ai diversi ritardi temporali del Brent e nei diversi periodi di osservazione del Pun



In secondo luogo si è cercato di verificare se fenomeni analoghi si registrano anche sulle altre borse europee e se, in caso affermativo, il ritardo mostrato è uguale o diverso da quello evidenziato per l'Italia. Un'eventuale differenza nel ritardo di adeguamento, infatti, spiegherebbe la forte volatilità osservata nei differenziali di prezzo tra Italia e paesi confinanti (c.d. margini di arbitraggio transfrontalieri), che evidenziano fasi di incremento e successive brusche riduzioni se non addirittura inversioni; tale fenomeno inoltre spiegherebbe le conseguenti inversioni dei flussi con l'estero e i connessi rialzi dei prezzi nazionali verificatisi nei periodi novembre 2005 – marzo 2006 e ottobre – dicembre 2007. Tale analisi è stata condotta con riferimento alle quotazioni di Powernext ed EEX, applicando le stesse metodologie utilizzate per il Pun.

L'analisi di tali borse ha evidenziato differenze significative rispetto a quella condotta su IPEX. In particolare il grado di correlazione del prezzo dell'energia col Brent risulta meno forte, con valori compresi nel range 20%-50% per ritardi del Brent inferiori a 180 giorni; inoltre, il valore massimo di tale correlazione sembra osservarsi in corrispondenza di ritardi più ridotti, inferiori ai 30 giorni; infine il grado di correlazione appare relativamente più stabile nel tempo, con valori non troppo diversi al variare del periodo di osservazione (Figure IV e V).

Figura IV Correlazione tra  $P_{\text{powernext}}$  e Brent ai diversi ritardi temporali del Brent e nei diversi periodi di osservazione del Pun

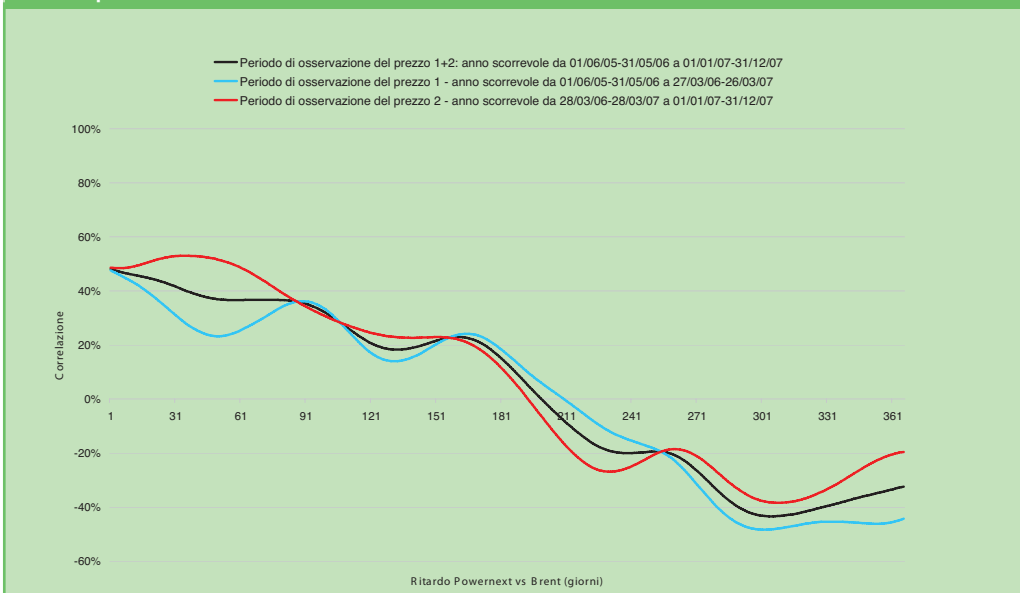
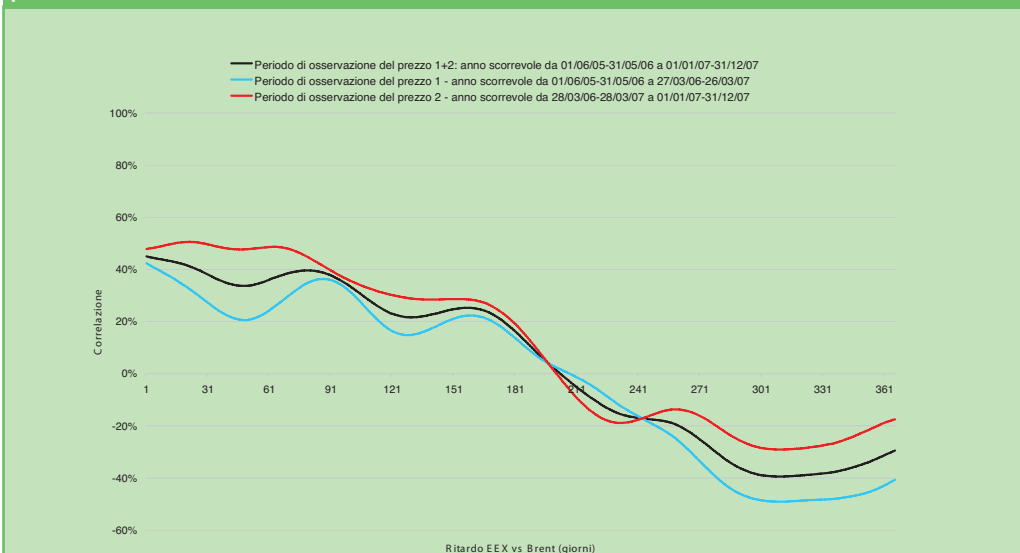


Figura V Correlazione tra  $P_{\text{eex}}$  e Brent ai diversi ritardi temporali del Brent e nei diversi periodi di osservazione del Pun



*Mentre la minor correlazione appare riconducibile al peso più ridotto che in questi paesi hanno i prodotti petroliferi nella generazione di energia, il minor ritardo sembra riflettere la diversa natura e il diverso grado di maturità dei mercati stessi: i mercati europei infatti sono nati prima di IPEX, sono residuali in termini di volumi rispetto ai consumi nazionali, sono di tipo più finanziario che fisico, hanno già sviluppato mercati a termine e sono maggiormente integrati tra di loro, tutti fattori che favoriscono una maggior reattività dei prezzi alle variabili esogene e una loro più stretta correlazione con i mercati delle commodities.*

### 3.2.2 I prezzi zonal di vendita (Pz)

La diminuzione tendenziale del Pun registrata nel 2007 è stata determinata da riduzioni dei

prezzi di vendita in tutte le zone, seppur di diversa entità, con l'eccezione della Sicilia risultata in lieve crescita. La forbice tra i prezzi zionali è quindi aumentata rispetto al 2006, tornando agli elevati valori del 2004 e rinforzando la tendenza del mercato ad articolarsi nella maggior parte dei casi in quattro aree di prezzo, corrispondenti alle quattro macrozone MzNord, MzSud, MzSicilia e MzSardegna.

#### LIVELLI E DIFFERENZIALI DI PREZZO

Nel 2007 il differenziale tra i prezzi delle sette zone geografiche ha raggiunto il valore di 11,04 €/MWh, quasi il doppio rispetto al 2006 e avvicinandosi in maniera consistente al massimo registrato nel 2004. Tale incremento è stato dovuto alla simultanea forte contrazione del prezzo nella zona Nord (-5,15 €/MWh, -7,0%), che per il quarto anno consecutivo è risultato il più basso attestandosi a 68,47 €/MWh, e all'incremento in controtendenza del prezzo in Sicilia, tornata ad essere la zona più costosa con 79,51 €/MWh a causa di un modesto incremento di 0,55 €/MWh (+0,7%). La forbice è tuttavia in crescita anche sul continente (circa 4,75 €/MWh), dove le zone diverse dal Nord hanno esibito prezzi prossimi ai 73 €/MWh e riduzioni tendenziali inferiori ai 3 €/MWh (-3%). La Sardegna è risultata la seconda zona più costosa con 75,00 €/MWh (-5,56 €/MWh, -6,9%) (Tab. 3.8). Mentre l'ordinamento per prezzo delle zone risulta abbastanza omogeneo tra i diversi gruppi di ore, così non è per la differenza tra i prezzi zionali. In particolare questa è risultata minima nelle ore fuori picco (7,18 €/MWh sull'intero sistema e 1,96 €/MWh sul continente), leggermente più alta nelle ore festive (rispettivamente 9,20 €/MWh e 2,56 €/MWh) e massima nelle ore di picco (rispettivamente 16,51 €/MWh e 9,51 €/MWh) (Tab. 3.9).

Tab. 3.8 Prezzi zionali medi e volatilità annuali (€/MWh)

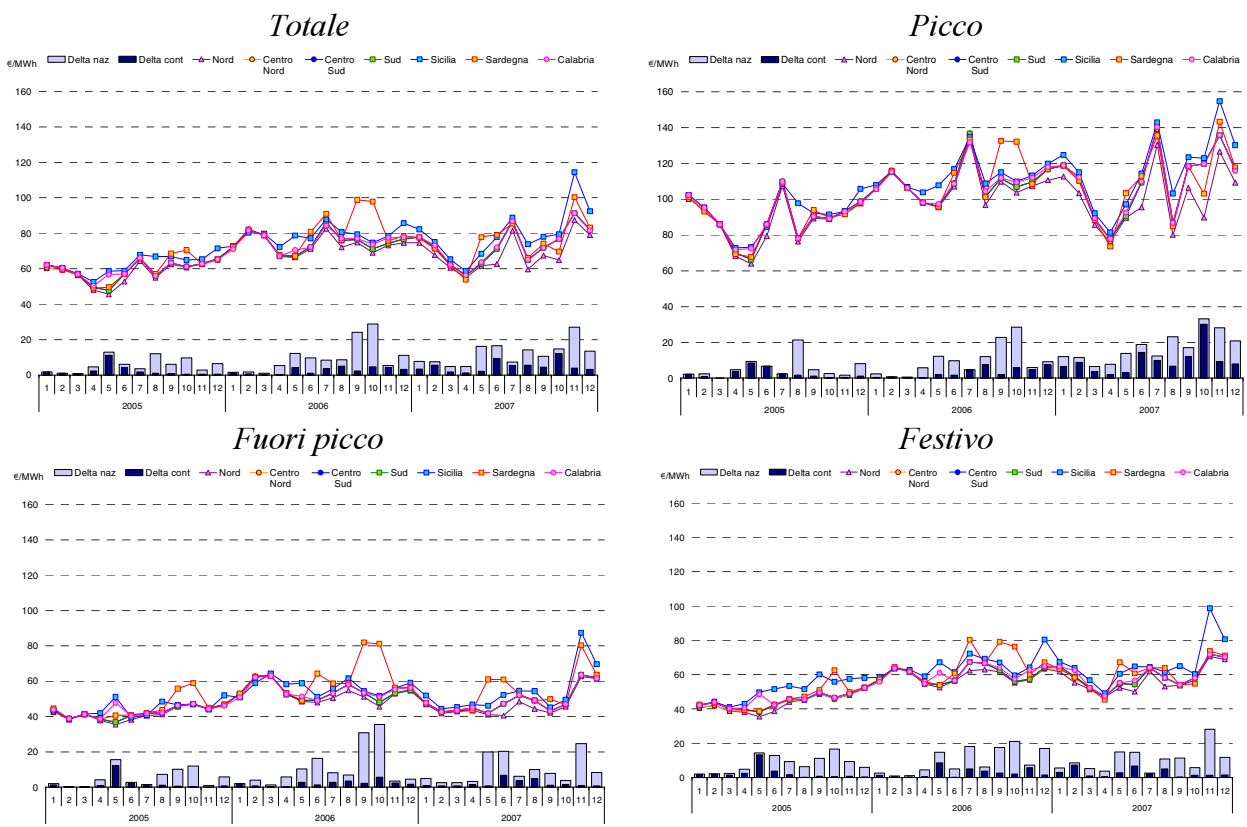
€/MWh	2007		2006		2005		2004	
	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità
NORD	68,47	12,30	73,63	9,61	57,71	7,79	48,94	12,53
CENTRO NORD	72,80	11,24	74,98	8,98	58,62	7,41	53,03	11,35
CENTRO SUD	73,05	11,17	74,99	8,97	59,03	7,14	54,18	10,89
SUD	73,04	11,17	74,98	8,97	59,03	7,14	54,18	10,89
SICILIA	79,51	15,34	78,96	13,37	62,77	10,50	55,22	15,27
SARDEGNA	75,00	16,70	80,55	16,93	60,38	9,07	59,98	16,97
Delta totale	11,04	5,53	6,93	7,96	5,07	3,36	11,05	6,08
Delta continente	4,75	1,13	2,05	1,72	2,12	0,90	7,46	3,88

Tab. 3.9 Prezzi zionali medi e volatilità per gruppi di ore (€/MWh)

€/MWh	Nord		Centro Nord		Centro Sud		Sud		Calabria		Sicilia		Sardegna		Delta prezzi		Delta volatilità	
	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Media	Volatilità	Totale	Continente	Totale	Continente
Totale	68,47	12,30	72,80	11,24	73,05	11,17	73,04	11,17	73,22	11,33	79,51	15,34	75,00	16,70	11,04	4,75	5,53	1,13
Lavorativo	73,54	13,38	78,97	11,78	79,21	11,68	79,21	11,68	79,26	11,71	85,39	15,53	81,32	17,50	11,85	5,72	5,82	1,70
Picco	100,44	19,97	109,41	16,80	109,81	16,61	109,80	16,62	109,95	16,64	116,95	19,81	109,24	21,43	16,51	9,51	4,81	3,35
Fuori picco	46,65	6,79	48,52	6,77	48,61	6,75	48,61	6,75	48,58	6,78	53,83	11,26	53,40	13,57	7,18	1,96	6,82	0,04
Festivo	57,02	9,80	58,87	9,94	59,13	9,93	59,13	9,93	59,59	10,42	66,22	14,78	60,71	14,79	9,20	2,56	4,99	0,62

L'analisi delle serie mensili evidenzia che il primato opposto delle zone Nord e Sicilia è risultato costante in tutti i mesi dell'anno, con l'eccezione dei picchi di maggio e giugno in Sardegna legati all'inibizione del transito con il continente, e che il differenziale di prezzo tra zone si è ampliato a partire dal mese di maggio, anche per effetto di una progressiva limitazione del transito Nord-CentroNord. Si rileva inoltre che la differenza tra i prezzi sulle zone continentali si è sempre mantenuta tra i 3 e i 6 €/MWh, fatta eccezione per i mesi di marzo e aprile in cui il basso livello dei consumi ha portato i prezzi e le loro differenze su livelli più contenuti, e dei mesi di giugno e ottobre in cui il forte ribasso dei prezzi al Nord ha contribuito a deprimere il Pun determinando differenziali compresi tra 9 e 12 €/MWh (Fig. 3.8).

Fig. 3.8 Prezzi zionali medi mensili per gruppi di ore (€/MWh)



### VOLATILITÀ DEI PREZZI

Le differenze nella struttura dei prezzi non hanno riguardato solo i valori medi ma anche la volatilità. In generale le zone con prezzi più alti (le isole) sono anche quelle che esprimono livelli di volatilità più elevati sia in termini assoluti (oltre 15 €/MWh), che relativi (tra il 20 e il 22%). Per contro le zone continentali esibiscono dinamiche più contenute e in linea con quelle del Pun, facendo registrare valori assoluti prossimi a 11 €/MWh e valori relativi intorno al 15%; particolare è il caso del Nord che presenta una maggior volatilità relativa (17%). Emerge inoltre che in tutte le zone la volatilità, relativamente costante nel corso

degli ultimi quattro anni in termini assoluti, è tornata a crescere in termini relativi dopo due anni di riduzioni tendenziali (Tab. 3.8 e 3.9).

---

#### DETERMINANTI DEI PREZZI

---

I differenziali di prezzo tra zone riflettono sostanzialmente tre fattori: le differenze strutturali nell'equilibrio domanda-offerta di ciascuna zona; l'effetto dei limiti di transito tra zone; le differenze nel comportamento di offerta degli operatori. Il primo fattore è certamente molto rilevante: i bassi prezzi del Nord sono infatti coerenti con l'elevato margine di riserva della MzNord, il mix produttivo più efficiente (cfr. capitolo 3.2.4.3) e la ridotta concentrazione del mercato (cfr. capitolo 3.2.6), tutti fenomeni che beneficiano anche del peso rilevante assunto dalle importazioni. Un discorso analogo, ma in senso contrario, vale per i prezzi più elevati delle zone della MzSud; le isole, infine, risentono soprattutto della ridotta dimensione del proprio mercato interno, che determina condizioni di elevata concentrazione (in entrambi i casi sono presenti due operatori dominanti più il GSE), nonché una forte sensibilità alle variazioni del margine di riserva, con immediate conseguenze sulla volatilità dei prezzi che qui risulta massima.

Anche il fattore transiti ha un peso rilevante e coerente con l'evoluzione dei differenziali di prezzo. Il maggior distacco dei prezzi del Nord da quelli prevalenti nella MzSud, infatti, si è registrato nei mesi di giugno, agosto, settembre e ottobre, vale a dire in corrispondenza della riduzione del limite sul transito Nord-CentroNord al di sotto dei 2.800 MW. L'impatto è ovviamente più elevato nelle isole, dove la capacità di transito mediamente disponibile rappresenta circa il 22% della domanda interna. In particolare l'isolamento della Sicilia per il 7% delle ore, concentrate soprattutto nel mese di novembre, ha spinto il prezzo medio mensile al valore record di 114,37 €/MWh, provocando da solo un aumento di 12,87 €/MWh nel mese e di 1,13 €/MWh nell'anno. Analogamente l'isolamento della Sardegna per il 6% delle ore, concentrate prevalentemente nei mesi di maggio e giugno, ha determinato una crescita dei prezzi medi in quei due mesi valutabile rispettivamente in 12,79 €/MWh e 5,06 €/MWh e del prezzo annuale di 1,66 €/MWh. Analizzando congiuntamente i due fenomeni appena descritti si nota come questi abbiano inciso sul Pun per 0,33 €/MWh a maggio, -0,14 €/MWh a giugno, 0,68 €/MWh a novembre e 0,08 €/MWh su base annua (Tab. 3.10)<sup>34</sup>.

Tuttavia queste variabili strutturali non sono sufficienti a spiegare la ripresa dei differenziali in atto dal 2006: in questo biennio, infatti, si è registrato un massiccio ingresso di nuova capacità di base nella MzSud che avrebbe dovuto ridurre le differenze strutturali e quindi di prezzo con la MzNord; analogamente, visti i picchi di prezzo eccezionali registrati in Sicilia, la ripresa dell'offerta disponibile sull'isola rispetto al 2006, non sembrerebbe aver apportato i benefici attesi. La differente evoluzione del comportamento di offerta nelle diverse zone apparirebbe quindi determinante nello spiegare il crescente divario dei prezzi zonali.

<sup>34</sup> Tale stima è stata ottenuta rieseguendo il mercato con gli stessi dati di offerta, ma utilizzando per ogni ora in cui il transito era inibito un valore del limite massimo pari alla media dei primi due valori non nulli del limite riferiti a ore analoghe precedenti e successive.

Tab. 3.10 Incremento sui prezzi indotto dall'inibizione parziale o totale dei transiti

Mese	NORD	CNOR	CSUD	SUD	CALB	SICI	SARD	CORS	PUN
1	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
5	-0,08	-0,22	-0,22	-0,22	-0,22	-0,01	12,79	-24,32	0,33
6	-0,22	-0,64	-0,64	-0,64	-0,56	-0,07	5,06	-9,38	-0,14
7	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	1,84	1,84	0,09
9	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,01
10	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00	0,89	-0,28	-0,28	0,03
11	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	-0,06	12,87	-0,34	5,24	0,68
12	-0,00	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	-0,01	0,62	-0,19	0,02
<b>TOT</b>	<b>-0,03</b>	<b>-0,08</b>	<b>-0,08</b>	<b>-0,08</b>	<b>-0,07</b>	<b>1,13</b>	<b>1,66</b>	<b>-2,29</b>	<b>0,08</b>

## DIFFERENZIALI DI PREZZO DELLE ZONE VIRTUALI.

Un'analisi a parte meritano i prezzi delle zone virtuali nazionali ed estere. I primi rappresentano singole unità di produzione servite da un'insufficiente capacità di trasporto della rete (c.d. poli di produzione limitata) che, dati i propri costi relativamente bassi, genererebbero strutturalmente congestioni di rete, con i conseguenti costi di dispacciamento e i connessi rilevanti problemi di potere di mercato. Per risolvere tali criticità direttamente su MGP, Terna ha isolato dette unità in apposite zone di sola produzione, in modo da limitarne la domanda di produzione alla capacità massima di transito definita da Terna ora per ora. In questo caso il meccanismo dei prezzi zionali induce i titolari delle unità in questione a offrire quantità di poco inferiori al limite massimo di trasporto stabilito da Terna per il polo, al fine di non separarsi dalla zona limitrofa e accedere al suo prezzo più remunerativo. Gli esiti del mercato confermano che i prezzi dei poli si sono differenziati da quelli delle zone geografiche limitrofe per non più del 3% delle ore e per non più di 0,11 €/MWh, con le sole eccezioni dei poli di Foggia, separatosi nel 4,9% delle ore per una differenza media di 3,09 €/MWh, e del polo di Priolo, separatosi nel 14,3% delle ore per una differenza media di 1,07 €/MWh (Tab. 3.11).

Le zone virtuali estere, invece, rappresentano le interconnessioni transfrontaliere con i paesi confinanti e sono finalizzate a consentire la gestione delle congestioni con l'estero, secondo modalità che evolvono di anno in anno sulla scorta delle normative adottate a livello nazionale e comunitario. L'attuale disegno di tali zone, nato in anni in cui prevaleva un meccanismo di assegnazione disgiunta per ciascuna frontiera tra TSO confinanti, prevede zone rappresentative della capacità di importazione assegnata da Terna (Francia, Svizzera, Austria, Slovenia, Grecia) e zone rappresentative della capacità assegnata dai TSO dei paesi limitrofi (E\_NW che cumula le capacità relative ai TSO di Francia e Svizzera, E\_NE che cumula le capacità relative ai TSO di Austria e Slovenia, e E\_SD relativa al TSO greco). Fino al 2006 sulle prime Terna assegnava la capacità attraverso aste implicite, ovvero giornalmente mediante l'accettazione di offerte presentate sul MGP, col risultato di registrare su tali zone differenziali di prezzo frequenti e rilevanti rispetto alle zone geografiche limitrofe, rappresentativi del costo di accesso alla capacità di transito: tale sistema è stato perpetuato nel 2007 per le sole zone Slovenia e Svizzera, rispettivamente fino a fine agosto e fine dicembre, confermando frequenze di separazione elevate (rispettivamente 38,5% e 59,2%) e differenze medie di prezzo sensibili (rispettivamente 27,4 €/MWh e 18 €/MWh). Sulle altre zone, invece, prevaleva l'assegnazione attraverso asta esplicita, ovvero mediante la vendita della capacità di transito separatamente dall'energia in aste annua-

li, mensili e giornaliere e fissando in ogni ora una capacità massima disponibile di poco superiore a quella assegnata per evitare l'emergere di un differenziale di prezzo ulteriore rispetto al costo della capacità già pagato in asta. Questo sistema, applicato nel 2007 a tutte le frontiere, ad eccezione di quella svizzera, in seguito all'adozione di una modalità di gestione delle congestioni basata su aste esplicite congiunte tra TSO limitrofi (si veda il capitolo 3.2.5), ha comportato lo svuotamento delle zone precedentemente di competenza di Terna e il prevalere sulle zone rimanenti di prezzi di fatto uguali a quelli che caratterizzano le zone geografiche limitrofe, come confermano le frequenze di separazione inferiori allo 0,5% e le differenze di prezzo contenute (0,26 €/MWh) (Tab. 3.11)<sup>35</sup>.

Tab. 3.11 Differenze tra prezzi zonali

Area	Zona di riferimento	Altre zone	% di ore in cui i prezzi sono stati diversi (%)				Differenza media di prezzo (€/MWh)			
			2004	2005	2006	2007	2004	2005	2006	2007
Italia	Sud	Nord	47,0%	28,5%	37,8%	37,4%	5,24	1,32	1,36	4,57
		Sicilia	61,1%	56,0%	59,9%	55,1%	-1,02	-3,74	-3,97	-6,46
		Sardegna	73,6%	25,8%	29,3%	29,2%	-5,77	-1,34	-5,57	-1,95
MzNord	Nord	Monfalcone	0,6%	0,0%	1,3%	0,6%	0,33	0,00	0,14	0,11
		Turbigio	1,3%	0,1%	0,1%	-	0,21	0,01	0,06	-
		Francia	6,1%	10,1%	37,3%	-	2,63	5,39	9,29	-
		Svizzera	6,1%	4,7%	41,2%	59,2%	2,63	2,05	8,97	18,00
		Austria	6,5%	8,5%	20,8%	-	3,60	4,51	15,31	-
		Slovenia	6,5%	3,3%	3,8%	38,5%	3,60	1,81	2,68	27,40
		ENW	6,1%	0,1%	0,0%	0,1%	2,63	0,02	0,00	0,02
		ENE	6,5%	0,9%	0,0%	0,5%	3,60	0,50	0,00	0,26
MzSud	Sud	CentroNord	13,0%	12,0%	4,0%	6,6%	1,16	0,41	0,01	0,25
		CentroSud	0,1%	0,3%	0,7%	0,3%	0,00	0,01	0,00	0,00
		Calabria	23,0%	7,7%	23,7%	3,8%	-2,22	-0,80	-0,69	-0,18
		Rossano	7,0%	2,6%	17,3%	2,3%	0,33	0,04	0,37	0,04
		Brindisi	18,5%	3,3%	21,4%	3,0%	1,09	0,09	0,70	0,07
		Foggia	-	-	2,8%	4,9%	-	-	2,61	3,09
		Grecia	19,5%	9,2%	28,1%	-	2,30	3,35	7,02	-
ESD	-	3,8%	27,8%	15,8%	-	1,02	6,50	8,43		
MzSicilia	Sicilia	Priolo	5,1%	5,1%	15,3%	14,3%	0,90	0,60	2,28	1,07
MzSardegna	Sardegna	Corsica	7,7%	6,1%	7,2%	6,3%	6,75	3,00	7,22	3,93

35 Il fatto che tali valori non siano esattamente nulli riflette errori sporadici nelle nomine da parte degli operatori. La più vistosa eccezione, registrata nella zona E\_SD che si separa nel 15,8% dei casi con differenze mediamente pari a 8,43 €/MWh, dipende invece dall'inibizione del transito Brindisi-E\_SD nel 13% delle ore; in queste ore, infatti, il prezzo della zona E\_SD è virtualmente uguale a zero in quanto in tale zona in assenza di possibilità di scambio con l'Italia non si registrano né acquisti né vendite.



**BOX 4 Il meccanismo di formazione del prezzo sul Mercato del Giorno Prima**

Due sono i principali elementi caratterizzanti il market design del GME: la scelta della regola del prezzo marginale (c.d. asta non discriminatoria o market clearing price, MCP), rispetto alla regola del prezzo di offerta (c.d. asta discriminatoria o pay as bid, PAB) e la scelta di un modello basato su prezzi di vendita differenziati geograficamente (c.d. modello a prezzi zonali) rispetto a quello alternativo basato su un prezzo di vendita unico (c.d. modello unconstrained). La prima scelta prevede che tutte le offerte accettate in una stessa ora vengano valorizzate non al proprio prezzo di offerta, bensì a quello dell'ultima offerta accettata in ordine di merito (c.d. offerta marginale). Questa soluzione presenta molteplici vantaggi teorici e pratici che ne hanno determinato l'applicazione in tutti i mercati avviati nel mondo a partire dall'originaria esperienza del pool inglese negli anni '90<sup>36</sup>. I benefici di tale regola rispetto al PAB, ampiamente studiati e condivisi nell'analisi teorica degli ultimi anni<sup>37</sup>, sono sintetizzati di seguito, rinviando al BOX 3 della Relazione Annuale 2006 del GME per una trattazione più approfondita:

- prevalenza di prezzi di vendita sostanzialmente analoghi a quelli che si avrebbero in regime di PAB, tali da garantire la copertura dei costi medi;
- maggiore efficienza produttiva nella selezione degli impianti meno costosi;
- maggior trasparenza dei prezzi;
- riduzione delle barriere all'entrata;
- maggior semplicità nello sviluppare strumenti finanziari di copertura;
- possibilità di prevedere la partecipazione attiva della domanda ;
- possibilità di prevedere l'applicazione di prezzi zonali.

Quest'ultimo aspetto introduce la seconda scelta che ha portato all'applicazione in ogni ora di un prezzo di equilibrio unico in assenza di congestioni di rete e differenziato per zone in presenza di saturazione dei limiti di transito. Anche in questo caso, la superiorità di tale modello rispetto a quello a prezzo unico è confortata in primo luogo dall'esperienza internazionale, visto che viene adottato nei molti mercati attivi negli Stati Uniti, in Australia e nei diversi mercati regionali europei (Nord Pool, Trilateral Market Coupling tra Belgio, Francia e Olanda nonché nei progetti di market coupling di prossimo sviluppo tra Nord Pool-Germania e Nord Pool-TLC); in secondo luogo trova un ampio supporto in letteratura a partire dal fondamentale contributo di Bohn et al.<sup>38</sup> In particolare le proprietà che rendono il modello zonale superiore a quello a prezzo unico sono sinteticamente descritte di seguito, rinviando al BOX 4 della Relazione Annuale 2006 del GME per un maggior approfondimento:

- efficienza di breve termine, in termini di minimizzazione del costo di generazione ed efficiente utilizzo della rete;
- efficienza di lungo termine, in termini di incentivo per i nuovi entranti a realizzare investimenti nelle zone maggiormente deficitarie;
- riduzione dei costi dell'energia mediante la contrazione dei prezzi, la restituzione della rendita da congestione e il contenimento dei costi di dispacciamento. Nei primi 4 anni tali risparmi sono ammontati a 1.041 milioni di €, <sup>39</sup> articolati per il 55% in risparmi sul costo dell'energia (571 milioni di €)<sup>40</sup>, per il 34% in restituzione della rendita da congestione (350

36 Il caso spesso citato dell'inglese NETA non rappresenta una reale eccezione, visto che non si tratta di un mercato dell'energia, ma di un mercato di bilanciamento, analogo al MSD italiano (che utilizza anch'esso la regola del PAB) ma più sofisticato. Inoltre, nello stesso sistema inglese, una volta abolito il pool obbligatorio a prezzo di equilibrio, è rinata spontaneamente una borsa volontaria che utilizza lo stesso meccanismo e sta attraendo volumi crescenti (UKPX).

37 In tal senso si sono espressi nel corso del tempo diversi contributi autorevoli tra cui si ricordano Green R. (1988), Kahn-Cramton-Porter-Tabors (2001), Cramton-Stoft (2007), Fabra-Von der Fehr-Harbord (2002), Wolfram (1999).

38 Bohn-Caramanis-Scheweppe (1994), "Optimal pricing in electrical networks over space and time", Rand Journal of Economics, vol 15, n.3.

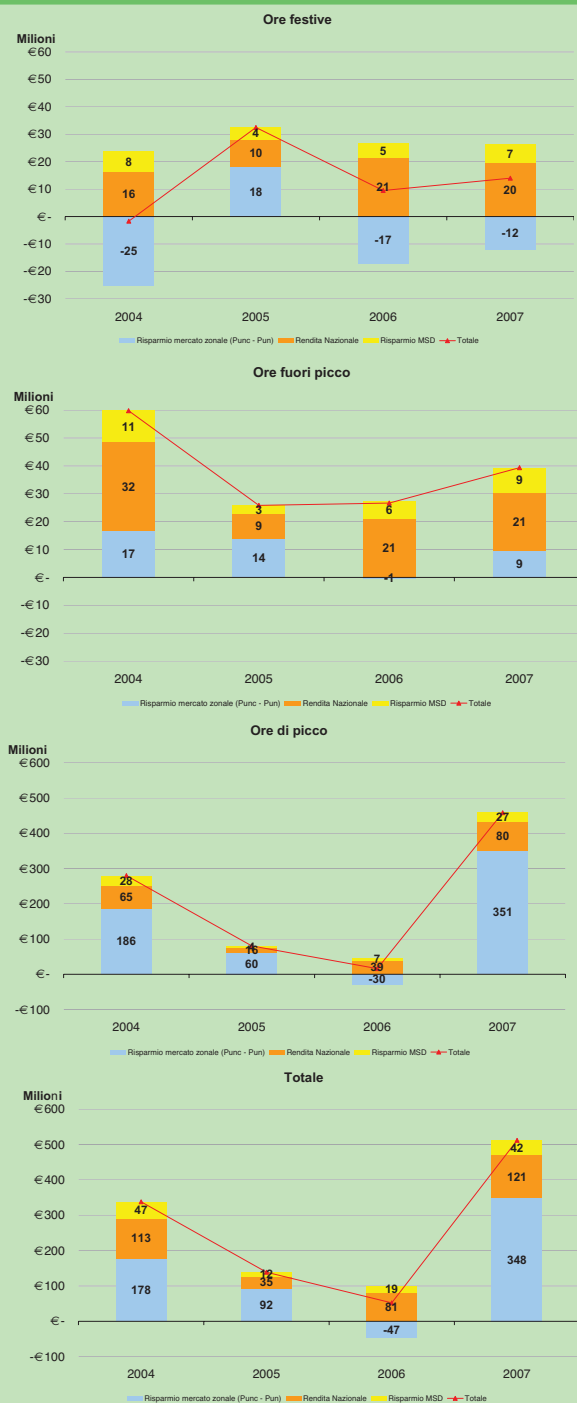
39 I dati relativi agli anni 2004-2006 differiscono da quelli pubblicati nella relazione annuale del 2006 per l'esclusione dalla rendita della quota relativa alle zone estere e per un errore di doppio conteggio della rendita stessa nella quota (Punc-Pun).

40 Tale valore è stato calcolato per ogni ora come la differenza tra PUN effettivo e PUN unconstrained moltiplicata per il fabbisogno orario. Il PUN unconstrained è il valore che il PUN avrebbe assunto in assenza di vincoli di transito ed è pubblicato giornalmente dal GME su base oraria. Applicare la differenza tra i due prezzi al fabbisogno è corretto solo in presenza di una domanda inelastica. In effetti la quota di domanda rifiutata a causa del prezzo offerto tra il 2005 e il 2007 si è mantenuta sempre inferiore al 3,7% del totale, ma la stessa quota calcolata sulla domanda nazionale - che è quella rilevante ai fini dell'analisi in corso - è rimasta, su base mensile, sempre al di sotto dello 0,3%.



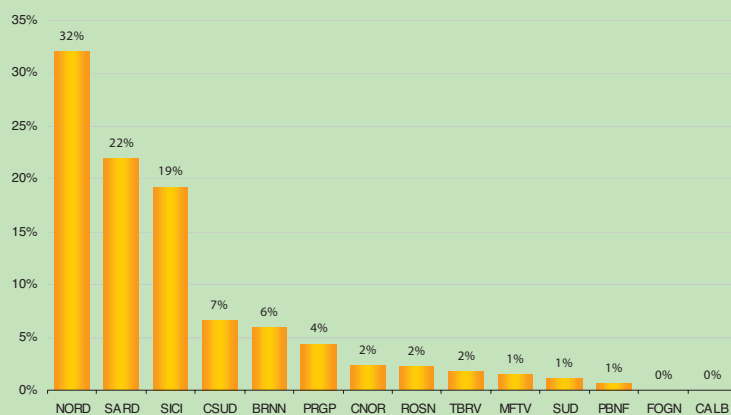
milioni di €) e per l'11% in riduzione dei costi di soluzione delle congestioni (120 milioni di €) (Figura I).<sup>41</sup> È interessante rilevare che i maggiori risparmi di costi di congestione si sono avuti nelle zone Nord, Sicilia e Sardegna, da sole capaci di determinare il 73% di quelli complessivamente attribuibili a questa voce (Figura II).

Figura I Risparmio dei costi di congestione per fasce orarie



41 Tale valore è stato calcolato, per ogni offerta, come differenza tra le quantità che sarebbero state accettate in un modello a prezzo unico, valorizzate a tale prezzo, e le quantità effettivamente accettate, valorizzate al prezzo offerto. Si tratta di una stima che può dirsi prudenziale in quanto le variazioni di quantità sono state valorizzate al prezzo offerto su MGP, e non al più penalizzante prezzo offerto su MSD.

Figura II Risparmio dei costi di congestione per zona



Nel caso italiano tale modello è stato implementato con una variante originale, data dal fatto che, anche in presenza di prezzi di vendita differenziati per zone, esiste per i consumatori finali un prezzo unico lato acquisto (c.d. PUN), calcolato come media ponderata dei prezzi zionali. L'adozione da parte dell'allora Ministero delle Attività Produttive di questa soluzione, implementata mediante lo sviluppo di un apposito algoritmo finalizzato a garantire la compatibilità tra partecipazione attiva della domanda e PUN,<sup>42</sup> mira a coniugare la promozione nel medio termine di una localizzazione efficiente dei nuovi investimenti (mediante la presenza di segnali di prezzo lato offerta) con la tutela nel breve termine delle condizioni di economicità dell'attività economica nel Sud del Paese (attraverso un meccanismo di solidarietà tra zone implicito nel PUN).

### 3.2.3 Confronti internazionali di prezzo

Anche nel 2007, l'analisi comparata dei prezzi sulle diverse borse europee conferma per IPEX un livello delle quotazioni mediamente superiore, una volatilità nettamente inferiore e una maggiore gradualità nel recepimento delle variazioni esogene indotte dall'andamento dei prezzi petroliferi. Rispetto agli anni precedenti, inoltre, le occasioni di arbitraggio, che inducono esportazioni verso l'estero, si sono fatte meno frequenti ma più intense, concentrandosi in specifici periodi dell'anno.

#### LIVELLO DEI PREZZI

Il 2007 si è caratterizzato come un anno di consistenti ribassi dei prezzi su tutte le piazze europee. Tuttavia a fronte di una riduzione tendenziale abbastanza contenuta registrata su IPEX, dove il Pun si è attestato a 71,0 €/MWh (-3,8 €/MWh; -5%), il livello medio dei prezzi prevalenti sulle borse europee, misurato attraverso il PME, si è attestato a 38,8 €/MWh, con una consistente diminuzione rispetto all'anno precedente (-11,7 €/MWh; -23%). Tale andamento è il riflesso di prezzi europei sostanzialmente allineati su un livello inferiore a quello riscontrato nel 2006 e compreso tra i 38,0 €/MWh (-12,8 €/MWh; -25%) di EEX e i 40,9 €/MWh (-8,4 €/MWh; -17%) di Powernext; la contrazione del prezzo è risultata ancora più evidente su Nord Pool, attestatosi poco sotto i 28 €/MWh (-20,7 €/MWh; -43%), il cui livello nettamente inferiore riflette un parco di generazione prevalentemente idroelettrico (Tab. 3.12).

<sup>42</sup> Per una descrizione completa del modello si veda il documento "Uniform purchase pricing" pubblicato dal GME sul proprio sito nella sezione "biblioteca/documenti tecnici".

Tab. 3.12 Prezzi medi sulle borse europee (€/MWh)

		IPEX		PME		EEX		Powernext		EXAA		Nord Pool		Omel	
€/MWh		Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %	Media	Var %
<b>Totale</b>	<b>2007</b>	<b>71,0</b>	<b>-5%</b>	<b>38,8</b>	<b>-23%</b>	<b>38,0</b>	<b>-25%</b>	<b>40,9</b>	<b>-17%</b>	<b>39,0</b>	<b>-24%</b>	<b>27,9</b>	<b>-43%</b>	<b>39,3</b>	<b>-22%</b>
	2006	74,8	28%	50,5	9%	50,8	10%	49,3	6%	51,0	10%	48,6	66%	50,5	-6%
	2005	58,6	14%	46,2	62%	46,0	61%	46,7	66%	46,5	62%	29,3	1%	53,7	88%
	2004	51,6		28,4		28,5		28,1		28,7		29,0		28,6	
<b>Lavorativo</b>	<b>2007</b>	<b>76,5</b>	<b>-6%</b>	<b>44,0</b>	<b>-23%</b>	<b>43,4</b>	<b>-25%</b>	<b>45,6</b>	<b>-18%</b>	<b>44,5</b>	<b>-23%</b>	<b>28,7</b>	<b>-42%</b>	<b>40,4</b>	<b>-24%</b>
	2006	81,4	25%	57,3	12%	57,9	13%	55,3	7%	58,0	13%	49,8	66%	53,0	-7%
	2005	65,0	13%	51,3	64%	51,1	63%	51,7	71%	51,5	63%	30,0	2%	57,1	85%
	2004	57,6		31,2		31,4		30,2		31,5		29,5		30,8	
<b>Picco</b>	<b>2007</b>	<b>104,9</b>	<b>-3%</b>	<b>57,6</b>	<b>-22%</b>	<b>57,1</b>	<b>-23%</b>	<b>59,3</b>	<b>-16%</b>	<b>59,0</b>	<b>-22%</b>	<b>31,0</b>	<b>-41%</b>	<b>46,4</b>	<b>-25%</b>
	2006	108,7	24%	73,6	15%	74,6	17%	70,5	9%	74,3	15%	52,3	68%	61,5	-8%
	2005	87,8	15%	64,0	67%	63,7	66%	64,7	88%	64,3	67%	31,2	1%	67,0	75%
	2004	76,5		38,3		38,3		34,3		38,7		30,8		38,2	
<b>Fuori picco lavorativi</b>	<b>2007</b>	<b>48,1</b>	<b>-11%</b>	<b>30,3</b>	<b>-26%</b>	<b>29,7</b>	<b>-28%</b>	<b>31,9</b>	<b>-20%</b>	<b>30,0</b>	<b>-28%</b>	<b>26,4</b>	<b>-44%</b>	<b>34,3</b>	<b>-23%</b>
	2006	54,1	28%	41,0	6%	41,3	7%	40,1	4%	41,7	7%	47,3	65%	44,5	-6%
	2005	42,2	9%	38,6	59%	38,5	58%	38,7	49%	38,8	59%	28,7	1%	47,2	101%
	2004	38,8		24,2		24,4		26,0		24,4		28,3		23,4	
<b>Festivo Fuori picco</b>	<b>2007</b>	<b>58,6</b>	<b>-3%</b>	<b>27,0</b>	<b>-24%</b>	<b>25,8</b>	<b>-27%</b>	<b>30,2</b>	<b>-17%</b>	<b>26,5</b>	<b>-26%</b>	<b>26,2</b>	<b>-43%</b>	<b>37,0</b>	<b>-18%</b>
	2006	60,2	36%	35,5	2%	35,2	2%	36,3	2%	35,8	2%	45,9	65%	45,2	-2%
	2005	44,3	18%	34,8	60%	34,6	59%	35,6	43%	35,2	61%	27,9	0%	46,1	114%
	2004	37,5		21,8		21,8		24,8		21,9		27,8		21,6	
<b>Picco/ Fuori picco</b>	<b>2007</b>	<b>2,18</b>		<b>1,90</b>		<b>1,92</b>		<b>1,86</b>		<b>1,97</b>		<b>1,17</b>		<b>1,35</b>	
	2006	2,01		1,79		1,81		1,76		1,78		1,11		1,38	
	2005	2,08		1,66		1,65		1,67		1,66		1,09		1,42	
	2004	1,97		1,58		1,57		1,32		1,59		1,08		1,63	
<b>Festivo Fuori picco</b>	<b>2007</b>	<b>1,22</b>		<b>0,89</b>		<b>0,87</b>		<b>0,95</b>		<b>0,88</b>		<b>0,99</b>		<b>1,08</b>	
	2006	1,11		0,87		0,85		0,91		0,86		0,97		1,02	
	2005	1,05		0,90		0,90		0,92		0,91		0,97		0,98	
	2004	0,97		0,90		0,89		0,95		0,90		0,98		0,92	

Complessivamente la differenza del Pun dal PME è salita in quattro anni da circa 23 a 32 €/MWh, con valori più bassi nelle ore fuori picco (18 €/MWh) e più alti in quelle di picco (47 €/MWh). Tuttavia va rilevato come tale differenziale sia progressivamente calato nel corso del 2007, passando dai 39 €/MWh del primo trimestre ai 19 €/MWh dell'ultimo, con un andamento fortemente influenzato sia da fattori esogeni specifici di ciascun paese (variazioni climatiche, indisponibilità di offerta), sia dalla diversa velocità di recepimento delle quotazioni del Brent nelle diverse borse. Di conseguenza le occasioni di arbitraggio in esportazione sulle frontiere, già in diminuzione nel 2006 dopo l'*exploit* registrato nel 2005, hanno subito un ulteriore ridimensionamento, concentrandosi prevalentemente nell'ultimo trimestre dell'anno, in corrispondenza di differenziali di prezzo tra borse leggermente ridotti; tali possibilità sono risultate più evidenti sulla frontiera francese, lungo la quale lo scarto tra i prezzi è stato favorevole alle esportazioni complessivamente nel 7,5% delle ore (-4,2 p.p.), e meno frequenti su quella tedesca e austriaca, con valori sensibilmente più alti nelle ore fuori picco dei giorni lavorativi (Tab. 3.13).

Tab. 3.13 Percentuale di ore in cui il Pun è stato minore del prezzo su altre borse europee

		PME	EEX	Powernext	EXAA	Nord Pool	Omel
Totale	2007	5,3%	5,5%	7,5%	5,3%	4,1%	11,3%
	2006	9,2%	9,3%	11,7%	9,2%	19,2%	18,1%
	2005	21,8%	22,1%	23,6%	22,4%	9,6%	47,5%
	2004	4,3%	4,7%	4,0%	4,4%	15,0%	9,2%
Lavorativo	2007	7,1%	7,6%	8,6%	7,1%	4,7%	11,2%
	2006	11,5%	12,0%	12,7%	11,9%	18,1%	17,1%
	2005	23,5%	24,0%	24,4%	24,4%	8,5%	43,7%
	2004	4,0%	4,3%	3,3%	3,8%	14,2%	7,5%
Picco	2007	6,2%	6,6%	7,1%	7,4%	0,0%	0,6%
	2006	7,8%	7,9%	9,5%	8,7%	0,4%	6,4%
	2005	11,2%	10,6%	13,6%	11,8%	0,0%	17,7%
	2004	1,3%	1,3%	1,2%	1,1%	0,7%	2,2%
Fuori picco lavorativi	2007	8,0%	8,6%	10,2%	6,7%	9,4%	21,7%
	2006	15,2%	16,1%	16,0%	15,1%	35,8%	27,8%
	2005	35,8%	37,4%	35,2%	37,1%	17,1%	69,7%
	2004	6,6%	7,3%	5,3%	6,5%	27,6%	12,8%
Festivo	2007	1,0%	0,9%	4,9%	1,4%	2,9%	11,7%
	2006	4,2%	3,5%	9,5%	3,3%	21,4%	20,4%
	2005	17,9%	17,8%	21,7%	17,5%	12,0%	55,8%
	2004	5,2%	5,6%	5,6%	5,9%	17,1%	13,2%

Inoltre l'analisi del rapporto tra i prezzi nei differenti gruppi di ore evidenzia differenze strutturali tra le borse estere e la borsa italiana: in particolare il rapporto tra i prezzi registrati nelle ore lavorative di picco e fuori picco, in generale crescita e compreso in Europa tra 1,17 su Nord Pool e 1,97 su Exaa, raggiunge i suoi valori massimi su IPEX (2,18), segnalando l'esistenza di una modulazione intergiornaliera del prezzo più marcata in Italia che altrove. Il rapporto tra i prezzi nelle ore festive e fuori picco, sostanzialmente stabile sulle borse europee e prossimo a 1, evidenzia invece una progressiva crescita su IPEX a partire dal 2005 fino a raggiungere un valore di 1,22 nell'anno appena trascorso (Tab. 3.12). Il livello stabilmente più alto dei prezzi all'ingrosso in Italia non dipende dalle modalità organizzative del mercato, che in tutte le borse attualmente operative nel mondo sono basate sul modello di asta a prezzo marginale applicato anche nel nostro Paese (cfr. BOX 4). Esso è invece la conseguenza di due fattori esogeni che non possono non riflettersi sulle quotazioni e che, anzi, l'operatività di borsa ha contribuito a ridurre nel corso degli ultimi quattro anni. Il primo è un parco produttivo meno efficiente di quello dei paesi concorrenti, che a causa della rinuncia al nucleare e del ruolo marginale giocato dal carbone e dalle fonti rinnovabili, risulta pesantemente sbilanciato su combustibili collegati al petrolio, con ovvie conseguenze sia in termini di costi che di sensibilità alle variazioni del mercato petrolifero e alle tensioni politiche internazionali. Il secondo fattore è rappresentato dall'elevato livello di concentrazione dell'offerta, che rende alcuni operatori indispensabili e capaci di determinare il prezzo di mercato in un rilevante numero di ore (cfr. Capitolo 3.2.6). Rispetto a entrambi questi due fattori, peraltro, l'operatività di borsa ha dato un contributo positivo, favorendo un rapido rinnovo del parco produttivo che ha ridotto il costo medio di produzione nazionale e limitato il potere di mercato degli operatori principali.

## VOLATILITÀ DEI PREZZI

A fronte di quotazioni significativamente più alte rispetto al PME, IPEX ha mostrato una variabilità allineata ai livelli europei in termini assoluti, ma sensibilmente inferiore in termini relativi: la volatilità assoluta del Pun, infatti, è salita a 11,2 €/MWh, un livello di poco inferiore a quello del PME (11,6 €/MWh) e decisamente contenuto se confrontato con quello che è prevalso su Powernext (14,0 €/MWh); IPEX e Powernext si segnalano inoltre come le uniche due borse con una volatilità in crescita per il terzo anno consecutivo.

Analizzando la volatilità dei prezzi nei vari gruppi di ore, infine, si riscontra una generale correlazione positiva tra prezzi e volatilità, con valori al picco quasi doppi rispetto a quelli fuori picco; da notare, al riguardo, come i prezzi festivi su IPEX si distinguano non solo per un livello maggiore ma anche per una volatilità particolarmente pronunciata. Per contro in termini relativi la volatilità dei prezzi su IPEX (16%) risulta nettamente più bassa sia di quella del PME (26%) che di quella delle singole borse continentali, con le eccezioni di Nord Pool (12%) e Omel (14%).

A tal proposito va rilevato come la diminuzione tendenziale dei prezzi in tutta Europa nell'ultimo triennio abbia determinato un *trend* moderatamente crescente della variabilità relativa. L'analisi per gruppi di ore ha evidenziato per la volatilità relativa differenze molto meno marcate di quelle osservate per il dato assoluto, confermando tuttavia in tutti i blocchi orari la maggior volatilità delle borse estere rispetto alla borsa italiana, sempre ferma restando l'eccezione di Nord Pool e Omel (Tab. 3.14).

Tab. 3.14 Indici di volatilità assoluta e relativa sulle borse europee

€/MWh		IPEX		PME		EEX		Powernext		EXAA		NordPool		Omel	
		IVA	IVR	IVA	IVR	IVA	IVR	IVA	IVR	IVA	IVR	IVA	IVR	IVA	IVR
Totale	2007	11,2	16%	11,6	25%	11,9	28%	14,0	26%	10,0	23%	3,0	12%	5,3	13%
	2006	9,1	12%	12,9	23%	14,5	24%	12,8	25%	10,0	19%	3,9	8%	8,3	16%
	2005	7,3	13%	10,5	20%	10,9	21%	11,5	23%	9,9	20%	2,2	8%	8,6	16%
	2004	10,6	20%	4,7	18%	5,0	20%	4,5	18%	4,0	15%	1,7	6%	5,4	19%
Lavorativo	2007	11,9	15%	14,0	25%	14,3	27%	16,8	25%	11,7	22%	3,1	12%	5,4	13%
	2006	9,5	11%	15,0	21%	17,1	23%	14,4	24%	11,1	17%	4,0	8%	8,6	16%
	2005	7,3	11%	11,9	19%	12,5	20%	12,8	22%	11,3	18%	2,2	7%	9,0	15%
	2004	11,0	18%	4,6	16%	5,1	17%	4,2	15%	3,8	13%	1,6	6%	5,8	19%
Picco	2007	17,3	16%	20,3	28%	21,3	31%	22,8	27%	17,6	25%	3,4	11%	6,3	14%
	2006	13,5	12%	22,8	23%	26,4	25%	20,3	23%	15,8	18%	4,3	8%	11,3	18%
	2005	9,6	11%	17,6	23%	18,4	24%	17,9	23%	16,7	23%	2,5	8%	11,2	17%
	2004	15,1	19%	5,3	13%	5,7	15%	4,8	12%	4,4	11%	1,5	5%	7,0	21%
Fuori picco lavorativi	2007	6,5	14%	7,7	22%	7,3	23%	10,8	24%	5,9	18%	2,8	13%	4,4	12%
	2006	5,5	11%	7,3	19%	7,9	21%	8,5	24%	6,4	16%	3,6	8%	6,0	13%
	2005	5,0	12%	6,2	15%	6,6	16%	7,7	20%	5,8	14%	2,0	7%	6,8	14%
	2004	6,9	17%	3,9	18%	4,4	20%	3,6	17%	3,1	14%	1,8	7%	4,5	17%
Festivo	2007	9,5	17%	6,5	26%	6,9	30%	7,6	26%	6,2	25%	2,8	13%	5,2	15%
	2006	8,0	13%	8,3	26%	8,6	27%	9,5	29%	7,7	24%	3,9	9%	7,4	15%
	2005	7,2	16%	7,2	22%	7,2	22%	8,4	25%	6,8	20%	2,2	8%	7,6	17%
	2004	9,5	25%	4,8	24%	5,0	26%	5,2	26%	4,3	22%	1,9	7%	4,5	18%

---

**DINAMICA DEI PREZZI**

---

La dinamica mensile dei prezzi europei è stata tendenzialmente simile a quella del Pun, con una diminuzione tendenziale concentrata nei primi 9 mesi dell'anno, parzialmente compensata da una consistente ripresa nell'ultimo trimestre. Tuttavia le variazioni delle quotazioni estere in corso d'anno sono risultate più marcate che su IPEX, generando la maggior volatilità dei prezzi esteri e soprattutto una forte erraticità dei margini di arbitraggio. La riduzione media annua del PME (-23%) sconta un ribasso tendenziale del 41% nei primi tre trimestri e un incremento tendenziale del 41% nel quarto, per effetto di variazioni congiunturali della domanda e dell'offerta prodottesi in contemporanea con l'impennata delle quotazioni del Brent. Tale inversione si è registrata con maggior intensità su Powernext, dove il prezzo è passato da una diminuzione tendenziale media del 36% ad un incremento medio del 74%, toccando il suo livello massimo a novembre (88,3 €/MWh; +95% su base annua), e in misura minore su EEX. Di conseguenza la differenza tra PME e Pun, pari su base annua a 32,2 €/MWh, è passata da una media di 36,79 €/MWh nei primi nove mesi a 18,74 €/MWh nell'ultimo trimestre; di particolare rilievo è la riduzione di tale margine nel mese di ottobre e di novembre, quando nelle ore di picco e fuori picco non ha superato i 17 €/MWh (Fig. 3.9 e 3.10).

Fig. 3.9 Differenza tra Pun e Pme (€/MWh)

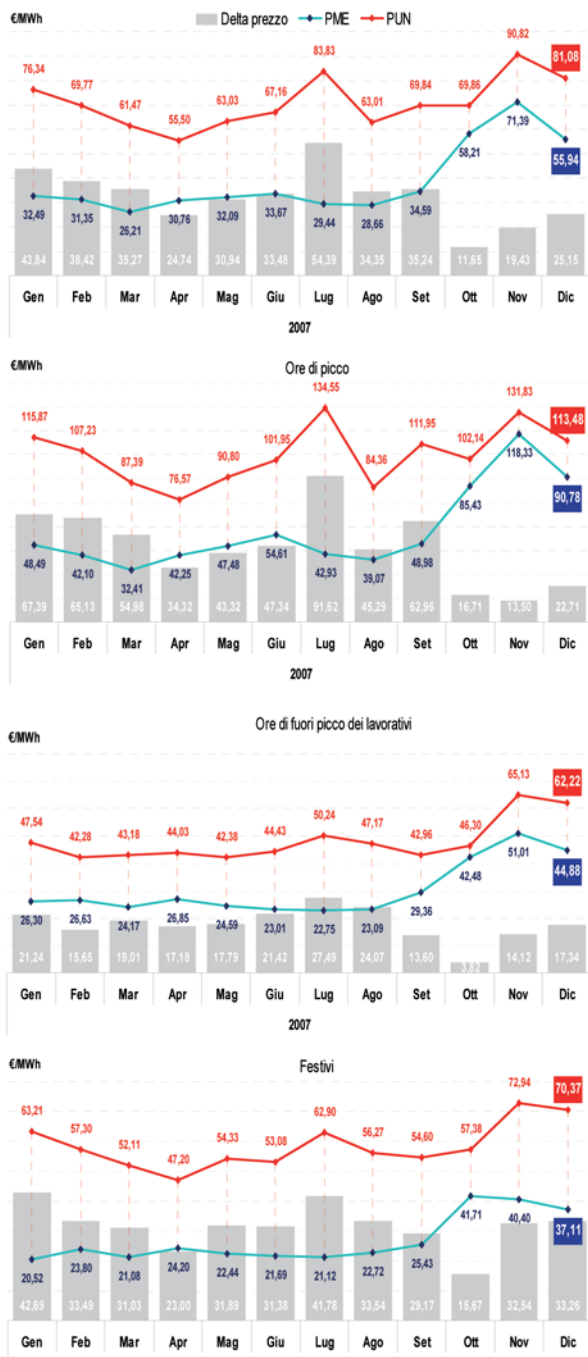
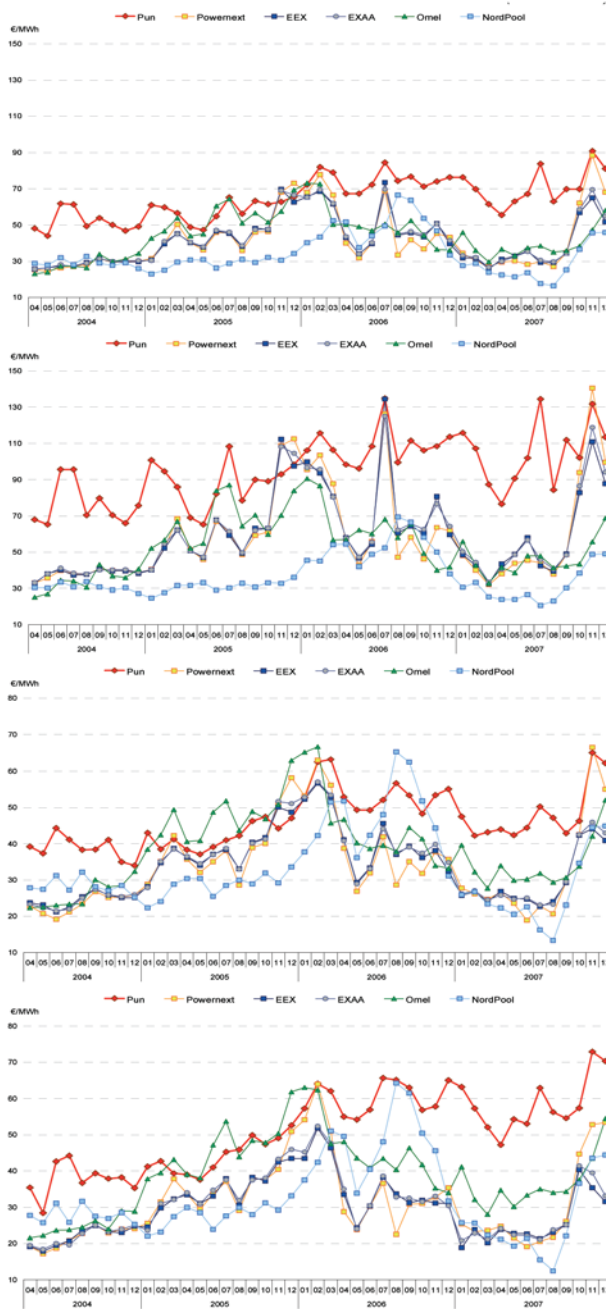


Fig. 3.10 Prezzi medi mensili europei (€/MWh)





#### BOX 5 Il ruolo del market coupling nel processo di integrazione dei mercati elettrici europei

L'Unione Europea (UE) ha da tempo inserito tra gli obiettivi primari in materia di politica energetica quello di creare un mercato comunitario dell'energia elettrica pienamente integrato. Sebbene già da qualche anno sia in atto un processo di convergenza dei prezzi all'interno dei diversi mercati nazionali, permangono in molti casi dei differenziali degni di nota. Tale fenomeno può essere attribuito a due ordini di fattori:

- una gestione non ottimale della capacità di interconnessione transfrontaliera esistente;
- una dotazione insufficiente di infrastrutture di trasporto di energia tra i vari paesi dell'UE.

La Commissione Europea con il Regolamento (CE) n. 1228/2003 e le successive modifiche ha provveduto a definire gli "Orientamenti in materia di gestione e assegnazione della capacità disponibile di trasmissione sulle linee di interconnessione tra sistemi nazionali", specificando che i metodi di risoluzione delle congestioni devono basarsi su meccanismi di mercato non discriminatori, in grado di garantire il netting tra i flussi di energia in direzioni opposte al fine di massimizzare l'uso delle linee di interconnessione.

I meccanismi per l'assegnazione della capacità di transito interfrontaliera attualmente usati non garantiscono una valorizzazione efficiente di tale capacità poiché:

- nei casi in cui viene utilizzata l'asta esplicita, il flusso di energia tra due paesi confinanti viene determinato ex-ante sulla base delle previsioni di prezzo formulate dagli operatori e non sulla base dei reali differenziali di prezzo dell'energia registrati nei due paesi;
- nei casi in cui viene utilizzata l'asta implicita, tale asta si svolge singolarmente in ciascun mercato nazionale e l'esito ottenuto oltre a non rispecchiare il reale differenziale di prezzo tra le frontiere elettriche non ottimizza il flusso di energia transfrontaliero.

Le aste implicite per l'allocatione della capacità di transito potrebbero essere organizzate mediante il cosiddetto meccanismo del market coupling, attraverso il quale due o più mercati elettrici nazionali verrebbero coordinati al fine di ottimizzare l'interscambio di flussi di energia, rendendolo funzione del livello dei prezzi nei diversi paesi coinvolti.

L'ipotesi che sta alla base del market coupling è che qualora si registrasse un differenziale di prezzo tra i mercati di due paesi confinanti, il flusso di energia elettrica alla frontiera dovrebbe andare dal paese con le quotazioni più basse a quello che fa registrare il prezzo più alto. In tal modo sarebbe possibile riequilibrare il livello dei prezzi nei due paesi fino al punto di avere due possibili scenari:

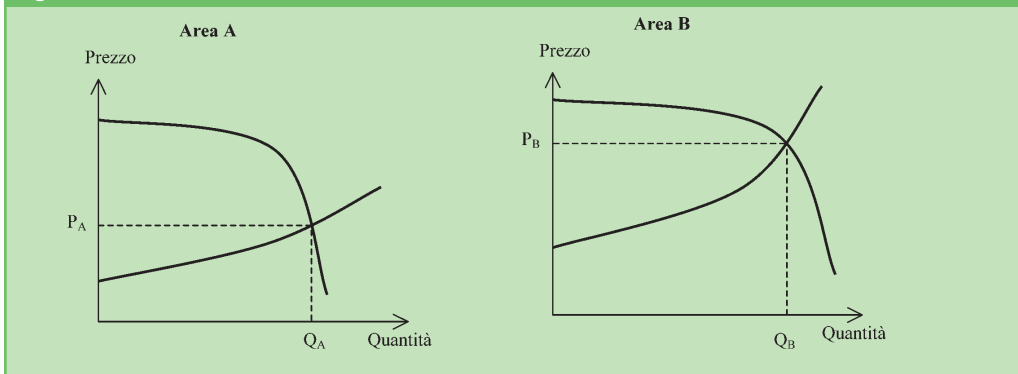
- il flusso di energia, minore della capacità massima di interconnessione tra i due paesi, fa convergere i rispettivi prezzi, inizialmente diversi, verso un unico valore;
- il flusso di energia è pari alla capacità massima di interconnessione tra i due paesi e minimizza la differenza di prezzo tra loro esistente.

Di seguito viene descritto, in uno scenario semplificato, il modo in cui tale meccanismo agisce. Si ipotizzi di implementare il market coupling tra due paesi, "A" e "B", confinanti tra loro. La prima cosa da fare sarebbe quella di far svolgere separatamente i mercati dei due paesi come se si trattasse di due sistemi isolati, senza cioè tenere conto delle importazioni ed esportazioni di energia<sup>43</sup>.

In questo modo, si otterrebbero nei due mercati degli esiti che, in termini di prezzo, esprimerebbero il valore dell'energia nei due paesi al netto dell'effetto indotto da eventuali flussi in import/export.

<sup>43</sup> Su IPEX, ad esempio, non verrebbero permesse offerte riferite alle zone estere.

Figura I



Come mostrato in Figura I, nei paesi “A” e “B” i rispettivi mercati, eseguiti senza tener conto delle importazioni e delle esportazioni darebbero luogo a due prezzi di equilibrio diversi,  $P_A$  e  $P_B$ , con  $P_B > P_A$ .

Questo differenziale di prezzo tra “A” e “B” deve determinare un flusso di energia che va da “A”, paese che fa registrare un livello dei prezzi più basso, verso “B”, paese caratterizzato da un prezzo più elevato.

Al fine di individuare il livello ottimale di energia che deve transitare da “A” verso “B” occorre analizzare come nei due paesi cambierebbero i prezzi al variare, rispettivamente, dell’ammontare dell’export in “A” e dell’import in “B”.

Occorrerebbe pertanto costruire in ciascuno dei due paesi una “net export curve” che è data dalla relazione, in ciascun mercato, tra il prezzo e il livello di import e di export.

Nei due mercati verrebbero dunque spostate le curve di domanda (per tenere conto dell’eventuale export) e di offerta (per tenere conto dell’eventuale import) al fine di valutare in che modo si modificherebbe il prezzo. La relazione tra i prezzi così ottenuti e le quantità di energia in import e in export costituisce, per ciascuno dei due paesi, la “net export curve”.

Figura II

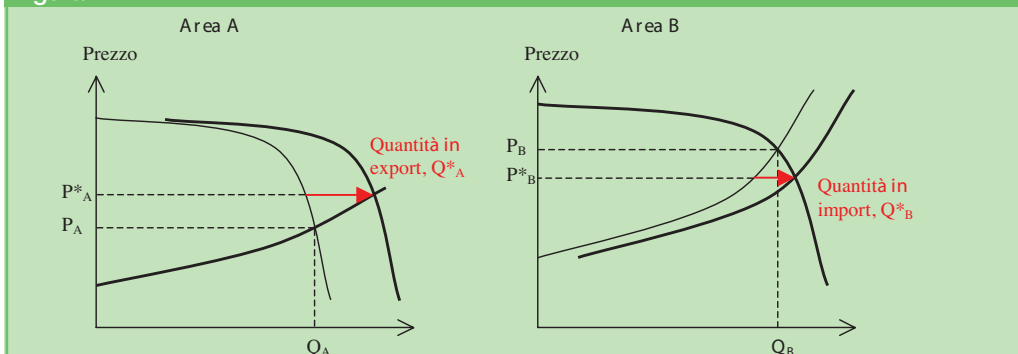
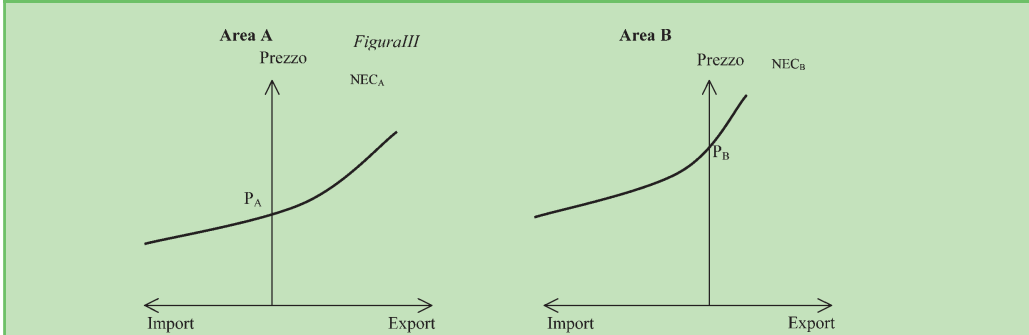


Figura III



A questo punto si dovrebbero combinare le due "net export curve" così ottenute per individuare il flusso ottimale di energia tra A e B.

Figura IV

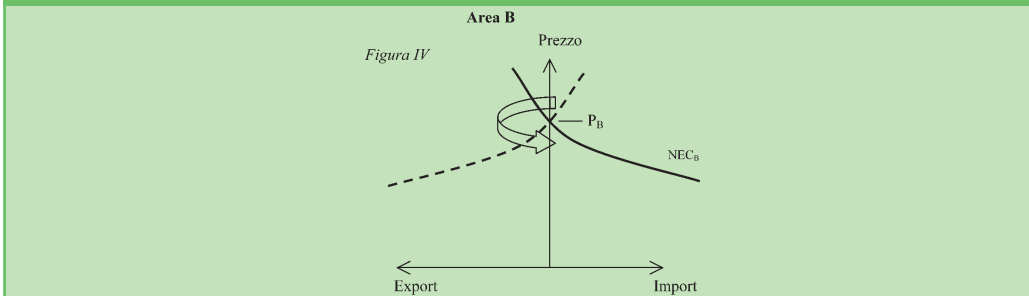
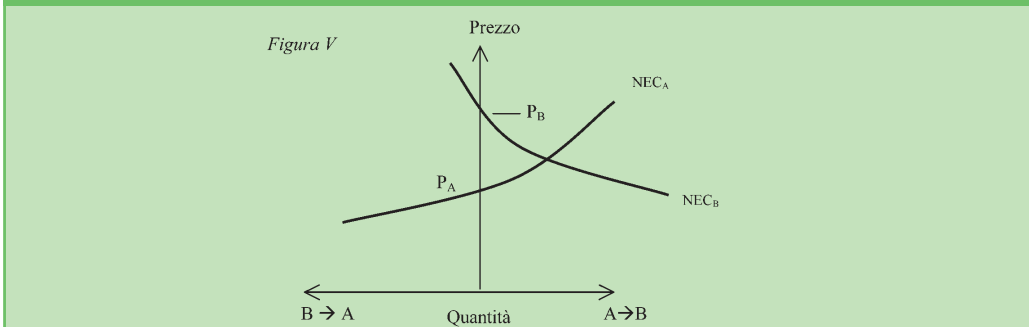
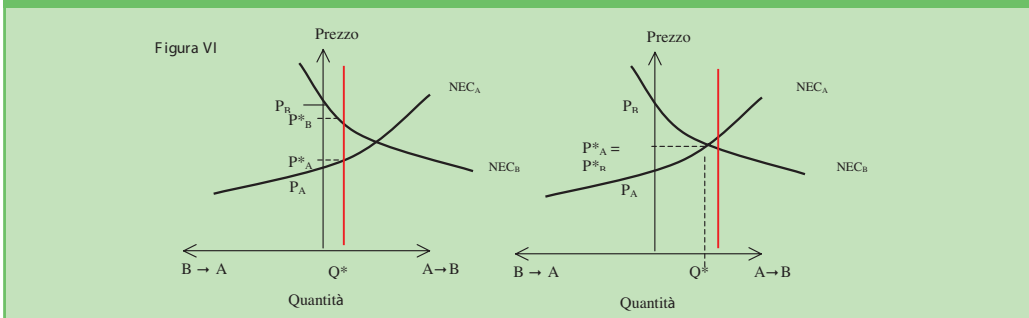


Figura V



Una volta combinate le due "net export curve" si dovrebbe verificare se l'equilibrio così ottenuto è compatibile con i limiti di transito fissati all'interconnessione.

Figura VI



Qualora le due curve si incrociassero a sinistra del limite di transito, l'intersezione delle due curve determinerebbe la quantità di import/export di equilibrio e nei due paesi i prezzi convergerebbero verso un unico valore.

Qualora invece le due curve si incrociassero a destra del limite di transito, la quantità di import/export di equilibrio e i prezzi nei due paesi sarebbero dati dall'incrocio tra le due "net export curve" e il limite di transito stesso. Tale caso è riportato nella parte sinistra della Figura VI e come si può notare, sui due mercati, vengono generati due prezzi di equilibrio diversi, pari rispettivamente a  $P_A^*$  e  $P_B^*$ , con  $P_B^* > P_A^*$ .

In ogni caso, il flusso di energia che si determinerebbe dal paese A al paese B verrebbe acquistato sul mercato del paese A al prezzo  $P_A^*$  per essere rivenduto sul mercato del paese B al prezzo  $P_B^*$ . La gestione di questa transazione sarebbe fatta dai gestori di mercato dei rispettivi paesi, ovvero dai gestori di rete, in base all'assetto regolatorio scelto per il market coupling.

Qualora, nel caso in cui tale flusso fosse pari al massimo transito consentito tra i due paesi e  $P_B^* > P_A^*$ , si determinerebbe una rendita da congestione che esprimerebbe una efficiente valorizzazione della risorsa scarsa costituita, appunto, dal transito saturato.

Il meccanismo base, appena descritto, gestito dai mercati e/o dai gestori di rete dei paesi coinvolti, potrebbe tuttavia essere efficientemente aperto anche agli operatori che, avendo la possibilità di concludere contratti bilaterali, fossero disposti a pagare il differenziale di prezzo  $P_B - P_A$  per portare energia da un paese all'altro.

Il GME, nel corso del 2007, è stato attivamente impegnato nell'analisi e nello studio dei meccanismi che possono consentire l'integrazione dei mercati elettrici europei e ha partecipato a diversi tavoli istituzionali, organizzati a livello internazionale, aventi ad oggetto tali tematiche.

In particolare, in quanto membro di Europex (Association of European Power Exchanges), il GME partecipa ai gruppi di lavoro formati da Europex e Etso (European Transmission System Operators) per la redazione di un documento, richiesto dal Florence Forum di settembre 2007, sull'implementazione dei metodi di allocazione della capacità.

Il GME, inoltre, partecipa ai lavori in ambito ERI (Electricity Regional Initiative) per la Central-South Region (Italia, Francia, Austria, Slovenia, Germania e Grecia) dell'Implementation Group, il gruppo di lavoro composto dai gestori di rete e di mercato dei paesi appartenenti a tale regione.

La pluralità di soggetti e gruppi di lavoro internazionali che si stanno dedicando allo studio di questi problemi è da attribuirsi al fatto che, per implementare con successo meccanismi di coordinamento sovranazionali, occorre preventivamente rimuovere i potenziali ostacoli che potrebbero impedirne un efficiente e corretto funzionamento, valutando al contempo l'impatto che il market coupling avrebbe sui singoli mercati domestici. In particolare sarebbe necessario:

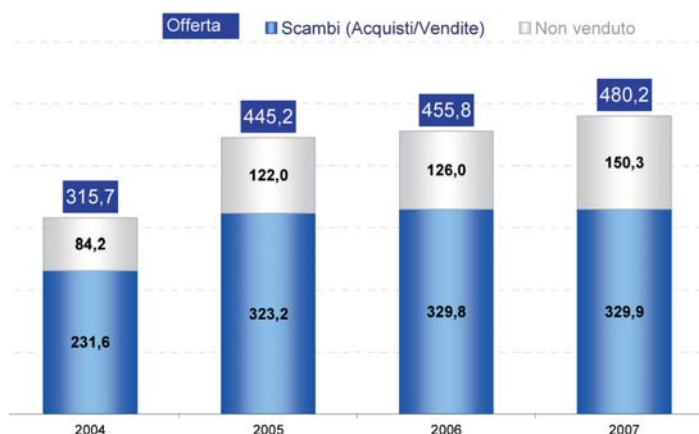
- raggiungere un soddisfacente livello di armonizzazione tra i sistemi regolatori dei paesi interessati;
- raggiungere un soddisfacente livello di armonizzazione tra le regole di funzionamento dei singoli mercati;
- prevedere l'istituzione, da parte dei gestori di mercato e di rete coinvolti, di un soggetto che sviluppi e gestisca l'algoritmo del market coupling;
- definire la governance del soggetto responsabile della gestione del meccanismo.

A fine 2007, in Europa, la sola iniziativa di integrazione dei mercati attraverso il market coupling operativa è quella che coordina i mercati di Francia, Belgio e Olanda e che vede coinvolti i rispettivi gestori di rete e di mercato.

### 3.2.4 Domanda e offerta

Nel 2007, grazie all'apporto di nuova capacità produttiva (cfr. capitolo 3.2.4.4), i volumi di energia elettrica offerta in vendita su MGP sono saliti a 480,2 milioni di MWh (54.820 MWh in media oraria), con un aumento medio orario di 2.784 MWh (+5,4%), che fa seguito a quello di 1.211 MWh (+2,4%) registrato nel 2006. I volumi scambiati (acquisti/vendite), pari a 329,9 milioni di MWh (37.665 MWh in media oraria), si sono confermati sul livello dell'anno precedente, a fronte di un aumento del 2,0% nel 2006 (Fig. 3.11). Pertanto i volumi di energia offerti ma non venduti, pari a 150,3 milioni di MWh, sono aumentati del 19,2%, con una quota invenduta che è salita al 45,5% del venduto (contro il 38,2% del 2006).

Fig. 3.11 Volumi di energia elettrica



#### 3.2.4.1 Domanda

Gli acquisti nazionali, pari a 326,2 milioni di MWh (37.233 MWh in media oraria), sono cresciuti dello 0,3%, con variazioni modeste ma positive nelle macrozone del continente (+0,2% nella MzNord e +1,3% nella MzSud), e negative nelle isole (-0,3% in MzSicilia e -6,3% in MzSardegna). Gli acquisti sulle zone estere, pari a 3,8 milioni di MWh, sono invece diminuiti del 18,3% (Tab. 3.15).

Tab. 3.15 Domanda di energia elettrica

MWh	Presentata			Acquistata			Non acquistata		
	Totale	Media	Var	Totale	Media	Var	Totale	Media	Var
MzNord	179.578.305	20.500	+0,3%	179.320.140	20.470	+0,2%	258.165	29	+2 78,4%
MzSud	114.626.166	13.085	+1,4%	114.505.590	13.071	+1,3%	120.576	14	+5172,3%
MzSicilia	20.043.697	2.288	+0,2%	19.939.844	2.276	-0,3%	103.853	12	+10624,5%
MzSardegna	12.463.267	1.423	-5,9%	12.399.707	1.415	-6,3%	63.561	7	+2944,1%
<b>Totale nazionale</b>	<b>326.711.435</b>	<b>37.296</b>	<b>+0,5%</b>	<b>326.165.281</b>	<b>37.233</b>	<b>+0,3%</b>	<b>546.155</b>	<b>62</b>	<b>+642,3%</b>
MzEstero	8.713.656	995	-26,5%	3.783.926	432	-18,3%	4.929.730	563	-31,8%
<b>SISTEMA ITALIA</b>	<b>335.425.092</b>	<b>38.291</b>	<b>-0,5%</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>+0,0%</b>	<b>5.475.885</b>	<b>625</b>	<b>-25,0%</b>

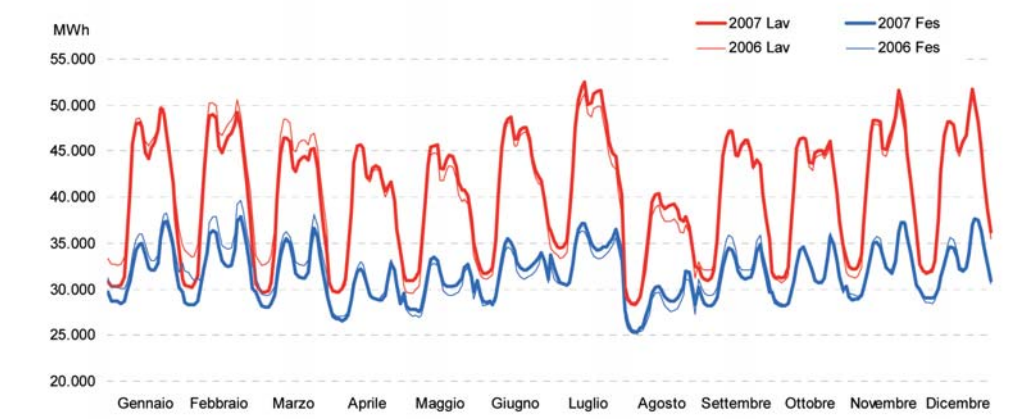
L'elasticità della domanda di energia elettrica si è confermata piuttosto bassa: delle offerte di acquisto presentate, pari a 335,4 milioni di MWh e in lieve flessione rispetto all'anno precedente (-0,5%), solo il 2,2%, ovvero 7,2 milioni di MWh, conteneva un'indicazione di prezzo. La situazione però è molto diversa se si considerano le sole zone estere in cui sono state presentate circa il 90% delle offerte con un'indicazione di prezzo, con una quota di tali offerte sul totale pari al 73,7%. Per contro nelle macrozone nazionali la stessa quota varia tra lo 0,1% della MzSud e lo 0,7% della MzSicilia (Tab. 3.16). Le offerte di acquisto non accettate su MGP sono state circa 5,5 milioni di MWh, pari all'1,6% di quelle complessivamente presentate, quota di poco inferiore al 2,2% del 2006.

Tab. 3.16 Offerte di acquisto con indicazione di prezzo

	Con indicazione di prezzo		di cui non accettate	
	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale
MzNord	434.110 (160.846)	0,2% (0,1%)	258.165 (68.230)	0,1% (0,0%)
MzSud	155.870 (12.527)	0,1% (0,0%)	120.576 (2.287)	0,1% (0,0%)
MzSicilia	135.284 (1.162)	0,7% (0,0%)	103.853 (968)	0,5% (0,0%)
MzSardegna	80.867 (9.130)	0,6% (0,1%)	63.561 (2.088)	0,5% (0,0%)
MzEstero	6.421.860 (8.302.554)	73,7% (70,0%)	4.929.730 (7.225.607)	56,6% (60,9%)
<b>Totale</b>	<b>7.227.991</b> <b>(8.486.220)</b>	<b>2,2%</b> <b>(2,5%)</b>	<b>5.475.885</b> <b>(7.299.180)</b>	<b>1,6%</b> <b>(2,2%)</b>

Come si può desumere dalle curve medie orarie mensili degli ultimi due anni (Fig. 3.12), gli acquisti nazionali hanno evidenziato una ben definita stagionalità, legata alle abitudini e ai comportamenti ormai consolidati dei consumatori di energia elettrica.

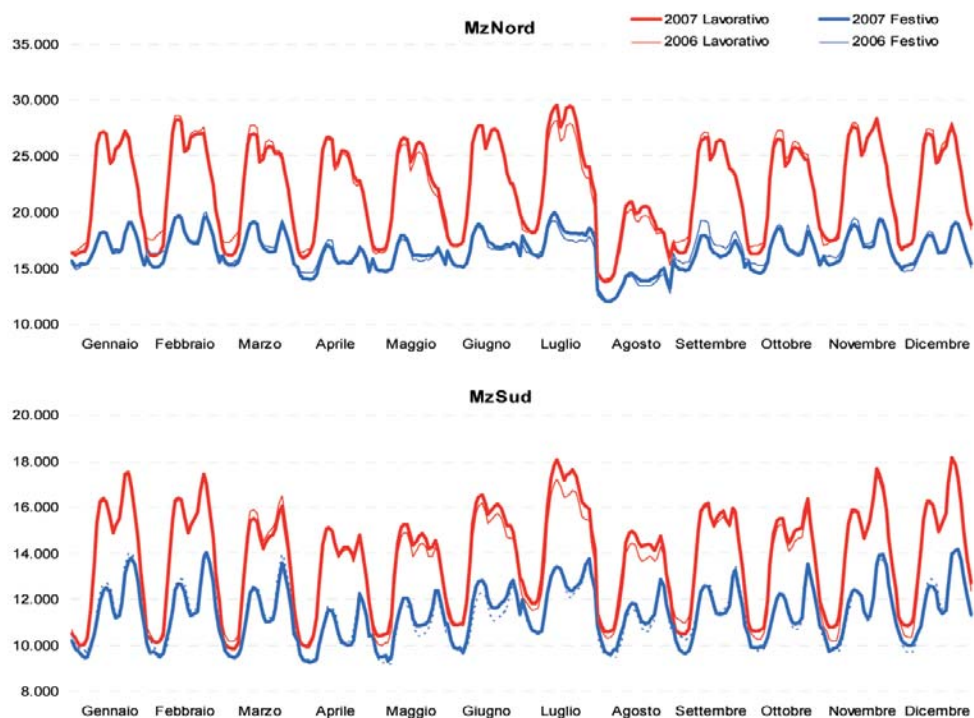
Fig. 3.12 Volumi acquistati: curve medie orarie



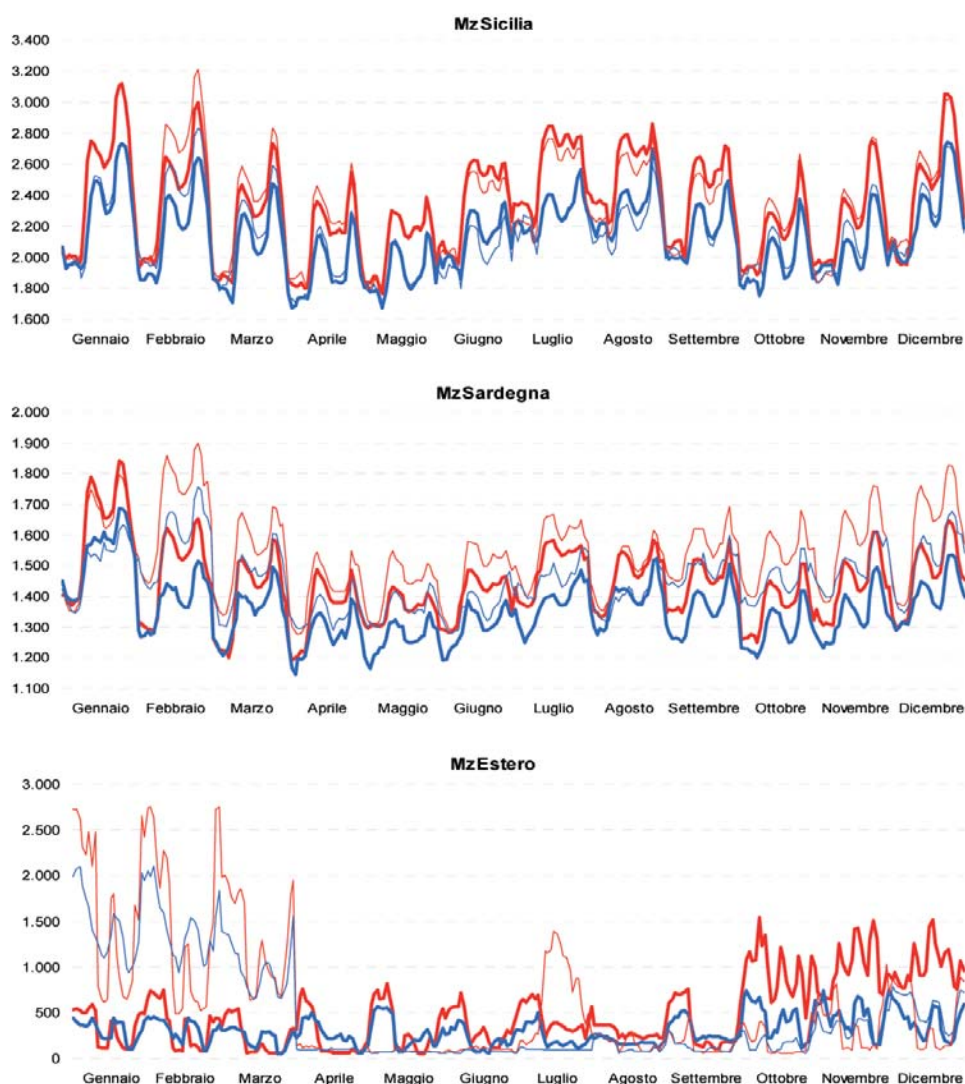
Storicamente gli acquisti di energia nei giorni lavorativi sono più alti nei mesi invernali, quando le temperature sono più rigide e le ore di soleggiamento ridotte. Negli ultimi anni però, l'uso sempre più diffuso di apparecchi elettrici per il condizionamento degli ambienti ha determinato un forte aumento dei consumi di energia elettrica nei mesi estivi, che a luglio, in particolare, hanno superato quelli dei mesi invernali. Negli altri mesi gli acquisti sono più bassi, con un minimo ad agosto, in corrispondenza del rallentamento delle attività produttive.

L'esame delle stesse curve a livello macrozonale rivela alcune specificità delle diverse aree: nel Nord dove sono maggiormente concentrate le attività industriali, e in particolare quelle *energy intensive*, sono meno accentuate le differenze tra i livelli medi mensili, eccezion fatta per agosto. Al contrario nelle due isole la maggiore incidenza relativa delle attività terziarie e degli usi domestici, determina livelli di consumo più alti nei mesi invernali (gennaio, febbraio e dicembre) che superano quelli degli altri mesi (luglio incluso); inoltre, nel mese di agosto, non si registra un crollo dei consumi, che sono sostenuti dalle attività connesse al turismo. Gli acquisti sulle zone estere per contro non appaiono correlati alle abitudini stagionali di chi acquista/consuma energia elettrica, ma piuttosto ai possibili arbitraggi sulle compravendite di energia elettrica sui mercati elettrici europei. A ciò trova riscontro l'esame delle curve medie orarie sulle zone estere: gli acquisti (esportazioni) negli ultimi due anni hanno evidenziato repentini aumenti in corrispondenza di due precisi periodi (gen-mar 2006 e ott-dic 2007) caratterizzati da notevoli tensioni sui prezzi delle principali borse elettriche del centro Europa (Fig. 3.13).

Fig. 3.13 Volumi acquistati per macrozona: curve medie orarie







### 3.2.4.2 Offerta

Come accennato in precedenza, nel 2007 l'offerta complessiva di energia elettrica ha raggiunto 480,2 milioni di MWh (54.820 MWh in media oraria), con un aumento medio orario di 2.784 MWh (+5,4%), cui hanno contribuito per 2.442 MWh le zone nazionali e per 343 MWh le zone estere. Tra le prime, la maggiore capacità produttiva è stata offerta prevalentemente nella MzSud (+1.434 MWh; +8,7%) e nella MzNord (+994 MWh; +4,1%) (Tab. 3.17).

Fig. 3.17 Offerta di energia elettrica

MWh	Presentata			Venduta			Non venduta			non venduta/venduta	
	Totale	Media	Var	Totale	Media	Var	Totale	Media	Var	2007	2006
MzNord	219.859.330	25.098	+4,1%	148.869.281	16.994	+0,4%	70.990.049	8.104	+12,9%	+47,7%	+42,4%
MzSud	156.388.379	17.853	+8,7%	97.745.650	11.158	-0,8%	58.642.729	6.694	+29,4%	+60,0%	+46,0%
MzSicilia	29.554.105	3.374	+0,8%	19.756.615	2.255	-1,3%	9.797.491	1.118	+5,5%	+49,6%	+46,4%
MzSardegna	18.552.158	2.118	-0,6%	13.008.471	1.485	+0,1%	5.543.686	633	-2,3%	+42,6%	+43,7%
<b>Totale nazionale</b>	<b>424.353.973</b>	<b>48.442</b>	<b>+5,3%</b>	<b>279.380.017</b>	<b>31.893</b>	<b>-0,2%</b>	<b>144.973.956</b>	<b>16.550</b>	<b>+17,7%</b>	<b>+51,9%</b>	<b>+44,0%</b>
MzEsterio	55.869.444	6.378	+5,7%	50.569.189	5.773	+1,2%	5.300.255	605	+82,9%	+10,5%	+5,8%
<b>SISTEMA ITALIA</b>	<b>480.223.417</b>	<b>54.820</b>	<b>+5,4%</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>+0,0%</b>	<b>150.274.210</b>	<b>17.155</b>	<b>+19,2%</b>	<b>+45,5%</b>	<b>+38,2%</b>

La sostanziale stabilità delle vendite di energia elettrica ha quindi determinato un consistente aumento di energia non venduta (17.115 MWh medi orari; +19,2%) che nel totale nazionale è risultata superiore alla metà di quella venduta. Dall'andamento delle curve medie orarie di alcune delle variabili fin qui esaminate, nei giorni lavorativi degli ultimi tre anni (Fig. 3.14 e 3.15) si evidenzia che:

- nelle MzNord e MzSud gli acquisti di energia elettrica (domanda) sono stati soddisfatti dalle vendite delle unità di produzione locali (linea blu) e in misura ridotta da energia importata dall'estero o dalle zone limitrofe (flusso in entrata - rosso). Tali importazioni non hanno subito variazioni di rilievo negli ultimi tre anni nonostante la forte crescita dell'offerta di energia elettrica (linea verde). Ciò ha determinato l'aumento dell'energia non venduta (area grigia), particolarmente rilevante nel 2007 nella MzSud;
- nella MzSicilia l'offerta di energia elettrica non ha presentato variazioni di rilievo nel periodo, come pure la domanda interna (acquisti). Nel 2005 l'isola mediamente esportava energia elettrica verso il continente (flusso in uscita - blu) in particolare nelle ore di picco; nei successivi due anni tali esportazioni si sono mediamente ridotte mentre, nelle ore fuori picco, la MzSicilia ha importato energia;
- anche nella MzSardegna l'offerta di energia elettrica non ha presentato variazioni di rilievo nel periodo, a fronte di una flessione degli acquisti (domanda) nel 2007. Mediamente l'isola nei tre anni ha importato energia nelle ore fuori picco ed esportato nelle ore di picco;
- nelle zone estere della frontiera settentrionale, nel triennio in esame le vendite hanno sempre nettamente prevalso sugli acquisti che nel 2005 e 2006 hanno avuto mediamente una certa consistenza nelle ore fuori picco. Dal grafico si apprezzano anche i cambiamenti intervenuti dal 2006 riguardo il regime di assegnazione dei diritti della capacità di transito: nel primo anno infatti tutta l'energia offerta è stata venduta, mentre negli anni successivi, con il meccanismo dell'asta implicita, una parte non è stata accettata dal mercato;
- nella zona Estero Sud, sia le vendite che gli acquisti, di modesta entità, hanno presentato un profilo medio orario piuttosto irregolare, anche se nei primi due anni hanno prevalso le vendite sugli acquisti, ovvero le importazioni dalla Grecia, mentre nel 2007 la situazione si è invertita, ovvero dall'Italia è stata mediamente esportata energia, in maggior misura nelle ore fuori picco.

Riguardo alla struttura dell'offerta e la dinamica delle sue principali componenti si rimanda anche al paragrafo sulla partecipazione al mercato (cfr. Capitolo 3.1).

Fig. 3.14 Offerte nelle macrozone: curve medie orarie

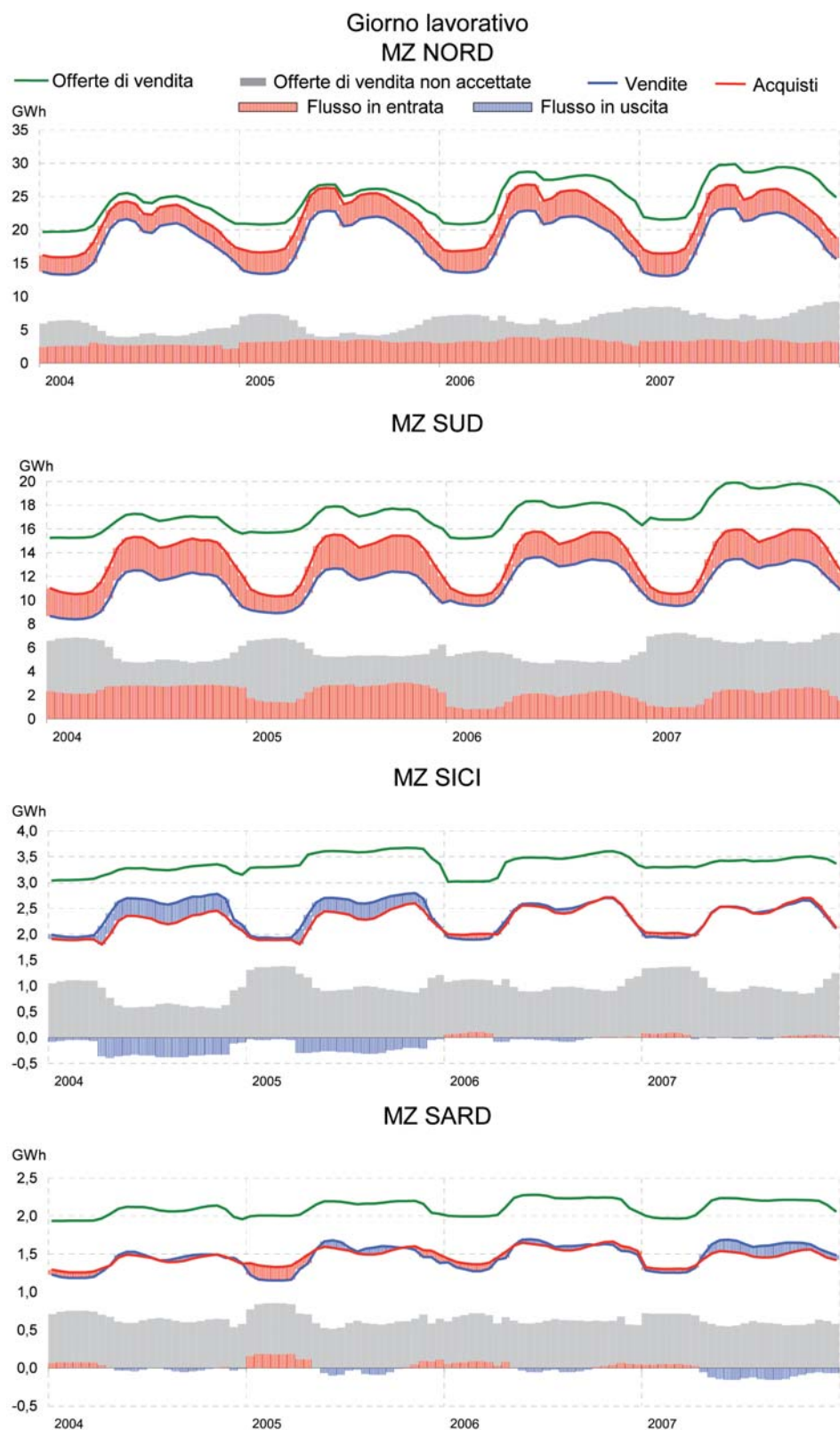
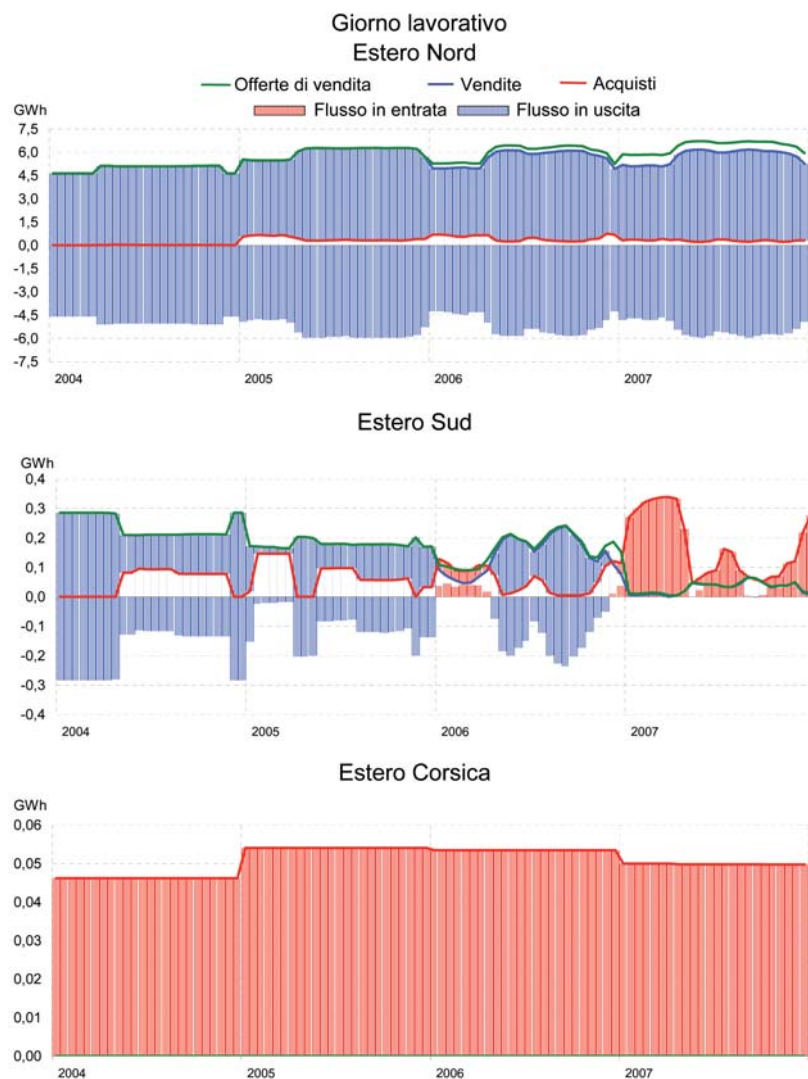


Fig. 3.15 Offerte nelle macrozone estere: curve medie orarie



### 3.2.4.3 Vendite per fonte

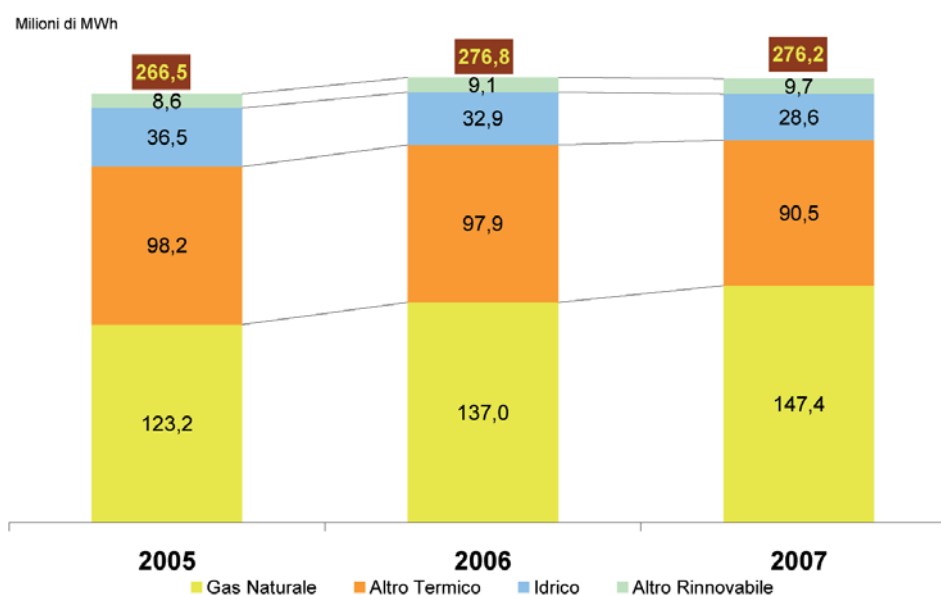
Nel 2007 le vendite nazionali di energia elettrica, al netto delle offerte integrative di Terna, sono ammontate a 276,2 milioni di MWh, pari in media oraria a 31.532 MWh, con una diminuzione media oraria di soli 66 MWh rispetto all'anno precedente (-0,2%). L'analisi delle vendite per tecnologia di produzione rivela però che quelle attribuibili ad impianti termici alimentati a gas naturale, pari a 16.822 MWh in media oraria, sono cresciute mediamente ogni ora di 1.186 MWh (+7,6%) e in particolare gli impianti a ciclo combinato hanno registrato una maggior produzione media oraria di 2.093 MWh (+15,0%). In aumento anche le vendite da impianti da fonti rinnovabili diverse dall'idroelettrico che in un anno sono aumentate di 73 MWh medi orari (+7,0%). Per contro si sono ridotte le vendite delle altre centrali termoelettriche (-838 MWh; -7,5%), con particolare riferimento a quelle alimentate ad olio e policombustibili (-915 MWh; -16,8%) e le vendite degli impianti idroelettrici (-487 MWh; -13,0%). Tra questi ultimi la flessione percentuale più marcata si è registrata per quelli di pompaggio (-212 MWh, -28,0%) (Tab. 3.18).

Tab. 3.18 Volumi venduti per tipologia di impianto

MWh	Volumi						Struttura		
	2007		2006		Var. tendenziale		2007	2006	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%			
<b>Gas Naturale</b>	<b>147.362.034</b>	<b>16.822</b>	<b>136.972.993</b>	<b>15.636</b>	<b>1.186</b>	<b>7,6%</b>	<b>53,3%</b>	<b>49,5%</b>	<b>3,9</b>
Ciclo combinato	140.332.330	16.020	121.995.693	13.926	2.093	15,0%	50,8%	44,1%	6,7
Convenzionale	6.321.836	722	14.318.494	1.635	-913	-55,8%	2,3%	5,2%	-2,9
Turbogas	707.867	81	658.805	75	6	7,4%	0,3%	0,2%	0,0
<b>Altro Termico</b>	<b>90.509.652</b>	<b>10.332</b>	<b>97.850.618</b>	<b>11.170</b>	<b>-838</b>	<b>-7,5%</b>	<b>32,8%</b>	<b>35,4%</b>	<b>-2,6</b>
Carbone	22.737.256	2.596	23.247.902	2.654	-58	-2,2%	8,2%	8,4%	-0,2
Olio e policomb.	39.842.168	4.548	47.859.775	5.463	-915	-16,8%	14,4%	17,3%	-2,9
Autoprod. e altro	27.930.229	3.188	26.742.942	3.053	136	4,4%	10,1%	9,7%	0,5
<b>Idroelettrico</b>	<b>28.639.550</b>	<b>3.269</b>	<b>32.905.828</b>	<b>3.756</b>	<b>-487</b>	<b>-13,0%</b>	<b>10,4%</b>	<b>11,9%</b>	<b>-1,5</b>
Modulazione	11.857.057	1.354	14.038.887	1.603	-249	-15,5%	4,3%	5,1%	-0,8
Fluente	11.995.251	1.369	12.218.475	1.395	-25	-1,8%	4,3%	4,4%	-0,1
Pompaggio	4.787.242	546	6.648.466	759	-212	-28,0%	1,7%	2,4%	-0,7
<b>Altro Rinnovab.</b>	<b>9.711.177</b>	<b>1.109</b>	<b>9.074.334</b>	<b>1.036</b>	<b>73</b>	<b>7,0%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,2</b>
<b>Totale Vendite Impianti</b>	<b>276.222.412</b>	<b>31.532</b>	<b>276.803.773</b>	<b>31.599</b>	<b>-66</b>	<b>-0,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	
Offerte Integrative	3.157.605	360	3.016.550	344	16	4,7%			
<b>Totale Vendite Nazionali</b>	<b>279.380.017</b>	<b>31.893</b>	<b>279.820.323</b>	<b>31.943</b>	<b>-50</b>	<b>-0,2%</b>			

Tali dinamiche confermano le tendenze di più lungo periodo prevalenti negli ultimi anni; in particolare se si considera il triennio 2005-2007, la quota venduta da impianti termici alimentati a gas naturale è cresciuta di 7,1 p.p. attestandosi al 53,3%, con la quota degli impianti a ciclo combinato che è passata dal 41,2% del 2005 al 50,8% del 2007 (+9,6 p.p.). Anche se in misura più contenuta (+0,3 p.p.), è cresciuto il peso degli impianti rinnovabili diversi dagli idroelettrici, pari al 3,5% nel 2007. Per contro sono diminuite le quote vendute dagli altri impianti termici tradizionali (-4,1 p.p.) e dagli impianti idroelettrici (-3,3 p.p.) che nel 2007 si sono attestate rispettivamente al 32,8% ed al 10,4% (Fig. 3.16).

Fig. 3.16 Vendite per tipologia di impianto





L'analisi territoriale delle vendite di energia elettrica per tipologia di impianto conferma nelle linee generali l'evoluzione strutturale evidenziata per l'intero parco produttivo nel periodo 2005-2007, anche se con alcune specifiche peculiarità (Fig. 3.17):

- lo sviluppo della produzione da impianti alimentati a gas naturale è stata maggiore nella MzSud (+33,4%) e nella MzNord (+15,5%), dove si è concentrata in maggior misura la nuova capacità produttiva, anche se la più alta quota di produzione da gas sul totale si è registrata nella MzSicilia (64,5% contro il 53,3% nazionale);
- la produzione da impianti rinnovabili (non idroelettrici) è concentrata per oltre il 70% nella MzSud, ma negli ultimi due anni la crescita più sostenuta si è verificata nella MzSicilia (+64,0%) e nella MzNord (+23,6%);
- in Sardegna la quota di produzione da impianti termoelettrici (non alimentati a gas), contrariamente a quanto accaduto nelle altre macrozone, è cresciuta nel periodo 2005-2007 del 18,3% e rappresenta circa il 60% della produzione totale (di cui il 44% a carbone) a fronte di una quota nazionale del 32,8%;
- la produzione da impianti idroelettrici, in riduzione in tutto il territorio nazionale, è concentrata per circa l'80% nella MzNord dove rappresenta il 15,5% della produzione totale, a fronte di quote che nelle altre macrozone non superano il 5%.

Fig. 3.17 Energia elettrica venduta per macrozona per tipologia di impianto

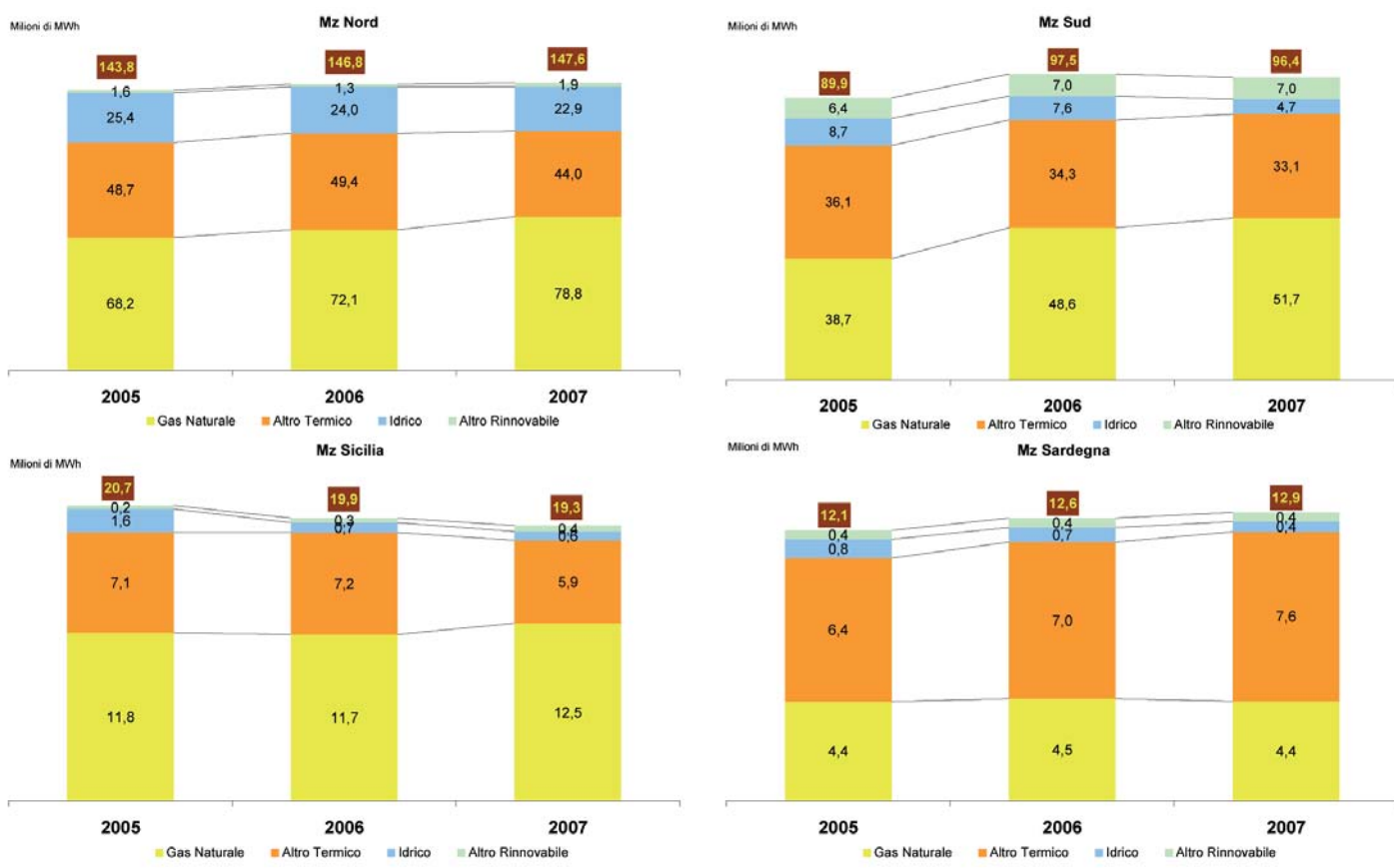
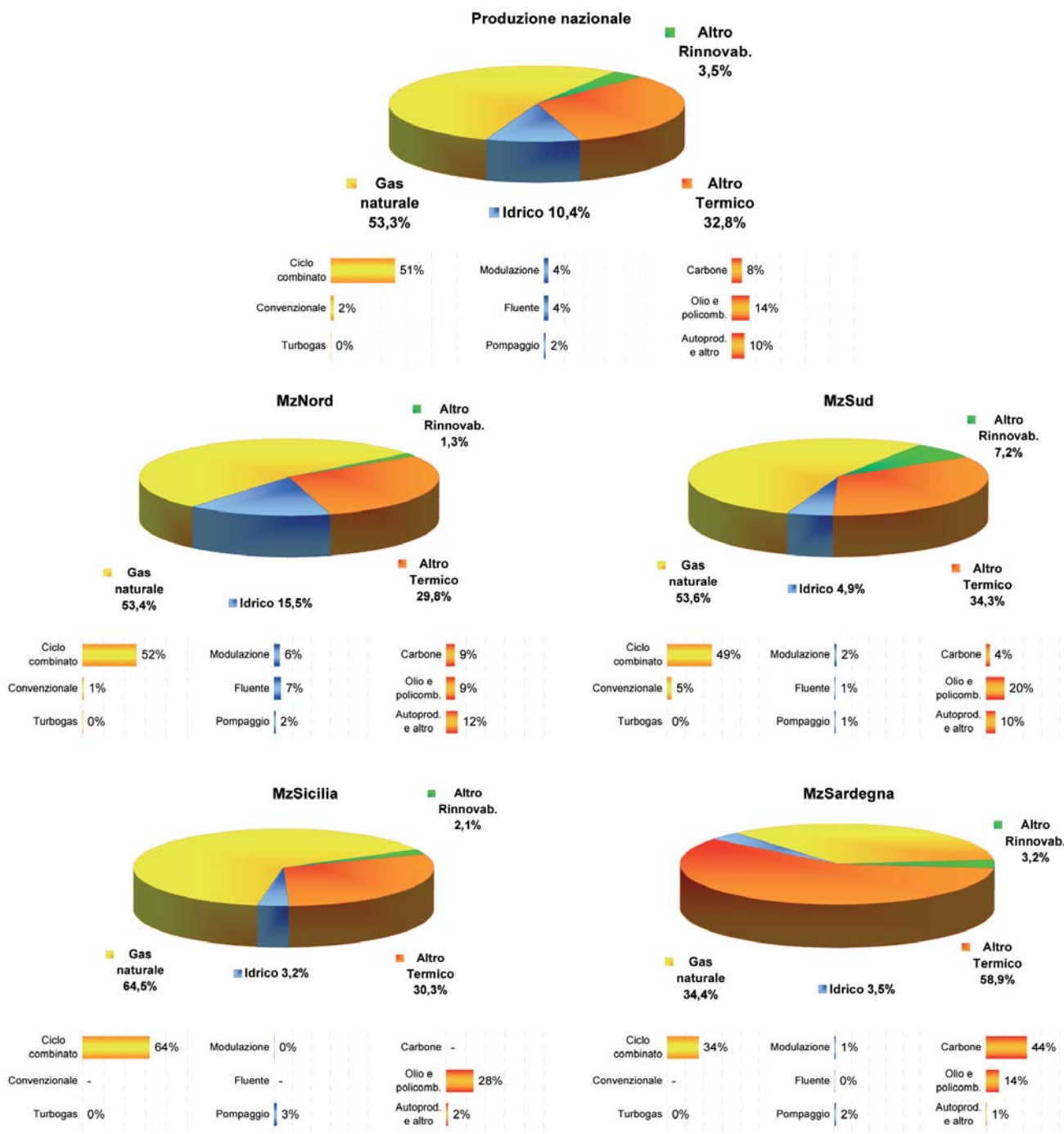


Fig. 3.18 Vendite per macrozona per tipologia di impianto: percentuale sul totale

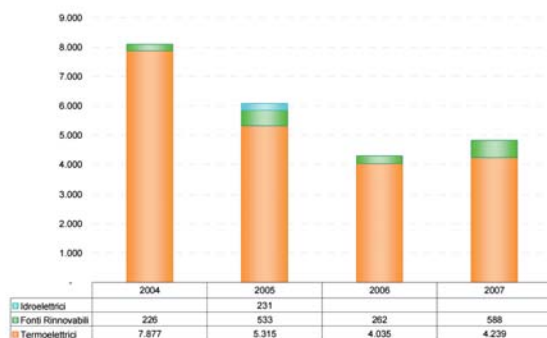




### 3.2.4.4 Sviluppo del parco

Nel 2007 è proseguito a ritmi sostenuti il processo di rinnovamento del parco elettrico nazionale, con l'entrata in funzione di circa 5.000 MVa di nuova capacità. Come negli anni precedenti la quasi totalità delle nuove entrate ha riguardato impianti termoelettrici (4.200 MVa), mentre la nuova capacità da fonte rinnovabile ha coperto una quota inferiore al 12%, concentrandosi esclusivamente nelle zone meridionali e insulari. Tuttavia, rispetto agli ultimi due anni, i nuovi investimenti sono tornati a riguardare prevalentemente la MzNord (+2.800 MVa), sebbene siano rilevanti anche le nuove entrate nella MzSud (+1.400 MVa) e MzSicilia (+500 MVa) (Fig. 3.19 e 3.20).

Fig. 3.19 Nuova potenza installata per tecnologia (MVa)



Fonte: Terna

Fig. 3.20 Nuova potenza installata per macrozona (MVa)



Fonte: Terna

Questo sviluppo del parco ha avuto effetti rilevanti non solo sulla composizione per fonti delle quantità vendute per macrozona e sulla concentrazione del mercato (cfr. Capitoli 3.2.4.3 e 3.2.6), ma anche sulle *performance* della diverse tecnologie e in particolare dei nuovi cicli combinati a gas. Le statistiche di *performance* per macrozona nel triennio 2005-2007 (Tab. 3.19) evidenziano infatti diversi fattori interessanti. Anzitutto confermano il forte incremento delle unità a ciclo combinato (+17%) registrato nelle macrozone continentali a fronte della riduzione di quelle a olio combustibile (-15%), nonché l'aumento delle unità a fonti rinnovabili (+35%), concentrato prevalentemente nella MzSud e MzSicilia. In secondo luogo mostrano che il rinnovamento del parco ha comportato, con poche eccezioni, una riduzione tendenziale del numero di ore di utilizzo e del tasso di successo (pari al rapporto tra quantità venduta e quantità offerta sul MGP) per tutte le tecnologie termiche di modulazione (olio, metano, turbogas), mentre permangono relativamente stabili i valori relativi a quelle di base (carbone e ccgt). Infine si evidenzia chiaramente come la MzSud resti il mercato più attraente per i nuovi entranti a ciclo combinato, ma con un margine rispetto alla MzNord progressivamente minore: nella MzSud, infatti, le ore di utilizzo, i tassi di successo e il ricavo medio restano più alti che nella MzNord (rispettivamente 7.000 vs 6.300, 91% vs 81%, 78,8 €/MWh vs 76,1 €/MWh); tuttavia mentre nella prima il tasso di successo in calo (-6%) riflette il crescente eccesso di offerta degli impianti a ciclo combinato e il loro progressivo spostamento al margine della curva d'offerta, con un aumento unitario del ricavo medio più forte della media (+29%), nella seconda il modesto aumento del tasso di successo (+3%) mantiene la variazione del ricavo medio unitario inferiore alla media (+22%).

Tab. 3.19 Statistiche di performance delle tecnologie per anno e macrozona

		NUnità				NoreAccMed				%Successo				Ricavo medio (€/MWh)			
		2005	2006	2007	2007-2005	2005	2006	2007	2007-2005	2005	2006	2007	2007-2005	2005	2006	2007	2007-2005
Altro	Totale	75	74	74	-1%	6.067	6.250	6.121	1%	99%	99%	98%	0 p.p.	60,29	75,75	71,84	19%
	MzNord	44	43	43	-2%	6.152	5.979	5.691	-7%	100%	100%	100%	0 p.p.	59,65	75,25	69,54	17%
	MzSud	26	25	25	-4%	6.063	7.278	6.930	14%	99%	98%	99%	0 p.p.	61,35	76,11	75,30	23%
	MzSicilia	3	4	4	33%	4.978	3.696	6.552	32%	100%	100%	100%	0 p.p.	62,44	79,66	74,81	20%
	MzSardegna	2	2	2	0%	5.875	4.344	4.390	-25%	59%	29%	41%	-18 p.p.	83,12	134,00	108,25	30%
Carbone	Totale	21	21	21	0%	6.972	6.888	7.261	4%	93%	90%	92%	-1 p.p.	60,16	77,34	73,54	22%
	MzNord	13	13	13	0%	7.749	6.629	6.903	-11%	96%	88%	92%	-4 p.p.	58,45	75,00	70,06	20%
	MzSud	4	4	4	0%	5.288	7.630	7.563	43%	97%	99%	99%	2 p.p.	63,74	76,05	77,38	21%
	MzSicilia												0 p.p.				
	MzSardegna	4	4	4	0%	6.130	6.966	8.124	33%	85%	91%	90%	5 p.p.	63,69	82,01	77,85	22%
CcgT	Totale	84	90	98	17%	6.736	6.552	6.603	-2%	85%	84%	86%	1 p.p.	62,00	79,43	77,24	25%
	MzNord	53	55	59	11%	6.416	6.295	6.303	-2%	78%	77%	81%	3 p.p.	62,26	80,00	76,14	22%
	MzSud	25	29	32	28%	7.136	6.808	7.096	-1%	97%	95%	91%	-6 p.p.	61,10	78,80	78,90	29%
	MzSicilia	5	5	6	20%	7.722	7.461	6.563	-15%	88%	94%	95%	8 p.p.	63,66	77,82	79,46	25%
	MzSardegna	1	1	1	0%	8.760	8.760	8.760	0%	100%	100%	100%	0 p.p.	59,87	80,05	73,07	22%
Fer	Totale	83	99	112	35%	5.837	6.465	7.135	22%	96%	100%	100%	4 p.p.	59,32	75,56	73,47	24%
	MzNord												0 p.p.				
	MzSud	65	78	87	34%	5.890	6.509	7.463	27%	100%	100%	100%	0 p.p.	58,99	75,17	73,03	24%
	MzSicilia	10	13	17	70%	5.040	5.359	5.301	5%	48%	100%	100%	52 p.p.	63,79	78,96	78,66	23%
	MzSardegna	8	8	8	0%	6.401	7.835	7.464	17%	95%	100%	100%	5 p.p.	61,93	79,30	75,69	22%
I.Fluente	Totale	138	137	164	19%	6.839	6.876	6.153	-10%	76%	79%	72%	-4 p.p.	65,40	83,08	79,88	22%
	MzNord	109	105	121	11%	6.819	6.990	6.347	-7%	74%	78%	70%	-4 p.p.	66,00	83,60	79,89	21%
	MzSud	28	30	37	32%	7.029	6.860	6.207	-12%	93%	94%	93%	0 p.p.	60,57	78,07	78,58	30%
	MzSicilia			4				2.231				60%	60 p.p.			92,77	
	MzSardegna	1	2	2	100%	3.746	1.095	1.252	-67%	100%	100%	100%	0 p.p.	71,39	109,99	103,61	45%
I.Modulazione	Totale	182	172	164	-10%	4.076	4.261	3.538	-13%	57%	63%	57%	0 p.p.	74,13	91,14	89,08	20%
	MzNord	119	106	105	-12%	4.033	4.537	3.965	-2%	51%	55%	52%	1 p.p.	74,65	90,22	86,90	16%
	MzSud	52	55	48	-8%	4.093	4.003	2.850	-30%	75%	91%	88%	13 p.p.	73,87	92,79	97,80	32%
	MzSicilia	4	4	4	0%	5.240	3.165	2.573	-51%	57%	65%	71%	14 p.p.	65,25	81,69	80,67	24%
	MzSardegna	7	7	7	0%	4.020	2.735	2.403	-40%	72%	91%	91%	19 p.p.	66,64	100,60	92,79	39%
I.Pompaggio	Totale	23	23	24	4%	2.573	2.149	1.567	-39%	95%	25%	16%	-79 p.p.	83,05	107,00	106,88	29%
	MzNord	15	15	15	0%	2.271	1.834	1.461	-36%	91%	20%	13%	-78 p.p.	85,67	108,16	103,64	21%
	MzSud	5	5	6	20%	2.698	2.366	1.309	-51%	100%	34%	19%	-81 p.p.	83,08	106,97	113,28	36%
	MzSicilia	2	2	2	0%	3.657	3.088	2.803	-23%	100%	30%	84%	-16 p.p.	74,33	97,90	104,85	41%
	MzSardegna	1	1	1	0%	4.312	3.911	2.217	-49%	100%	44%	18%	-82 p.p.	79,24	111,82	111,41	41%
Metano	Totale	11	9	8	-27%	3.268	3.966	1.832	-44%	32%	44%	17%	-14 p.p.	67,15	82,63	85,75	28%
	MzNord	3	1	1	-67%	3.706	5.511	4.802	30%	76%	84%	86%	10 p.p.	71,33	82,32	75,74	6%
	MzSud	8	8	7	-13%	3.104	3.773	1.408	-55%	29%	43%	16%	-13 p.p.	66,44	82,65	86,73	31%
	MzSicilia												0 p.p.				
	MzSardegna												0 p.p.				
Olio	Totale	53	50	45	-15%	3.542	3.379	2.666	-25%	49%	52%	41%	-8 p.p.	65,68	81,99	81,45	24%
	MzNord	16	16	13	-19%	3.432	2.932	2.481	-28%	38%	47%	29%	-10 p.p.	71,53	85,86	83,56	17%
	MzSud	20	17	17	-15%	3.850	3.457	2.589	-33%	60%	58%	53%	-7 p.p.	61,72	77,45	76,54	24%
	MzSicilia	13	13	13	0%	3.771	4.538	3.104	-18%	48%	54%	41%	-7 p.p.	70,76	88,65	95,29	35%
	MzSardegna	4	4	2	-50%	1.697	1.062	1.666	-2%	15%	11%	9%	-7 p.p.	73,49	95,25	109,28	49%
Tg	Totale	33	33	34	3%	966	834	530	-45%	13%	11%	9%	-4 p.p.	60,45	81,48	77,87	29%
	MzNord	9	8	8	-11%	3.136	3.105	1.920	-39%	49%	38%	33%	-17 p.p.	58,49	78,16	71,79	23%
	MzSud	18	18	19	6%	150	120	107	-29%	1%	1%	1%	0 p.p.	94,01	144,10	147,00	56%
	MzSicilia	3	3	3	0%	135	52	125	-8%	2%	1%	1%	-1 p.p.	107,21	182,30	192,56	80%
	MzSardegna	3	4	4	33%	75	89	64	-15%	0%	1%	1%	0 p.p.	102,33	141,86	157,74	54%

Approfondendo l'analisi dei dati relativi alle singole unità a ciclo combinato, emerge che le tendenze prevalenti a livello macrozonale nascondono situazioni individuali molto differenziate, soprattutto relativamente alle unità CIP6 offerte dal GSE. Nella MzNord, infatti, a fronte di ricavi medi prossimi a 76 €/MWh sono presenti unità "di base" con ricavi inferiori ai 70 €/MWh, in virtù di tassi di utilizzo e di successo prossimi al 100% e unità "di picco" con ricavi unitari superiori ai 100 €/MWh a causa di tassi di utilizzo inferiori al 40%. Al contrario nella MzSud sia le differenze di ricavo medio che di utilizzo risultano molto meno accentuate, essendo gli impianti maggiormente utilizzati in base (Fig. 3.21). Inoltre in entrambe le macrozone l'elevato tasso di successo medio del ciclo combinato è pesantemente influenzato dai dati delle unità CIP6, che esibiscono valori del 100%, mentre le altre evidenziano generalmente tassi di successo inferiori, variabili tra 40-100% nella MzNord e tra 60-100% nella MzSud (Fig. 3.22).

Fig. 3.21 Performance delle unità a ciclo combinato per il 2007

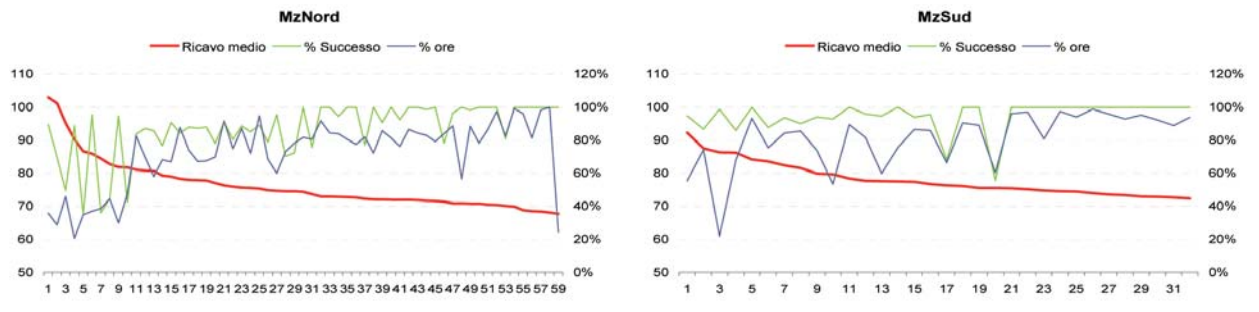
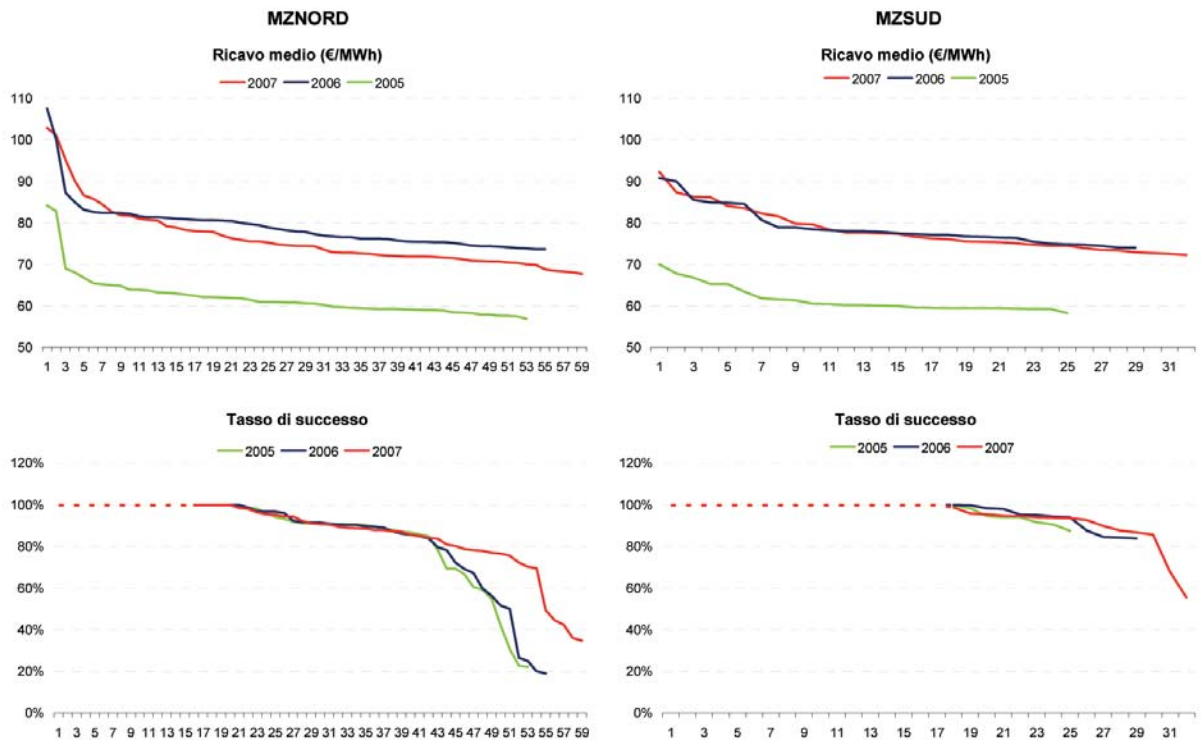


Fig. 3.22 Performance delle unità a ciclo combinato per anno



Le linee tratteggiate indicano i dati relativi alle unità CIP6 del GSE

### 3.2.5 Configurazioni zonali

Il 2007 non ha visto modifiche della configurazione di rete varata da Terna nel 2006, ma ha registrato l'avvio delle prime procedure di assegnazione congiunta della capacità transfrontaliera su tutte le frontiere, con eccezione di quella svizzera e, fino a settembre 2007, di quella slovena, recependo le richieste dell'Ergeg e del Regolamento 1228/03 CE. Sotto il profilo del mercato, l'anno si è caratterizzato per una forte ripresa della rendita da congestione, nonostante un modesto calo della frammentazione, fenomeni causati da diffe-

renziali di prezzo tra zone molto alti ma limitati nel tempo (Cfr. Capitolo 3.2.2). Infine risulta confermata la tendenza del sistema ad articolarsi nelle quattro macrozone MzNord, MzSud, MzSicilia e MzSardegna, cui si affianca una quinta configurazione di importanza crescente rappresentata dal continente.

### FRAMMENTAZIONE

Dopo la forte ripresa del 2006, il grado di frammentazione del mercato è tornato a scendere. La riduzione maggiore si è osservata a livello dell'intero sistema, dove il numero medio di zone in cui il mercato si è articolato è sceso a 3,43 (-12%).

Tale frammentazione è tuttavia largamente dovuta al comportamento delle zone periferiche, vale a dire le zone estere e le isole: considerando il solo territorio nazionale, infatti, il numero medio di zone scende a 2,59 e limitando l'analisi solo al continente, esso scende ulteriormente a 1,51, vale a dire un livello prossimo a quello del 2005 (Fig. 3.23).

L'analisi delle configurazioni di mercato effettivamente determinatesi nel 2007 conferma una frammentazione in calo sul 2006 ma maggiore rispetto al 2005. In particolare le configurazioni sono state 417, contro le 999 del 2006 e le 348 del 2005; solo le prime 8 hanno avuto una frequenza maggiore del 2% rappresentando il 39,6% delle ore, mentre nel 2006 le prime 7 superavano la stessa soglia rappresentando il 21% e nel 2005 erano 12 arrivando a coprire il 48% delle ore.

Le quattro configurazioni più frequenti hanno visto l'Italia indivisa a meno delle zone estere e, per il 15% delle ore, della Sicilia (Fig. 3.25).

L'Italia ha costituito un'unica zona di mercato nel 19% delle ore e il continente nel 55%, valori entrambi più alti che nel 2006 e inferiori rispetto al 2005, confermando in tal modo come la maggior frammentazione del 2007 sia stata determinata più dalle frequenti separazioni del Nord che non delle isole (Fig. 3.24).

Fig. 3.23 Numero medio di zone di mercato

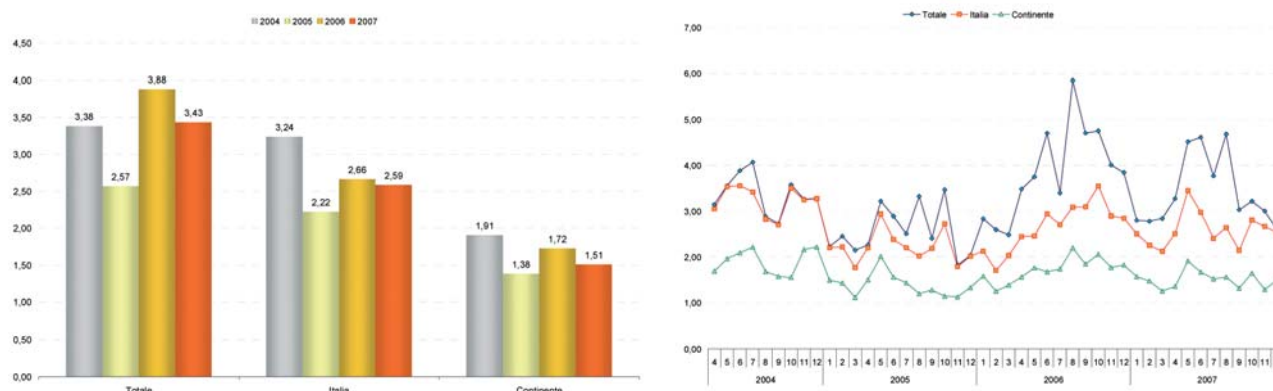


Fig. 3.24 Frequenza di non separazione

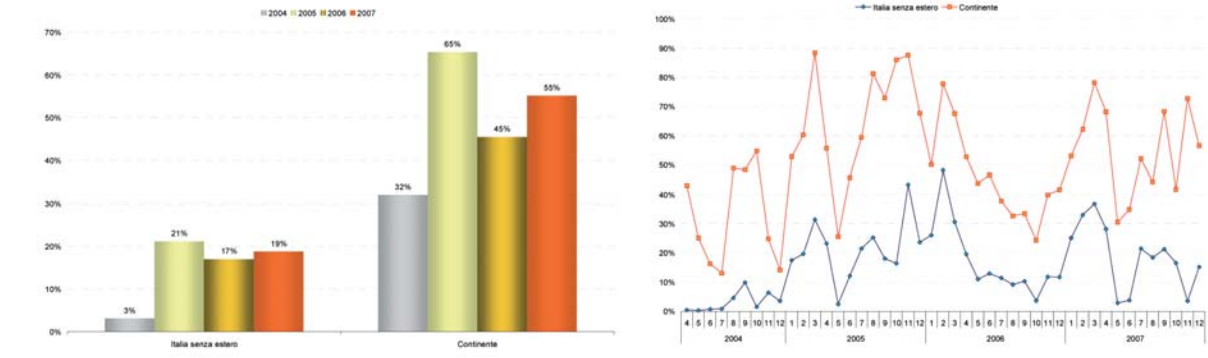
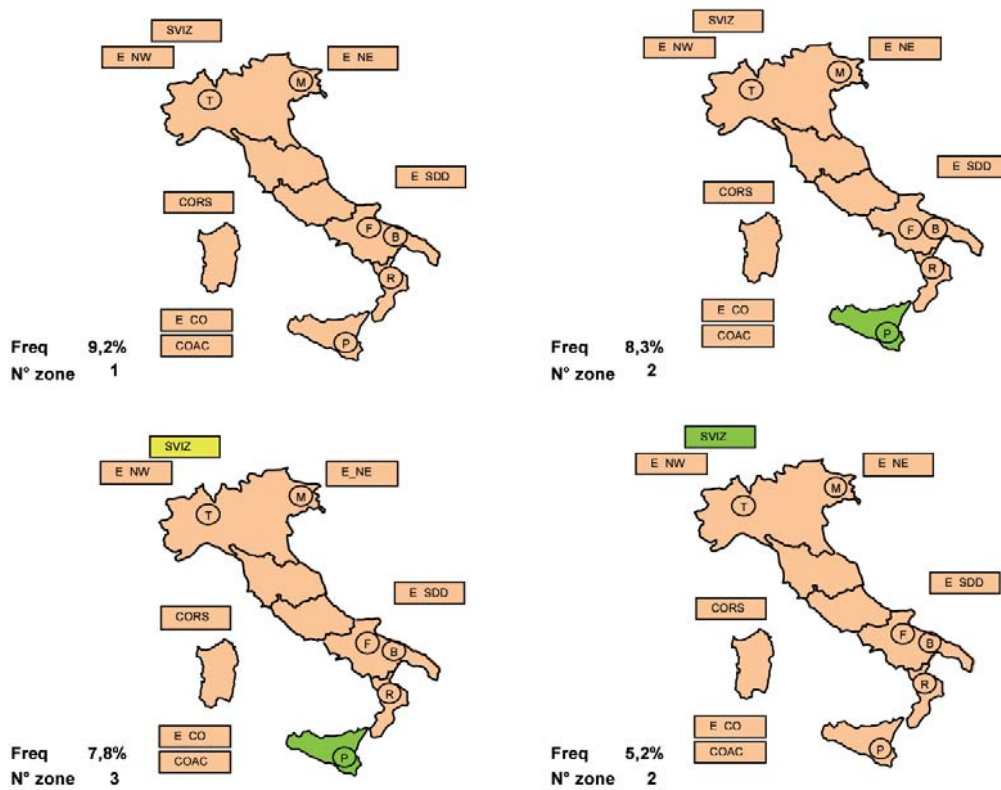


Fig. 3.25 Configurazioni di mercato più frequenti



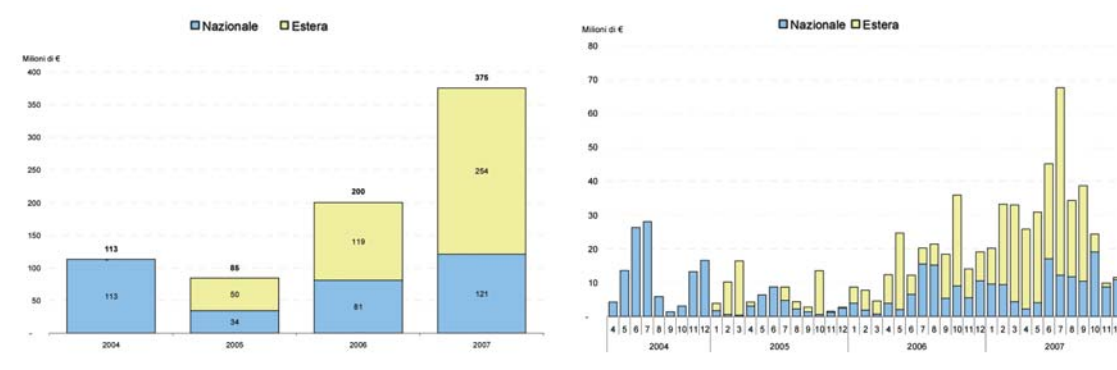
RENDITA DA CONGESTIONE

Nonostante la riduzione della frammentazione rispetto al 2006 e l'assegnazione della capacità di transito sulla maggior parte delle frontiere mediante aste esplicite, la rendita raccolta sul MGP ha raggiunto il suo valore massimo, sia a livello complessivo, sia nelle



sue singole componenti, nazionale ed estera. In particolare, la prima ha toccato i 375 milioni di €, in crescita dell'87% sul 2006 e più che triplicata rispetto agli anni precedenti. La rendita nazionale ha invece raggiunto i 121 milioni di €, crescendo del 49% rispetto al 2006 e superando di poco il precedente record del 2004, con valori elevati in tutti mesi dell'anno, ma assolutamente eccezionali a giugno e ottobre in corrispondenza della marcata riduzione del prezzo del Nord. Infine la rendita estera cresce in misura ancor più rilevante, raggiungendo i 254 milioni di € (+113%) su base annua e valori mensili regolarmente superiori ai 22 milioni di €, fatta eccezione per il mese di gennaio e per l'ultimo trimestre, caratterizzato da forti flussi di esportazioni (Fig. 3.26).

Fig. 3.26 Rendita da congestione raccolta su MGP



## TRANSITI

Il 2007 ha registrato livelli di import netti prossimi a quelli del 2006 (5.342 MWh), con valori minimi concentrati nell'ultimo trimestre in virtù della riduzione del differenziale di prezzo con l'estero e con una frequenza delle esportazioni fisiche sostanzialmente stabile sia sulla frontiera E\_NW (0,4%, -2,5 p.p.) che su quella E\_NE (1,7%, +1,7 p.p.). In particolare, l'aumento della rendita estera, concentrato quasi esclusivamente sulla zona Svizzera, riflette l'incremento del suo utilizzo in importazione (98%, +13 p.p.) e della sua frequenza di separazione (59%, +18 p.p.) indotto dalla notevole prossimità dei prezzi della zona Svizzera con quelli prevalenti nella borsa limitrofa EEX-CH.<sup>44</sup> Per contro è cresciuto l'utilizzo in esportazione del transito con la Slovenia (14%, +11 p.p.), quasi mai saturato e inibito nell'ultimo quadrimestre, per effetto del passaggio alla nuova modalità di assegnazione congiunta della capacità di scambio. In forte crescita anche l'utilizzo in esportazione del transito con la zona Estero Sud (47%, +20 p.p.) (Tab. 3.20).

La riduzione delle opportunità di arbitraggio in export rispetto al 2006 ha inciso anche sulla gestione dei flussi interni al sistema. In particolare si è ridotta la frequenza delle ore che hanno registrato inversioni di flusso da sud a nord lungo i transiti Nord-CentroNord (3,7%, -6,9 p.p.) e CentroNord-CentroSud (17,5%, -14,1 p.p.), tutte concentrate nell'ultimo quadrimestre. Coerentemente col livello dei prezzi nettamente più alto registrato nel corso dell'anno, la Sicilia risulta prevalentemente importatrice (61,6%), rafforzando una tendenza già in atto nel 2006 (+3,2 p.p.) e separandosi dal continente nel 41,5% delle ore (+4,1 p.p.). Da segnalare il forte impatto sui prezzi dell'isola dell'inibizione del transito (7%, +4 p.p. circa) concentrata nel mese di novembre, in corrispondenza di un livello delle quotazioni

44 Si tratta del segmento di mercato di EEX dove vengono stabilite le quotazioni relative al mercato svizzero.

nazionali già alto per effetto dell'incremento delle esportazioni verso l'estero. Per contro la Sardegna, anch'essa caratterizzata da prezzi superiori a quelli registrati sul continente, risulta prevalentemente esportatrice (61,4%), invertendo la tendenza del 2006 (+21,5 p.p.); il dato è coerente con la bassa frequenza di separazione dal continente, circa il 18% delle ore. Anche in questo caso si rileva il notevole impatto sui prezzi delle ore di inibizione del transito (circa il 5%), concentrate nel mese maggio e soprattutto giugno, in corrispondenza di livelli dei prezzi sull'isola sensibilmente diversi da quelli prevalenti sulle altre zone (si veda a tal proposito il capitolo 3.2.2).

Tab. 3.20 Gestione dei transiti

Transito		Limite medio		Utilizzato		Saturato		Inibito	
Da	A	MWh		% ore		% ore		% ore	
		2007	2006	2007	2006	2007	2006	2007	2006
Svizzera	Estero NordOvest	1.622	(1.132)	97,6%	(84,9%)	58,7%	(41,2%)	-	(-)
Estero NordOvest	Svizzera	692	(∞)	2,4%	(15,1%)	0,6%	(-)	-	(-)
Slovenia	Estero NordEst	182	(184)	52,9%	(96,9%)	3,6%	(3,8%)	33,4%	(-)
Estero NordEst	Slovenia	75	(∞)	13,6%	(3,1%)	3,2%	(-)	33,4%	(-)
Estero NordOvest	Nord	7.190	(7.088)	99,6%	(97,1%)	0,0%	(-)	-	(-)
Nord	Estero NordOvest	2.406	(∞)	0,4%	(2,9%)	-	(-)	-	(-)
Estero NordEst	Nord	754	(760)	98,1%	(100,0%)	0,3%	(-)	0,2%	(-)
Nord	Estero NordEst	233	(∞)	1,7%	(0,0%)	0,1%	(-)	-	(-)
Monfalcone	Nord	1.695	(1.454)	100,0%	(100,0%)	0,6%	(1,4%)	-	(-)
Nord	Monfalcone	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Turbigo	Nord	∞	(2.102)	1,4%	(53,4%)	-	(0,1%)	-	(-)
Nord	Turbigo	∞	(∞)	1,5%	(29,6%)	-	(-)	-	(-)
Nord	Centro Nord	2.704	(2.738)	96,3%	(89,4%)	33,3%	(34,3%)	-	(-)
Centro Nord	Nord	1.379	(1.682)	3,7%	(10,6%)	0,6%	(0,7%)	-	(-)
Centro Nord	Corsica	282	(279)	43,2%	(64,2%)	6,0%	(16,1%)	4,9%	(5,6%)
Corsica	Centro Nord	237	(238)	51,8%	(30,1%)	11,9%	(2,8%)	5,2%	(5,6%)
Corsica	Sardegna	∞	(∞)	32,5%	(54,9%)	-	(-)	5,9%	(5,2%)
Sardegna	Corsica	(293)	(301)	61,4%	(39,9%)	11,3%	(2,5%)	6,1%	(5,2%)
Sardegna	Estero Corsica	50	(50)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Estero Corsica	Sardegna	50	(50)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Estero Corsica	Corsica CA	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Corsica CA	Estero Corsica	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Centro Nord	Centro Sud	1.846	(1.944)	82,5%	(68,4%)	5,4%	(1,4%)	-	(-)
Centro Sud	Centro Nord	(2.231)	(2.260)	17,5%	(31,6%)	1,0%	(2,0%)	-	(-)
Centro Sud	Sud	(2.121)	(2.120)	6,7%	(21,4%)	-	(0,0%)	-	(-)
Sud	Centro Sud	3.451	(1.999)	93,3%	(78,6%)	0,3%	(0,8%)	-	(-)
Foggia	Sud	1.179	(1.152)	93,6%	(60,8%)	-	(0,1%)	4,9%	(2,6%)
Sud	Foggia	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	0,2%	(-)
Sud	Rossano	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Sud	5.069	(4.270)	100,0%	(100,0%)	2,3%	(17,5%)	-	(-)
Rossano	Calabria	9.595	(7.928)	92,4%	(91,1%)	1,5%	(5,3%)	-	(1,8%)
Calabria	Rossano	∞	(∞)	7,6%	(7,1%)	-	(-)	-	(2,6%)
Calabria	Sicilia	(151)	(140)	61,6%	(58,4%)	41,5%	(37,6%)	7,0%	(2,9%)
Sicilia	Calabria	462	(462)	31,3%	(39,1%)	5,0%	(5,3%)	7,2%	(3,1%)
Priolo	Sicilia	805	(804)	98,3%	(95,3%)	14,3%	(15,9%)	-	(-)
Sicilia	Priolo	600	(600)	1,6%	(3,9%)	-	(-)	-	(-)
Rossano	Brindisi	∞	(∞)	-	(-)	-	(-)	-	(-)
Brindisi	Rossano	5.004	(4.403)	100,0%	(100,0%)	0,7%	(4,4%)	-	(-)
Brindisi	Estero Sud	500	(500)	46,5%	(26,3%)	5,0%	(-)	12,9%	(4,7%)
Estero Sud	Brindisi	500	(434)	18,6%	(51,1%)	-	(0,0%)	12,9%	(8,7%)



**BOX 6 Misurazione della concorrenzialità nel mercato elettrico italiano**

*L'analisi della concorrenzialità dei mercati è un tema consolidato nella letteratura economica e nella prassi antitrust e si basa sostanzialmente su due tipologie di indicatori: alcuni che misurano la presenza di potere di mercato per uno o più operatori e altri che mirano a mettere in evidenza l'eventuale esercizio di potere di mercato da parte degli operatori in termini di distanza da un esito perfettamente concorrenziale o di prossimità ad un esito di tipo oligopolistico. La liberalizzazione del settore elettrico e la creazione delle borse dell'energia hanno dato impulso a numerose analisi della concorrenzialità dei mercati elettrici.<sup>45</sup> Tuttavia l'applicazione al settore elettrico dei tradizionali indicatori di concorrenzialità sviluppati dalla letteratura antitrust risulta non di rado problematica. Da un lato, infatti, il bene "energia elettrica" presenta alcune peculiarità (in particolare la domanda estremamente variabile nel breve termine, la non immagazzinabilità e la presenza di vincoli di trasporto ed esternalità) che rendono estremamente complessa e controversa la definizione di quale sia il "mercato rilevante" (ovvero quale sia l'arco temporale, il prodotto e l'area geografica di riferimento) sul quale calcolare il potere di mercato dei singoli operatori e quindi la definizione degli indici del primo tipo. Dall'altro la complessità del modello di mercato generalmente adottato nel settore elettrico, nonché le innumerevoli varianti che differenziano i singoli casi paese, rendono più difficile una corretta modellizzazione del comportamento strategico degli operatori e quindi la costruzione di indici del secondo tipo sulla base di modelli di simulazione teorici.<sup>46</sup>*

*L'analisi della concorrenza sul mercato elettrico italiano sviluppata nel capitolo 3.2.6, così come larga parte dei modelli di vigilanza attualmente utilizzati dalle unità di monitoraggio dei principali mercati USA,<sup>47</sup> si basa su indici del primo tipo. Di seguito ci si concentra quindi sulle problematiche di definizione del mercato rilevante e su come queste sono state affrontate e risolte dal GME:*

- *La dimensione temporale del mercato rilevante è l'unica variabile non controversa, essendo definita dalla singola ora. Ciò dipende da due caratteristiche fondamentali del settore elettrico: la sostanziale assenza di capacità di stoccaggio e la volatilità oraria della domanda. La prima impedisce arbitraggi di prezzo tra più ore, la seconda rende necessaria per ogni ora l'attivazione di una quantità diversa di impianti; insieme queste due caratteristiche determinano una curva di offerta aggregata crescente e quindi un costo marginale dell'energia diverso ora per ora che aumenta con i volumi in maniera più che proporzionale.<sup>48</sup> Gli indicatori utilizzati nel capitolo 3.2.6 considerano come periodo di riferimento l'ora e definiscono i dati per gruppi di ore come medie aritmetiche delle singole ore incluse in tali gruppi.*
- *Il prodotto di riferimento può essere invece variamente definito a seconda degli obiettivi: la capacità disponibile è utilizzata nella costruzione di indici di concentrazione ex-ante, cioè tali*

45 Un'ottima sintesi degli indici e della letteratura è reperibile nei seguenti contributi: Borenstein-Bushnell-Knittel C. (1999), Wolak (2003), Harbord-Fabra (2000), Twomey-Green-Neuhoff-Newberry (2005).

46 In generale i mercati elettrici si caratterizzano contemporaneamente come: *first price auctions*, cioè mercati d'asta in busta chiusa, *multi unit auctions*, cioè aste per beni multipli poiché in ogni ora ciascun operatore può presentare più offerte, *discrete auctions* in quanto ogni operatore può dividere la propria disponibilità di energia solo su un numero dato e spesso ristretto di offerte, *repeated auctions*, in quanto ogni giorno le aste si ripetono sempre tra gli stessi concorrenti e con caratteristiche sostanzialmente simili. A queste complessità si sommano le varianti nazionali che riguardano i vincoli alla presentazione di offerte (continue o a gradini, singole o multiple, semplici o complesse, per singole ore o per blocchi) e la presenza o meno di più mercati in sequenza con le relative possibilità di arbitraggio. Alcune di queste tematiche sono discusse in Fabra-Von der Fehr-Harbord (2002).

47 Una rassegna completa dei dati e degli indici utilizzati dalle *Market Monitoring Unit* dei principali mercati gestiti da ISO è disponibile nell'appendice A di Twomey-Green-Neuhoff-Newberry (2005).

48 Ciò corrisponde a modelli di mercato basati su offerte orarie in cui l'algoritmo del mercato risolve ogni ora come un mercato a sé stante. Questa rappresentazione è in effetti una semplificazione della realtà, in quanto i vincoli dinamici all'uso degli impianti (*start up*, *shut down*, *ramp rates*) e la forte variabilità oraria della domanda rendono interdipendenti tra di loro il comportamento di offerta di una stessa unità in diverse ore e quindi i relativi esiti di mercato. Ciò viene considerato nei *power pool* americani, che utilizzano offerte che specificano i suddetti vincoli intertemporali delle unità (c.d. offerte complesse), e in misura più semplificata nei mercati che utilizzano offerte multiorarie (c.d. offerte a blocchi) come EEX o Omel. In tal caso l'algoritmo del mercato deve risolvere congiuntamente il mercato delle 24 ore di una stessa giornata, in analogia a quanto avviene nei tradizionali modelli di dispacciamento ottimo. Tuttavia, se da un lato ciò semplifica la strategia di offerta degli operatori, che delegano al mercato il compito di definire un utilizzo ottimo delle singole unità di produzione, dall'altro rende estremamente complessa e poco trasparente l'interpretazione degli esiti del mercato. Il GME ha adottato una soluzione alternativa, basata sulla previsione di un Mercato di Aggiustamento (MA) a valle del MGP dove poter modificare i programmi definiti in esito al MGP, entrambi basati su offerte orarie e quindi estremamente trasparenti.

da riflettere il potenziale potere di mercato degli operatori e non il loro comportamento di offerta; l'energia offerta in vendita e/o quella venduta sul MGP riflette le strategie di offerta in termini di prezzi e quantità, per cui come tale viene utilizzata nella costruzione di indici ex-post; l'energia venduta accresciuta del margine di riserva e l'energia effettivamente prodotta valutano invece la dimensione del mercato considerando anche l'impatto sulla domanda della necessità del TSO di approvvigionarsi dei c.d. servizi ancillari (in particolare riserva e bilanciamento). Gli indicatori utilizzati nel capitolo 3.2.6 considerano come prodotto di riferimento l'energia offerta e/o venduta sul MGP.

- La dimensione geografica del mercato rilevante è l'elemento più complesso da definire, in quanto variabile ora per ora in funzione dei fenomeni di congestione. All'interno di un mercato zonale, in ogni ora i mercati rilevanti sono tanti quante le "zone di mercato", ovvero gli insiemi di zone elementari caratterizzate dallo stesso prezzo di equilibrio in quanto non separate da congestioni. Questa definizione solleva tuttavia un problema di ordine pratico, in quanto tali configurazioni sono estremamente numerose e fortemente variabili da ora ad ora, il che rende difficile un'analisi dell'evoluzione nel tempo degli indici di concentrazione.<sup>49</sup> Per tale motivo il GME e l'AEEG hanno adottato fin dal 2004 una definizione "semplificata" di mercato rilevante basata sulle c.d. "macrozone", ovvero aggregati fissi di zone elementari all'interno dei quali le congestioni risultano statisticamente poco significative e quindi i prezzi medi molto simili.<sup>50</sup> L'analisi condotta sulla frequenza delle congestioni tra zone, da un lato conferma la validità di questa rappresentazione, in quanto queste quattro zone di mercato sono le più rilevanti in termini di frequenza rappresentando complessivamente il 52% delle zone di mercato registrate,<sup>51</sup> dall'altro evidenzia come in alcuni casi tale rappresentazione sottostimi la dimensione del mercato rilevante "ex post", che risulta più aggregato rispetto alla rappresentazione macrozonale (per es. l'Italia risulta indivisa nel 10% delle ore e si separa dalla sola Sicilia in un altro 10% di casi, prevalentemente nelle ore fuori picco e festive in cui la domanda è più bassa e quindi le congestioni più rare) (Tabella I). Tale maggiore aggregazione comporta che il prezzo di ciascuna macrozona, così come il livello di concentrazione e il potere di mercato, è spesso influenzato da quello di un'altra macrozona: in particolare il prezzo di ciascuna macrozona è sovente determinato da altre macrozone, con valori che variano tra il 44% e il 48% dei volumi nelle diverse macrozone, fino a toccare un massimo del 72% nella MzSardegna (Tabella II). Inoltre gli indici calcolati per la zona di mercato Continente+MzSardegna nelle ore in cui questa si determina, risultano mediamente inferiori a quelli calcolati nelle stesse ore per la MzNord, la MzSud e la MzSardegna, così come gli indici calcolati per la zona di mercato Sistema Italia risultano mediamente inferiori a quelli calcolati nelle stesse ore per le quattro macrozone (Tabella II). E' quindi evidente che l'utilizzo delle macrozone in luogo delle zone di mercato sovrastima il livello di concentrazione in tutte le ore caratterizzate da un alto livello di integrazione, in virtù della maggior ampiezza del mercato ed in particolare esteso alle zone estere nel caso della zona di mercati "Sistema Italia". Allo stesso modo appare evidente che gli indici relativi alle zone di mercato sarebbero correttamente applicabili solo nel sottoinsieme di ore in cui si determinano, che può essere non solo molto ridotto (nel migliore dei casi raggiunge il 24%) ma può anche appartenere a periodi differenti, in quanto zone di mercato più grandi riflettono un'assenza di congestioni che tipicamente si registra nelle ore di bassa domanda (Tabella III). Di conseguenza un'analisi che voglia estendersi a tutte le ore e che possa quindi comparare anni diversi per valutare i trend di evoluzione difficilmente può affrancarsi dal concetto di macrozona.

49 Tale definizione solleva anche un problema metodologico in quanto è una definizione "ex post", essendo le zone di mercato un risultato endogeno del mercato e come tale in linea di principio non adatta a misurare il potenziale per l'esercizio del potere di mercato, per sua natura ex ante. Una definizione geografica ex ante del mercato rilevante potrebbe basarsi sulle zone di mercato che deriverebbero da offerte competitive allineate ai costi marginali e quindi di fatto dai differenziali di costo tra le zone. Una soluzione più corretta ma più complessa richiederebbe di definire le zone di mercato come esito della strategia di offerta ottimale degli operatori, stanti i dati di domanda e offerta del mercato.

50 Nello specifico le macrozone utilizzate, in sintonia con quanto stabilito nella delibera 50/05 dell'AEEG, sono la MzNord (Nord, Monfalcone), la MzSud (Centro Nord, Centro Sud, Sud, Calabria, Brindisi, Foggia, Rossano), la MzSicilia (Sicilia, Priolo) e la MzSardegna (Sardegna).

51 Ciò non accade per la MzSud in quanto, essendo questa la zona di connessione delle altre tre macrozone, risulta di volta in volta isolata o aggregata alle altre macrozone.

Tabella I Frequenza delle diverse zone di mercato <sup>52</sup>

Zone di mercato	Totale		Picco		Fuori picco		Festivo	
	Ore	Volumi	Ore	Volumi	Ore	Volumi	Ore	Volumi
<b>Mz Sicilia</b>	<b>24%</b>	<b>3%</b>	<b>22%</b>	<b>3%</b>	<b>26%</b>	<b>3%</b>	<b>24%</b>	<b>3%</b>
<b>Mz Nord</b>	<b>15%</b>	<b>22%</b>	<b>20%</b>	<b>31%</b>	<b>11%</b>	<b>15%</b>	<b>13%</b>	<b>16%</b>
<b>Mz Sardegna</b>	<b>11%</b>	<b>1%</b>	<b>13%</b>	<b>1%</b>	<b>10%</b>	<b>1%</b>	<b>10%</b>	<b>1%</b>
CONTINENTE+Mz Sardegna	10%	21%	6%	14%	14%	26%	12%	24%
ITALIA	10%	20%	4%	10%	14%	28%	12%	25%
Altro	9%	8%	10%	9%	8%	7%	11%	9%
Mz Sud+Mz Sardegna	6%	5%	7%	6%	5%	4%	5%	4%
Mz Sud+Mz Sardegna+Mz Sicilia	5%	4%	6%	6%	4%	3%	4%	3%
CONTINENTE	4%	8%	4%	9%	4%	8%	4%	7%
CONTINENTE+Mz Sicilia	2%	5%	2%	5%	2%	5%	3%	5%
<b>Mz Sud</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>2%</b>	<b>2%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>	<b>1%</b>
Mz Sud+Mz Sicilia	1%	1%	2%	2%	1%	1%	1%	1%
<b>Totale</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>
<b>Macrozone</b>	<b>24%</b>	<b>26%</b>	<b>28%</b>	<b>31%</b>	<b>20%</b>	<b>22%</b>	<b>23%</b>	<b>23%</b>

il dato è calcolato prescindendo dal comportamento delle zone estere e dei poli di produzione limitata

Tabella II Quota dei volumi venduti sui quali ciascuna macrozona (righe) fissa il prezzo per altre macrozone (colonne)

Zona price maker	Zona price taker				
	Mz Nord	Mz Sud	Mz Sicilia	Mz Sardegna	Totale
<b>Mz Estero</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>2%</b>
Picco	4%	0%	0%	0%	2%
Fuori picco	2%	1%	1%	1%	2%
Festivo	2%	1%	0%	0%	1%
<b>Mz Nord</b>	<b>66%</b>	<b>28%</b>	<b>11%</b>	<b>23%</b>	<b>47%</b>
Picco	72%	22%	7%	15%	49%
Fuori picco	60%	33%	14%	28%	45%
Festivo	62%	32%	13%	28%	45%
<b>Mz Sud</b>	<b>27%</b>	<b>62%</b>	<b>24%</b>	<b>44%</b>	<b>40%</b>
Picco	22%	68%	25%	46%	39%
Fuori picco	32%	56%	21%	43%	40%
Festivo	31%	60%	25%	44%	42%
<b>Mz Sicilia</b>	<b>3%</b>	<b>7%</b>	<b>65%</b>	<b>5%</b>	<b>9%</b>
Picco	1%	6%	67%	4%	7%
Fuori picco	5%	8%	64%	6%	10%
Festivo	3%	6%	62%	4%	9%
<b>Mz Sardegna</b>	<b>1%</b>	<b>3%</b>	<b>1%</b>	<b>28%</b>	<b>3%</b>
Picco	1%	3%	1%	36%	3%
Fuori picco	1%	3%	1%	23%	3%
Festivo	2%	2%	1%	24%	3%

Tabella III Valore dell'HHI al variare della definizione del mercato rilevante

Zona di mercato	Aggregato predefinito di zone				
	HHI				
	ZdM	Mz Nord	Mz Sud	Mz Sici	Mz Sard
Mz Sicilia	3.519	1.351	2.061	3.670	3.193
Mz Nord	1.059	1.314	1.975	3.670	3.160
Mz Sardegna	3.168	1.370	2.050	3.678	3.168
CONTINENTE+Mz Sardegna	1.295	1.382	2.119	3.648	3.241
SISTEMA ITALIA	1.411	1.422	2.217	3.655	3.284
Altro	2.092	1.388	2.130	3.701	3.133
Mz Sud+Mz Sardegna	1.892	1.292	1.949	3.677	3.156
Mz Sud+Mz Sardegna+Mz Sicilia	2.083	1.313	1.988	3.629	3.166
CONTINENTE	1.289	1.364	2.081	3.662	3.182
CONTINENTE+Mz Sicilia	1.402	1.419	2.156	3.708	3.185
Mz Sud	1.910	1.315	1.916	3.754	3.170
Mz Sud+Mz Sicilia	2.112	1.356	1.956	3.714	3.171
<b>TOTALE</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>	<b>n.d.</b>

52 I dati in tabella trascurano l'eventuale separazione dei poli di produzione limitata, che non alterano sensibilmente gli indici di concentrazione in quanto interessa pochi MWh.

*Date queste premesse l'analisi condotta nel capitolo 3.2.6 si basa su quattro indici: quote di mercato, indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI), indice di operatore residuale (IOR), indice di operatore marginale (IOM), per la cui descrizione dettagliata si rinvia alla nota metodologica.*

### 3.2.6 Concentrazione e potere di mercato

L'entrata in funzione nel corso del 2007 di nuova capacità per circa 5.000 MVA, nonché la sua collocazione preferenziale nella MzNord per il 60% (Cfr. capitolo 3.2.4.4), hanno avuto l'effetto di rafforzare il processo di riduzione della concentrazione in corso dal 2004, determinando una struttura di mercato sufficientemente concorrenziale nella MzNord e riducendo drasticamente la possibilità di esercitare potere di mercato nella MzSud, dove pure restano elevati il potere di determinazione del prezzo e la quota di mercato non contendibile. Risultano trascurabili, invece, le variazioni sulle isole, la cui ridotta integrazione fisica col resto del mercato e la ristretta dimensione interna hanno impedito una crescita del parco e quindi una variazione significativa dei livelli di concentrazione dell'offerta.

---

#### SISTEMA ITALIA

---

A livello nazionale (escludendo quindi l'estero) in quattro anni la quota di mercato cumulata degli operatori diversi dai primi quattro è sempre salita, fin quasi a raddoppiare, raggiungendo il 33% e superando per la prima volta la quota dell'operatore "A", passata nello stesso quadriennio dal 43% al 31%. Tali variazioni hanno inciso sensibilmente sulla quota di mercato complessivamente non contendibile ( $IOR_Q$ ), che nel quadriennio è scesa dal 33% al 20%, con un *trend* di intensità crescente anno dopo anno.

Lo stesso processo ha indotto riduzioni sensibili anche sul potere di determinazione del prezzo dell'operatore "A" (IOM), che pur restando intorno all'80% ha esibito una diminuzione netta di 10 p.p. rispetto al 2005 e al 2006, nonché sulla percentuale di determinazione del prezzo da parte dei cicli combinati (l'ITM degli impianti CCGT), che è cresciuta in un anno dal 20% al 28%. Il quadro della concentrazione e i *trend* di variazione sono tuttavia ampiamente diversificati nelle varie macrozone, suggerendo prospettive di sviluppo differenziate.

---

#### MzNORD

---

La MzNord si conferma per il quarto anno l'unica caratterizzata da una struttura di mercato relativamente concorrenziale, evidenziando un *trend* di miglioramento ormai ridotto e concentrato soprattutto sul margine della curva di offerta. In particolare l'HHI calcolato sulle vendite risulta stabile dal 2005, anno della prima massiccia entrata in operatività di nuova capacità, con valori mediamente prossimi a 1.400 su base annua e sempre compresi nel *range* 1.000-1.800 che caratterizza i mercati quasi competitivi. Tale dato riflette soprattutto l'elevato valore in quest'area della quota di mercato dell'operatore "Altri", prossima al 40% e largamente superiore a quella dell'operatore "A" (27%). L'alto numero di ore in cui almeno un operatore è stato necessario ( $IOR_h$ ), pari al 77%, segnala che il potere di mercato nella macrozona è ancora significativo, tuttavia tale valore ha esibito un calo sui quattro anni di 21 p.p. e si esplica ormai su una quota di mercato non contendibile del 13% che in quattro anni si è praticamente dimezzata, concentrandosi soprattutto nelle ore di picco e scendendo sotto il 7% nelle altre. Il dato più interessante è però la progressiva erosione del potere di determinazione del prezzo del-

l'operatore "A" (IOM), che pure attestandosi ad un elevato 72%, ha evidenziato un rimarchevole calo di 16 p.p. solo nell'ultimo anno, risultando più basso nelle ore di picco (67%), nel qual caso la diminuzione tendenziale arriva a 25 p.p.

E' interessante rilevare l'estrema sensibilità dello IOM al volume delle vendite, come dimostra il suo crollo sotto il 50% a giugno e sotto il 60% a ottobre, in corrispondenza delle restrizioni sul transito Nord-CentroNord che hanno indotto prezzi particolarmente bassi nella zona Nord. Tali fenomeni riflettono l'impatto del massiccio ingresso sul mercato di nuovi concorrenti dotati di impianti a ciclo combinato, il cui progressivo spostamento al margine è rispecchiato dall'incremento dell'ITM del ciclo combinato al 31%, e lascia intravedere per il futuro un *trend* di ulteriore riduzione della possibilità di esercitare potere di mercato al margine in questa macrozona.

---

#### MzSud

Al contrario di quanto registrato nella MzNord, la MzSud si caratterizza per livelli della concentrazione ancora elevati, ma interessati da un forte *trend* di riduzione che coinvolge più la base che il margine della curva di offerta. Nel corso dei quattro anni, infatti, la quota cumulata degli operatori minori è cresciuta dal 6% al 31%, risultando di poco inferiore al 34% che caratterizza l'operatore "A".

Tale variazione ha avuto effetti evidenti sia sull'HHI calcolato sulle quantità offerte che su quello relativo alle vendite: il primo, pur restando il più alto a livello nazionale, con un valore superiore a 3.600, in quattro anni è sceso del 37%; il secondo è invece risultato il migliore dopo quello della MzNord, attestandosi a quota 2.091, con una riduzione del 53% in quattro anni e scendendo sotto quota 1.800 nel 31% delle ore contro l'1% dell'anno precedente. Dato l'elevato livello di partenza della concentrazione, gli effetti della nuova entrata si sono sentiti in misura più ridotta sugli indici di residualità: nonostante una vistosa contrazione di 27 p.p. in un quadriennio della quota di mercato non contendibile, questa rimane la più alta tra le macrozone (31%) e comporta la presenza di almeno un operatore necessario in tutte le ore dell'anno. Analogamente anche il potere di determinazione del prezzo dell'operatore "A" (IOM) si mantiene stabile su livelli decisamente alti (92%), nonostante la crescita dell'ITM del ciclo combinato dal 13% del 2006 al 23% del 2007. In questo caso il *trend* di riduzione sulla serie mensile è evidente ma meno marcato che altrove.

---

#### MzSICILIA

Nella MzSicilia i vincoli imposti al rinnovamento del parco dai limiti di domanda interna e di interconnessione con il continente provocano livelli elevati di concentrazione, in considerazione del sostanziale "tripolio" nell'offerta, che tendono a stabilizzarsi nel tempo a meno di variazioni esogene temporanee legate a interventi sugli impianti o sulle reti. Così la quota dell'operatore "A" risulta qui massima (52%) e in crescita, inducendo valori dell'HHI stabili nel corso degli anni a livelli molto elevati (3.500-4.000); la percentuale di ore in cui almeno un operatore è stato necessario è calata di 9 p.p. risultando pari all'87%. La quota di mercato non contendibile è comunque scesa (-15 p.p.) attestandosi al 20%, mentre lo IOM dell'operatore "A" è calato di 7 p.p. portandosi al 79% e l'ITM del ciclo combinato è stato pari al 27%.

In particolare la MzSicilia si connota per valori dello IOM estremamente volatili, arrivati a scendere anche sotto il 45% nel mese di novembre, in corrispondenza dell'inibizione del transito con il continente.

## MzSARDEGNA

La condizione della MzSardegna è molto simile a quella della MzSicilia, con la differenza che in questi anni non sono intervenute modifiche sensibili, rendendo assolutamente statico il quadro evolutivo della concentrazione. La quota dell'operatore "A" è quindi rimasta sostanzialmente stabile al 26%, con un peso degli operatori minori prossimo al 6% e l'HHI è rimasto statico sia rispetto alle quantità offerte che a quelle vendute, attestandosi in entrambi i casi su valori prossimi a 3.200. Per contro gli indici di residualità segnalano nei quattro anni un aumento sia delle ore in cui almeno un operatore è risultato necessario (95%; +10 p.p.) sia della quota di mercato non contendibile (21%; +2 p.p.). Lo stesso IOM dell'operatore "A", dopo essere raddoppiato nel 2005, si è stabilizzato intorno all'83%, con sporadiche riduzioni a livelli prossimi al 70% nei mesi di inibizione dei transiti con il continente. L'unico segnale evidente di evoluzione è quindi rappresentato dalla crescita dell'ITM del ciclo combinato, che ha raggiunto il 19% con una crescita di 8 p.p. rispetto al 2006.

Tab. 3.21 Quote di mercato per operatore sulle quantità vendute

Operatore	Anno	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Italia
A	2007	27%	34%	52%	26%	31%
	2006	25%	44%	57%	25%	34%
	2005	28%	52%	53%	24%	38%
	2004	34%	60%	48%	30%	43%
B	2007	11%	1%	0%	34%	8%
	2006	13%	2%	0%	34%	9%
	2005	13%	2%	1%	33%	9%
	2004	11%	2%	1%	30%	8%
C	2007	13%	11%	7%	0%	11%
	2006	12%	9%	7%	0%	10%
	2005	11%	4%	8%	0%	8%
	2004	11%	3%	11%	0%	8%
GSE	2007	9%	23%	26%	35%	16%
	2006	10%	24%	26%	36%	17%
	2005	13%	28%	28%	39%	20%
	2004	15%	30%	29%	37%	22%
ALTRI	2007	40%	31%	15%	6%	33%
	2006	40%	21%	10%	6%	29%
	2005	36%	14%	11%	4%	25%
	2004	29%	6%	11%	2%	18%

Fig. 3.27 HHI medio annuale sulle quantità offerte

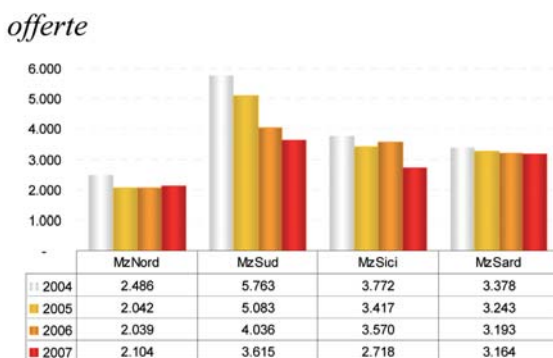


Fig. 3.28 HHI medio annuale sulle quantità vendute

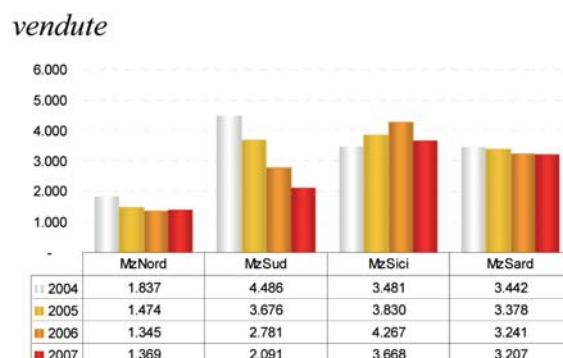




Fig. 3.29 HHI medio mensile sulle quantità offerte

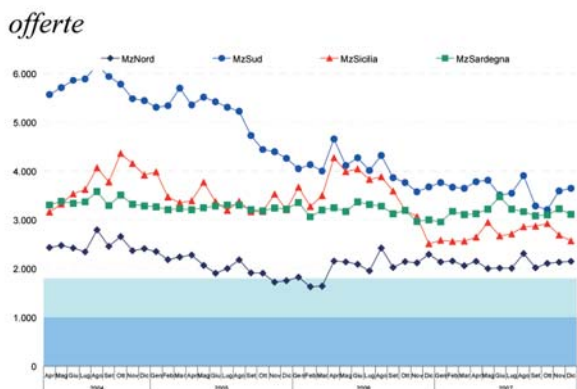


Fig. 3.30 HHI medio mensile sulle quantità vendute

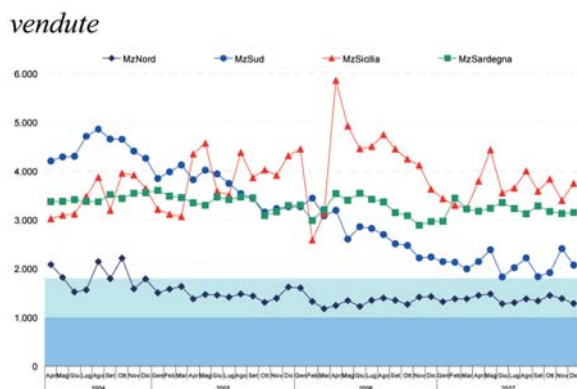


Fig. 3.31 Indice di operatore residuale annuale sulle quantità e sulle ore (IOR)

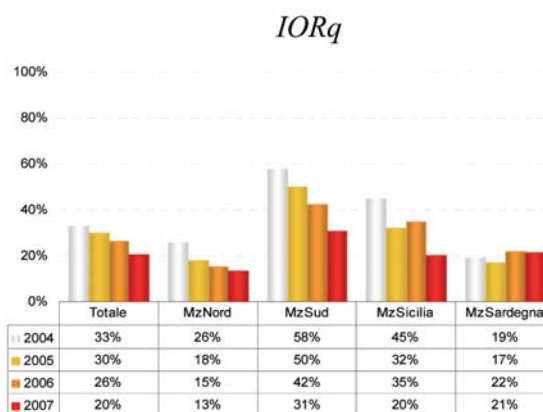
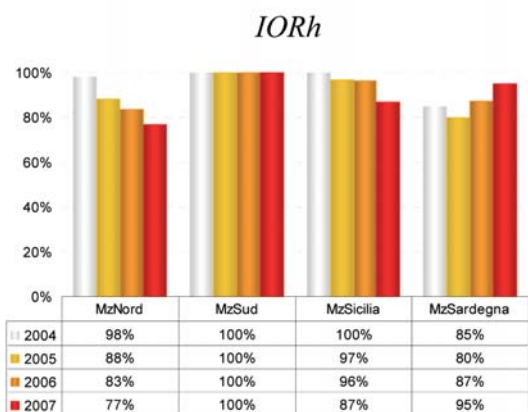


Fig. 3.32 Indice di operatore residuale mensile sulle quantità e sulle ore (IOR)

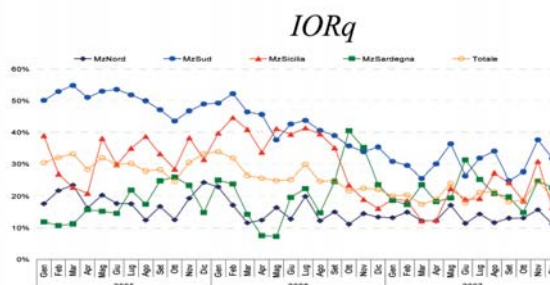
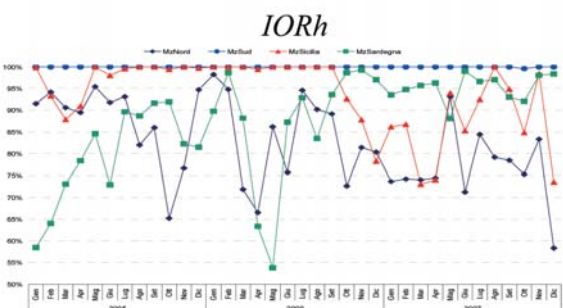




Fig. 3.33 Indice di operatore marginale annuale e mensile (IOMa)

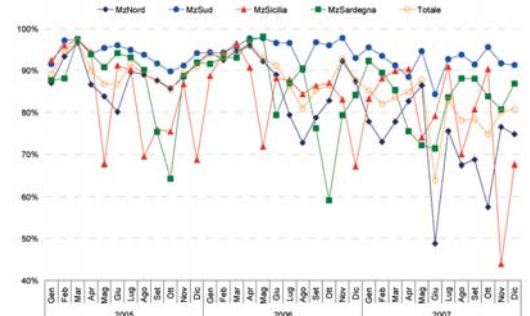
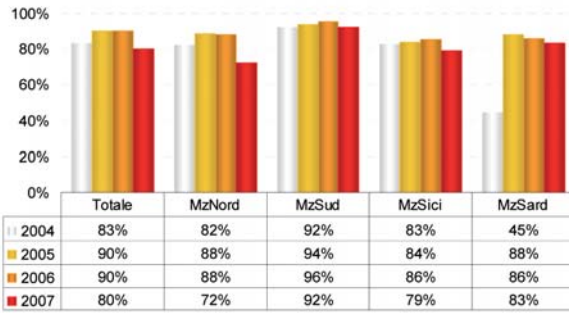


Fig. 3.34 Indice di tecnologia marginale annuale del ciclo combinato (ITM)

ITM - Mz Italia



ITM - Mz Nord



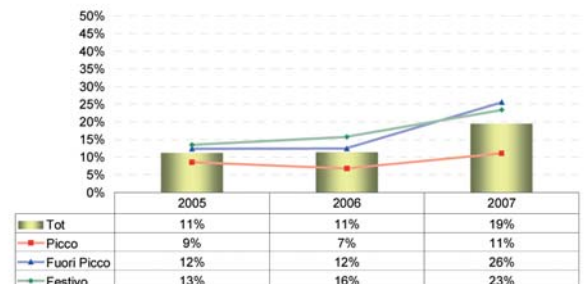
ITM - Mz Sud



ITM - Mz Sicilia



ITM - Mz Sardegna



### 3.2.7 Il primo trimestre del 2008

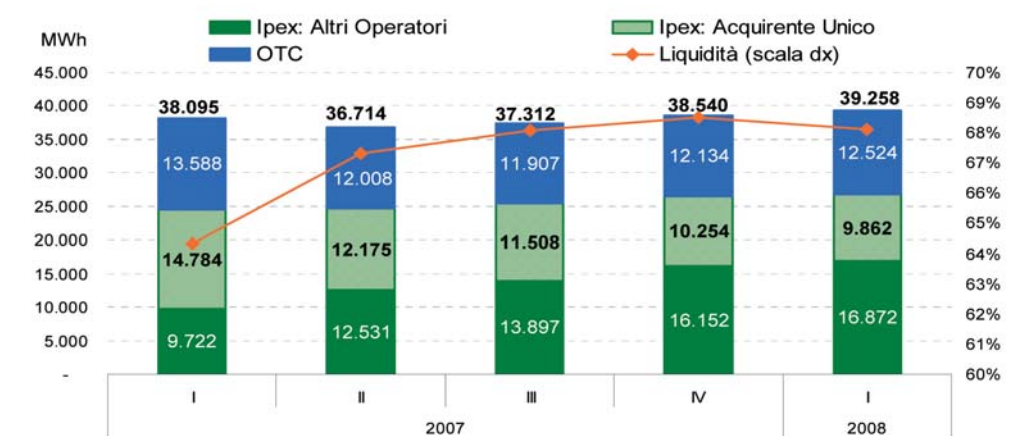
Il primo trimestre del 2008 consolida le tendenze già emerse nel corso del 2007, con particolare riferimento alla crescita della liquidità di borsa, all'aumento tendenziale del Pun, alla riduzione della differenza di prezzo tra zone e alla forte diminuzione della concentrazione.

La liquidità si è confermata a livelli molto sostenuti, attestandosi al 68,1%, con un incremento tendenziale di 3,8 p.p., più che proporzionale rispetto alla crescita della domanda complessiva (+3,1%). Ciò riflette non solo un forte aumento dei volumi scambiati in borsa rispetto a un anno fa (+9,1%), ma soprattutto conferma il crescente ricorso alla borsa da parte degli operatori diversi dall'AU, i cui acquisti sono cresciuti del 73,5% (Tab. 3.22, Fig. 3.35).

Tab. 3.22 Volumi e liquidità trimestrali

	Volumi medi orari. MWh												Liquidità
	Offerti			Vendite / Acquisti			Vendite		Acquisti		Import netto	Non Venduti	
	Totale	Nazionale	Estero	Sistema Italia	Borsa	Bilaterali	Produzione	Import	Nazionali	Export			
I trimestre 2007	56.071	48.969	7.102	38.095	24.507	13.588	31.611	6.484	37.796	299	6.184	17.976	64,3%
IV trimestre 2007	55.694	49.625	6.069	38.540	26.406	12.134	33.095	5.444	37.727	813	4.632	17.154	68,5%
I trimestre 2008	59.009	52.663	6.347	39.258	26.733	12.524	33.482	5.776	38.375	883	4.893	19.751	68,1%
Variazione congiunturale	3.316 6,0%	3.038 6,1%	278 4,6%	718 1,9%	328 1,2%	390 3,2%	387 1,2%	332 6,1%	648 1,7%	71 8,7%	261 5,6%	2.597 15,1%	-0,4 p.p.
Variazione tendenziale	2.938 5,2%	3.693 7,5%	-755 -10,6%	1.163 3,1%	2.227 9,1%	-1.064 -7,8%	1.870 5,9%	-707 -10,9%	579 1,5%	584 195,0%	-1.291 -20,9%	1.775 9,9%	3,8 p.p.

Fig. 3.35 Volumi e liquidità di borsa trimestrali



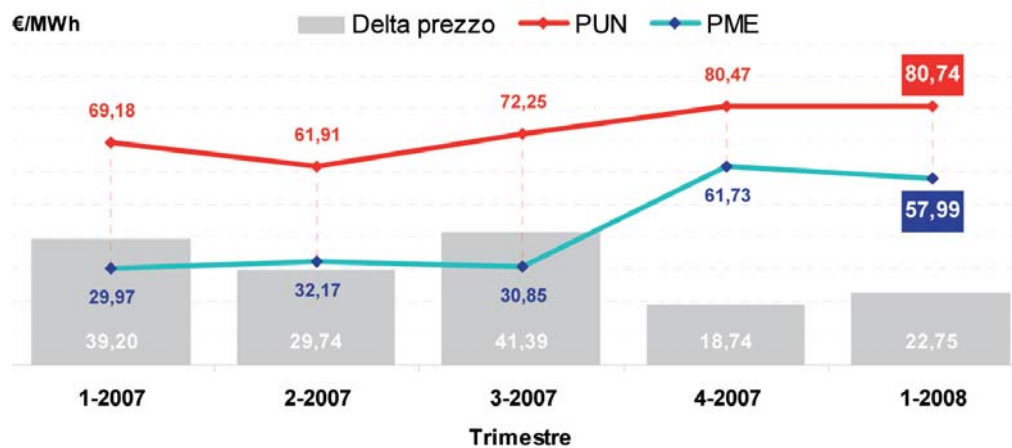
Il Pun si è assestato a 80,74 €/MWh, un valore in linea con quello dell'ultimo trimestre del 2007 (+0,3%), ma in sensibile rialzo rispetto al corrispondente periodo dello scorso anno (+16,7%). Tale ripresa è coincisa con un'analogha tendenza della domanda complessiva (+1,9% su base congiunturale, +3,1% su base tendenziale) e con un ancor più marcato incremento dell'offerta (+6,0% congiunturale, +5,2% tendenziale). Nello stesso periodo si è registrato un aumento congiunturale (+21,4%) della differenza di prezzo tra Pun e PME, pari nel trimestre in questione a 22,75 €/MWh; il dato sconta la riduzione congiunturale (-6,1%) del PME, che si è attestato a 57,99 €/MWh. Rispetto a un anno fa,

tuttavia, si evidenzia una forte ripresa del PME (+93,5%) e la conseguente diminuzione a livello tendenziale della differenza con il Pun (-42,0%). Tali variazioni sono alla base sia della crescita congiunturale dell'import netto, vicino a 5.000 MW (+5,6%) che della sua drastica riduzione tendenziale (-20,9%) (Tab. 3.22 e 3.23, Fig. 3.36).

Tab. 3.23 Prezzi trimestrali

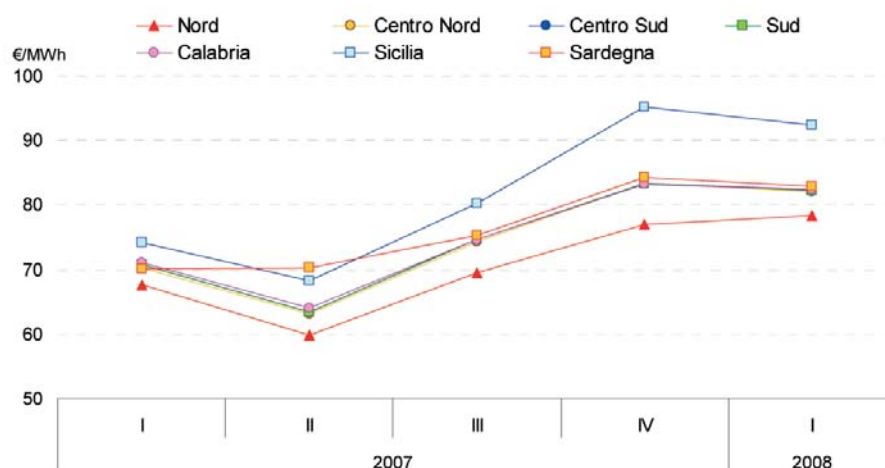
€/MWh	Pun	PME	Pun-PME	Nord	Centro-Nord	Centro-Sud	Sud	Calabria	Sardegna	Sicilia
I trimestre 2007	69,18	29,97	39,20	67,59	70,26	70,74	70,74	71,05	70,15	74,18
IV trimestre 2007	80,47	61,73	18,74	76,96	83,35	83,29	83,29	83,14	84,21	95,21
I trimestre 2008	80,74	57,99	22,75	78,36	82,12	82,33	82,20	82,32	82,89	92,31
Variazione congiunturale	0,27 0,3%	-3,73 -6,1%	4,01 21,4%	1,40 1,8%	-1,23 -1,5%	-0,96 -1,2%	-1,09 -1,3%	-0,82 -1,0%	-1,32 -1,6%	-2,90 -3,0%
Variazione tendenziale	11,57 16,7%	28,02 93,5%	-16,45 -42,0%	10,77 15,9%	11,86 16,9%	11,59 16,4%	11,46 16,2%	11,27 15,9%	12,74 18,2%	18,12 24,4%

Fig. 3.36 Andamenti trimestrali di Pun e PME



Il primo trimestre del 2008 si segnala inoltre per una crescita tendenziale della differenza tra i prezzi zonali, prossima ai 14 €/MWh rispetto ad un livello inferiore ai 7 €/MWh dello stesso periodo dello scorso anno. Tale fenomeno riflette una notevole variabilità dei tassi di crescita dei prezzi trimestrali. A fronte di un incremento più contenuto registrato al Nord (+15,9%), che si è conferma la zona con prezzi più bassi (78,36 €/MWh), oltre che nelle altre zone continentali e nella Sardegna (+17% circa) attestate tra gli 82-83 €/MWh, la Sicilia ha evidenziato aumenti cospicui (+24,4%) risultando ancora una volta la zona con prezzi più elevati (92,31 €/MWh). Anche nel 2008 si manifesta l'accentuata diversità dei dati siciliani rispetto al resto del sistema (Tab. 3.23, Fig. 3.37).

Fig. 3.37 Prezzi zionali trimestrali



Infine vengono accentuati i segnali di riduzione del potere di mercato nelle diverse macrozone. Nonostante la concentrazione misurata dall'HHI risulti in calo soltanto nella MzSud, infatti, si assiste ad una riduzione del potere di determinazione del prezzo (IOM) e della quota di mercato non contendibile (IOR<sub>q</sub>) di portata molto rilevante sia su base congiunturale che tendenziale. In particolare lo IOM è risultato ovunque inferiore al 73%, toccando quota 60% nella MzNord con una riduzione congiunturale di 10 p.p. e una tendenziale di 17 p.p., mentre lo IOR<sub>q</sub> si è attestato ovunque sotto il 14% ad eccezione della MzSud dove ha toccato il 25%, mostrandosi comunque in forte calo (Tab. 3.24).

Tab. 3.24 Indici di concentrazione trimestrali

	Quote di Mercato (A)			HHI Vendite			IOM (A)			IOR <sub>q</sub> (A)		
	I Trim 08	Delta cong.	Delta tend.	I Trim 08	Delta cong.	Delta tend.	I Trim 08	Delta cong.	Delta tend.	I Trim 08	Delta cong.	Delta tend.
Mz Nord	28%	0,4	1,6	1.474	7%	8%	60%	-10,2	-16,7	12%	-0,9	-1,0
Mz Sud	26%	0,7	2,8	1.939	-9%	-7%	73%	-19,7	-20,3	25%	-7,0	-3,2
Mz Sicilia	53%	1,1	5,3	3.916	7%	18%	72%	4,4	-15,1	14%	-7,8	-2,7
Mz Sardegna	30%	-5,6	-3,0	3.390	8%	6%	69%	-15,0	-20,3	9%	-11,8	-11,2
Italia	29%	-1,3	1,8	nd	nd	nd	66%	-12,9	-17,9	17%	-4,1	-2,2

### 3.3 Il Mercato di Aggiustamento (MA)

Il Mercato di Aggiustamento è un mercato finalizzato alla modifica dei programmi definiti in esito al MGP. Anche nel 2007 la partecipazione al MA è stata permessa ai soli titolari di punti di immissione o misti; il MA si qualifica, quindi, come un mercato residuale in termini di volumi e senza impatto economico sui consumatori.

#### 3.3.1 Prezzi

Nel 2007 il prezzo medio ponderato per gli acquisti è stato pari a 69,36 €/MWh, in calo di 6,21 €/MWh (-8,2%) rispetto all'anno 2006 (Tab. 3.25).

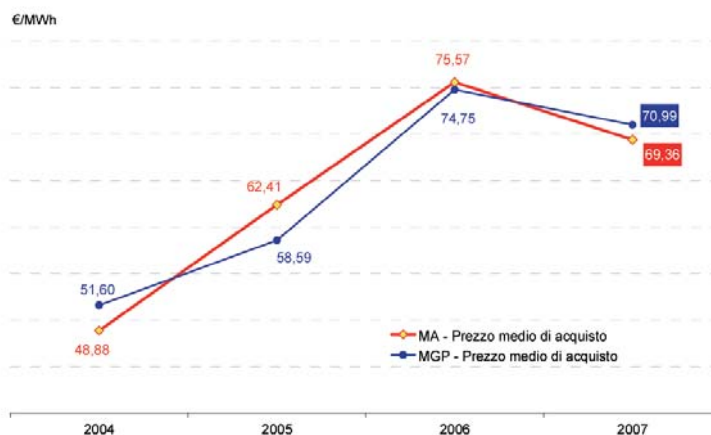
Tab. 3.25 Prezzo di acquisto su MA

€/MWh	2007				2006				%	Delta PUN
	Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh			
Totale	69,36	0,00	250,09	16,58	75,57	14,32	-6,21	-8,2%	-1,62	
Lavorativo	73,06	1,25	250,09	17,32	82,51	14,96	-9,45	-11,5%	-3,42	
Picco	94,52	20,10	250,09	24,40	108,08	19,89	-13,56	-12,6%	-10,38	
Fuori picco	45,32	1,25	195,82	10,24	53,33	10,02	-8,01	-15,0%	-2,75	
Festivo	57,61	0,00	214,93	14,87	59,37	13,10	-1,77	-3,0%	-0,97	

La flessione più marcata, in termini assoluti, è stata registrata nelle ore di picco (-13,56 €/MWh; -12,6%) in cui il prezzo si è attestato a 94,52 €/MWh, seguono le ore fuori picco dei giorni lavorativi (-8,01 €/MWh; -15,0%) e i giorni festivi (-1,77 €/MWh; -3,0%). La volatilità dei prezzi è invece aumentata dai 14,32 €/MWh del 2006 ai 16,58 €/MWh del 2007 facendo registrare il maggiore incremento nelle ore di picco.

Dall'avvio del mercato elettrico il prezzo medio di acquisto su MA ha seguito la stessa dinamica del prezzo medio (aritmetico) di acquisto su MGP (Pun). L'assenza di evidenti condizioni di arbitraggio tra i due mercati sembra suggerire che il MA venga utilizzato dagli operatori con finalità prevalentemente tecniche di gestione dei problemi di programmazione efficiente delle unità di produzione e non di carattere speculativo (Fig. 3.38).

Fig. 3.38 Prezzo di acquisto su MA



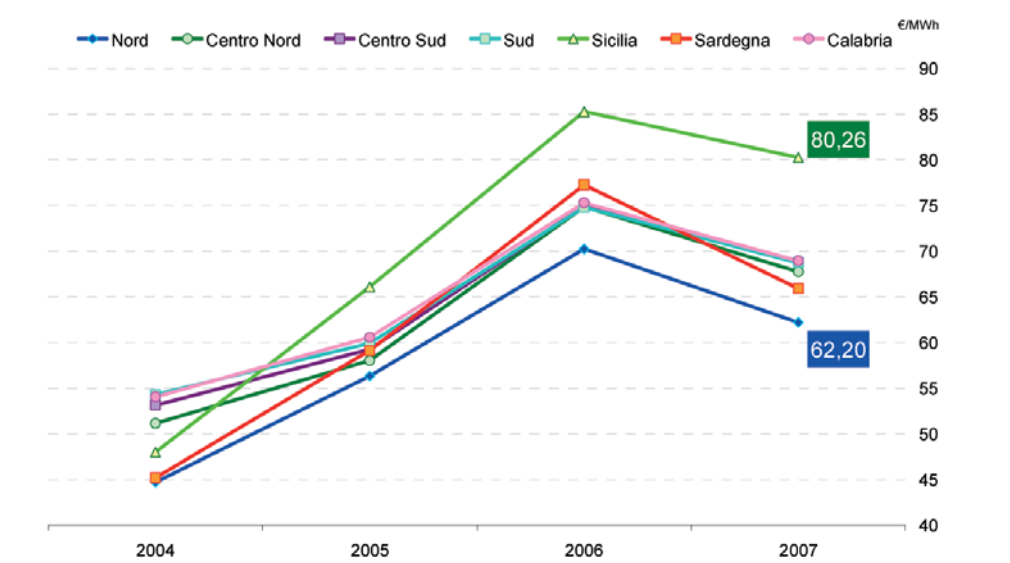
I prezzi medi zionali si sono attestati su tre livelli; in quello più basso la zona Nord con un valore pari a 62,20 €/MWh, in diminuzione di 8,04 €/MWh rispetto all'anno precedente (-11,4%). Nel secondo livello le altre zone continentali (tutte con prezzi prossimi ai 68 €/MWh) e la Sardegna (con 65,91 €/MWh). In questo gruppo le flessioni tendenziali variano dai 6 agli 11 €/MWh e in percentuale tra -8% e -15%. Nel livello più alto la Sicilia con 80,26 €/MWh e con la diminuzione tendenziale più contenuta (-5,02 €/MWh; -5,9%) (Tab. 3.26 e Fig. 3.39).

Tab. 3.26 Prezzi zionali su MA: sintesi annuale

€/MWh	2007				2006			
	Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	Var.assoluta	Var. %
NORD	62,20	0,00	250,00	16,84	70,24	14,36	-8,04	-11,4%
CENTRO NORD	67,76	0,00	250,00	17,97	74,88	15,71	-7,12	-9,5%
CENTRO SUD	68,77	0,00	250,00	18,55	74,94	15,84	-6,17	-8,2%
SUD	68,75	0,00	250,00	18,54	74,82	15,82	-6,07	-8,1%
CALABRIA	68,96	0,00	250,00	19,17	75,31	18,78	-6,35	-8,4%
SICILIA	80,26	0,00	500,00	25,49	85,28	25,97	-5,02	-5,9%
SARDEGNA	65,91	0,00	250,00	26,84	77,29	25,04	-11,37	-14,7%

L'indice di volatilità dei prezzi è stato più basso nelle zone continentali, con un minimo nel Nord (16,84 €/MWh), e maggiore nelle isole. In tutte le zone si è registrato un aumento della volatilità rispetto all'anno precedente, ad eccezione della Sicilia dove tale indicatore è rimasto invariato (Tab. 3.26). L'andamento annuale dei prezzi evidenzia che la Sicilia dal 2005 ha segnato quotazioni più alte di tutte le altre zone; il Nord, invece, nei quattro anni ha sempre registrato il prezzo più basso (Fig. 3.39).

Fig. 3.39 Prezzi zionali su MA



### 3.3.2 Volumi

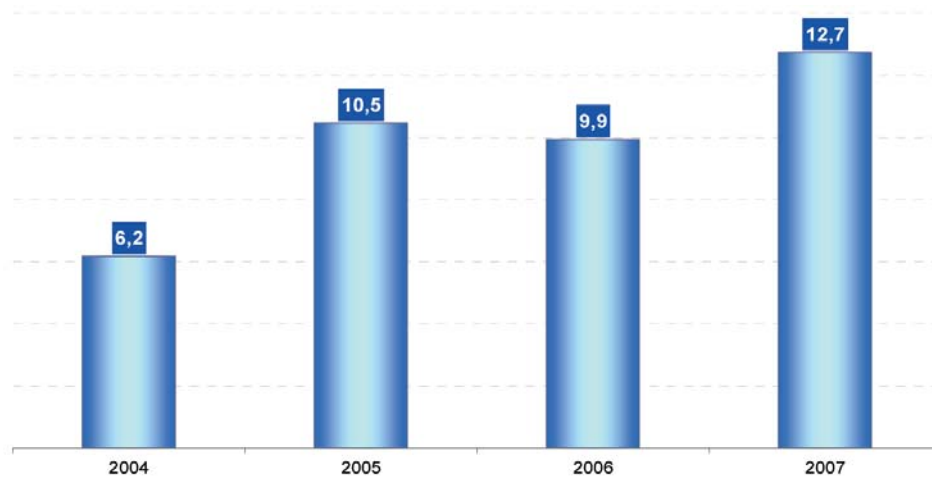
Nel 2007 i volumi complessivamente scambiati su MA sono stati pari a 12,7 milioni di MWh in forte aumento (+28,1%) rispetto all'anno precedente, e pari al 3,9% dei volumi scambiati sul MGP (avevano rappresentato il 3,0% nel 2006) (Tab. 3.27). L'andamento annuale dei volumi mostra la netta crescita nell'ultimo anno dopo il lieve calo registrato nel 2006 (Fig. 3.40).



Tab. 3.27 Volumi acquistati e venduti su MA

MWh	Vendite					Acquisti					Delta Media
	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	
MzNord	6.617.722	755	29,8%	52,0%	4,4%	8.029.713	917	57,6%	63,0%	4,5%	-161
MzSud	4.766.976	544	26,9%	37,4%	4,9%	3.359.886	384	-6,9%	26,4%	2,9%	161
MzSicilia	941.084	107	43,5%	7,4%	4,8%	839.783	96	17,3%	6,6%	4,2%	12
MzSardegna	410.428	47	-4,9%	3,2%	3,2%	342.140	39	7,8%	2,7%	2,8%	8
Italia	12.736.210	1.454	28,1%	100,0%	4,6%	12.571.521	1.435	29,1%	98,7%	3,9%	19
Esteri	0	0	-6,0%	0,0%	0,0%	164.688	19	-18,9%	1,3%	4,4%	-19
<b>Totale</b>	<b>12.736.210</b>	<b>1.454</b>	<b>28,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>12.736.210</b>	<b>1.454</b>	<b>28,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>0</b>

Fig. 3.40 Volumi scambiati su MA



A livello macrozonale, i volumi venduti sono aumentati in tutte le macro zone, con variazioni comprese tra il 26,9% della MzSud e il 43,5% della MzSicilia; fa eccezione la Sardegna che ha segnato una flessione del 4,9%. Il peso delle vendite nelle zone continentali (Nord e Sud) è rimasto stabile attorno al 90%, mentre il rapporto tra le vendite su MA e quelle su MGP in tutte le zone è variato tra il 3,2% della Sardegna e il 4,9% della MzSud.

I volumi acquistati sono aumentati su base annua in quasi tutte le zone e in maniera rilevante nella MzNord (+57,6%). Unica zona in controtendenza la MzSud che ha visto gli acquisti su MA ridursi del 6,9%. Nelle macrozone Nord e Sud si sono concentrati rispettivamente il 63,0% e il 26,4% dei volumi complessivamente acquistati. Quanto al rapporto tra acquisti su MA e acquisti su MGP, quello più alto si è registrato nella MzNord (4,5%) e il più basso nella MzSardegna (2,8%). L'energia scambiata su MA ha influito sulla dislocazione territoriale della produzione spostando, in media ogni ora, 161 MWh dalla MzNord al resto del Paese. Nel 2007 si sono registrati anche acquisti sulle zone estere, pari a 165 mila MWh, che hanno comportato una maggiore produzione media oraria nazionale di 19 MWh (Tab. 3.27).

L'analisi per tipologia di impianto evidenzia che gli scambi su MA hanno determinato complessivamente la sostituzione di produzione a gas (-259 mila MWh medi orari) con produzione da idrico (+210 mila MWh) e da altro termico (+67 mila MWh) (Fig. 3.41 e 3.42).



Fig. 3.41 Vendite e acquisti per tipologia di impianto su MA

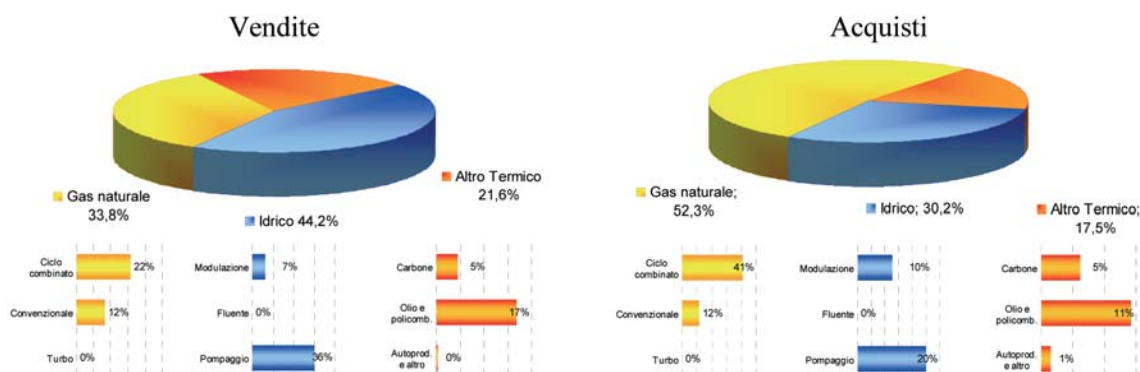
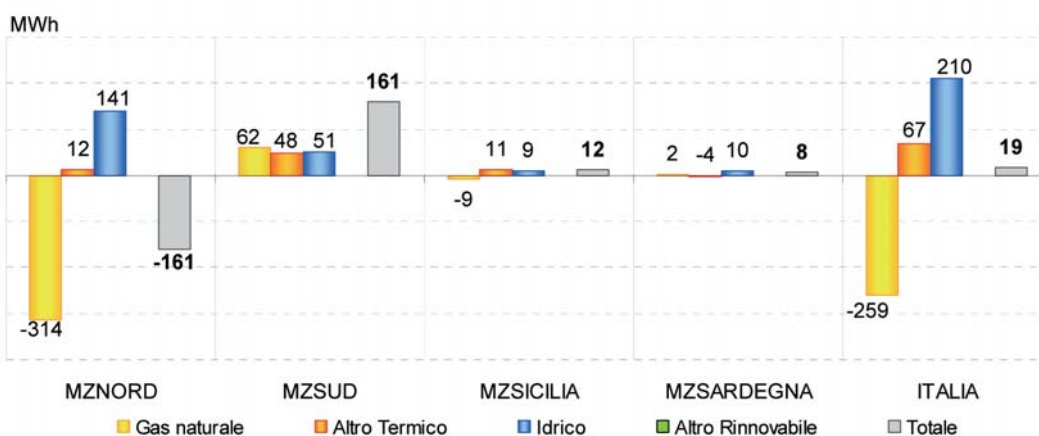


Fig. 3.42 Saldo vendite/acquisti per tipologia di impianto su MA: media oraria



### 3.4 Il Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD)

Il Mercato del Servizio di Dispacciamento è il mercato sul quale sono negoziate delle offerte di vendita e acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzate da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. L'attuale disegno del MSD non prevede un'esplicita articolazione del mercato sulla base dei suddetti servizi richiesti da Terna, e in particolare per le diverse tipologie di riserva. Il MSD restituisce invece solo due esiti distinti: 1) il primo (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna nel tempo reale ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Inoltre su tali mercati l'accettazione delle offerte non si basa esclusivamente sui prezzi, la domanda complessiva e i limiti di transito come avviene sul MGP e sul MA, bensì deve considerare anche le proprietà termodinamiche delle unità di produzione e quindi la loro idoneità a fornire gli specifici servizi richiesti da Terna. Per questi motivi, l'analisi dei dati nella disponibilità di GME non può che essere di natura prevalentemente descrittiva.

### 3.4.1 MSD ex ante

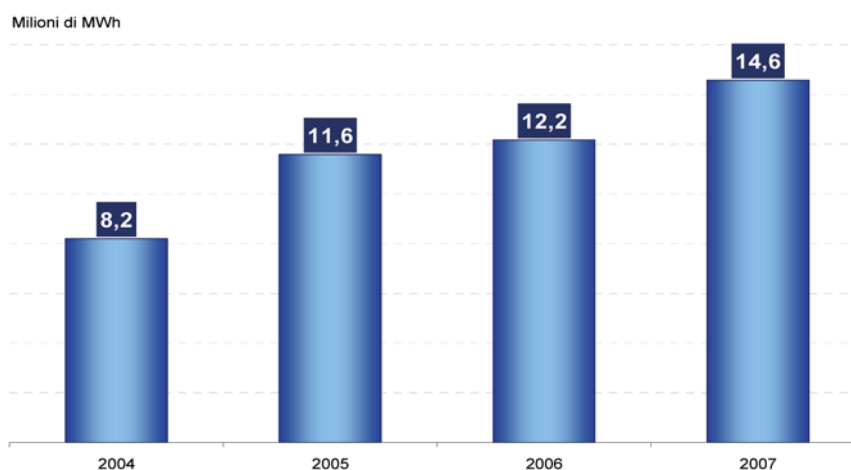
Nel 2007 su MSD ex ante a salire Terna ha acquistato 14,6 milioni di MWh (pari a 1.664 MWh in media oraria) in aumento del 19,8% rispetto al 2006 e pari al 4,4% degli acquisti su MGP (contro il 3,7% dell'anno precedente).

Tab. 3.28 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire

MWh	2007				2006				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	
MzNord	3.643.421	416	25,0%	2,0%	2.798.058	319	23,0%	1,6%	30,2%
MzSud	8.087.198	923	55,5%	7,1%	6.047.378	690	49,7%	5,4%	33,7%
MzSicilia	1.898.347	217	13,0%	9,5%	1.760.360	201	14,5%	8,8%	7,8%
MzSardegna	947.331	108	6,5%	7,6%	1.562.797	178	12,8%	7,8%	-39,4%
<b>Italia</b>	<b>14.576.298</b>	<b>1.664</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,4%</b>	<b>12.168.593</b>	<b>1.389</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,7%</b>	<b>19,8%</b>

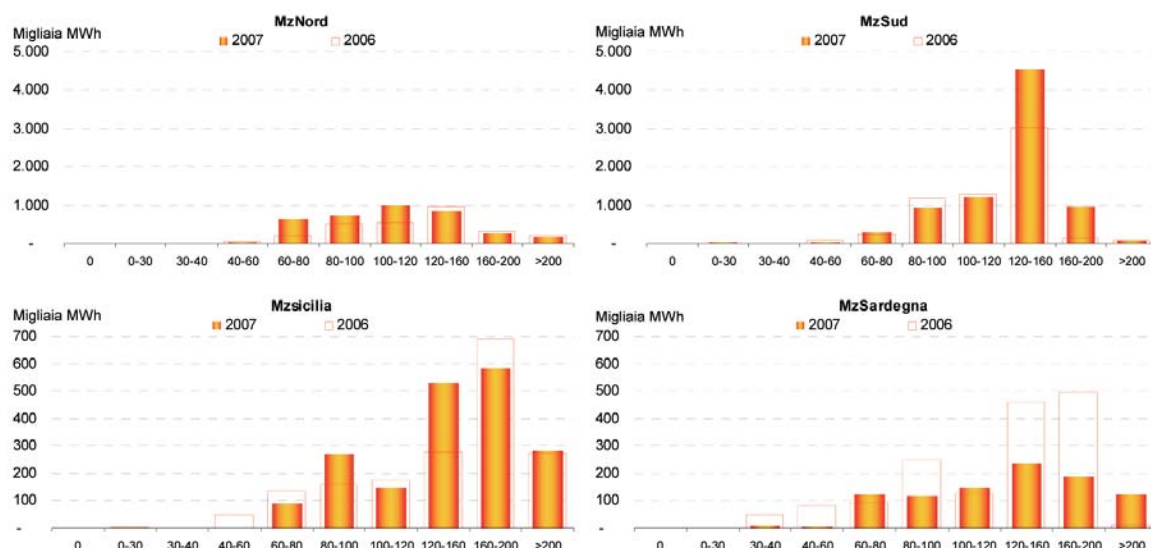
A livello macrozonale gli acquisti di Terna si sono significativamente diversificati tra zone continentali e insulari; in notevole crescita nelle prime, +33,7% nella MzSud e +30,2% nella MzNord, in più contenuto aumento in MzSicilia (+7,8%) e infine in forte calo in Sardegna (-39,4%). Quest'ultima ha dimezzato il proprio peso percentuale sul totale scambiato a vantaggio della MzSud. La quota degli acquisti su MSD in rapporto a quelli complessivi su MGP, è variata tra il 2,0% della MzNord e il 9,5% della MzSicilia (Tab. 3.28). L'andamento annuale dei volumi acquistati da Terna mostra una dinamica crescente già a partire dal 2005 con un'accelerazione nell'ultimo anno.

Fig. 3.43 Volumi scambiati su MSD ex ante a salire



La distribuzione dei volumi acquistati per classi di prezzo evidenzia nell'ultimo anno le seguenti tendenze: nella MzNord un aumento dei livelli nelle classi più basse (fino a 120 €/MWh), nella MzSud un aumento nelle classi più alte (maggiori di 120 €/MWh) e nella MzSardegna la riduzione dei volumi in tutte le classi di prezzo ad eccezione della più elevata (maggiore di 200 €/MWh) (Fig. 3.44).

Fig. 3.44 Volumi su MSD ex ante a salire per classe di prezzo



Nel 2007 su MSD ex ante a scendere Terna ha venduto 12,0 milioni di MWh (pari a una media oraria di 1.373 MWh) con una diminuzione del 15,8%. I volumi venduti su MSD hanno rappresentato il 3,6% di quelli scambiati su MGP (erano il 4,3% l'anno precedente).

Tab. 3.29 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere

MWh	2007				2006				Variazione
	Totale	Media % sul totale	% su MGP		Totale	Media	% sul totale	% su MGP	
MzNord	6.838.047	781	56,9%	3,8%	8.190.779	935	57,4%	4,6%	-16,5%
MzSud	3.480.871	397	28,9%	3,0%	3.825.879	437	26,8%	3,4%	-9,0%
MzSicilia	705.755	81	5,9%	3,5%	1.266.331	145	8,9%	6,3%	-44,3%
MzSardegna	1.000.571	114	8,3%	8,1%	991.477	113	6,9%	7,5%	0,9%
<b>Italia</b>	<b>12.025.243</b>	<b>1.373</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,6%</b>	<b>14.274.465</b>	<b>1.630</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,3%</b>	<b>-15,8%</b>

A livello macrozonale le vendite di Terna sono diminuite quasi ovunque, con variazioni che vanno dal -9,0% nella MzSud al -44,3% nella MzSicilia, rimanendo stabili in Sardegna. La quota delle vendite su MSD in rapporto a quelle complessive su MGP, ha toccato il suo massimo nella MzSardegna, dove ha raggiunto quota 8,1%, mentre si è attestata tra il 3 e il 4% altrove (Tab. 3.29).

L'andamento annuale dei volumi venduti da Terna mostra una dinamica crescente nei primi due anni, invertita bruscamente nel 2007. La distribuzione dei volumi venduti per classi di prezzo ha interessato, in generale, soprattutto la fascia [0-30] con l'eccezione della MzSardegna dove Terna ha venduto la parte più significativa dei volumi a 0 €/MWh.

Fig. 3.45 Volumi scambiati su MSD ex ante a scendere

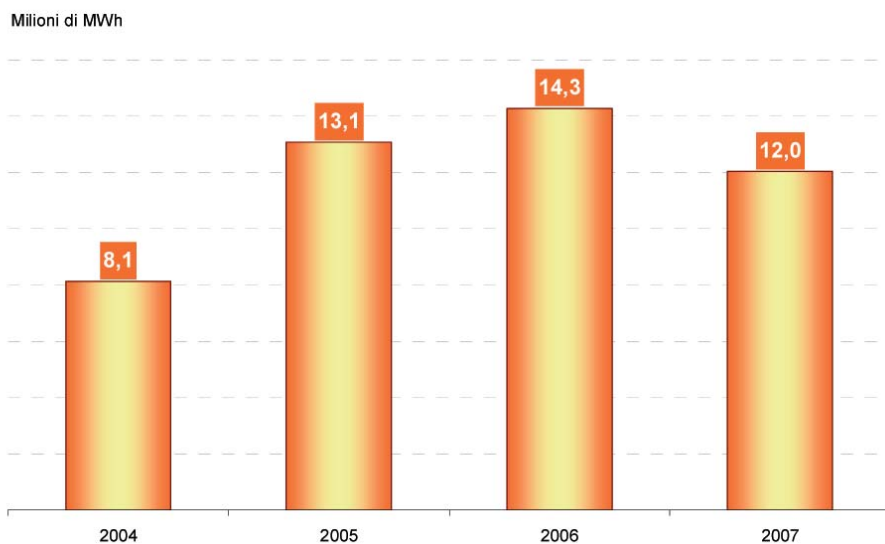
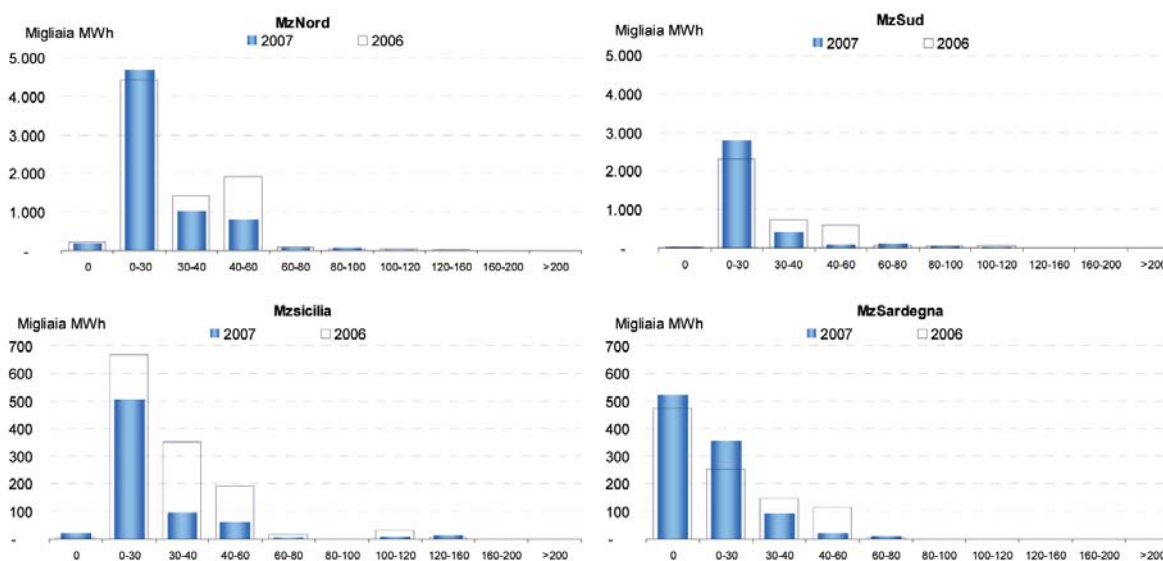
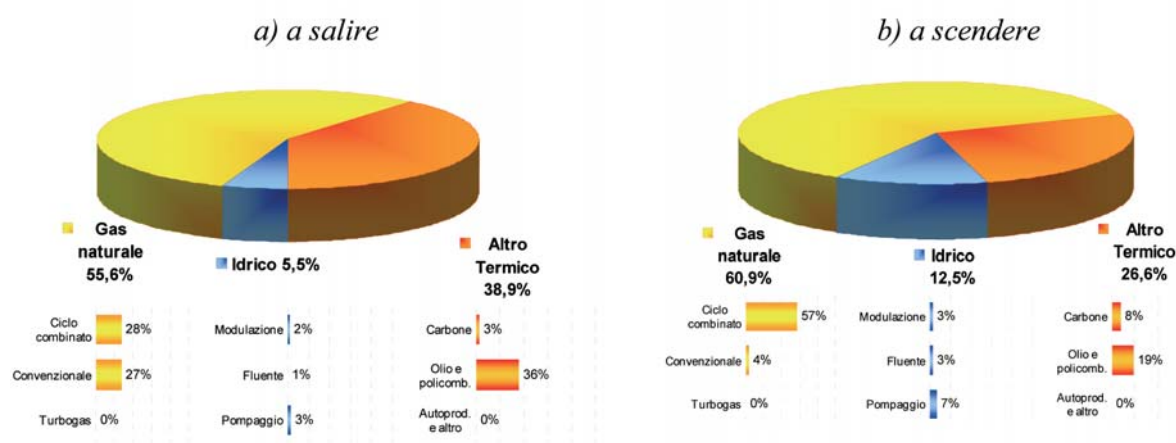


Fig. 3.46 Volumi su MSD ex ante a scendere per classi di prezzo



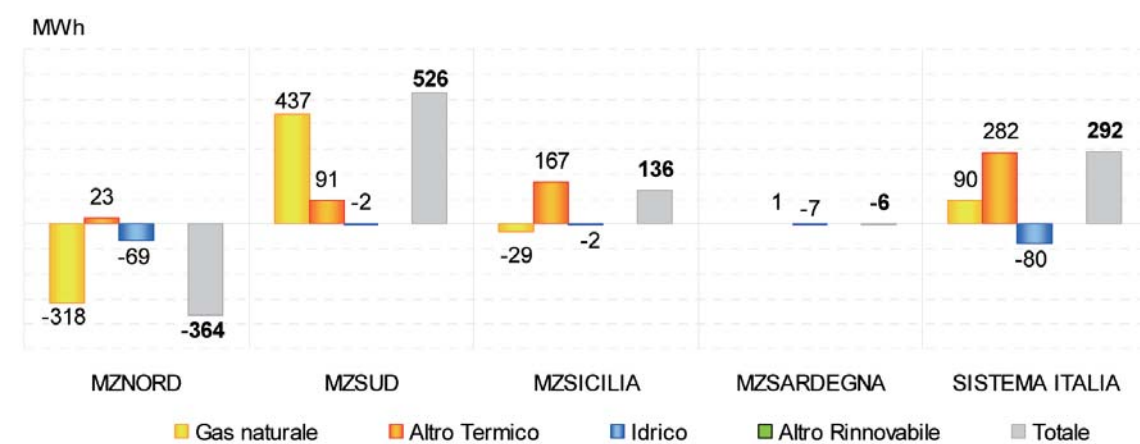
Nel 2007 il 55,6% (+12,5 p.p. rispetto all'anno precedente) dei volumi acquistati da Terna è stato offerto da impianti a gas naturale, il 38,9% (-11,3 p.p.) dagli altri impianti termici e il restante 5,5% (-1,2 p.p.) da idroelettrici. La riduzione dei programmi di produzione relativi ai volumi venduti da Terna su MSD, ha interessato per il 60,9% (+4,7 p.p.) impianti termici a gas naturale, per il 26,6% (-5,5 p.p.) gli altri impianti termici e per il restante 12,5% (+0,8 p.p.) gli impianti idroelettrici (Fig. 3.47).

Fig. 3.47 Volumi scambiati su MSD ex ante per tipologia di impianto



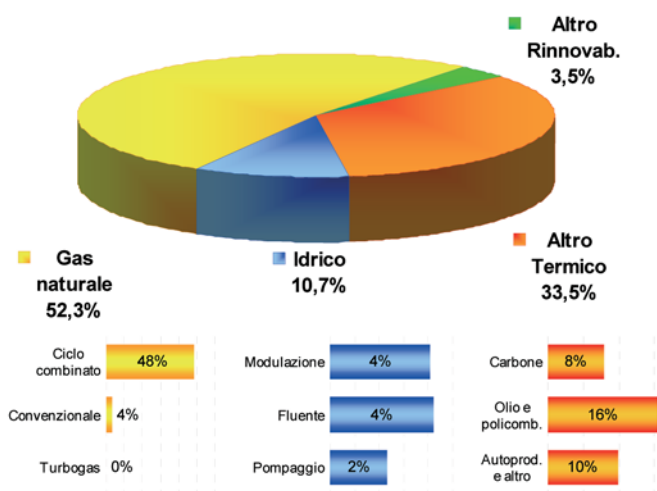
Nel complesso su MSD ex ante gli acquisti di Terna hanno superato le vendite, in media oraria, di 292 mila MWh, dato risultante dalla somma algebrica tra i saldi vendite/acquisti da impianti termoelettrici tradizionali (+282 MWh), da impianti a gas (+90 MWh) e idroelettrici (-80 MWh). A livello territoriale, nel Nord, mediamente ogni ora, è stata ridotta la produzione di 364 MWh (quasi tutti da impianti a gas naturale) mentre è stato richiesto un aumento di produzione da impianti a gas nella MzSud (+437 MWh) e da impianti termici nella MzSud (+91 MWh) e nella MzSicilia (+167 MWh) (Fig. 3.48).

Fig. 3.48 Saldo vendite/acquisti su MSD ex ante per tipologia di impianto



A valle del MSD ex ante la produzione nazionale per tipologia d'impianto ha interessato per il 52,3% dei volumi (+4,1 p.p. rispetto al 2006) impianti a gas naturale, per il 33,5% (-2,8 p.p.) altri impianti termici, per il 10,7% (-1,5 p.p.) impianti idrici e per il restante 3,5% (+0,1 p.p.) altre fonti rinnovabili (Fig. 3.49).

Fig. 3.49 Produzione nazionale per tipologia di impianto a valle del MSD ex ante



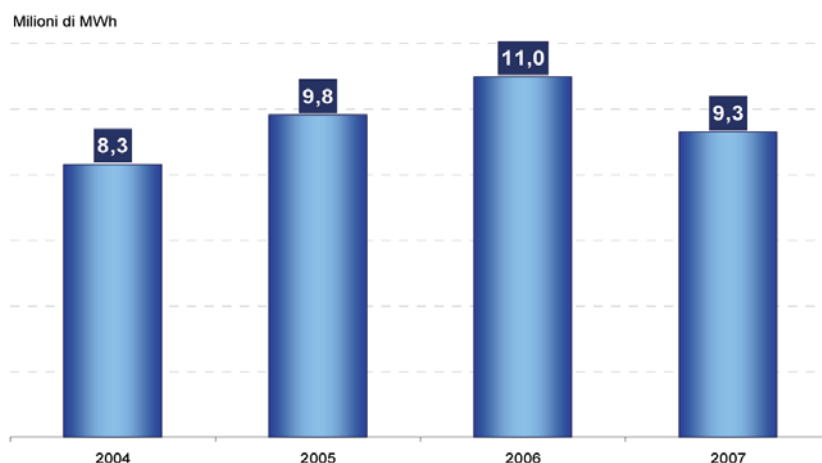
### 3.4.2 MSD ex post

Su MSD ex post a salire nel 2007 Terna ha acquistato 9,3 milioni di MWh in diminuzione del 15,3% rispetto all'anno precedente e pari al 2,8% dei volumi scambiati su MGP (era il 3,3% nel 2006) (Tab. 3.30). L'andamento annuale degli acquisti di Terna rivela che la flessione del 2007 ha interrotto la costante crescita osservata negli anni precedenti (Fig. 3.50). A livello macrozonale, gli acquisti del TSO sono calati sensibilmente nella MzNord (-26,1%) e in misura minore nella MzSicilia (-11,4%) e MzSud (-6,9%), mentre sono aumentati in Sardegna (+4,2%). La quota degli acquisti rispetto a quelli di MGP è variata tra il 2,0% della MzNord e il 5,6% della MzSicilia (Tab. 3.30).

Tab. 3.30 Volumi scambiati su MSD ex post a salire

MWh	2007				2006				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	
MzNord	3.504.687	400	37,6%	2,0%	4.743.617	542	43,2%	2,7%	-26,1%
MzSud	4.234.866	483	45,5%	3,7%	4.547.208	519	41,4%	4,0%	-6,9%
MzSicilia	1.121.294	128	12,0%	5,6%	1.266.149	145	11,5%	6,3%	-11,4%
MzSardegna	449.897	51	4,8%	3,6%	431.764	49	3,9%	3,3%	4,2%
<b>Italia</b>	<b>9.310.743</b>	<b>1.063</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,8%</b>	<b>10.988.737</b>	<b>1.254</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,3%</b>	<b>-15,3%</b>

Fig. 3.50 Volumi scambiati su MSD ex post a salire



Su MSD ex post a scendere nel 2007 Terna ha venduto 10,7 milioni di MWh in forte aumento rispetto all'anno precedente (+33,4%) e con una quota del 3,2% dei volumi su MGP (era del 2,4% nel 2006) (Tab. 3.31). L'andamento annuale rivela un'impennata delle vendite del TSO italiano in questo ultimo anno, preceduto da due anni pressoché stazionari (Fig. 3.51). A livello macrozonale le vendite di Terna sono aumentate in tutte le macrozone, in maniera più marcata nelle macrozone Nord (+43,8%), Sardegna (+30,8%) e Sud (+25,7%) e meno rilevante nella Mz Sicilia (+7,7%). Il 53,6% dei volumi è stato venduto nella macro zona Nord (contro il 49,7% del 2006).

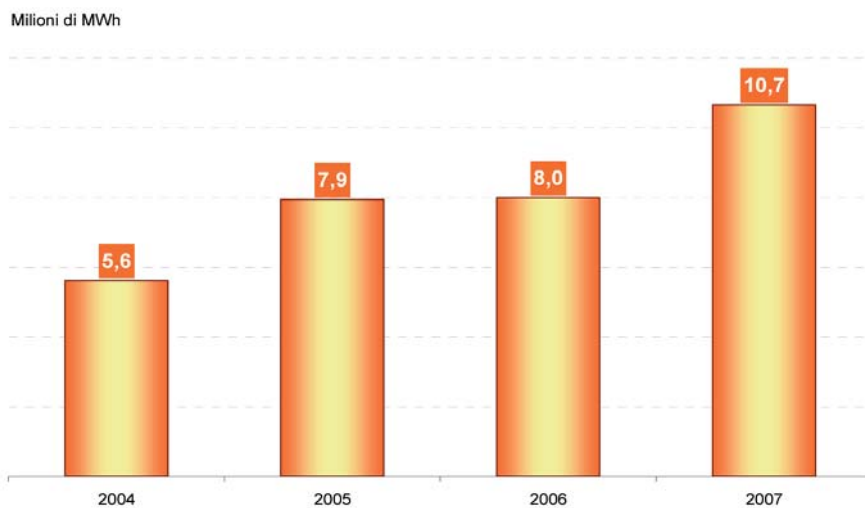
La quota dei volumi venduti rispetto a quelli acquistati su MGP è variata tra il 2,9% della MzNord e il 6,5% della Sardegna (Tab. 3.31).

Tab. 3.31 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere

MWh	2007				2006				Variazione
	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	Totale	Media	% sul totale	% su MGP	
MzNord	5.713.353	652	53,6%	3,2%	3.972.781	454	49,7%	2,2%	43,8%
MzSud	3.312.504	378	31,1%	2,9%	2.634.531	301	33,0%	2,3%	25,7%
MzSicilia	833.176	95	7,8%	4,2%	773.705	88	9,7%	3,9%	7,7%
MzSardegna	800.304	91	7,5%	6,5%	611.923	70	7,7%	4,6%	30,8%
<b>Italia</b>	<b>10.659.337</b>	<b>1.217</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,2%</b>	<b>7.992.940</b>	<b>912</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,4%</b>	<b>33,4%</b>



Fig. 3.51 Volumi scambiati su MSD ex post a scendere



### 3.5 La piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB)

La Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda è una piattaforma informatica che consente agli operatori in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica acquistata precedentemente sia attraverso contratti bilaterali che sulla borsa elettrica.

Nel corso del 2007 sulla PAB sono stati scambiati complessivamente 3,3 milioni di MWh, pari in media oraria a 380 MWh, con un brusco calo del 60,5% rispetto all'anno precedente e rappresentativi dell'1,0% dei volumi scambiati su MGP.

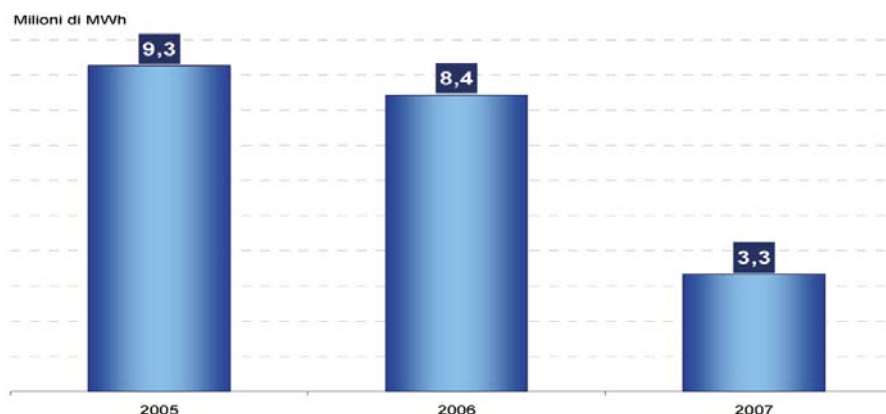
A livello territoriale, gli scambi di energia su PAB hanno interessato soprattutto le macrozone continentali: il Nord con l'88,4% dei volumi e il Sud con il 9,3% (Tab. 3.32).

L'andamento annuale dei volumi scambiati su PAB rivela un crollo del 2007, iniziato con l'avvio della PCE nel mese di maggio (Fig. 3.52).

Tab. 3.32 Volumi scambiati su PAB

MWh	2007				2006				Variazione %
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% suMGP	
MzNord	2.944.199	336	88,4%	1,6%	7.590.041	866	90,1%	4,2%	-61,2%
MzSud	309.235	35	9,3%	0,3%	838.208	96	9,9%	0,7%	-63,1%
MzSicilia	24.140	3	0,7%	0,1%	-	-	-	-	-
MzSardegna	51.828	6	1,6%	0,4%	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>3.329.402</b>	<b>380</b>	<b>100,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>8.428.249</b>	<b>962</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,6%</b>	<b>-60,5%</b>

Fig. 3.52 Volumi scambiati su PAB



### 3.6 La piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE)

Il GME dal 1° aprile 2007 gestisce la Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) sulla quale possono essere registrate sia transazioni commerciali di compravendita di energia a termine in esecuzione dei contratti bilaterali conclusi dagli operatori, sia i relativi programmi fisici di immissione e prelievo. La PCE ha sostituito la Piattaforma Bilaterali (PB) e ha rappresentato una tappa importante nell'evoluzione del mercato elettrico poiché ha introdotto una grande flessibilità permettendo ad ogni operatore di fare *trading*, rivendendo o riacquistando (in base alle proprie esigenze) quanto precedentemente acquistato/venduto sulla PCE stessa.

Complessivamente le transazioni registrate con consegna/ritiro nel 2007 sono state 17.652, per un totale di 96,7 milioni di MWh che hanno determinato una posizione netta dei Conti Energia per 82,2 milioni di MWh (Tab. 3.33).

Tab. 3.33 Contratti registrati per profilo e posizione netta

2007				
Profilo	Numero	MWh	Struttura	N° Indice
Baseload	2.967	16.918.893	17,5%	
Off Peak	674	5.858.379	6,1%	
Peak	1.298	5.297.652	5,5%	
Week-end	1	1.200	0,0%	
<b>Totale Standard</b>	<b>4.940</b>	<b>28.076.124</b>	<b>29,0%</b>	
<b>NonStandard</b>	<b>12.712</b>	<b>68.619.843</b>	<b>71,0%</b>	
<b>Totale</b>	<b>17.652</b>	<b>96.695.967</b>	<b>100,0%</b>	<b>118</b>
<b>Posizione netta</b>		<b>82.187.562</b>		<b>100</b>

Una stima circa il peso complessivo delle operazioni eseguite dai partecipanti al mercato con finalità di pura gestione dei propri portafogli energia, quindi non direttamente riconducibili alle esigenze concrete di approvvigionamento e vendita di elettricità, è data dal rapporto tra contratti registrati e programmi fisici effettivamente eseguiti. Il dato può essere considerato una misura del grado di flessibilità della PCE e di quanto tali potenzialità siano state sfruttate dagli operatori; tale valore a livello mensile non è mai risultato inferiore a 1,29 (giugno 2007) e a fine anno ha raggiunto il massimo a quota 1,43. Ciò implica che ogni 143 MWh sottostanti alle transazioni registrate sulla piattaforma, solo 100 MWh di elettricità sono stati effettivamente consegnati (prelevati) su MGP (Fig. 3.53).

Fig. 3.53 Contratti registrati, posizione netta e programmi fisici: media oraria



Il profilo di contratto *non standard* si è dimostrato il più utilizzato con volumi pari a 68,6 milioni di MWh (71,0% del totale). Tra i contratti *standard*, ammontati nel complesso a 28,1 milioni di MWh (29% del totale), il più utilizzato è stato il *baseload* con 16,9 milioni di MWh (17,5%) (Tab. 3.33).

I contratti *non standard* sono stati utilizzati prevalentemente per periodi di consegna di breve durata: giornaliera (35,6%) e settimanale (39,4%). I contratti *standard* per contro hanno privilegiato durate più estese: i contratti con consegna mensile hanno rappresentato infatti il 52,8% dei *Baseload*, il 72,0% degli *Off Peak* e il 61,3% dei *Peak* (Tab. 3.34).

Tab. 3.34 Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto

2007							
Profilo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
Baseload	1,9%	6,2%	35,1%	3,9%	52,8%	0,2%	100%
Off Peak	1,0%	3,6%	22,2%	1,2%	72,0%	-	100%
Peak	4,9%	8,8%	23,1%	1,9%	61,3%	0,1%	100%
Week-end	-	100,0%	-	-	-	-	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>2,3%</b>	<b>6,1%</b>	<b>30,1%</b>	<b>2,9%</b>	<b>58,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>35,6%</b>	<b>13,0%</b>	<b>39,4%</b>	<b>4,1%</b>	<b>7,0%</b>	<b>0,8%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>25,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>36,7%</b>	<b>3,8%</b>	<b>22,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>100%</b>

Le due tipologie di contratto si differenziano anche per un altro aspetto: più del 90% dei contratti *non standard* è stato registrato con un anticipo minimo rispetto alla consegna (2-5 giorni); al contrario il 58,1% dei contratti *standard* è stato registrato con maggiore anticipo (più di 5 giorni) (Tab. 3.35).

Tab. 3.35 Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna

2007						
Profilo	Anticipo					Totale
	2 Giorni	3 Giorni	4 Giorni	5 Giorni	>5 Giorni	
Baseload	7,9%	4,4%	20,8%	17,6%	49,4%	100%
Off Peak	2,3%	1,6%	8,2%	10,5%	77,5%	100%
Peak	8,4%	4,5%	10,7%	12,0%	64,5%	100%
Week-end	-	-	-	-	100,0%	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>6,8%</b>	<b>3,8%</b>	<b>16,3%</b>	<b>15,0%</b>	<b>58,1%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>46,4%</b>	<b>19,6%</b>	<b>17,7%</b>	<b>10,4%</b>	<b>5,8%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>34,9%</b>	<b>15,0%</b>	<b>17,3%</b>	<b>11,8%</b>	<b>21,0%</b>	<b>100%</b>

Prescindendo dalla tipologia, la gran parte dei contratti ha previsto periodi di consegna di breve durata (il 73,6% non ha superato la settimana), che sono stati registrati con anticipi limitati rispetto alla consegna (il 67,2% negli ultimi tre giorni utili). In particolare i contratti di durata giornaliera, pari al 25,9% del totale, sono stati quasi tutti (circa il 95%) registrati nell'ultima data utile (cioè con due giorni di anticipo).

La quota dei contratti di natura prevalentemente fisica, in cui il venditore è titolare di un conto in immissione e l'acquirente è titolare di un conto in prelievo, si è attestata all'86,2%. Della quota residua (13,8%), che esprime l'utilizzo da parte degli operatori della flessibilità offerta dalla PCE, la maggior parte (11,7%) ha previsto come controparti due titolari di conti in prelievo (Tab. 3.36).

Tab. 3.36 Contratti registrati per profilo: % per tipologia conti movimentati

2007					
Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	73,1%	1,1%	1,8%	23,9%	100%
Off Peak	74,9%	0,5%	0,1%	24,5%	100%
Peak	67,4%	1,4%	0,2%	30,9%	100%
Week-end	-	-	-	100,0%	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>72,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,2%</b>	<b>25,4%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>91,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,7%</b>	<b>6,2%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>86,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,8%</b>	<b>11,7%</b>	<b>100%</b>

A fronte di una posizione netta di 82,2 milioni di MWh, i programmi registrati lato immissione sono stati 78,6 milioni di MWh (95,6% della posizione netta) di cui il 5,0% con indicazione di prezzo; quelli registrati lato prelievo sono stati 70,2 milioni di MWh (85,4% della posizione netta) di cui solo lo 0,01% con indicazione di prezzo (Tab. 3.37).

Tab. 3.37 - Transazioni registrate per tipologia di conto

2007	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	MWh	Struttura	N° Indice	MWh	Struttura	N° Indice
Baseload	13.184.233	15,3%		20.653.553	19,3%	
Off Peak	4.424.430	5,1%		7.292.328	6,8%	
Peak	3.673.608	4,3%		6.921.696	6,5%	
Week-end	-	-		2.400	0,0%	
<b>Totale Standard</b>	<b>21.282.271</b>	<b>24,7%</b>		<b>34.869.977</b>	<b>32,5%</b>	
NonStandard	64.868.775	75,3%		72.370.911	67,5%	
<b>Transazioni registrate</b>	<b>86.151.046</b>	<b>100,0%</b>	<b>105</b>	<b>107.240.887</b>	<b>100,0%</b>	<b>130</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>82.187.562</b>		<b>100</b>	<b>82.187.562</b>		<b>100</b>
<b>Programmi</b>						
<i>Richiesti</i>	78.710.112	100,0%	96	70.206.573	100,0%	85
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.087.109	5,2%	5	22.761	0,0%	0
<i>Registrati</i>	<b>78.555.046</b>	<b>99,8%</b>	<b>96</b>	<b>70.191.750</b>	<b>100,0%</b>	<b>85</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.959.875	5,0%	5	8.843	0,0%	0
<i>Rifiutati</i>	155.066	0,2%	0	14.823	0,0%	0
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	127.234	0,2%	0	13.918	0,0%	0
<b>Saldo programmi registrati</b>				<b>8.363.296</b>		<b>10</b>

#### BOX 7 Interazione tra mercato intraday e Mercato per il Servizio di Dispacciamento

Stante l'attuale configurazione del mercato elettrico, le sedute dei diversi mercati (Mercato del Giorno Prima, Mercato di Aggiustamento e Mercato per i Servizi di Dispacciamento) si chiudono il giorno precedente rispetto al giorno di flusso in cui l'energia negoziata viene immessa e prelevata dalla rete. In questo modo, gli operatori non hanno alcuno strumento per poter modificare i propri programmi di immissione e di prelievo nell'imminenza della loro esecuzione per far fronte a sopravvenute e impreviste esigenze (guasto di un impianto di produzione, imprevedibile riduzione o aumento dei consumi, ecc.). Inoltre, l'attuale configurazione del Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), che costituisce lo strumento attraverso il quale Terna acquisisce le risorse necessarie per garantire che le immissioni e i prelievi di energia sulla rete siano sempre in equilibrio, assicurando così la continuità e la sicurezza del sistema elettrico, prevede che Terna si approvvigioni, tramite un'unica sessione del MSD, di tutte le risorse di dispacciamento delle quali ha bisogno al fine di:

- risolvere le congestioni intrazonali;
- dotarsi di un adeguato margine di riserva;
- garantire il bilanciamento tra immissioni e prelievi nel tempo reale.

Tuttavia, tale configurazione del MSD, in vigore dalla partenza del mercato elettrico, così come sottolineato anche dall'AEEG "non rispettava pienamente i principi di cui all'articolo 22, comma 2, della deliberazione n. 168/03 (oggi sostituito dall'Articolo 60.2 della deliberazione 111/06) e, quindi, non poteva che rappresentare una soluzione transitoria"<sup>53</sup>.

53 Atto AEEG n. 32, del 28 novembre 2006

Infatti, l'attuale struttura del MSD non permette di definire "un segnale trasparente del valore economico delle risorse necessarie per il sistema elettrico, differenziandolo in base alle diverse prestazioni che ciascuna risorsa rende al sistema"<sup>54</sup>, non permette agli operatori che partecipano a tale mercato "attraverso un'opportuna definizione delle tipologie di risorse, dei meccanismi di mercato e del formato delle offerte di acquisto e di vendita, di formulare offerte che riflettano la struttura dei costi"<sup>55</sup> e non consente "l'identificazione dei costi di approvvigionamento imputabili alle varie tipologie di risorse, dando separata evidenza alle offerte accettate ai fini dell'approvvigionamento delle medesime"<sup>56</sup>.

Per completare il disegno del mercato elettrico sarebbe dunque necessario introdurre sedute di mercato intragiornaliere (mercati intraday), le quali si tengano nello stesso giorno nel quale l'energia negoziata deve essere immessa e prelevata dalla rete e contemporaneamente procedere a una riforma del MSD che soddisfi pienamente i principi indicati dalle vigenti deliberazioni dell'AEEG. Si tenga inoltre presente che il Regolamento (CE) 1228/03 del Parlamento Europeo prevede, tra l'altro, che a partire dal 1° gennaio 2008 i paesi membri implementino un meccanismo per la gestione intragiornaliere della capacità di interconnessione con l'estero, il quale potrebbe essere soddisfatto proprio attraverso la previsione di un mercato intraday dell'energia, al quale partecipino non solo i produttori e i consumatori, ma anche i trader che operano sulla frontiera italiana. Con riferimento all'attuale configurazione del mercato elettrico, tale obiettivo potrebbe essere raggiunto aprendo una seconda sessione del mercato di aggiustamento (MA2) da tenersi nel corso delle prime ore dello stesso giorno di flusso a cui le offerte negoziate su tale mercato si riferiscono.

La presenza di un MA2 consentirebbe una maggiore flessibilità nella gestione delle posizioni determinatesi nel corso delle precedenti sessioni di mercato (MGP e MA). In particolare, attraverso il MA2, gli operatori avendo la possibilità di modificare i programmi di immissione e di prelievo durante il giorno di flusso in cui gli stessi programmi devono essere eseguiti, potrebbero operare gli aggiustamenti necessari per tenere conto delle modifiche delle condizioni di funzionamento della rete, del mercato o degli impianti stessi, verificatesi in prossimità dell'esecuzione dei programmi. L'apertura di un MA2 permetterebbe dunque la riduzione degli oneri di sbilanciamento e dei costi generali del sistema elettrico generati dal fatto che non è possibile procedere alla modifica dei programmi in prossimità della loro esecuzione.

In Europa, ci sono diversi esempi di mercati intraday già attivi:

- per la Spagna e il Portogallo, OMEL, dopo la chiusura del mercato del giorno prima, gestisce sei distinte sessioni del mercato di aggiustamento che operano secondo un modello di asta implicita: la prima seduta si chiude alle ore 17.45 del giorno precedente il giorno di flusso e permette la negoziazione di 28 ore consecutive (dall'ora 21 del giorno precedente a quello di flusso all'ora 24 del giorno di flusso); l'ultima seduta si chiude alle ore 12.45 del giorno di flusso e permette la negoziazione di 9 ore (dall'ora 16 all'ora 24 del giorno di flusso);
- nei paesi dell'Europa settentrionale, Nord Pool gestisce Elbas, un mercato intraday che opera in negoziazione continua e che permette la contrattazione di energia fino ad un'ora prima della consegna;
- in Francia, Powernext gestisce un mercato intraday che opera in negoziazione continua e le cui sedute rimangono aperte ogni giorno dalle ore 7.30 alle ore 23.

Visto l'impatto che il MA2, il quale si svolgerebbe a ridosso del tempo reale, avrebbe sulle attività di Terna, la sua introduzione non potrebbe prescindere da una ristrutturazione del MSD che sia coerente e compatibile con la presenza di un mercato intraday.

54 Del. 111/06, art. 60,2, lettera b).

55 Del. 111/06, art. 60,2, lettera c).

56 Del. 111/06, art. 60,2, lettera d).

*A tale riguardo il GME, che partecipa insieme agli altri soggetti interessati (operatori del mercato, associazioni dei consumatori, Terna) al gruppo di lavoro istituito dall'AEEG per la revisione del mercato per il servizio di dispacciamento, ha proposto che il MSD venga articolato in mercati distinti, ognuno dei quali permetta a Terna di approvvigionarsi di una specifica risorsa di dispacciamento e che consenta lo sviluppo di una o più sessioni di un mercato di aggiustamento intragiornaliero, così come è avvenuto in altri paesi europei.*



## 4. NEGOZIAZIONI A TERMINE DI ENERGIA ELETTRICA

Come è noto l'energia elettrica è una merce che presenta caratteristiche particolari a causa dell'impossibilità di immagazzinamento, con l'eccezione di quella prodotta da impianti idroelettrici, il cui peso è rilevante solo sul mercato scandinavo (Nord Pool). La domanda si presenta particolarmente inelastica e, in risposta a fattori esogeni (ad es. climatici), è soggetta a dei picchi difficilmente prevedibili, cui l'offerta può faticare ad adeguarsi, viste le rigidità che caratterizzano il parco produttivo nel breve termine.

Tali peculiarità hanno una profonda ripercussione sul processo di formazione dei prezzi e sulla loro evoluzione. In primo luogo si osservano marcate ciclicità a vari livelli:

- giornaliero: i profili di carico sulla rete sono molto variabili durante le ore di una giornata, specialmente se lavorativa, in risposta alle mutevoli esigenze dei consumatori industriali e, in misura minore, domestici. Tra ore di picco e fuori picco si osservano notevoli variazioni di prezzo;
- settimanale: i giorni lavorativi, i fine settimana e i festivi fanno registrare consumi altamente differenziati e lo stesso avviene sul fronte delle quotazioni;
- stagionale: nei mesi invernali, solitamente tra novembre e marzo, in base alla rigidità delle temperature che si registrano e in misura crescente in quelli estivi (giugno e luglio) in risposta al sempre maggior utilizzo di condizionatori si osservano dei frequenti picchi nella domanda di energia che portano ad un aumento dei prezzi sia in termini di livelli che di volatilità.

A tali andamenti congiunturali si accompagnano in maniera non infrequente degli *spikes*, ossia dei salti repentini e di elevate dimensioni delle quotazioni orarie che vengono prontamente riassorbiti, non appena le condizioni di squilibrio tra domanda e offerta che li avevano generati si attenuano.

A dispetto delle forti irregolarità appena descritte, nel medio-lungo periodo i prezzi tendono a muoversi all'interno di un *range* abbastanza ben definito e sostanzialmente stazionario. Il fenomeno, definito come *mean-reversion*, implica che se si osservano quotazioni decisamente elevate vi sono buone probabilità che esse tenderanno a scendere e convergere verso una sorta di prezzo di equilibrio o media di lungo periodo. Tale aspetto ha profonde ripercussioni sulle caratteristiche e l'evoluzione della curva *forward*, oltre che sulla struttura a termine delle volatilità.

Alcuni dati relativi al 2006, anno in cui sono manifestate tensioni sul fronte dei prezzi, forniscono intuitivamente una conferma empirica delle dinamiche prevalenti su alcuni mercati a pronti europei dell'energia elettrica:

- Su IPEX a fronte di un prezzo medio annuo di 74,8 €/MWh si è registrato un valore massimo orario di 388 €/MWh il 26 luglio e nello stesso giorno in altre sette ore sono stati osservati valori superiori a 200 €/MWh. I prezzi medi mensili invece hanno oscillato tra 67,41 e 84,49 €/MWh, originando una volatilità di 5,25 €/MWh e un coefficiente di variazione di circa il 7%.
- Sul mercato francese Powernext il prezzo medio annuo si è attestato a 49,3 €/MWh, mentre il valore massimo ha raggiunto i 1.000 €/MWh e la soglia di 388 €/MWh (il livello più alto visto in Italia) è stata superata per 20 ore. A livello di media mensile il prezzo si è mosso in un *range* compreso tra 31,78 e 77,76 €/MWh. La volatilità si è attestata a 16,05 €/MWh e il coefficiente di variazione è stato pari al 32,5%;
- In Germania su EEX a fronte di un prezzo medio annuo pari a 50,8 €/MWh, le quotazioni si sono spinte fino a circa 2.400 €/MWh e per 16 ore hanno superato quota 388 €/MWh (prezzo massimo osservato in Italia). Il prezzo medio mensile è variato tra 34,07 e 73,4 €/MWh, dando origine ad una volatilità di circa 13 €/MWh e ad un coefficiente di variazione del 25,6%.

Nel 2007 nonostante le quotazioni si siano mosse a lungo su livelli storicamente molto contenuti, a causa di un brusco rialzo nell'ultimo trimestre dell'anno, la volatilità dei prezzi mensili è cresciuta, attestandosi tra i 10,3 €/MWh di IPEX e i 20,3 €/MWh di Powernext. A livello orario invece su Powernext a novembre si è registrato un massimo di 2.500 €/MWh e in altre tre occasioni è stata superata quota 1.000 €/MWh; nello stesso periodo il prezzo più alto verificatosi su EEX è stato di circa 821 €/MWh, mentre su IPEX non si è andati oltre 242 €/MWh.

Viene quindi confermato come, seppur con ampiezza diversa nei singoli mercati, in ragione delle caratteristiche strutturali del settore a livello nazionale, allungando l'orizzonte temporale di riferimento la volatilità tende a diminuire.

Date queste premesse risultano evidenti le esigenze di copertura degli operatori, esposti a un rilevante rischio di mercato e la necessità di adottare solide procedure di *risk management*, ossia l'utilizzo di specifiche tecniche di copertura (*hedging*) atte a ridurre l'esposizione rispetto alle fluttuazioni dei prezzi dell'elettricità.

Negli ultimi anni si è assistito ad una progressiva convergenza e quindi una sempre maggiore interazione tra i mercati finanziari e quelli delle *commodities*, fenomeno che sta riguardando anche l'energia elettrica mettendo a disposizione degli operatori molteplici strumenti di copertura, strutturati appositamente per tener conto dei profili di rischio unici che la contraddistinguono. Fondamentale in tal senso è stato lo sviluppo delle negoziazioni a termine (sia OTC che su mercati regolamentati), le quali oltre a consentire il trasferimento dei rischi, svolgono anche una importante funzione informativa per il mercato, in quanto possono costituire un punto di riferimento fondamentale per lo sviluppo, all'interno di una logica di mercato, delle infrastrutture energetiche, unico fattore in grado di garantire in prospettiva la sicurezza degli approvvigionamenti. Infatti gli investimenti richiesti, avendo un orizzonte temporale pluriennale, hanno bisogno di una curva *forward* liquida anche sulle scadenze di medio-lungo periodo, che consenta di ottimizzarne la pianificazione e la valutazione di convenienza in termini di redditività. In risposta a tali esigenze, le principali borse elettriche europee, dopo pochi anni di attività, hanno organizzato mercati a termine regolamentati.

#### 4.1 Tipologie contrattuali

In generale un contratto a termine può essere definito come un accordo (giuridicamente vincolante) tra due soggetti a scambiarsi in una certa data futura un determinato bene (sia esso una merce o uno strumento finanziario) ad un prezzo predeterminato. Si configura quindi come una vendita/acquisto a consegna differita.

Al momento della conclusione del contratto vengono definite tutte le clausole che regolano aspetti rilevanti della transazione, quali ad esempio: l'individuazione dettagliata delle caratteristiche del bene, il luogo, le modalità di consegna e di pagamento.

Di norma l'esecuzione avviene in un'unica soluzione in un preciso momento; particolare è il caso dei derivati elettrici per i quali generalmente la scadenza non è rappresentata da una data singola ma da un periodo di tempo (es. settimana, mese) e l'esecuzione del contratto avviene pro quota ogni ora di ogni giorno compreso tra l'inizio e la fine del periodo di consegna.

##### 4.1.1 Contratti Forward

Il tipo di contratti a termine più diffuso, e solitamente negoziato OTC, è quello dei *forward*, le cui clausole contrattuali sono determinate liberamente tra le controparti, fattore questo che presenta indubbiamente dei vantaggi in termini di flessibilità ma che rende lo strumento poco liquido, in quanto risulta difficile estinguere l'obbligazione anticipatamente. Inoltre

non vi sono scambi di flussi finanziari fino alla scadenza, momento in cui viene liquidato l'intero controvalore del contratto a fronte della consegna della merce.

Un caso particolare si osserva sul mercato scandinavo Nord Pool dove sono negoziati contratti *forward* aventi come sottostante energia elettrica e con *delivery period* compreso tra un mese e un anno; pur essendo i termini contrattuali standardizzati, cosa che li rende liquidi, tali strumenti finanziari rientrano nella categoria dei *forward* in quanto non è previsto lo scambio di alcun flusso finanziario prima della scadenza o della chiusura anticipata della posizione.

#### 4.1.2 Contratti Futures

I contratti *futures* rappresentano lo strumento derivato più utilizzato sui mercati organizzati, presentando delle clausole fortemente standardizzate che li rendono perfettamente fungibili. I *futures* sono soggetti ad un meccanismo giornaliero di aggiornamento delle garanzie richieste agli operatori (*mark-to-market*), cosa che consente di mantenere standard di sicurezza elevati anche in presenza di depositi cauzionali richiesti agli operatori decisamente ridotti rispetto al valore nominale del contratto. Inoltre è prevista la possibilità di chiudere una posizione in anticipo per contanti (*offset*) senza essere necessariamente obbligati a portare il contratto a scadenza.

La procedura del *marking to market* consiste in un calcolo giornaliero (basato sulle quotazioni di chiusura relative ai contratti negoziati) dei profitti e delle perdite associate alle posizioni aperte detenute dagli operatori. Sulla base di ciò una *Clearing House*<sup>57</sup>, che su tali mercati agisce da controparte centrale, effettua una compensazione tra profitti e perdite relativi al conto di ogni aderente, con corrispondente liquidazione dei margini. L'operatore che ha subito una perdita, se la vede addebitare sul proprio conto aperto presso la *Clearing House* e, qualora l'ammontare di fondi su esso versati scenda al di sotto di un livello minimo (definito margine di mantenimento), la *Clearing House* ne chiede il reintegro. La stessa somma è automaticamente accreditata all'operatore che ha registrato un profitto. Il risultato è che, indipendentemente dal prezzo a cui ogni contratto è stato originariamente concluso, alla fine di ogni seduta, tutte le posizioni aperte sono valorizzate allo stesso prezzo (quello di chiusura più recente) e hanno, a copertura di movimenti avversi dei corsi, gli stessi livelli minimi di margini versati.

Un altro risultato di tale procedura e della standardizzazione, è l'estrema facilità con cui è possibile chiudere una posizione prima della scadenza, essendo a tal fine sufficiente eseguire una negoziazione di segno opposto alla posizione detenuta e liquidare a fine giornata solo il differenziale tra il prezzo di riferimento del giorno precedente e quello relativo alla contrattazione appena conclusa.

Due elementi fondamentali che caratterizzano i contratti *futures* negoziati sull'energia elettrica, sono il profilo di carico e la durata del periodo di consegna.

Con riferimento al profilo di carico le tipologie più diffuse sono:

- **Baseload:** riferito a delle forniture costanti per ogni ora di ogni giorno incluso nel periodo di consegna;
- **Peakload:** riferito a forniture costanti nelle ore cosiddette di picco, generalmente tra le 8:00 e le 20:00 di ogni giorno infrasettimanale (dal lunedì al venerdì) incluso nel periodo di consegna.

Per quanto riguarda il periodo di consegna, le scadenze più utilizzate sono di tipo: mensile, trimestrale e annuale. Per tenere sotto controllo il rischio, la liquidazione viene effettuata attraverso un meccanismo definito di *cascading*; solo i contratti mensili vengono di fatto liquidati (in contanti o per consegna), mentre quelli di durata più ampia sono suddivisi in

57 E' il soggetto che, frapponendosi tra due contraenti per mezzo della novazione dell'obbligazione originaria, si costituisce come il compratore del contratto venduto rispetto ad un contraente e il venditore del contratto acquistato rispetto all'altro, garantendo così il buon fine delle obbligazioni assunte. Ciò di fatto elimina il rischio di controparte rendendo indifferente un operatore rispetto allo *standing* del soggetto con cui la transazione originaria è stata conclusa.

un equivalente numero di contratti con periodo di consegna inferiore.

Sui mercati sono quotati contemporaneamente contratti che coprono un orizzonte temporale pluriennale, fattore di flessibilità che dà agli operatori modo di gestire il rischio dei propri portafogli energetici in maniera più dinamica; lo svantaggio è che se il numero di contratti disponibili diviene troppo elevato si rischia di disperdere la liquidità del mercato.

L'aspetto più apprezzato da parte degli operatori sembra essere quello di copertura contro il rischio di controparte, assicurato dalla presenza di una *Clearing House*; a conferma di ciò si consideri come, nei casi in cui viene offerta la possibilità di registrare a fini di *clearing* e *settlement* contratti conclusi bilateralmente OTC, i volumi generati in tal modo sono di solito pari ad un multiplo (anche superiore a tre) rispetto a quelli derivanti da scambi conclusi sulla piattaforma di negoziazione del mercato regolamentato<sup>58</sup>. Con riguardo alle modalità di liquidazione, questa può avvenire per contanti, attraverso il pagamento del differenziale tra il prezzo del derivato e quello che a scadenza matura sul mercato a pronti o per consegna fisica. In quest'ultimo caso, l'operatore venditore metterà automaticamente a disposizione il quantitativo di energia previsto, eseguendo per mezzo del gestore del mercato un numero di consegne parziali, pari ai giorni compresi nel mese di consegna e ricevendo ogni volta il prezzo di liquidazione finale determinatosi al termine del periodo di *trading*. In alcuni mercati per facilitare tale meccanismo e gestire in maniera ottimale la marginazione durante il mese di consegna vengono quotati dei contratti definiti *Balance of Month* (BOM) che hanno una durata variabile, pari al numero di giorni di consegna rimasti nel mese corrente. Ciò comporta che ogni giorno, a seguito dell'esecuzione di una consegna parziale, il volume sottostante al contratto si riduca proporzionalmente e il prezzo rappresenti una stima del valore attribuibile alle consegne da effettuare nei giorni residui.

#### 4.1.3 Opzioni

Su alcuni mercati (Nord Pool ed EEX) vengono offerte opzioni su *forward* o *future*. In prima approssimazione si tratta di contratti in cui una parte, a fronte del pagamento di un premio, acquisisce la facoltà di acquistare (opzione *call*) o vendere (opzione *put*) a una data futura e a un prezzo prefissato un determinato bene sottostante il contratto.

Nel caso specifico dei mercati elettrici, le opzioni danno il diritto di entrare (in qualità di acquirente o venditore) in un altro contratto derivato ad un prezzo conosciuto in anticipo (lo *strike price*). Si tratta di strumenti oltre che poco diffusi, in quanto complessi da gestire, anche scarsamente liquidi, per cui generano volumi trascurabili.

#### 4.1.4 Contratti Differenziali

Nei contratti differenziali due controparti si scambiano, per un dato periodo, flussi finanziari basati sul differenziale tra il prezzo di mercato di un'attività sottostante (es. energia elettrica) e un valore (*strike*) prestabilito. In questo caso si parla di contratti a "due vie"; esiste un'altra tipologia definita ad "una via" che risulta sostanzialmente simile alle opzioni descritte in precedenza. Contratti di tal genere sono annualmente stipulati dall'Acquirente Unico per coprirsi contro il rischio di prezzo. Una variante viene negoziata su Nord Pool, il mercato scandinavo, che ha una struttura zonale molto simile a quella vigente in Italia; i flussi finanziari sono basati sulla differenza, durante il periodo di liquidazione, tra un prezzo zonale e quello cosiddetto di sistema, che si realizzerebbe in base all'incontro tra domanda e offerta, in assenza di vincoli di interconnessione nella rete di trasmissione (per definizione quindi rende uguali tra loro i prezzi delle singole aree). Si noti come in questo caso il prezzo dei contratti può anche essere negativo<sup>59</sup>.

<sup>58</sup> Ciò avviene ad esempio sul mercato tedesco European Energy Exchange (EEX) e su quello scandinavo Nord Pool.

<sup>59</sup> Per il modo in cui sono costruiti ciò si verifica ogni volta che il prezzo zonale è inferiore a quello di sistema.

## 4.2 Struttura dei mercati a termine europei

I principali mercati europei a termine di energia elettrica sono Nord Pool, che raggruppa i paesi scandinavi e la Danimarca, il tedesco EEX e il francese Powernext.

Tab. 4.1 Contratti a termine negoziati su mercati regolamentati europei

	Nordpool	EEX	Powernext
Future Baseload	SI	SI	SI
Future Peakload	SI	SI	SI
Opzioni	SI	SI	NO
Contratti Differenziali	SI	NO	NO

Al di là di alcune peculiarità, dovute alle particolari condizioni strutturali dei rispettivi sistemi nazionali, tali mercati presentano modalità organizzative e di funzionamento molto simili tra loro in quanto ispirate da principi comuni.

Dal punto di vista della struttura societaria, il tratto distintivo che appare subito evidente è che l'attività di negoziazione dei contratti a termine costituisce un settore specifico dell'attività del mercato principale. Si tratta di un aspetto molto importante dettato dalla necessità di uno stretto collegamento funzionale e organizzativo tra mercato a pronti e a termine di energia elettrica.

Di solito (con l'eccezione della Germania) la gestione di tali mercati viene affidata ad una società costituita *ad hoc*, per motivi collegati con le legislazioni nazionali, dettati anche da una prudenziale separazione dei capitali, visti i diversi livelli di rischio.

Per quanto riguarda l'azionariato si osservano due modelli distinti. In alcuni casi esso risulta diffuso, visto che partecipano a vario titolo soggetti professionali con elevato *standing* di natura diversa, che sono tra i maggiori operatori sia del settore elettrico (gestori di rete, produttori) che di quello finanziario (banche, intermediari finanziari, società di gestione di mercati regolamentati). Sul mercato scandinavo, invece, il controllo della società di gestione del mercato è nelle mani dei rispettivi gestori della rete elettrica. In qualche caso si osserva inoltre un certo grado di apertura verso soggetti esteri; attivi in tal senso risultano anche alcuni operatori italiani quali Enel, che partecipa alla società di gestione del mercato francese Powernext SA con il 5%, ed Edison che detiene una piccola partecipazione (0,75%) in EEX.

Ogni mercato (sia per le transazioni a termine che a pronti) è assistito da un servizio di controparte centrale fornito da una *Clearing House*, che nella maggior parte dei casi viene costituita appositamente, oppure ha una sezione o un circuito di *clearing* specializzato per assistere le transazioni riguardanti prodotti energetici (es. LCH Clearnet SA nel caso francese). Per tenere sotto controllo e gestire correttamente il rischio di controparte sono previsti requisiti di accesso al mercato molto elevati e tipologie di *membership* differenziate che consentono solo agli operatori (commerciali e/o finanziari) con *standing* più elevato di aderire (direttamente o indirettamente) alla *Clearing House*.

I sistemi di garanzia e marginazione del mercato a termine sono di solito perfettamente integrati con quelli del sottostante mercato a pronti sia dal punto di vista delle procedure di consegna (se sono negoziati contratti che prevedono tale modalità di esecuzione) che di regolamento delle partite economiche. In tal modo è possibile procedere al *netting* di tutte le posizioni in essere sui conti detenuti dai *Clearing Members*<sup>60</sup>, cosa che incrementa l'efficienza del sistema, minimizzandone al contempo costi e rischi di insolvenza. A tal

<sup>60</sup> Con tale termine vengono indicati i partecipanti al mercato che risultano aderenti diretti alla *Clearing House*.

fine i saldi vengono regolati attraverso il sistema interbancario, sui conti detenuti dai membri presso le rispettive banche centrali. Molto importante, per rendere la partecipazione ai mercati economicamente vantaggiosa, contenendo l'ammontare dei margini necessari senza minare i livelli di sicurezza, è la tempistica dei pagamenti. Le liquidazioni sono giornaliere di tipo *rolling*, mentre la regolazione dei pagamenti avviene entro 24-48 ore anche, quando prevista, per la consegna fisica di energia elettrica.

Tab. 4.2 Struttura dei principali mercati a termine europei

	Nordpool	EEX	Powernext
Stesso gestore del mercato a pronti	SI	SI	SI
Cascading	SI	SI	SI
Liquidazione per consegna	NO	SI	SI
Liquidazione per contanti	SI	SI	NO
Partecipazione market maker	SI	SI	SI
Partecipazione operatori finanziari	SI	SI	SI
Controparte Centrale	SI	SI	SI
Clearing contratti OTC	SI	SI	SI
Volumi mercato a pronti 2006 (TWh)	249,8	85,7	29,6
Volumi mercato a termine 2006 (TWh)	766,0	385,0	83,1
Volumi mercato a pronti 2007 (TWh)	290,8	123,7	44,5
Volumi mercato a termine 2007 (TWh)	1059,9	189,1	78,9

Il successo di tali mercati può essere misurato considerando che i volumi di negoziazione risultano di gran lunga superiori (spesso un multiplo) di quelli generati dai sottostanti mercati a pronti e dipendono in larga misura dalle aspettative degli operatori circa l'evoluzione futura dei prezzi e della volatilità.

Si noti come, con l'eccezione di Nord Pool, nel 2007 le negoziazioni a termine siano diminuite a causa della stabilità dei prezzi dell'energia elettrica per gran parte dell'anno. Ad ogni modo tale tendenza è stata più che bilanciata da un incremento delle registrazioni di contratti OTC presso le *Clearing House*, segno che gli operatori non hanno rinunciato a coprirsi, ma in risposta all'evoluzione dei fondamentali, hanno considerato prioritaria la gestione del rischio di controparte rispetto a quella del rischio di mercato.

### 4.3 Interazione tra prezzi a pronti e a termine

La relazione classica individuata dalla teoria finanziaria secondo cui il prezzo *forward*<sup>61</sup> è uguale a quello *spot*, cui va aggiunto il "*convenience yield*", ossia il vantaggio derivante dal possesso della merce sottostante al contratto al netto dei costi di stoccaggio, si basa sul rispetto di un principio semplice di efficienza del mercato, costituito dall'assenza di opportunità di arbitraggio e sulla possibilità di eseguire una strategia di "*cash and carry*". In sostanza si presuppone la possibilità di poter acquistare la merce in qualsiasi momento e di conservarla fino alla scadenza del *forward* per onorare gli obblighi di consegna derivanti dalla sua vendita a termine.

Di conseguenza, l'evoluzione della "base", definita come differenza tra prezzo a pronti e

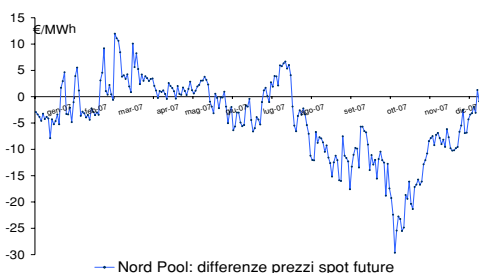
61 Tale termine nel prosieguo della trattazione per semplicità verrà utilizzato come sinonimo di *future* o a termine, anche se ciò non è esatto da un punto di vista strettamente teorico, visto che i due prezzi non coincidono essendo caratterizzati da una diversa struttura temporale dei *cash flows*.



*forward* risulta solitamente graduale e decrescente, fino ad approssimare zero a scadenza<sup>62</sup>.

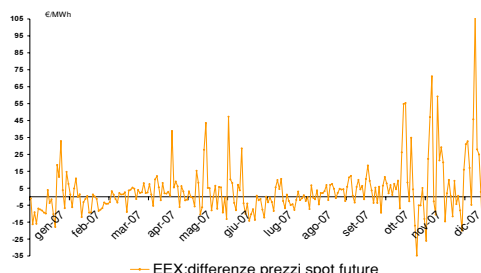
Nel caso dell'elettricità purtroppo tale fenomeno non si verifica data l'impossibilità di immagazzinarla; la correlazione tra i due prezzi risulta ridotta anche su un mercato come Nord Pool, dove l'elevato peso degli impianti idroelettrici contribuisce a contenere la volatilità e la possibilità che possano manifestarsi degli *spikes*. Si consideri ad esempio che nel 2007 tale valore, calcolato confrontando la media mobile a 20 giorni del prezzo a pronti e di quello del *future* mensile più vicino a scadenza (*front month*) ha raggiunto un livello massimo di circa l'82%, risultando addirittura negativo in circa un terzo dei casi e la mediana è stata pari al 20,58%. Con riferimento alla base, la sua erraticità risulta evidente dalle figure seguenti<sup>63</sup>:

Fig. 4.1 Evoluzione della base nel 2007 su Nordpool



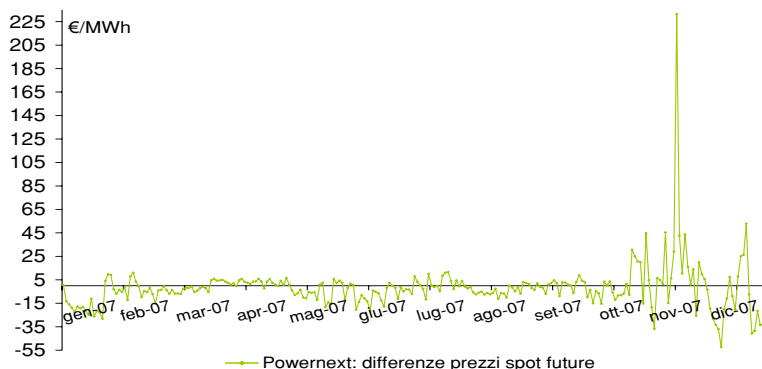
Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

Fig. 4.2 Evoluzione della base nel 2007 su EEX



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

#### 4.3 Evoluzione della base nel 2007 su Powernext



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

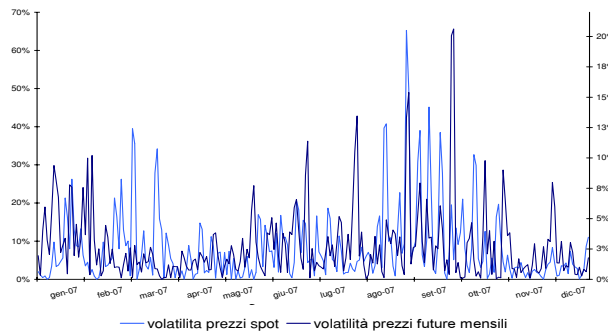
Tale andamento è una conseguenza diretta anche del modo in cui sono costruiti i contratti *futures* e, in particolare, del fatto che la consegna avviene su un orizzonte temporale diverso rispetto a quello che caratterizza il sottostante mercato a pronti (nell'esempio riportato nei grafici precedenti un mese invece di un giorno), modificando in maniera sostanziale la struttura della volatilità giornaliera dei relativi prezzi (Fig. 4.4 e 4.5).

<sup>62</sup> Possono ovviamente verificarsi degli *shock* esogeni (es. variazioni dei costi di stoccaggio o delle scorte) che producono delle deviazioni temporanee dal *trend* atteso. Tali fenomeni danno origine a quello che viene definito "*basis risk*", che si genera quando le quotazioni a pronti e a termine presentano trend divergenti.

<sup>63</sup> Sono stati utilizzati i prezzi espressi dal mercato a pronti solo per i giorni lavorativi che coincidono con quelli di apertura dei corrispondenti mercati a termine.

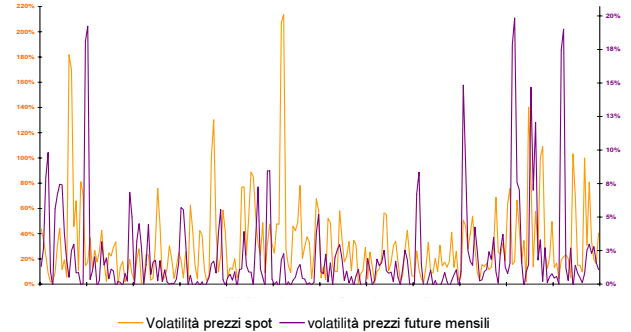


Fig. 4.4 Volatilità giornaliera mercato spot e future mensile su Nordpool



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

Fig. 4.5 Volatilità giornaliera mercato spot e future mensile su EEX



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

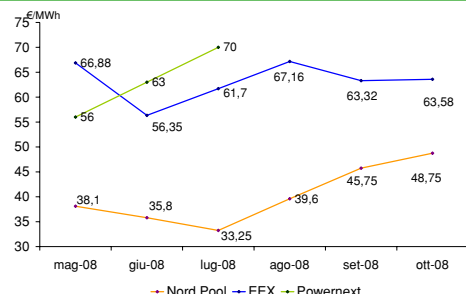
Come si può notare la volatilità delle quotazioni giornaliere che si registra sul mercato a pronti è sensibilmente maggiore rispetto a quella tipica dei contratti a termine; nel 2007 il rapporto tra le volatilità nei due mercati è risultato superiore a 3 su Nord Pool e a 10 su EEX.

Per analizzare il legame tra quotazioni a pronti e *forward* quindi si deve seguire una strada diversa e molti analisti ragionano in termini di premio per il rischio, così come viene quantificato dal mercato. In particolare se si prevede una domanda crescente si può pensare che le quotazioni a termine saranno superiori a quelle a pronti e viceversa. Il segno di tale premio per il rischio può essere quindi sia positivo che negativo e in letteratura vi è evidenza che, *ceteris paribus*, nel breve termine i contratti *forward* tendano a sovrastimare il prezzo *spot* che si verificherà effettivamente (cfr. Longstaff e Wang)<sup>64</sup>. Ciò sembra costituire una risposta razionale agli elevati livelli di volatilità che, come si è visto, caratterizzano i mercati a pronti dell'elettricità. Un ruolo non trascurabile sembra giocare anche la stagionalità, per cui il premio per il rischio verosimilmente risulterà più elevato nei mesi che presentano tradizionalmente maggiore richiesta di energia come quelli invernali ed estivi. Vi sono invece maggiori probabilità che risulti negativo per scadenze di lungo periodo (superiori a uno o due anni). Una spiegazione può derivare dall'esigenza che hanno i produttori, quando valutano l'acquisizione o la costruzione di un impianto, di assicurarsi comunque un prezzo a cui potranno vendere l'energia prodotta. In tal modo possono pianificare su basi certe gli ingenti investimenti richiesti soprattutto nel caso in cui si tratti di tecnologie produttive poco flessibili, quali ad esempio il nucleare. Ne deriva che la curva *forward* può risultare piuttosto variabile e instabile assumendo andamenti diversi da quelli prevalenti per le altre merci o attività finanziarie che, non di rado, sono monotonicamente crescenti o decrescenti (in gergo si definiscono tali situazioni rispettivamente come *contango* e *backwardation*). Di seguito sono riportate le curve *forward* prevalenti ad inizio aprile 2008 sui principali mercati europei con riferimento a periodi di consegna mensili, trimestrali e annuali<sup>65</sup> (Fig. 4.6, 4.7, 4.8).

64 Longstaff F.A. e Wang A. (2002), "Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis" Working Paper 10\_02 Anderson Graduate School of Management - Finance - UCLA.

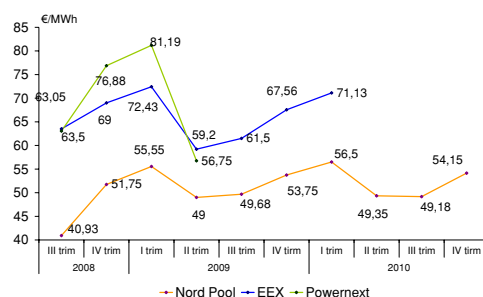
65 L'orizzonte temporale che caratterizza i diversi mercati dipende dal numero di contratti relativi ad una medesima scadenza quotati contemporaneamente.

Fig. 4.6 Curve mensili dei prezzi forward



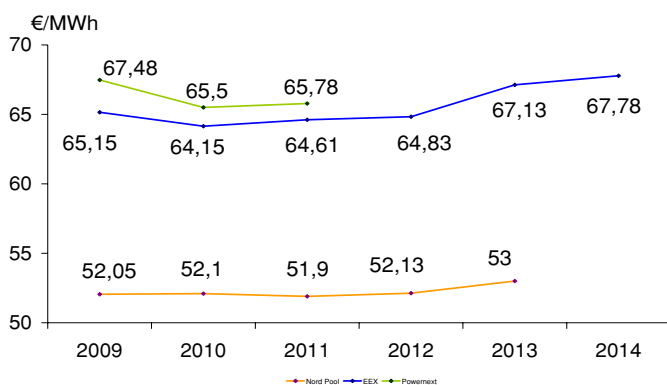
Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

4.7 Curve trimestrali dei prezzi forward



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

Fig. 4.8 Curve annuali dei prezzi forward



Fonte: Elaborazioni GME su dati Reuters

Il contenuto informativo delle curve *forward* deve essere interpretato con cautela; queste forniscono una struttura a termine dei prezzi a cui oggi gli operatori di mercato sarebbero disposti a comprare, vendere o consegnare elettricità e non una previsione più o meno accurata del livello che i prezzi raggiungeranno ad una data futura. Si tratta quindi di prezzi che incorporano il set informativo disponibile includendo, per costruzione, l'attuale livello delle quotazioni a pronti, la modellizzazione probabilistica della loro evoluzione, i valori attesi delle quotazioni dei combustibili e il grado di avversione al rischio degli operatori. In sostanza sono coerenti con la condizione di non arbitraggio e incorporano il premio per il rischio che gli operatori sono disposti a pagare per fissare in anticipo i costi di approvvigionamento o gli incassi derivanti dalla cessione dell'energia che verrà prodotta in futuro. Le analisi *ex post*, le quali mostrano come spesso i prezzi dei contratti *futures* e quelli che si realizzano effettivamente a scadenza sul sottostante mercato a pronti possano risultare molto diversi, vengono a volte utilizzate per argomentare come i mercati a termine dell'elettricità siano poco efficienti. Tale interpretazione appare poco condivisibile, visto che la loro funzione non è quella di prevedere i prezzi che si osserveranno in futuro (se ciò fosse possibile probabilmente non sarebbe necessario coprirsi), ma di aiutare gli operatori a programmare la loro attività e quindi a fissare in anticipo i margini di profitto che, in base alla propria struttura dei costi ed efficienza, ritengono soddisfacenti. Si potrebbe anzi argomentare al contrario, che proprio tale differenza giustifica l'esistenza di mercati a termine rendendoli uno strumento indispensabile, stando a testimoniare che gli operatori sono disposti a pagare premi per il rischio molto elevati.

#### 4.4 La situazione italiana e il progetto MTE

In Italia, dove l'istituzione della borsa elettrica è stata più recente rispetto agli altri principali paesi europei si è adottato un approccio graduale al completamento del disegno del mercato elettrico e i tempi appaiono ormai maturi per introdurre nuovi e ulteriori strumenti di flessibilità, primi tra tutti i contratti a termine, da mettere a disposizione degli operatori.

Un importante passo in tal senso è stato costituito dall'entrata in funzione della PCE, piattaforma dei conti energia la quale, separando gli aspetti collegati all'esecuzione (consegna fisica) dei contratti di approvvigionamento, da quelli di gestione del portafoglio energia detenuto, consente agli operatori di rinegoziare e, se necessario, modificare le obbligazioni assunte prima della loro scadenza.

Per sfruttare al meglio le potenzialità di questo strumento, il GME ha di recente presentato, avviando un processo di consultazione con gli operatori, un progetto che mira a creare un mercato fisico regolamentato, denominato MTE, per lo scambio di blocchi di energia elettrica a termine. Si cerca così di avvicinare ulteriormente la struttura del mercato italiano a quella che caratterizza i principali paesi europei con l'obiettivo di fornire agli operatori la possibilità di negoziare, avvalendosi di un mercato regolamentato, energia elettrica su un orizzonte temporale decisamente più lungo di quello attualmente reso disponibile attraverso il mercato del giorno prima. Inoltre, ciò potrà essere fatto assicurando elevati standard di trasparenza, liquidità e sicurezza, in modo da contribuire a promuovere l'efficienza e la concorrenzialità dell'intero settore, salvaguardando al contempo la stabilità e la sicurezza del sistema elettrico, grazie alla piena compatibilità e integrazione con la PCE. MTE sarà strutturato in modo da limitare i costi di accesso e di utilizzo soprattutto per i soggetti di piccole e medie dimensioni che potrebbero avere difficoltà ad acquisire l'*expertise* e il *know how*, oltre alle strutture di *trading* e *back-office*, spesso indispensabili per operare sui mercati a termine.

Ciò deriva dal fatto che, come già accennato, MTE presenterà un elevato grado di integrazione con gli altri segmenti del mercato elettrico, per cui la piattaforma di negoziazione sarà molto simile (sia dal punto di vista dell'interfaccia grafica che delle funzionalità) a quelle utilizzate per gli altri mercati gestiti dal GME, di facile utilizzo e non richiederà investimenti in costose infrastrutture tecnologiche. Infine, in considerazione del fatto che si tratta del primo mercato per gli scambi di energia elettrica tra quelli offerti dal GME che funzionerà con una modalità di negoziazione in continua, la microstruttura, le regole di funzionamento, oltre che le tipologie e le modalità di gestione degli ordini immessi sul *book* saranno strutturati in modo da semplificare al massimo l'operatività e prevenire le possibilità di commettere errori nella fase di immissione degli ordini e conclusione dei contratti.

Anche le fasi del *post-trading*, dalla gestione delle garanzie al regolamento delle partite economiche, avverranno in maniera in larga misura analoga a quella cui gli operatori sono abituati nell'ambito delle negoziazioni che avvengono sugli altri segmenti del mercato elettrico. Le garanzie saranno basate su fideiussioni a copertura del controvalore totale delle transazioni eseguite e verranno introdotte delle misure volte a consentirne una gestione dinamica da parte degli operatori, nell'ottica di una maggiore razionalizzazione del sistema, oltre che una riduzione dei costi operativi. In sostanza, pur essendo i sistemi di garanzia di MTE e degli altri mercati elettrici (MGP/MA) distinti, sarà possibile presentare un'unica fideiussione decidendo di volta in volta in che modo ripartirla sui vari mercati cui l'operatore partecipa. Infine, per limitare l'onerosità "percepita" del sistema di garanzia, la durata del ciclo dei pagamenti, da cui dipendono gli importi che devono essere coperti tramite fideiussione, sarà oggetto di consultazione con gli operatori.

L'introduzione di negoziazioni per blocchi di energia a termine consentirà di venire incontro ad una delle principali esigenze da tempo espresse dai partecipanti al mercato, ossia di aumentare la trasparenza e avere dei segnali di prezzo rappresentativi per orizzonti temporali superiori a quelli offerti da MGP. Al momento, infatti, tutte le transazioni a termine avvengono OTC e non sono pubblicamente disponibili informazioni attendibili circa i prezzi prevalenti. Si tratta di un fattore potenzialmente molto importante per aumentare i livelli di concorrenza del settore.

Un aspetto strettamente collegato al precedente è quello di una maggiore liquidità e quindi, *ceteris paribus*, una più ampia possibilità per molti operatori di spuntare condizioni di prezzo più favorevoli rispetto a quanto avviene oggi.

Anche la gestione del rischio di controparte sarà facilitata, in quanto, il GME agirà sul mercato da controparte centrale e garantirà quindi il buon fine delle operazioni. Ciò avrà ricadute positive anche sui costi sopportati dagli operatori rendendo loro più agevole, tra l'altro, la gestione dei contratti, oltre che dei relativi pagamenti e facendo al contempo diminuire in modo consistente tutti i rischi operativi. In tale direzione va anche la possibilità di registrare le transazioni concluse OTC ai fini del *clearing* e del *settlement*; si tratta di un ulteriore elemento di flessibilità che, ferma restando la possibilità degli operatori di accordarsi liberamente sul prezzo, permetterà loro di avvalersi ugualmente dei vantaggi offerti da un mercato a controparte centrale dal punto di vista della gestione del rischio.

La sicurezza e la stabilità del sistema elettrico, oltre che la prevenzione di eventuali eccessi speculativi, vengono assicurati tramite l'integrazione con la PCE, cosa che impedisce agli operatori di assumere impegni superiori alle proprie capacità effettive di immissione/prelievo di energia elettrica. Ciò dovrebbe contribuire anche a contenere la volatilità dei prezzi.

La natura di mercato puramente fisico di MTE, oltre ai pregi in precedenza evidenziati, comporta anche alcuni vincoli:

- i contratti negoziati su MTE una volta giunti a scadenza comporteranno l'obbligo di consegnare/ritirare i quantitativi di energia elettrica sottostante, ossia non sarà possibile chiudere le posizioni a termine direttamente sul sottostante mercato a pronti (MGP);
- le negoziazioni possono coprire, a regolamentazione vigente, un orizzonte temporale non superiore ai 60 giorni, che corrisponde al periodo massimo di consegna previsto per la registrazione sulla PCE delle transazioni di energia elettrica.

Ciò nonostante l'iniziativa mantiene un alto valore strategico a livello di sistema, in quanto crea i migliori presupposti per fare in modo che in tempi brevi, anche in Italia, possano essere introdotti, in condizioni di sicurezza, contratti derivati (finanziari) sull'energia elettrica. Infatti qualsiasi iniziativa in tal senso deve tener ben presente la specificità della "merce" energia elettrica, la quale rappresenta un bene strategico di primaria importanza per assicurare al Paese un ordinato e duraturo sviluppo economico e la cui disponibilità deve essere garantita a tutti con continuità, nel rispetto di standard qualitativi del servizio adeguati e a costi ragionevoli. Indicative in tal senso sono le esperienze di successo delle principali borse europee che hanno adottato il modello di mercato più adatto alla struttura nazionale del settore.

## 5. I MERCATI AMBIENTALI

La liberalizzazione dei mercati dell'energia nei paesi membri dell'Unione Europea e lo *shift* generale dalle politiche di “*command and control*” ai meccanismi di mercato ha condotto verso nuovi modi di stimolare le iniziative per sostenere lo sviluppo delle fonti rinnovabili e incrementare l'efficienza negli usi finali dell'energia.

Nel passato, le politiche energetiche erano implementate nella maggior parte dei paesi con azioni dirette dei governi attraverso monopoli di stato, normativa coercitiva e, in alcuni casi, incentivi. Con il progressivo avvento della liberalizzazione dei mercati dell'energia e la privatizzazione delle compagnie di stato, l'enfasi si è rivolta verso una regolazione del mercato che introduce correttivi economici per prendere in considerazione gli interessi collettivi (come le esternalità) e obiettivi di lungo termine, che generalmente non sono considerati dalle forze di mercato in assenza di misure correttive.

Tale *shift* è legato, peraltro, all'evidenza che le politiche e le misure basate sull'imposizione di tasse e tariffe hanno mostrato i loro limiti, dal momento che raramente utilizzano le forze di mercato in modo efficace e i risultati ottenuti tendono ad avere costi più alti del necessario e possono portare a uno sviluppo non ottimale delle nuove tecnologie. Infatti gli atti di programmazione e di pianificazione, che in astratto possono essere considerati strumenti di razionalizzazione fondamentali, nei fatti spesso non riescono a funzionare e le imprese non sono incentivate a raggiungere risultati superiori rispetto agli standard stabiliti. Vincoli troppo stringenti e rigidità scoraggiano l'introduzione nel mercato di nuovi prodotti o l'utilizzo di tecniche produttive più evolute penalizzando gli investimenti. Inoltre l'imposizione di tasse e tariffe determina un prezzo per l'esternalità ma non influisce sulla quantità, mentre i permessi negoziabili fissano la quantità e consentono alle forze di mercato di determinarne il prezzo.

Le politiche ambientali attuate con strumenti più flessibili rispetto a quelli tradizionali di “*command and control*” risalgono culturalmente e sono state attuate dapprima negli Stati Uniti. Fin dal 1990, una modifica legislativa al *Clean Air Act* introdusse un sistema di negoziazione dei diritti di inquinamento correlati alle emissioni solforose (SO<sub>2</sub>).

In Italia e in altri paesi europei, questi modelli sono stati sperimentati solo negli ultimi anni e riguardano principalmente il settore dell'energia elettrica; sono stati così avviati i mercati dei “diritti di inquinamento” relativi alle quote di emissione dei gas a effetto serra, dei certificati verdi rappresentativi di energia prodotta da fonti rinnovabili e dei certificati bianchi rappresentativi di risparmi ottenuti attraverso la realizzazione di progetti di incremento dell'efficienza energetica.

Di fatto, ciascuno dei tre mercati non potrebbe esistere senza un intervento regolatorio articolato che plasma e dà forma all'arena nella quale avvengono poi le transazioni tra operatori secondo lo schema classico dell'incontro tra domanda e offerta che determina il processo di formazione dei prezzi.

In linea con il pensiero economico di Ronald Coase, l'istituzione di un libero mercato di scambio dovrebbe facilitare la gestione delle emissioni e delle esternalità nella maniera economicamente più efficiente, ossia laddove i costi marginali di abbattimento siano più contenuti<sup>66</sup>. Diversamente dall'approccio amministrativo o normativo, gli strumenti di mercato presentano il vantaggio di utilizzare i segnali del mercato per rimediare ai fallimenti propri del mercato stesso.

Sia che influiscano sui prezzi (tramite la tassazione o gli incentivi) o fissino quantitativi assoluti (scambio di diritti di emissione) o quantitativi per unità di prodotto, gli strumenti di mercato riconoscono implicitamente le differenze esistenti tra le imprese e offrono pertanto una flessibilità che consente di ridurre considerevolmente i costi dei miglioramenti ambientali. Tuttavia, questi meccanismi non sono in grado da soli di risolvere tutti i proble-

<sup>66</sup> Ronald Coase (1960), The problem of social cost, The Journal of Law and Economics.

mi, ma necessitano di un quadro normativo chiaro per funzionare, e vengono spesso utilizzati in un mix di politiche assieme ad altri strumenti.

Pertanto se scelti correttamente e concepiti adeguatamente, i meccanismi di mercato presentano apprezzabili vantaggi rispetto agli strumenti normativi:

- migliorano i segnali di prezzo, attribuendo un valore ai costi e ai benefici esterni delle attività economiche, così che i soggetti economici possano tenerne conto e modificare il loro comportamento al fine di ridurre gli effetti negativi o aumentare quelli positivi sull'ambiente o su altre variabili rilevanti a livello di sistema;
- offrono una maggiore flessibilità alle imprese nel conseguimento dei loro obiettivi e diminuiscono così i costi complessivi da esse sostenuti per conformarsi alla normativa;
- spingono le imprese ad impegnarsi, a più lungo termine, sulla via dell'innovazione tecnologica per ridurre ulteriormente gli effetti negativi sull'ambiente ("efficienza dinamica");
- sostengono l'occupazione, se impiegati nel quadro di una riforma della normativa ambientale che la renda stabile, credibile e coerente rispetto agli obiettivi generali di politica energetica.

### 5.1 Il Mercato dei Certificati Verdi

Il GME da marzo 2003 organizza un mercato per la negoziazione di Certificati Verdi (CV), che rappresentano una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.

Il meccanismo si basa sul D.Lgs. 79/99, che all'art. 11 obbliga, a partire dal 2002, produttori e importatori di energia elettrica ad immettere ogni anno in rete una quota prestabilita di energia prodotta da fonti rinnovabili. Tale quota era stata fissata in misura pari al 2% dell'energia elettrica prodotta o importata da impianti alimentati da fonti non rinnovabili nell'anno precedente, per la parte eccedente i 100 GWh/anno; tra il 2004 e il 2006 è stata incrementata dello 0,35% annuo, mentre per il periodo compreso tra il 2007 e il 2012 il tasso di crescita annuo è stato portato allo 0,75%.

L'adempimento dell'obbligo da parte di un soggetto è verificato attraverso la consegna al Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A. (GSE) di un numero di CV che rappresenti un quantitativo di energia sufficiente a coprire l'obbligo stesso.

Al GSE è affidato anche il compito di attribuire ad un impianto, su richiesta del produttore, la qualifica di IAFR (impianto alimentato a fonti rinnovabili) e successivamente emettere un numero di CV corrispondente alla quantità di energia prodotta da tale impianto nell'anno precedente o alla producibilità attesa nell'anno in corso o in quello successivo. Per gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 la certificazione IAFR dà diritto al rilascio dei relativi CV per un periodo di 12 anni.

Il GSE inoltre emette a proprio favore un numero di CV pari al quantitativo di energia acquistata da impianti CIP6 alimentati da fonti rinnovabili.

Ogni CV è caratterizzato dall'anno di riferimento in cui l'energia ad esso sottostante è stata effettivamente prodotta e può essere utilizzato per adempiere l'obbligo relativo a quello stesso anno o ai due anni seguenti. La taglia dei CV dal febbraio 2008 è stata ridotta da 50 a 1 MWh.

Tali certificati sono di fatto dei titoli al portatore e quindi separati dall'energia elettrica a fronte della quale sono stati emessi. Di conseguenza possono essere liberamente negoziati sul mercato organizzato dal GME o bilateralmente, aumentando la flessibilità ed economicità del sistema di incentivazione, in quanto i soggetti obbligati possono scegliere tra l'investimento diretto nella costruzione di nuovi impianti o l'acquisto di CV da altri produttori. Trattandosi di operatori razionali, è ipotizzabile che optino per la prima soluzione solo se hanno costi marginali inferiori al prezzo di mercato dei CV. Il risultato dovrebbe essere

quello di contenere, a livello di sistema, i costi complessivi dell'incentivazione stimolando al contempo anche gli investimenti da parte di quegli operatori che, per non essendo soggetti ad alcun obbligo, hanno una struttura dei costi più efficiente.

### 5.1.1 Gli esiti del Mercato dei Certificati Verdi nel 2007

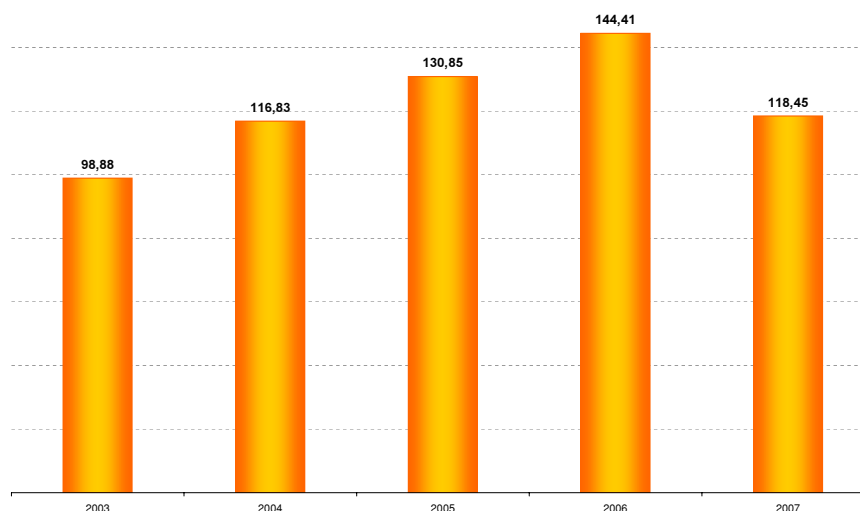
Nel corso del 2007 sono state organizzate quarantotto sessioni di mercato dei CV. Durante queste sessioni gli operatori hanno negoziato CV aventi come anno di riferimento il 2004, 2005, 2006 e 2007. Per poter adempiere l'obbligo relativo all'anno 2007, il cui termine è il 31 marzo 2008, i soggetti obbligati possono presentare al GSE i CV relativi al 2007 e ai due anni precedenti, 2005 e 2006. Il numero di certificati scambiati è stato pari a 8.202 con una netta prevalenza di quelli riferiti al 2006.

Tab. 5.1 Il numero totale di CV scambiati sul mercato nel 2007

	2004	2005	2006	2007
Scambiati	9	168	7.539	486
CTV totale	€ 58.281,00	€ 1.189.110,00	€ 55.021.420,00	€ 2.878.320,00
Prezzo min	€ 118,73	€ 103,00	€ 117,50	€ 113,00
Prezzo max	€ 138,69	€ 147,00	€ 147,00	€ 123,50
Prezzo medio	€ 129,51	€ 141,56	€ 145,96	€ 118,45

I prezzi<sup>67</sup> hanno fatto registrare una sensibile riduzione anche in conseguenza del fatto che, per la prima volta dall'avvio del meccanismo, si è verificato un eccesso di offerta di certificati da parte dei produttori "privati", rispetto alla domanda proveniente dai soggetti obbligati. Di seguito è riportato il grafico relativo ai prezzi medi ponderati (espressi in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dalla partenza del mercato al 31.12.2007).

Fig. 5.1 I prezzi medi ponderati (in €/MWh) dei CV per anno di riferimento (dati aggiornati al 31. 12. 2007)

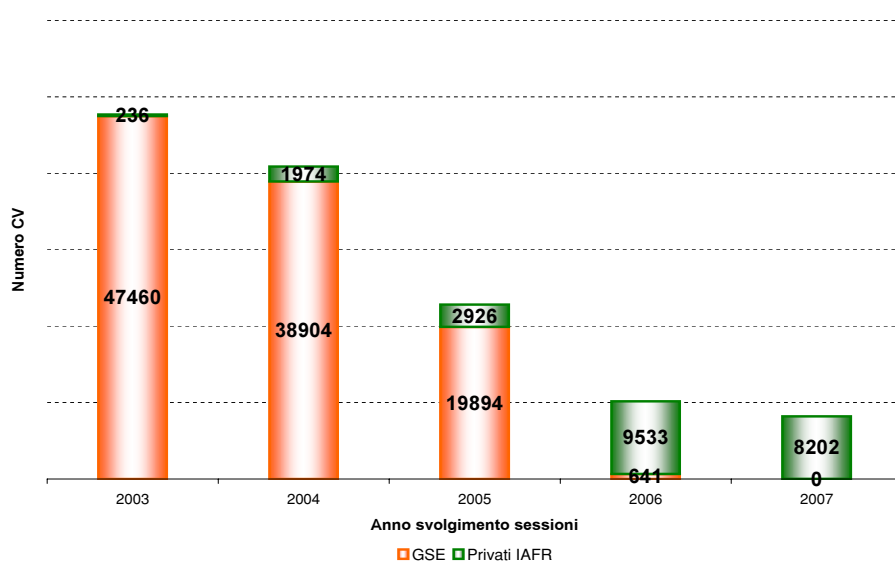


67 Si tenga presente che i CV sono negoziati ad un prezzo comprensivo di IVA al 20%.



Le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME presentano una prolungata tendenza al ribasso cui ha contribuito in larga misura la diminuzione graduale dei CV emessi dal GSE e offerti sul mercato per coprire la domanda residua che nel 2007, come già accennato, è risultata nulla. Il GSE quindi non ha venduto alcun CV e per la prima volta dalla partenza del mercato si è verificata una riduzione anche del numero di certificati ceduti da parte dei soggetti non istituzionali.

Fig. 5.2 Volumi scambiati sul mercato CV (per anno di svolgimento delle sessioni)



L'evoluzione delle contrattazioni dipende da alcuni fattori di tipo normativo quali in primo luogo la previsione che il GSE possa vendere i suoi CV sul mercato ad un prezzo predeterminato (definito di riferimento)<sup>68</sup>, conosciuto in anticipo dagli operatori e collegato ai costi unitari (per MWh) del meccanismo di incentivazione CIP6.

Pertanto in una situazione di scarsità di certificati, gli operatori privati si sono adeguati offrendo i propri CV ad un prezzo analogo (uguale o solo leggermente inferiore) a quello di riferimento. Per i certificati aventi come anno di riferimento il 2006, in virtù di un sostanziale riequilibrio tra domanda e offerta il differenziale tra le quotazioni di mercato e il prezzo a cui il GSE doveva collocare i propri CV ha cominciato a crescere, fenomeno che si è significativamente ampliato nel caso dell'anno di riferimento 2007, quando il mercato è diventato decisamente lungo (sul punto si tornerà nel paragrafo successivo).

In sostanza l'evoluzione recente delle negoziazioni dimostra come il mercato stia funzionando in maniera efficiente, visto che i prezzi sembrano rispondere prontamente all'andamento dei fondamentali, anche se rimane elevato il peso delle contrattazioni che avvengono al di fuori del mercato regolamentato. Con riferimento a queste ultime il GME, per venire incontro alle esigenze manifestate dagli operatori, nel corso del 2007 ha reso operativa una Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV). Attraverso questo nuovo strumento è possibile registrare e regolare contratti bilaterali aventi ad oggetto CV, rendendo quindi più agevole e sicura tale modalità di negoziazione, in quanto agli operatori vengono garantiti sia la regolazione dei pagamenti che il trasferimento della proprietà dei titoli sottostanti la transazione.

<sup>68</sup> Il prezzo di riferimento è dato dalla differenza tra il prezzo che il GSE paga ai proprietari degli impianti CIP6 per acquistare l'energia rinnovabile da essi prodotta e i ricavi ottenuti rivendendo tale energia sul mercato.

### 5.1.2 Le modifiche introdotte nel 2008 e il loro impatto sulle negoziazioni

Il recente *trend* ribassista delle quotazioni è stato accolto con preoccupazione dai produttori di piccole e medie dimensioni, i quali temono un allungamento dei tempi necessari a rientrare degli investimenti fatti, un'erosione dei margini di redditività e, in prospettiva, una crescente difficoltà ad ottenere finanziamenti da parte del sistema bancario per avviare nuovi progetti.

In presenza di un eccesso di offerta la pressione sui prezzi potrebbe essere amplificata dalle asimmetrie esistenti tra la struttura della domanda e dell'offerta, che vede un elevato e crescente livello di concentrazione degli acquirenti. A tale proposito si consideri che tra il 2006 e il 2007 la quota di mercato dei tre principali compratori è passata dal 51,6% al 76,4%, mentre con riferimento ai venditori si è assistito al fenomeno opposto, visto che i tre maggiori operatori sono scesi dal 48,3% al 27,2%.

Tab. 5.2 Composizione della domanda e dell'offerta (in %) sul Mercato dei CV

	2006		2007	
	DOMANDA Quote di mercato (in %)	OFFERTA Quote di mercato (in %)	DOMANDA Quote di mercato (in %)	OFFERTA Quote di mercato (in %)
Primi tre operatori	51,6	48,3	76,4	27,2
Primi dieci operatori	99,9	81,3	99,1	54,1
Altri	0,1	18,7	0,9	45,9

Al fine di contribuire al riequilibrio del sistema e limitare i fattori di incertezza che potrebbero scoraggiare nuovi investimenti da parte dei produttori la legge 24 dicembre 2007, n. 244, ha introdotto alcune sostanziali novità.

Alla riduzione della taglia dei CV da 50 a 1 MWh e all'aumento dallo 0,35% allo 0,75%, per il periodo 2007-2012, del tasso di crescita annuo della quota di energia rinnovabile che i soggetti obbligati devono immettere in rete, si è già accennato in precedenza. Nel primo caso l'obiettivo è di venire incontro ai produttori di piccole dimensioni rendendone più agevole l'accesso al mercato, mentre il secondo intervento mira a sostenere la domanda e quindi riassorbire l'eccesso di offerta che è emerso nell'ultimo anno.

Gli altri interventi riguardano:

- l'estensione del periodo, da 12 a 15 anni, per il quale vengono rilasciati CV con riferimento agli impianti da fonti rinnovabili con potenza nominale media annua superiore ad 1 MW entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007;
- la differenziazione dell'incentivo in relazione alla tipologia di tecnologia rinnovabile per non penalizzare eccessivamente quelle che, pur avendo in prospettiva un buon potenziale di crescita, al momento risultano più costose. Il quantitativo di CV emessi dal GSE sarà così pari al prodotto della produzione netta di energia rinnovabile moltiplicata per un coefficiente che varia in relazione alla fonte utilizzata (si veda la tabella seguente)<sup>69</sup>:

<sup>69</sup> Si ricorda che per gli impianti fotovoltaici è in vigore un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa basato sul cosiddetto conto energia.

Tab. 5.3 Numero di CV emessi per ogni MWh di energia da fonte rinnovabile "prodotto"

Fonte	Coefficiente
Eolica per impianti di taglia superiore a 200 KW	1,00
Eolica off-shore	1,10
Geotermica	0,90
Moto ondoso e maremotrice	1,80
Idraulica	1,00
Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,10
Biomasse e biogas derivanti da prodotti agricoli, di allevamento e forestali, ottenuti nell'ambito di intese di filiera o contratti quadro oppure di filiere corte (entro un raggio di 70 Km)	1,80
Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,80

Fonte: GSE

- la possibilità, data ai produttori, di richiedere l'applicazione di una tariffa incentivante onnicomprensiva per gli impianti da fonte rinnovabile di piccola taglia (non superiore a 1 MW) entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2007. Tale sistema è alternativo al rilascio di CV e la tariffa riconosciuta varia in relazione alla fonte utilizzata;
- il ritiro dei certificati verdi in scadenza al prezzo di mercato. Dal 2008 e fino al raggiungimento dell'obiettivo minimo della copertura del 25 per cento del consumo interno di energia elettrica con fonti rinnovabili e dei successivi aggiornamenti derivanti dalla normativa dell'Unione Europea, il GSE, su richiesta del produttore, ritira i certificati verdi, in scadenza nell'anno, eccedenti rispetto a quelli necessari per assolvere all'obbligo della quota minima dell'anno precedente, a un prezzo pari alla quotazione media dei CV registrata sul mercato nell'anno precedente dal GME e trasmessa al GSE entro il 31 gennaio di ogni anno;
- una nuova metodologia di calcolo per il prezzo di riferimento del GSE. Dal 2008 i CV emessi dal GSE a proprio favore, sono collocati sul mercato a un prezzo, riferito al MWh elettrico, pari alla differenza tra il valore di riferimento, fissato in sede di prima applicazione in 180 €/MWh, e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica, definito dall'AEEG, registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

In relazione all'obbligo relativo all'anno 2007, che deve essere assolto entro il 31 marzo 2008, il prezzo di ritiro del GSE, che si applica ai CV aventi come anno di riferimento il 2005, è stato fissato (IVA esclusa) a 120,19 €/MWh, mentre il prezzo (sempre al netto dell'IVA) a cui il GSE può collocare sul mercato i propri certificati è stato stabilito in 112,88 €/MWh. Nel primo trimestre del 2008 le quotazioni osservate sul mercato organizzato dal GME hanno continuato a perdere terreno, avendo fatto registrare un prezzo medio ponderato (IVA esclusa) pari a 82,37 €/MWh. Interessante notare come non siano stati negoziati certificati relativi all'anno 2005, visto che il prezzo di ritiro del GSE risulta di gran lunga superiore a quello prevalente sul mercato. Sembra in tal modo confermato il persistere di una condizione di eccesso di offerta, resa ancor più evidente dall'ampliamento (cui si è già accennato in precedenza) dello scostamento tra quotazioni di mercato e prezzo di riferimento del GSE. Dalla tabella seguente emerge come, al netto dell'IVA (20%), le quotazioni medie dei CV per l'anno di riferimento 2006 abbiano fatto registrare uno sconto di quasi 5 €/MWh, mentre se si considera l'anno 2007 il differenziale è stimabile in quasi 30 €/MWh, nonostante le nuove modalità di calcolo del prezzo GSE abbiano portato ad una sua contrazione<sup>70</sup>.

<sup>70</sup> Tale prezzo, in base alla vecchia normativa era pari a 137,49 €/MWh.

Tab. 5.4 Differenziale (in €/MWh) tra prezzi di mercato dei CV e prezzo di riferimento del GSE

Anno di riferimento dei certificati scambiati	Prezzo medio cumulato sul Mercato dei CV IVA esclusa (A)	Prezzo di riferimento GSE IVA esclusa (B)	Differenza (A) - (B)
2003	82,40	82,40	0,00
2004	97,36	97,39	-0,03
2005	108,92	108,92	0,00
2006	120,37	125,28	-4,91
2007	82,99	112,88	-29,89

Si deve notare inoltre come, in conseguenza del fatto che i volumi annuali si concentrano nel primo trimestre<sup>71</sup> (ossia a ridosso della scadenza per l'adempimento all'obbligo previsto per l'anno precedente), il valore di 82,37 €/MWh (IVA esclusa), registrato tra gennaio e marzo 2008, rappresenta una stima piuttosto affidabile del prezzo medio annuo dei CV che prevarrà sul mercato e quindi del valore a cui nel 2009 saranno ritirati i CV eccedenti aventi come anno di riferimento il 2006. Ciò potrebbe contribuire ad una stabilizzazione delle quotazioni nei prossimi mesi, mentre in un'ottica di più lungo periodo lo stimolo della domanda derivante dall'innalzamento dei tassi di crescita annua della quota di produzione da fonti rinnovabili imposta ai soggetti obbligati dovrebbe favorire un riassorbimento dell'eccesso di offerta che al momento caratterizza il mercato. Ciò si tradurrebbe concretamente in un sostegno alle quotazioni, facendole riavvicinare al prezzo di riferimento del GSE e portando di conseguenza ad una stabilizzazione dei ricavi complessivi (da vendita di energia e dei CV ad essa collegati) dei produttori.

Un ruolo fondamentale sarà comunque giocato dalle aspettative degli operatori e dal peso che questi attribuiranno al permanere di alcuni fattori di incertezza:

- le quote obbligatorie di produzione da fonti rinnovabili sono stabilite solo fino al 2012, ossia per un periodo di gran lunga inferiore ai 12 o 15 anni (a seconda del momento di entrata in esercizio degli impianti da fonti rinnovabili) per i quali gli operatori hanno diritto all'emissione di CV. Di conseguenza al momento risulta difficile prevedere quale andamento potrà avere la domanda dal 2013 in poi;
- il meccanismo di determinazione del prezzo di riferimento del GSE può essere modificato dal legislatore con cadenza triennale, ma non viene specificato in quali circostanze e in che modo ciò avverrebbe;
- il meccanismo di formazione dei prezzi è ancora poco trasparente in quanto una parte consistente degli scambi avviene OTC e non sono disponibili informazioni attendibili circa i prezzi sottostanti a tali transazioni. Sarebbe auspicabile promuovere un maggior ricorso al mercato regolamentato da parte degli operatori visto anche il ruolo fondamentale che gli è stato affidato nella determinazione del prezzo di riferimento per i certificati in scadenza.

Per quanto riguarda quest'ultimo punto il GME ha recentemente proposto alle autorità competenti delle importanti modifiche regolamentari offrendosi, come già avviene per il mercato elettrico, di agire in qualità di controparte centrale. In tal modo gli operatori potrebbero accedere al mercato in condizioni di maggiore sicurezza, semplicità ed economicità usufruendo dei vantaggi derivanti dal fatto che il buon fine delle transazioni sarebbe interamente garantito eliminando il rischio di controparte; la regolazione dei pagamen-

<sup>71</sup> Nel 2007 ben 7.105 contratti su un totale di 8.202 sono stati scambiati tra il 1° gennaio e il 31 marzo.

ti avverrebbe in maniera più rapida (entro un giorno lavorativo); l'intera l'operatività si svolgerebbe in modo completamente anonimo; le procedure amministrativo-contabili risulterebbero estremamente semplificate con una consistente riduzione dei costi di gestione, in quanto il GME sarebbe l'unica controparte per tutte le transazioni eseguite sul mercato. In conclusione sembra potersi affermare che il meccanismo dei CV sta funzionando in maniera soddisfacente, essendo stato in grado di generare una produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili superiore agli obiettivi fissati. Tale giudizio positivo può essere esteso anche al mercato in quanto si è dimostrato idoneo a far emergere prezzi rappresentativi dei reali rapporti di forza tra la domanda e l'offerta.

## 5.2 Il Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

Il sistema dei titoli di efficienza energetica (TEE), istituito con due Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio del 20 luglio 2004, si basa sull'imposizione dell'obbligo di adottare misure volte a contenere i consumi energetici, in capo ai distributori di energia elettrica e gas con almeno 100.000 clienti.

I medesimi decreti individuano gli obiettivi annui di risparmio che i soggetti obbligati devono conseguire, demandando all'AEEG di stabilire le modalità con cui tali risparmi vengono certificati e le procedure che sovrintendono al rilascio dei corrispondenti TEE. In tale ambito al GME è stato affidato il compito di emettere, dietro autorizzazione dell'AEEG, i TEE; organizzare e gestire il registro su cui questi vengono accreditati agli operatori, oltre a una piattaforma di negoziazione su cui tali certificati possono essere scambiati.

I TEE, che hanno un valore pari ad un tep sono distinti in tre diverse tipologie:

- Tipo I, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi finali di energia elettrica;
- Tipo II, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi per la riduzione dei consumi di gas naturale;
- Tipo III, attestanti il conseguimento di risparmi di energia primaria attraverso interventi diversi da quelli di cui ai punti precedenti.

Per ottemperare all'obbligo le imprese di distribuzione, entro il 31 maggio di ciascun anno, devono trasmettere all'AEEG i TEE relativi all'anno precedente per il loro annullamento e la stessa Autorità verifica che ciascuna impresa di distribuzione possieda i titoli corrispondenti all'obiettivo annuo.

I progetti di risparmio energetico possono comunque essere realizzati non solo dai soggetti obbligati, ma anche, su base volontaristica, da altri distributori o da società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), che possono rivendere i certificati così ottenuti per finanziare e remunerare gli investimenti eseguiti. In tal modo si cerca di creare un circolo virtuoso incentivando la diffusione nel sistema di standard migliori di efficienza energetica.

Dal punto di vista dei soggetti obbligati, la presenza sul mercato di altri operatori costituisce un prezioso strumento di flessibilità, in quanto se ottenessero risparmi inferiori agli obiettivi fissati potrebbero acquistare con maggiore facilità i certificati mancanti sul mercato. A livello di sistema invece il meccanismo, analogamente a quanto visto per i CV, dovrebbe consentire di minimizzare i costi a parità di risultati, in quanto incentiva la realizzazione di progetti da parte di quei soggetti che presentano costi marginali inferiori e quindi risultano più efficienti.

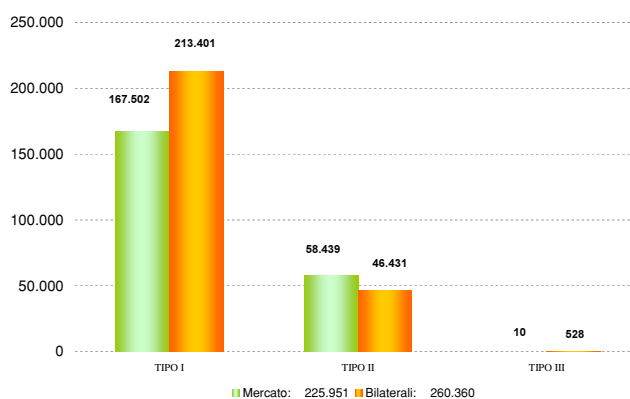
Il ruolo strategico del sistema dei TEE è stato ancor più rafforzato dall'emanazione a livello comunitario della Direttiva 2006/32/CE, la quale prevede che gli Stati membri raggiungano un obiettivo, seppur non vincolante, di risparmio energetico pari al 9% dei consumi

finali entro il 2016. Tale considerazione è stata confermata dallo stesso Governo che, nel “Piano d’azione italiano per l’efficienza energetica 2007” presentato alla Commissione Europea nel luglio 2007, ha riaffermato che il meccanismo dei TEE rappresenta uno degli strumenti principali per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico definiti dalla Direttiva. Poiché i consumi sulla base dei quali calcolare gli incrementi di efficienza ammontano a circa 113 Mtep (la media dei consumi finali nei settori inclusi nella Direttiva tra il 2001 e il 2005), sono stati indicati come obiettivi di risparmio 3 Mtep (pari al 2,6% del totale) entro il 2010 e 10,9 Mtep (pari al 9,6%) entro il 2016. Tali valori aumenterebbero in maniera consistente se venisse confermato l’ulteriore obiettivo di ridurre i consumi del 20% entro il 2020 proposto dalla Commissione Europea.

### 5.2.1 Gli esiti del Mercato dei Titoli di Efficienza Energetica

Nel corso del 2007, durante le quarantotto sessioni di mercato organizzate, sono stati scambiati 225.951 TEE; mentre quelli negoziati attraverso contratti bilaterali e comunicati dagli operatori al GME attraverso il Registro TEE, sono stati pari a 260.360.

Fig. 5.3 I TEE scambiati sul Mercato GME e bilateralmente (2007)



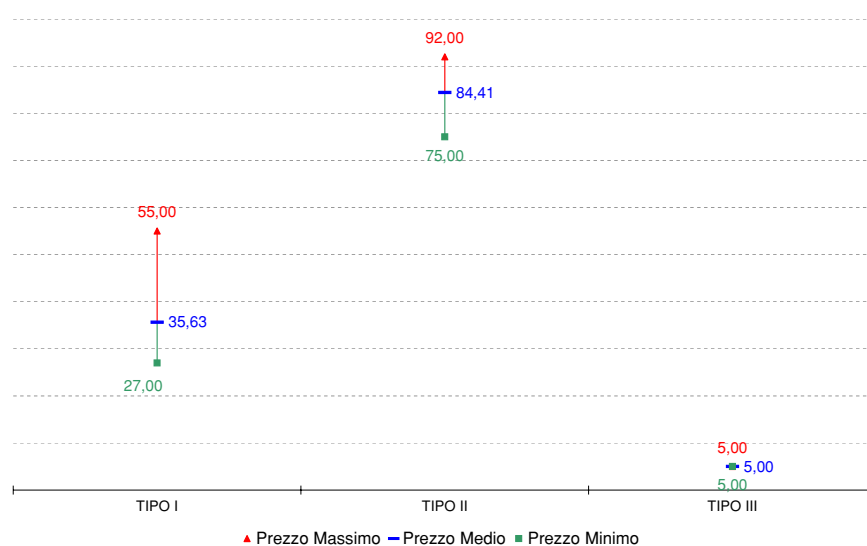
La liquidità del mercato regolamentato è notevolmente cresciuta, passando in un anno dal 15,8 al 46,5% delle transazioni complessive, quota che sale ad oltre il 70% al netto degli scambi intragruppo. I volumi di scambio hanno mostrato un notevole aumento su base tendenziale, determinato in primo luogo dall’incremento dell’obiettivo annuale di risparmio (passato tra il 2005 e il 2006 da 0,1 a 0,2 Mtep sia per i distributori di elettricità che per quelli di gas) e in secondo luogo dal fatto che in molti casi i soggetti obbligati hanno trovato più conveniente acquistare i titoli necessari per l’adempimento annuo, piuttosto che procurarseli realizzando direttamente progetti di risparmio energetico.

Tab. 5.5 Gli scambi dei TEE (anno 2007)

	Tipo I	Tipo II	Tipo III
Volume TEE scambiati (n. TEE)	167.502	58.439	10
Controvalore (€)	€ 5.968.764,15	€ 4.933.025,05	€ 50,00
Prezzo minimo (€/TEE)	€ 27,00	€ 75,00	€ 5,00
Prezzo massimo (€/TEE)	€ 55,00	€ 92,00	€ 5,00
Prezzo medio ponderato (€/TEE)	€ 35,63	€ 84,41	€ 5,00

I titoli di tipo I (relativi a risparmi di energia elettrica) hanno fatto segnare prezzi decisamente inferiori rispetto a quelli di tipo II in virtù del maggiore eccesso di offerta (rispetto agli obiettivi di risparmio) che si è verificato; dei 702.626 nuovi titoli emessi nel 2007, ben 562.110 sono stati del tipo I, 120.665 del tipo II e solo 19.851 del tipo III. In tal modo i risparmi certificati negli usi di energia elettrica sono risultati di gran lunga superiori (45% circa) rispetto all'obbligo annuale assegnato e pari a quasi il triplo del quantitativo minimo di titoli di tipo I richiesto per il 2007 (il 50% dell'obiettivo in capo ai distributori elettrici). Con riferimento ai titoli di tipo III si deve notare come gli scambi siano stati praticamente assenti, non essendoci alcun incentivo ad utilizzarli in una situazione di eccesso di offerta, visto che non danno diritto ai distributori a ricevere il contributo tariffario di 100 €/tep previsto per gli altri titoli. A questo proposito si deve considerare come, un livello dei prezzi inferiore al valore di rimborso, abbia generato delle rendite di posizione per i soggetti obbligati disincentivando nel loro caso investimenti diretti in tecnologie più efficienti.

Fig. 5.4 I prezzi dei TEE (in €/tep) registrati sul Mercato GME (2007)



A spingere i prezzi al ribasso ha contribuito in parte anche la differenza esistente tra gli obiettivi teorici nazionali e quelli effettivamente attribuiti ai soggetti obbligati. Infatti, per le modalità di calcolo adottate nei decreti ministeriali, i secondi risultano inferiori ai primi visto che, per ogni soggetto obbligato, l'obiettivo viene definito in base al rapporto tra l'energia elettrica (gas) da questo distribuita nell'anno precedente a quello di riferimento dell'obbligo e quella complessivamente distribuita a livello nazionale. In tal modo restano fuori dal conteggio i quantitativi attribuibili ai soggetti non obbligati, cosa che produce effetti ridotti nel settore elettrico, in quanto nel segmento della distribuzione è presente un elevato grado di concentrazione, ma porta ad una sostanziale sottostima degli obblighi nel comparto del gas. In concreto gli obiettivi assegnati nel 2007 sono risultati pari a 385.558 tep per l'energia elettrica e a 247.824 per il gas, invece dei 400.000 previsti. Infine si deve tener presente come i meccanismi sanzionatori per la mancata osservanza degli obblighi lascino ai distributori ampi margini di flessibilità, prevedendo che nel caso in cui venga conseguito almeno il 60% dell'obiettivo di risparmio previsto, la quota restante può essere compensata nell'anno successivo. Si tratta di un meccanismo potenzialmente in grado di ampliare ulteriormente lo squilibrio tra domanda e offerta di TEE presente sul mercato.



### 5.2.2 Andamento delle negoziazioni nel primo trimestre 2008 alla luce delle modifiche apportate al quadro normativo di riferimento.

Sebbene il mercato stia funzionando in maniera soddisfacente, avendo generato risparmi superiori agli obiettivi fissati, con il Decreto Ministeriale 21 dicembre 2007 sono state introdotte alcune misure, volte a correggere i fattori di squilibrio tra domanda e offerta emersi nei primi due anni di funzionamento e ad eliminare alcuni fattori di incertezza che potevano influire negativamente sulle decisioni di investimento degli operatori.

Sono stati rivisti al rialzo di obiettivi di risparmio per il 2008 e il 2009 e stabiliti quelli relativi al triennio 2010-2012 secondo lo schema presentato nella tabella seguente:

Tab. 5.6 Obblighi di risparmio annuale in capo ai distributori (Mtep)

ANNO	VECCHI			NUOVI		
	Elettricità	Gas	Totale	Elettricità	Gas	Totale
2008	0,8	0,7	1,5	1,2	1,0	2,2
2009	1,6	1,3	2,9	1,8	1,4	3,2
2010				2,4	1,9	4,3
2011				3,1	2,2	5,3
2012				3,5	2,5	6,0

A fine periodo si prevede di conseguire risparmi complessivi di energia primaria per 6 Mtep e per prevenire situazioni di mercato con eccesso di offerta di titoli, come quelle sperimentate negli scorsi anni, viene stabilito che *“qualora i risparmi di energia elettrica o gas naturale relativi alle quantità di titoli eccedenti l’obiettivo quantitativo nazionale, superino il 5% degli stessi obiettivi quantitativi nazionali che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione per l’anno a cui è riferita la suddetta verifica, gli obiettivi quantitativi nazionali per gli anni successivi vengono incrementati delle suddette quantità eccedenti”*.

E’ stata introdotta la bancabilità dei TEE emessi fino al 2009, che potranno essere così utilizzati anche nel triennio successivo. Inoltre viene previsto che, nel caso in cui non vengano definiti obiettivi nazionali di risparmio per gli anni successivi al 2012, tutti i TEE residui in circolazione saranno ritirati dall’AEEG e i loro titolari riceveranno un contributo pari alla media dei prezzi registrati sul mercato tra il 2010 il 2012 decurtata del 5%.

Si è corretto il meccanismo di ripartizione degli obiettivi tra i soggetti obbligati facendo coincidere gli obblighi effettivi a carico dei distributori con l’obiettivo teorico nazionale.

E’ stato incrementato il numero degli operatori soggetti all’obbligo abbassando la soglia di individuazione dei distributori, che passa da 100.000 utenti connessi a 50.000. L’obiettivo è quello di far diminuire gli elevati livelli di concentrazione che attualmente caratterizzano la domanda. Si pensi che nel settore elettrico nel 2007 l’obbligo ha riguardato complessivamente 10 operatori, con una quota dell’88,7% in capo al primo, mentre con riferimento al gas i soggetti coinvolti sono stati 20 e i primi tre hanno coperto una quota pari a circa il 60%.

E’ stata abrogata la norma che prevedeva l’obbligo di annullare almeno il 50% di TEE rappresentanti risparmi di energia elettrica, in caso di distributori di energia elettrica, e di gas metano, in caso di distributori di gas metano, sancendo così l’indifferenza tra le due tipologie di titoli ai fini dell’adempimento all’obbligo. In tal modo, si cerca di riassorbire il forte differenziale di prezzo che ha caratterizzato gli scambi delle diverse tipologie di titoli.

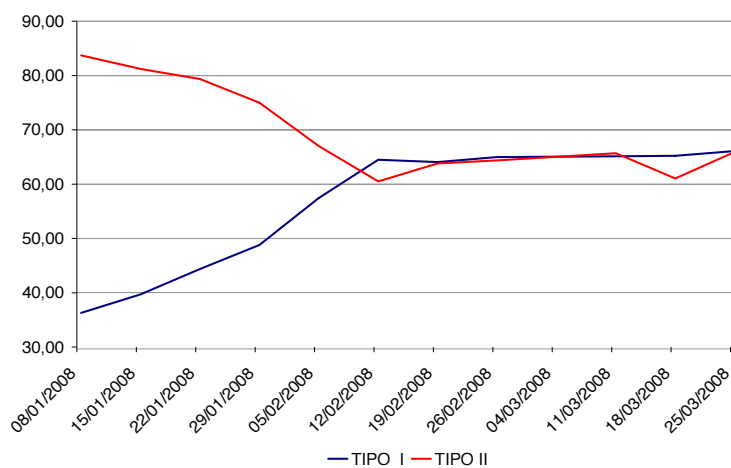
A decorrere dal 2009, il rimborso tariffario riconosciuto ai soggetti obbligati non sarà più fisso ma verrà stabilito dall’AEEG prendendo in considerazione vari criteri tra cui il prezzo medio delle transazioni sui TEE, l’evoluzione dei prezzi dell’energia, i risultati conseguiti e

le informazioni disponibili circa i costi effettivamente sopportati per la realizzazione dei progetti tenendo conto della diversa natura dei soggetti (obbligati o meno) che hanno effettuato gli investimenti.

Infine, per aumentare i livelli di trasparenza del mercato e prevenire l'emergere di arbitraggi tra le negoziazioni OTC e quelle che avvengono sul mercato regolamentato, è stato imposto agli operatori di dichiarare il prezzo delle transazioni eseguite bilateralmente. A tal fine è stato affidato al GME il compito di organizzare un sistema per la registrazione delle contrattazioni dei titoli con indicazione obbligatoria sia delle quantità che dei prezzi e di pubblicare, entro il quinto giorno di ciascun mese, le quantità scambiate, il prezzo minimo, massimo e quello medio ponderato degli scambi bilaterali registrati nel corso del mese precedente. A ciò si accompagna un'attività di monitoraggio eseguita sempre dal GME che con cadenza semestrale dovrà inviare al MSE, alle Regioni e all'AEEG un rapporto semestrale sull'andamento delle negoziazioni pubblicandolo anche sul proprio sito internet e segnalando tempestivamente alle suddette Amministrazioni eventuali comportamenti che non risultino rispondenti ai principi di trasparenza, neutralità, correttezza e buona fede.

Alcune delle misure appena descritte sono già operative e hanno cominciato a produrre gli effetti attesi; indicativo in tal senso è l'andamento dei prezzi dei titoli di tipo I e II, che nel primo trimestre del 2008 si sono prontamente allineati e stabilizzati intorno a quota 65 €/tep.

Fig. 5.5 Andamento dei prezzi dei TEE (in €/tep) nel primo trimestre 2008



Si conferma così l'efficienza del meccanismo di formazione dei prezzi sul mercato che ha prontamente incorporato le modifiche regolamentari introdotte adeguandosi alla nuova struttura di domanda e offerta che ne è risultata.

### 5.3 Il Mercato delle Unità di Emissione

La principale misura adottata dall'Unione Europea per adempiere agli impegni presi ratificando il protocollo di Kyoto è la Direttiva 2003/87/CE sull'*Emission Trading Scheme* (ETS) che istituisce a livello comunitario un sistema per lo scambio di unità di emissione di CO<sub>2</sub> finalizzato a promuovere la riduzione di dette emissioni secondo criteri di efficienza economica che mirano a minimizzare i costi. Il primo periodo di applicazione della Direttiva è riferito al triennio 2005-2007 e può essere definito una fase pilota, mentre la seconda fase (che coincide con il periodo di applicazione del protocollo di Kyoto) copre il quinquennio 2008-2012.

Per ogni periodo di riferimento gli Stati membri devono predisporre un piano nazionale di assegnazione (PNA) delle unità di emissione (EUA) e ottenerne l'approvazione da parte della Commissione Europea. In tal modo tutti gli impianti che svolgono le attività regolate dalla Direttiva (si veda la Tab. 4.7) vengono autorizzati ad emettere un determinato quantitativo di CO<sub>2</sub>.

Tab. 5.7 Settori regolati dalla Direttiva ETS

ATTIVITA'	SOGLIA
<b>Attività energetiche</b>	
Impianti di combustione	
Raffinerie di Petrolio	oltre 20 MW
Cookerie	
<b>Produzione e trasformazione metalli ferrosi</b>	
Arrostimento o sintetizzazione minerali metallici	
Produzione ghisa o acciaio	oltre 2,5 tonn/ora
<b>Industria prodotti minerali</b>	
Produzione di clinker (cemento)	oltre 500 tonn/giorno
Produzione calce viva	oltre 50 tonn/giorno
Fabbricazione di vetro/fibre di vetro	oltre 20 tonn/giorno
Fabbricazione di prodotti ceramici (tegole, mattoni, mattoni refrattari, piastrelle gres, porcellana)	prod. > 75 tonn/giorno e/o capacità forno > 4m <sup>3</sup> e densità colata > 300 kg m <sup>3</sup>
<b>Altre attività</b>	
Fabbricazione di pasta per carta	
Fabbricazione di carta e cartoni	oltre 20 tonn/giorno

Fonte: AEEG

Entro il 30 aprile di ciascun anno, i gestori degli impianti devono restituire un numero di EUA pari alle emissioni totali relative all'anno precedente; le unità presentate per l'adempimento all'obbligo vengono quindi annullate. Una volta assegnate le EUA possono essere negoziate consentendo agli operatori che hanno avuto comportamenti più virtuosi di rivendere quelle in eccesso e a quelli che hanno fatto registrare emissioni superiori a quanto consentito di acquistarne nella misura necessaria a soddisfare l'obbligo di consegna. Il trasferimento di unità viene contabilizzato nei registri nazionali delle unità di emissione; in Italia la gestione del registro nazionale è affidata all'APAT.

Sono previste pesanti sanzioni per i casi di inadempimento, ossia mancata consegna delle EUA richieste, pari a €40 nel periodo 2005-2007 e €100 nel quinquennio seguente; il

pagamento della sanzione non dispensa comunque il gestore dell'impianto dall'obbligo di restituzione delle unità dovute.

Il Protocollo di Kyoto prevede alcuni ulteriori meccanismi di flessibilità che consentono di poter utilizzare crediti ottenuti attraverso la realizzazione di progetti di riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra in altri paesi per soddisfare i propri impegni. Tali progetti sono denominati *Joint Implementation* (JI) e *Clean Development Mechanism* (CDM) a seconda che siano attuati in paesi con economie in via di transizione (paesi dell'est europeo) o in via di sviluppo. La Direttiva 2004/101/CE (nota come *Linking Directive*) ha espressamente riconosciuto la validità dei certificati di riduzione ottenuti in questo modo ai fini dell'adempimento dell'obbligo di *Emission Trading*. A partire dal 2008 quindi sarà possibile utilizzare e negoziare anche le *Emission Reduction Units* (ERUs) ottenute attraverso progetti di JI e le *Certified Emission Reduction* (CERs) derivanti da progetti di CDM con il risultato di contenere ulteriormente i costi marginali di abbattimento delle emissioni.

Un sostegno importante ai progetti di JI e di CDM viene dai cosiddetti *Carbon Fund* che utilizzano fondi pubblici per incentivare lo sviluppo di un mercato dei crediti di emissione e stimolare il settore privato a intraprendere iniziative imprenditoriali che sono remunerate anche attraverso la vendita di questi crediti. La Banca Mondiale ad esempio nel 2000 ha lanciato il *Prototipo Carbon Fund* (PCF), un fondo di investimento misto (pubblico-privato) che impiega le sottoscrizioni ricevute da imprese ed enti governativi in progetti di riduzione delle emissioni di JI e di CDM, remunerando gli investitori con i crediti generati dai tali progetti. L'Italia, attraverso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, ha stipulato un accordo con la Banca Mondiale e ha conseguentemente istituito un fondo fiduciario, l'*Italian Carbon Fund* (operativo dal 2004), che è diretto a sostenere progetti di JI e CDM e a promuovere, nel contempo, la diffusione di tecnologie moderne e a energia pulita nei paesi in via di sviluppo e nelle economie in transizione. L'*Italian Carbon Fund* è dotato di un capitale iniziale di 40 milioni di dollari messi a disposizione dal Ministero stesso ed è stato aperto alla partecipazione di soggetti privati e pubblici che, dietro il versamento di una quota minima di 1 milione di dollari, ricevono una quota parte delle riduzioni di emissioni, proporzionale al contributo dato.

### 5.3.1 L'avvio del mercato delle Unità di Emissione (EUA) in Italia.

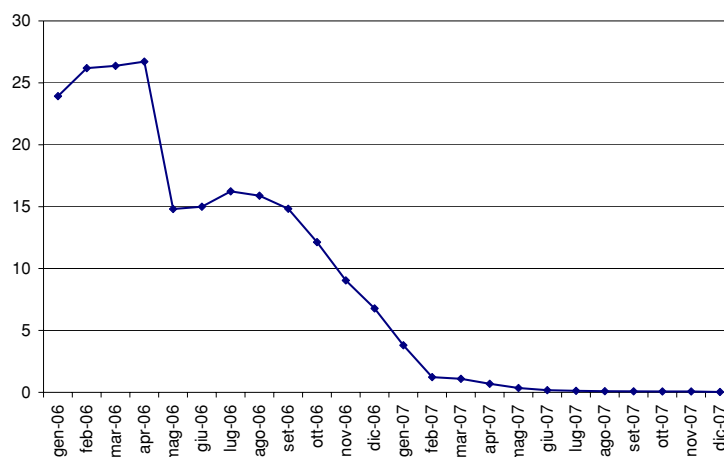
Il mercato delle unità di emissione gestito dal GME è stato avviato lo scorso 2 aprile 2007 e offre un sistema di tariffe altamente competitivo non essendo previsti costi fissi, mentre i corrispettivi unitari di negoziazione ammontano a € 0,0025. A Dicembre 2007 il numero di operatori iscritti era pari a 35, mentre il volume di scambi dalla partenza del mercato è stato di 74.000 unità (EUA 2005-2007). Tale modesto risultato è dovuto in gran parte al fatto che il mercato italiano, anche a causa dei problemi di funzionamento del registro nazionale delle unità di emissione e delle difficoltà incontrate dall'Italia per ottenere l'approvazione del piano di assegnazione nazionale, è partito in forte ritardo rispetto a quelli degli altri principali paesi europei, di seguito elencati:

- Norvegia, Nord Pool, avviato il 28 febbraio 2005;
- Germania, European Energy Exchange (EEX), avviato il 9 marzo 2005;
- Gran Bretagna, European Climate Exchange (ECX), avviato il 22 aprile 2005;
- Francia, Bluenext (ex Powernext Carbon), avviato il 24 giugno 2005;
- Austria, Energy Exchange Austria (EXAA), avviato il 28 giugno 2005.

A ciò si aggiunga il fatto che il valore dei titoli, dopo aver raggiunto un massimo oltre i 30€/t, fin dal maggio 2006 ha subito una consistente riduzione fino a crollare a meno di 1€/t all'inizio del 2007. La tendenza ribassista è cominciata quando è apparso chiaro che, salvo rare eccezioni (es. Italia e UK) i piani nazionali avevano allocato un numero di titoli

superiore alle emissioni effettive da parte degli operatori soggetti all'obbligo.

Fig. 5.6 Prezzi medi mensili (in €/tCO<sub>2</sub>) delle EUA (2005-2007) nel 2006 e 2007



Fonte: Powernext

I prezzi sono destinati a restare estremamente bassi (nell'ordine di pochi centesimi a tonnellata) fino al 30 Aprile 2008, quando continueranno ad essere negoziate EUA relative al primo periodo di applicazione della Direttiva. Successivamente a quella data sul mercato a pronti cominceranno ad essere trattate EUA relative al secondo periodo (EUA 2008-2012) e i crediti di emissione derivanti dai meccanismi flessibili di Kyoto (CER e ERU)<sup>72</sup>.

### 5.3.2 Il secondo periodo di applicazione della Direttiva ETS

Nel 2008 prende avvio la seconda fase di applicazione dello schema di *Emission Trading* Europeo (EU ETS) previsto dalla Direttiva 2003/87/EC, che si concluderà nel 2012. Il secondo periodo dell'EU-ETS coincide con il "first commitment period" del Protocollo di Kyoto, nel quale gli Stati aderenti devono dimostrare di aver raggiunto i loro obiettivi nazionali di riduzione delle emissioni.

La novità più importante è che gli Stati membri dell'Unione Europea (diventati 27 con l'ingresso di Romania e Bulgaria) hanno dovuto presentare un nuovo piano di assegnazione, che prevede un livello di emissioni sostanzialmente inferiore a quello del periodo precedente, cosa che dovrebbe contribuire a far salire i prezzi, come emerge dalle negoziazioni svolte sui mercati a termine, dove la quotazione dei titoli con consegna 2008 è stabilmente superiore ai 20€/t e tende a salire per gli anni successivi, superando i 25€/t per quelli relativi al 2012. Ciò è imputabile al fatto che le assegnazioni di titoli attribuite dai piani nazionali decrescono di anno in anno e la possibilità di fare ricorso, come previsto dai meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto, alle unità di emissione derivanti da progetti CDM e JI, è limitata. Questi strumenti infatti non possono superare una percentuale massima fissata nei PNA<sup>73</sup> e il loro utilizzo deve essere addizionale rispetto alle azioni intraprese dagli Stati e dalle aziende per la riduzione delle emissioni.

<sup>72</sup> Purtroppo con ogni probabilità, visto che, analogamente a quanto era successo per il periodo 2005-2007, sia l'approvazione del PNA che l'attribuzione sul registro tenuto dall'APAT dei diritti di emissione agli operatori, non sono avvenuti entro i termini previsti, il trading delle nuove unità di emissioni sarà avviato in ritardo penalizzando in tal modo gli operatori italiani.

<sup>73</sup> Nel caso dell'Italia il tetto dovrebbe essere del 14,99%.

Inoltre la quota massima di permessi di emissione assegnati gratuitamente scende dal 95 al 90% e, come già accennato, le sanzioni applicate ad ogni tonnellata di CO<sub>2</sub> emessa in eccesso rispetto ai crediti assegnati passano da 40 a 100€.

### 5.3.3 Evoluzione del sistema ETS dopo il 2012.

L'Unione Europea si è posta l'obiettivo di realizzare entro il 2020 una riduzione delle emissioni di gas ad effetto serra di almeno il 20%, che aumenterà al 30% a condizione che si raggiunga un nuovo accordo vincolante, sul genere del Protocollo di Kyoto, che includa altri paesi sviluppati (es. gli Stati Uniti) e preveda che anche i paesi in via di sviluppo economicamente più avanzati si impegnino a contribuire sulla base delle loro possibilità e capacità. Per raggiungere tale obiettivo l'UE, all'interno del pacchetto di misure riguardanti clima ed energia, presentato nel gennaio 2008, ha incluso una proposta di revisione della Direttiva 2003/87/EC, volta al rafforzamento del sistema ETS attraverso una serie di misure che, tra l'altro, includono:

- un unico tetto europeo (*cap*) al numero di assegnazioni di EUA per favorire un'armonizzazione della ripartizione degli obblighi tra gli stati in relazione al target. La proposta è di stabilire un *cap* annuale per i 27 Stati membri, che tra il 2013 e il 2020 scenda da 1,974 a 1,72 miliardi di tonnellate di CO<sub>2</sub>;
- maggiore utilizzo di aste per l'assegnazione di unità di emissione agli impianti e conseguente riduzione del numero di permessi allocati gratuitamente dagli stati nazionali;
- armonizzazione tra i vari governi delle regole di assegnazione per quanto riguarda i permessi allocati gratuitamente;
- imposizione di obblighi di riduzione delle emissioni anche a settori attualmente non inclusi nell'ETS (agricoltura, servizi, trasporti, residenziale) e inclusione di nuovi gas ad effetto serra quali N<sub>2</sub>O (ossido nitroso) e PFC (perfluorocarburi);
- possibilità da parte degli Stati membri di escludere le cosiddette "*small installations*", intese come gli impianti al di sotto dei 25MW di input termico, salvo specificare le misure alternative per coprire le emissioni di quegli impianti;
- bancabilità dei permessi di emissione tra la seconda e la terza fase, al fine di evitare, come accaduto nell'ultimo semestre del 2007, un crollo dei prezzi sul mercato *spot* al termine della seconda fase.







## B. LE ATTIVITÀ DELLA SOCIETÀ



Il Gestore del Mercato Elettrico (GME) è una società per azioni costituita il 27 giugno 2000 dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., ora Gestore dei Servizi Elettrici S.p.A., che ne è socio unico e che svolge l'attività di coordinamento.

## 1. I COMPITI ISTITUZIONALI

Il GME svolge un ruolo di primaria importanza all'interno del processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano avviato nel 1999 essendogli state affidate una serie di rilevanti funzioni:

- la gestione economica e l'organizzazione del mercato elettrico (art. 5 del Decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Certificati Verdi (art. 6 del Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato del 11 novembre 1999);
- l'organizzazione di una sede per la contrattazione dei Titoli di Efficienza Energetica (TEE) e la predisposizione delle regole di funzionamento del mercato d'intesa con l'AEEG (art. 10 dei D.D.M.M. 20 luglio 2004);
- l'organizzazione e gestione di una sede per la contrattazione delle unità di emissione di cui alla Direttiva 2003/87/CE sull'*Emission Trading* e successive modifiche e/o integrazioni, nonché la predisposizione delle relative regole di funzionamento;
- la gestione della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE) ai sensi dell'art. 17, dell'Allegato A della delibera 111/06 dell'AEEG, ossia la piattaforma in cui vengono registrati i contratti bilaterali conclusi dagli operatori al di fuori del sistema delle offerte.

Per quanto riguarda il mercato elettrico, il principale obiettivo è quello di promuovere la concorrenza nelle attività di produzione e compravendita di energia elettrica, garantendo neutralità, trasparenza e obiettività, mantenendo elevati standard di sicurezza a costi ragionevoli e assicurando la gestione economica delle attività di dispacciamento.

A tal fine la borsa dell'energia elettrica è stata articolata su tre mercati:

- Mercato del Giorno Prima (MGP);
- Mercato di Aggiustamento (MA);
- Mercato del Servizio di Dispacciamento (MSD).

Si tratta di mercati telematici, gestiti via internet per mezzo di una piattaforma di negoziazione elettronica che, oltre a determinare prezzi e quantità di energia scambiata, assicura anche la definizione dei programmi di immissione e prelievo dalla rete elettrica.

La microstruttura adottata ha tenuto conto delle caratteristiche della rete elettrica nazionale e, in particolare, dei vincoli di trasmissione esistenti, procedendo a una suddivisione per zone del Paese. Il mercato, quindi, costituisce lo strumento deputato ad assicurare le condizioni necessarie a promuovere:

- l'istituzione di un meccanismo di formazione dei prezzi che rispecchi in maniera ottimale le condizioni oggettive di domanda e offerta;
- l'incremento della funzione segnaletica dei prezzi, grazie alla trasparenza e circolazione delle informazioni;
- la concorrenza tra operatori, consentendo alla domanda di essere soddisfatta alle migliori condizioni di mercato;
- la stabilizzazione del mercato, stimolando l'efficienza produttiva e favorendo l'ingresso di nuovi operatori;
- l'efficienza, trasparenza e neutralità nella assegnazione dei diritti di transito e nello svolgimento del dispacciamento di merito economico;
- l'incremento della flessibilità nella gestione delle forniture di energia;
- la sicurezza del sistema attraverso la gestione efficiente del rischio di controparte.

La borsa elettrica, pur essendo relativamente giovane, svolge un ruolo sempre più strate-

gico, consentendo, tra l'altro, di individuare i punti critici del sistema e fornendo le informazioni indispensabili per poter intervenire, anche a livello di regolamentazione e normativo.

L'impegno del GME volto a stimolare la concorrenza, che aveva portato nel gennaio 2007 ad una sostanziosa riduzione dei corrispettivi di negoziazione, già particolarmente convenienti, rispetto a quelli applicati agli operatori nei principali paesi europei sta proseguendo nella direzione di offrire nuovi strumenti di flessibilità agli operatori. In tale contesto, ad aprile 2008 è stato presentato, avviando una consultazione con gli operatori, un progetto che, sfruttando le potenzialità offerte dalla PCE, si pone come obiettivo la creazione di un mercato fisico regolamentato, denominato MTE, per lo scambio di blocchi di energia elettrica a termine.

Con riferimento ai mercati ambientali, che stanno assumendo una rilevanza sempre maggiore risultando indispensabili per gestire in maniera efficiente e a costi contenuti gli oneri derivanti dai vincoli di tutela ambientale, il GME nel corso del 2007 ha reso operativa la Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV). Questo nuovo strumento consente agli operatori di registrare e regolare le transazioni bilaterali che hanno ad oggetto certificati verdi rendendo più semplice e sicura tale modalità di negoziazione in quanto garantisce agli operatori sia la liquidazione delle partite economiche che l'effettivo trasferimento dei titoli sottostanti la transazione. Inoltre sono state modificate la struttura e la misura dei corrispettivi di negoziazione che nel 2008 prevedono uno sconto del 50% (da 0,06 a 0,03 €), una volta superata la soglia di 2.500 certificati da 1 MWh scambiati.

## 2. I RISULTATI ECONOMICI

Il 2007, in linea con quanto avvenuto nei due esercizi precedenti, si è chiuso con risultati economici particolarmente positivi.

Il valore della produzione è cresciuto da 16,7 a 18,6 miliardi di Euro a seguito dei significativi incrementi dei volumi di energia negoziati, passati da 206,7 TWh a 234,0 TWh, che hanno più che bilanciato la riduzione dei prezzi. In tale dato sono compresi i ricavi derivanti da vendita di energia su MGP e MA, nonché quelli dovuti alla segmentazione del mercato (ricavi per rendita da zonazione e ricavi per assegnazione CCT ex art. 43 All. A Del. AEEG 111/06), che il GME, in qualità di controparte centrale, gira rispettivamente agli operatori venditori e a Terna.

Al netto di tali voci, i ricavi sono stati pari a 28,9 milioni di Euro, con un incremento di 1,1 milioni di Euro (pari al 4%) dovuto principalmente all'avvio, avvenuto nel corso dell'esercizio, della Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE), il cui esercizio e gestione sono stati affidati al GME in nome e per conto di Terna. L'andamento dei ricavi è ancor più apprezzabile se si pensa che da gennaio 2007 sono stati ridotti i corrispettivi di negoziazione sui mercati elettrici.

Il risultato operativo resta sostanzialmente stabile a quota 12,6 milioni di €, mentre l'utile netto risulta incrementato di 1,2 milioni di € a seguito dell'aumento dei proventi finanziari attribuibile da un lato ai maggiori volumi intermediati e dall'altro all'aumento dei tassi di remunerazione della liquidità aziendale.

**Tab. 1 Indicatori di bilancio GME (anni 2006-2007)**

Dati in milioni €	Ricavi	MOL	Ebit	Utile Netto	Totale Attivo (a)	Patrimonio Netto
2006	27,772	14,554	12,569	7,944	55,375	26,834
2007	28,883	14,833	12,623	9,211	53,260	30,386

Nota: (a) il totale attivo è stato calcolato al netto dei crediti derivanti da vendita energia sul mercato elettrico verso operatori e verso controllante, dei corrispettivi per assegnazione CCT nonché di quelli derivanti dalla segmentazione del mercato. Inoltre il dato non comprende i depositi indisponibili versati dagli operatori.

Dall'analisi degli indicatori economici risulta che:

- i rapporti tra il MOL e i ricavi e tra Ebit e ricavi si attestano rispettivamente a 51,4% e al 43,7%, in lieve flessione rispetto al 2006 a causa del citato incremento dei ricavi caratteristici;
- il ROI e il ROE risultano in miglioramento rispetto ai valori dell'anno precedente.

**Tab. 2 Indicatori Economici GME (anni 2006-2007)**

Dati in milioni €	Rapporto % MOL/Ricavi	Rapporto % Ebit/Ricavi	ROI (a)	ROE (b)
2006	52,4	45,3	22,7	29,6
2007	51,4	43,7	23,7	30,3

Nota: (a) il ROI è calcolato come rapporto tra Risultato Operativo e Totale Attivo; (b) il ROE come rapporto tra utile netto e patrimonio netto.

I costi relativi all'esercizio 2007 (non comprensivi della quota da ribaltare agli operatori e a Terna) risultano incrementati di 1,1 milioni di €. Tale andamento trova giustificazione per

0,8 milioni di € nell'incremento dei costi del personale, per 0,2 milioni di € nell'aumento degli ammortamenti e svalutazioni e per 0,1 milioni di € nei maggiori costi per servizi.

**Tab. 3 Struttura dei costi e loro incidenza sui ricavi (anni 2006-2007)**

Dati in milioni €	Per Servizi	Godimento Beni Terzi	Personale	Ammort. e Svalutazioni	Oneri Diversi di Gestione
2006	5,792	0,894	5,991	1,985	0,516
2007	5,904	0,897	6,770	2,210	0,457
<b>Peso su ricavi</b>					
Dati in milioni €	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi	% su ricavi
2006	20,9	3,2	21,6	7,1	1,9
2007	20,4	3,1	23,4	7,7	1,6

Analogamente a quanto avvenuto nel 2006 la voce che incide in misura maggiore (23,4%) è quella del personale, seguita dalla spesa per servizi (20,4%).

Nel prospetto seguente, si riporta la consistenza media dei dipendenti nel corso del 2007 suddivisa per categoria e quella puntuale al 31 dicembre del medesimo anno confrontata con l'anno precedente:

**Tab. 4 Composizione del personale**

Numero	Consistenza media 2007	Consistenza al 31.12.2007	Consistenza media 2006	Consistenza 31.12.2006
Dirigenti	13,0	13	14,3	13
Quadri	18,7	20	17,6	19
Impiegati	47,0	50	45,6	45
<b>Totale</b>	<b>78,7</b>	<b>83</b>	<b>77,5</b>	<b>77</b>

L'incremento tendenziale ammonta a 6 unità ed è dovuto all'ampliamento delle attività della società seguito alle nuove competenze e funzioni ad essa attribuite.





## C. CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE





Nel suo terzo anno di piena operatività la borsa elettrica è riuscita a consolidare il suo ruolo come essenziale punto di riferimento per il sistema energetico nazionale. Agli occhi degli operatori, infatti, il mercato del giorno prima è divenuto il luogo in cui il dispiegarsi delle forze di mercato esprime indicazioni appropriate sulle tendenze in atto nel settore dell'energia, e in particolare, segnali di prezzo sempre più rappresentativi delle condizioni strutturali sottostanti.

Una conferma di questa realtà si trae in primo luogo dalla partecipazione al mercato stesso: il numero degli operatori ha continuato ad aumentare, raggiungendo 135 unità a fine marzo 2008, grazie soprattutto all'espansione di quelli attivi dal lato dell'offerta. Nonostante le consistenti barriere tecnologiche tuttora esistenti all'accesso al mercato, stanno facendo sentire la loro presenza nuovi soggetti sia nazionali, che sotto controllo di imprese estere.

Dopo la breve pausa del 2006, il volume delle negoziazioni in borsa è tornato a crescere in termini tanto assoluti, superando i 221 TWh, quanto in relazione al totale delle contrattazioni nel Paese. Il grado medio di liquidità del mercato del giorno prima, in particolare, ha raggiunto nel 2007 la punta massima del 67,1 per cento, che fa del mercato italiano uno dei più grandi d'Europa, essendo secondo solo a quello scandinavo, Nord Pool, che tuttavia è operativo da oltre un decennio.

Il mercato ha costituito uno strumento decisivo per contenere i prezzi dell'energia elettrica, particolarmente in un anno di straordinarie tensioni sui mercati internazionali dei combustibili fossili, che hanno una forte influenza sulle quotazioni dell'elettricità, data la composizione del parco produttivo nazionale. Nonostante queste tensioni, nel 2007 si è assistito per la prima volta dall'inizio del mercato a una riduzione del PUN (in media annua da 74,75 a 70,99 €/MWh), che ha interessato, seppure con diversa intensità, tutte le principali fasce orarie di consumo (picco, fuori picco e festivi).

Soltanto negli ultimi due mesi dell'anno trascorso, a seguito del forte incremento dei prezzi del petrolio e delle esportazioni di elettricità nei paesi limitrofi, favorite da condizioni climatiche più rigide della norma, la tendenza si è invertita.

Il prezzo del petrolio (Brent Dated), che a fine 2006 era tornato sotto quota 60 \$/bbl, è rapidamente risalito nel 2007 fino ad oscillare tra 65 e 75 \$/bbl. Da agosto si è instaurato un deciso *trend* rialzista, che ad inizio 2008 ha visto le quotazioni prima infrangere la soglia psicologica dei 100 \$/bbl, e successivamente attingere quota 120 \$/bbl. In termini di quotazioni medie il 2007 si è, quindi, chiuso a 72,91 \$/bbl (+11,5 per cento sull'anno precedente). Solo il forte apprezzamento dell'euro (da 1,26 a 1,37 \$) ha consentito di limitare al 2 per cento l'incremento tendenziale dei prezzi sul mercato interno, frenando il rincaro dei costi per gli operatori elettrici.

Sull'andamento dei volumi delle negoziazioni sulla borsa elettrica nel 2007 ha influito grandemente l'adozione di alcune misure, che hanno introdotto importanti novità sia nella struttura del mercato, sia nel complesso del settore. In primo luogo, dal maggio 2007 è attiva una nuova piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali, denominata Piattaforma Conti Energia (PCE), che fornisce agli operatori nuove possibilità d'azione. Con questa piattaforma è possibile, infatti, gestire in maniera molto più efficiente rispetto al passato i portafogli di energia a termine, in quanto si possono aggiustare le posizioni rinegoziandole prima della consegna fisica dell'energia, oppure servirsi del mercato elet-

trico per ricomprare o rivendere parte dell'energia sottostante a tali contratti, qualora non si giudichi conveniente eseguire per intero i programmi fisici in immissione e prelievo. Questa maggiore flessibilità ha prodotto effetti anche sulle contrattazioni eseguite sul mercato, influenzando positivamente la sua liquidità.

Gli operatori hanno rapidamente colto questa nuova opportunità, che non li obbliga più a procedere alla consegna fisica dell'energia sottostante. Ne è prova il fatto che il volume dei contratti bilaterali registrati sulla PCE in alcuni mesi è risultato superiore, anche del 40 per cento, ai programmi fisici effettivamente eseguiti.

La seconda novità del mercato riguarda il completamento, nello scorso luglio, della liberalizzazione del settore elettrico anche dal lato domanda, con la concessione agli utenti domestici della possibilità di rivolgersi al mercato libero per scegliere il proprio fornitore. L'impatto di tale misura è direttamente osservabile nella struttura della domanda in borsa: la quota di mercato dell'Acquirente Unico (AU) è scesa di oltre 19 punti percentuali, passando dal 67,3 al 48,1 per cento, mentre l'incidenza degli operatori non istituzionali è salita dal 25,3 al 45,1 per cento, arrivando negli ultimi mesi dell'anno a superare per importanza quella dell'AU. La tendenza è proseguita con accresciuta intensità nel primo trimestre del 2008, portando questi operatori a raggiungere una quota del 57,4 per cento.

Il processo di liberalizzazione del settore elettrico continua a dispiegare i suoi benefici effetti anche sulla struttura e sul grado di concorrenzialità dell'offerta, in quanto stimola il sistema a innalzare i suoi standard di efficienza e a contenere i prezzi. Il modificarsi dell'assetto della concorrenza è testimoniato da diversi indicatori. In particolare, il peso dei primi tre operatori non istituzionali sul totale dei contratti di borsa ha continuato a declinare, essendo sceso a dicembre 2007 al 50 per cento, circa 4 punti percentuali al di sotto della media del 2006. Al contrario, la quota di mercato degli altri operatori è passata dal 29 al 33 per cento.

Segnali positivi giungono anche da indicatori più elaborati del grado di concentrazione del mercato, quali l'HHI, che è diminuito di quasi il 25 per cento nella macrozona Sud e del 14 per cento in Sicilia. Al Nord, invece, si è sostanzialmente stabilizzato, anche se su posizioni migliori rispetto al resto del Paese.

Tra indici di concentrazione e livello dei prezzi zonalì la correlazione risulta elevata. Nondimeno, anche altri fattori si riflettono sulla formazione dei prezzi nelle diverse zone del Paese. Malgrado gli sviluppi positivi sul versante della concentrazione dell'offerta, infatti, il differenziale medio di prezzo tra la zona più costosa (Sicilia) e quella con quotazioni più contenute (Nord) è tornato sugli alti valori del 2004, attestandosi intorno a 11 €/MWh. La media mensile dei prezzi zonalì nel 2007 è, inoltre, risultata inferiore rispetto all'anno precedente in tutte le zone ad eccezione della Sicilia.

La maggiore concorrenza tra produttori indubbiamente si riflette in prezzi alla produzione relativamente più bassi nella macrozona Nord. Vi contribuiscono, tuttavia, anche altri due fattori. Uno è legato alla posizione geografica, che consente più consistenti flussi di importazione da paesi con prezzi strutturalmente più competitivi. L'altro fattore deriva dalla forte incidenza dell'offerta di base, che facendo leva su tecnologie più efficienti, permette di fissare il prezzo marginale su livelli relativamente meno elevati. Nelle isole, ed in particolare in Sicilia, pesano al contrario condizioni di sostanziale duopolio ed alcune rigidità strutturali, quali la composizione del parco centrali e la limitata capacità di interconnessione con altre aree, con il risultato che si continuano a registrare prezzi relativamente maggiori.

Confrontando l'andamento dei prezzi dell'energia elettrica in Italia con quello nei principali paesi europei, si osserva che in questi ultimi la discesa dei prezzi è stata più pronunciata, raggiungendo quotazioni tra 38 e 41 €/MWh, se si esclude l'area scandinava, in cui grazie all'elevata disponibilità di energia idroelettrica, le quotazioni medie sono scese ancor più in basso (circa 28 €/MWh). Il differenziale medio di prezzo tra l'Italia e questi paesi è pertanto ritornato sui 32 €/MWh circa, un livello che riflette prevalentemente differenze strutturali. I prezzi italiani, infatti, risentono ampiamente della particolare composizione del parco di generazione, caratterizzato da una dipendenza relativamente più rilevante dai combustibili fossili, che comportano costi di produzione decisamente più elevati.

Per altro verso, proprio per fattori di tipo strutturale, il mercato italiano presenta quotazioni relativamente più stabili ed una minore reattività di quelli esteri a condizioni di tensione o a repentini incrementi dei consumi, dovuti in specie a fattori climatici. Ad esempio, nel rigido inverno del 2005, per alcuni mesi si registrarono in Italia prezzi più bassi rispetto a quelli della Francia e della Germania. Una situazione sotto alcuni versi analoga si è riprodotta nell'ultimo trimestre del 2007 e nel primo dell'anno in corso, portando la differenza di prezzo a ridursi a circa 20 €/MWh.

Benché il mercato elettrico abbia fornito in pochi anni un contributo rilevante al miglioramento dei livelli di efficienza e concorrenzialità del sistema, non ha ancora potuto esprimere tutto il suo potenziale per la mancanza di alcune componenti, che sono essenziali per offrire alle imprese e ai consumatori una gamma completa di servizi. Un mercato a termine, un mercato *intraday*, un'integrazione con importanti mercati esteri, un migliore assetto per i servizi di dispacciamento, una revisione delle condizioni di garanzia e regolamento delle contrattazioni sono tutti elementi la cui assenza limita la funzionalità del mercato e ne ridimensiona il ruolo di baricentro del sistema elettrico. Parimenti, vincoli esterni al mercato, come quelli attinenti alle limitazioni della rete interna e delle interconnessioni con l'estero, riducono la capacità del mercato stesso di offrire parità di prezzi all'interno del Paese e un allineamento degli stessi verso i livelli medi dei principali partner europei.

Di fronte a un così consistente potenziale non ancora tradotto in realtà, il Gestore del Mercato Elettrico ha ritenuto urgente operare per l'allentamento di questi condizionamenti sia attraverso contributi di analisi per i miglioramenti da apportare, sia con proposte concrete di sviluppo del mercato.

In questo senso gli obiettivi che il GME si è posto si articolano in quattro principali direzioni: l'introduzione di mercati a termine, nuovi strumenti di flessibilità per gli operatori nel mercato a pronti, integrazione del mercato interno con quelli dei paesi limitrofi in una logica di avvicinamento a un mercato unico europeo, e miglioramento del mercato dei servizi di dispacciamento.

Per fornire una sede di negoziazione per strumenti di copertura del rischio prezzi e quantità, il GME, oltre a collaborare per l'avvio di un mercato dei derivati finanziari sull'energia elettrica, ha presentato un progetto diretto alla creazione di un mercato a termine regolamentato di tipo fisico, con vincolo di consegna dell'energia a scadenza. Questo mercato, denominato MTE, dovrebbe consentire la negoziazione di blocchi di energia elettrica a termine, facendo leva sull'entrata in funzione della PCE, con cui l'MTE sarebbe pienamente integrato. Verrebbero in tal modo assicurati elevati standard di trasparenza, sicurezza e liquidità, insieme a condizioni di anonimato, alle contrattazioni che attualmente si svolgo-

no su base bilaterale.

L'avvio del MTE sarebbe utile anche nella prospettiva dello sviluppo di un mercato organizzato di strumenti finanziari derivati aventi come sottostante energia elettrica, in quanto rappresenterebbe il naturale anello di congiunzione tra le contrattazioni a pronti di tipo fisico e quelle a termine di contratti finanziari, un collegamento tra mercati che appare opportuno per prevenire la possibilità che si creino spazi per pratiche distorsive nel funzionamento del mercato a pronti e rischi per la sua integrità.

Anche il mercato del giorno prima richiede miglioramenti per renderlo più rispondente alle esigenze degli operatori. Alcuni passi in avanti andrebbero compiuti nel sistema di garanzie e regolamento, nonché nelle condizioni di operatività per allinearle su quelle dei più avanzati mercati europei. Ma un'esigenza particolarmente avvertita dagli operatori riguarda la possibilità di negoziare energia con un anticipo meno lungo rispetto al momento della consegna. Ciò tocca il mercato di aggiustamento, in cui la partecipazione potrebbe essere ampliata agli operatori attivi anche dal lato domanda, considerato che attualmente non possono accedervi.

Occorre tuttavia andare oltre, per costituire un reale mercato *intraday* che permetta contrattazioni quasi in tempo reale. Si tratta di un mercato in cui le negoziazioni dovrebbero avvenire nello stesso giorno di esecuzione dei programmi di immissione/prelievo. Gli operatori avrebbero, pertanto, la possibilità di aggiustare le proprie posizioni in risposta a cambiamenti nelle condizioni del mercato, o degli impianti, o dei consumi, in prossimità del momento di consegna/ritiro, senza incorrere in costosi oneri di sbilanciamento. Il risultato sarebbe una riduzione degli oneri di sistema, con benefici quindi estesi anche ai consumatori.

L'essenziale complemento di questa innovazione è il miglioramento del sistema di dispacciamento e la ristrutturazione del relativo mercato. Il sistema elettrico ha bisogno di meccanismi per il dispacciamento tecnologicamente avanzati, di cui il mercato elettrico, tra gli altri, sarebbe uno dei maggiori beneficiari, in quanto potrebbe progredire verso strutture di scambio più articolate ed efficienti. Una nuova struttura per il dispacciamento dovrebbe prevedere lo svolgimento di sessioni di negoziazione separate in base alle specifiche risorse di cui il gestore della rete ha bisogno di approvvigionarsi; ciò al fine di ottenere una corretta valorizzazione dei relativi servizi. Separando le tre categorie di risorse, ossia quelle per risolvere le congestioni, per dotarsi di un margine di riserva, e per bilanciare la rete in tempo reale, aumenterebbe anche la trasparenza del mercato, in quanto ciascuna risorsa sarebbe valorizzata al proprio prezzo effettivo.

Passaggio obbligato per dare maggiore sicurezza al sistema energetico nazionale e per avanzare verso l'integrazione dei mercati nazionali in un unico mercato europeo è il coordinamento tra i mercati del giorno prima di paesi confinanti al fine di ottimizzare l'utilizzo della capacità di interconnessione. Il modo più efficiente per ottenere tale risultato è l'adozione di un meccanismo di accoppiamento dei mercati (*market coupling*). In questo campo il GME è impegnato da tempo su due versanti. Da un lato, sta operando per raggiungere intese con i paesi confinanti, che si sono già tradotte in un *Memorandum of Understandings* con Borzen, la borsa slovena. Altre intese dovrebbero seguire prossimamente. Dall'altro lato, il GME fornisce un consistente contributo di analisi a diversi gruppi di lavoro internazionali, in cui partecipano gestori di mercato, gestori di rete e autorità di regolazione con il duplice obiettivo di sviluppare progetti di integrazione compatibili con la

struttura dei mercati interni e di rimuovere gli ostacoli che potrebbero impedire un'efficiente integrazione dei mercati.

Il sistema dei mercati elettrici è affiancato da mercati cosiddetti "ambientali", che mirano a valorizzare in maniera appropriata gli investimenti privati nel settore delle energie rinnovabili, nell'efficienza energetica e nel contenimento delle emissioni inquinanti. Il GME gestisce tre mercati in questo campo e ne segue l'evoluzione con grande attenzione, nell'intento di migliorarne la funzionalità e di porre il Paese in condizione di minimizzare i costi derivanti dagli obblighi assunti per la protezione dell'ambiente. Sebbene si tratti di mercati relativamente giovani, hanno dato nel complesso buoni risultati, stimolando la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e il risparmio energetico in misura superiore agli obiettivi fissati. In particolare, la formazione dei prezzi in questi mercati si è dimostrata particolarmente efficiente, segnalando prontamente situazioni di eccesso di offerta attraverso consistenti ribassi delle quotazioni e fornendo preziose indicazioni sulle correzioni necessarie per riportare in equilibrio il mercato. Facendo tesoro dell'esperienza fin qui maturata, a fine 2007 sono stati introdotti importanti aggiustamenti a questi sistemi di mercato e alcuni risultati sono già visibili. Le quotazioni hanno ripreso consistenza ed assolvono meglio il loro ruolo di promozione degli investimenti necessari a rispettare gli obblighi presi dall'Italia a livello internazionale.

Il settore energetico è in rapida evoluzione sotto l'incalzare di tensioni sui prezzi e dell'emergere di nuove, importanti realtà su entrambi i lati dei mercati mondiali. Su questo sfondo, assicurare al Paese energia in condizioni di sicurezza e a costi competitivi è divenuto una sfida sempre più ardua, che richiede un impegno coerente da parte di tutti, operatori, autorità, gestori di rete e di mercato. In questo concerto di ruoli, il GME ha interpretato il suo non semplicemente come custode di un mercato, ma anche di promotore del suo miglioramento ed avanzamento, di un soggetto aperto a un costante dialogo con gli operatori, di un interlocutore delle autorità competenti e attento a perseguire l'interesse pubblico. A questo impegno è stata improntata la sua azione negli scorsi anni e continuerà a esserlo in futuro, nella consapevolezza che lo sviluppo economico e sociale del Paese passa anche attraverso il corretto operare dei meccanismi di mercato concorrenziale in un settore, come quello energetico, in cui l'Italia denuncia grande vulnerabilità e strutturali svantaggi competitivi.







## D. APPENDICE STATISTICA

208

209



## INTRODUZIONE

L'Appendice statistica della Relazione Annuale 2007 del Gestore del Mercato Elettrico (GME), attraverso una ricca serie di tabelle e grafici, presenta le principali variabili di mercato per ciascuno dei mercati dell'energia elettrica: Mercato del Giorno Prima (MGP), Mercato di Aggiustamento (MA), Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) ex-ante ed ex-post, Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale (PAB), Piattaforma dei Conti Energia a Termine (PCE).

All'interno delle tabelle e dei grafici gli esiti dei mercati del 2007 sono confrontati con i corrispondenti valori dell'anno precedente; laddove non specificato, quindi, la variazione si riferisce allo scostamento rispetto al 2006.

L'appendice si articola in cinque sezioni:

- **Mercato del Giorno Prima** - offre dettagliate informazioni sui principali indicatori del mercato distinti per:
  - *Prezzi* - presenta i principali dati sui prezzi di acquisto e di vendita;
  - *Domanda* - mostra una sintesi dei volumi di energia elettrica acquistati, sia a livello Sistema Italia sia a livello macrozonale;
  - *Offerta* - presenta i volumi di energia elettrica offerti e accettati in vendita sia per l'intero Sistema che per macrozona. Il venduto è analizzato anche per tipologia di impianto;
  - *Liquidità e struttura degli acquisti e delle vendite* - analizza la struttura delle quantità scambiate sulla borsa elettrica sia lato acquisti che lato vendite;
  - *Configurazione zonale* - mostra quali e quante zone di mercato sono state determinate in base agli esiti del MGP e gli aspetti collegati sui transiti, sulla rendita del sistema e sui *Corrispettivi di assegnazione dei diritti di transito (CCT)*.
  - *Concentrazione del mercato* - presenta alcuni importanti indicatori quali: l'Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI), l'indice di determinazione del prezzo per operatore e tecnologia, l'indice dell'operatore residuale e le quote di mercato degli operatori.
  - *Confronti internazionali* - confronta il prezzo d'acquisto registrato su MGP con quello delle più importanti borse europee, nonché il prezzo medio della vendita della frontiera settentrionale con l'indicatore del prezzo medio all'ingrosso dell'energia in Europa continentale (PME) calcolato come media dei prezzi quotati su Powernext, EXAA ed EEX, ponderati per i volumi rispettivamente scambiati sulle singole borse.
- **Piattaforma dei Conti Energia a Termine** - presenta gli esiti delle transazioni registrate, nonché la posizione netta e i programmi presentati nei primi mesi di utilizzo della piattaforma.
- **Mercato di Aggiustamento** - presenta i risultati del mercato in termini di prezzi e volumi per l'intero Sistema e per zona. Gli acquisti e le vendite sono analizzate anche per tipologia di impianto.
- **Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale** - mostra i volumi scambiati sulla piattaforma suddivisi per macrozona.
- **Mercato dei Servizi di Dispacciamento** - offre una sintesi dei volumi scambiati a salire e a scendere per il mercato ex-ante ed ex-post. Gli acquisti e le vendite sono analizzate anche per tipologia di impianto.



## 1. MERCATO DEL GIORNO PRIMA

Tabella 1 MGP - Prezzo di acquisto

€/MWh	2007				2006		Variazione	
	Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh	%
<b>Totale</b>	<b>70,99</b>	<b>21,44</b>	<b>242,42</b>	<b>11,20</b>	<b>74,75</b>	<b>9,07</b>	<b>-3,77</b>	<b>-5,0%</b>
Lavorativo	76,48	21,44	242,42	11,91	81,43	9,55	-4,95	-6,1%
Picco	104,90	47,70	242,42	17,31	108,73	13,57	-3,83	-3,5%
Fuori picco	48,06	21,44	162,63	6,52	54,12	5,52	-6,06	-11,2%
Festivo	58,58	21,63	149,73	9,51	60,25	7,97	-1,67	-2,8%

Tabella 2 MGP - Prezzo di vendita per zona geografica

€/MWh		2007				2006		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh	%
<b>NORD</b>	<b>Totale</b>	<b>68,47</b>	<b>15,00</b>	<b>239,57</b>	<b>12,30</b>	<b>73,63</b>	<b>9,61</b>	<b>-5,15</b>	<b>-7,0%</b>
	Lavorativo	73,54	20,50	239,57	13,38	80,32	10,20	-6,77	-8,4%
	Picco	100,44	22,00	239,57	19,97	107,49	14,31	-7,05	-6,6%
	Fuori picco	46,65	20,50	162,56	6,79	53,14	6,08	-6,49	-12,2%
	Festivo	57,02	15,00	149,71	9,80	59,08	8,32	-2,06	-3,5%
<b>CENTRO NORD</b>	<b>Totale</b>	<b>72,80</b>	<b>15,00</b>	<b>239,57</b>	<b>11,24</b>	<b>74,98</b>	<b>8,98</b>	<b>-2,18</b>	<b>-2,9%</b>
	Lavorativo	78,97	22,00	239,57	11,78	81,83	9,44	-2,86	-3,5%
	Picco	109,41	40,01	239,57	16,80	109,41	13,59	0,00	0,0%
	Fuori picco	48,52	22,00	162,71	6,77	54,24	5,29	-5,72	-10,5%
	Festivo	58,87	15,00	149,71	9,94	60,09	7,94	-1,23	-2,0%
<b>CENTRO SUD</b>	<b>Totale</b>	<b>73,05</b>	<b>22,00</b>	<b>239,57</b>	<b>11,17</b>	<b>74,99</b>	<b>8,97</b>	<b>-1,94</b>	<b>-2,6%</b>
	Lavorativo	79,21	22,00	239,57	11,68	81,79	9,38	-2,58	-3,2%
	Picco	109,81	46,02	239,57	16,61	109,36	13,47	0,45	0,4%
	Fuori picco	48,61	22,00	162,71	6,75	54,21	5,29	-5,60	-10,3%
	Festivo	59,13	22,00	149,71	9,93	60,21	8,00	-1,09	-1,8%
<b>SUD</b>	<b>Totale</b>	<b>73,04</b>	<b>22,00</b>	<b>239,57</b>	<b>11,17</b>	<b>74,98</b>	<b>8,97</b>	<b>-1,94</b>	<b>-2,6%</b>
	Lavorativo	79,21	22,00	239,57	11,68	81,78	9,38	-2,57	-3,1%
	Picco	109,80	46,02	239,57	16,62	109,35	13,45	0,45	0,4%
	Fuori picco	48,61	22,00	162,71	6,75	54,21	5,30	-5,60	-10,3%
	Festivo	59,13	22,00	149,71	9,93	60,21	8,00	-1,09	-1,8%
<b>CALABRIA</b>	<b>Totale</b>	<b>73,22</b>	<b>22,00</b>	<b>239,51</b>	<b>11,33</b>	<b>75,67</b>	<b>10,69</b>	<b>-2,45</b>	<b>-3,2%</b>
	Lavorativo	79,26	22,00	239,51	11,71	82,28	10,92	-3,02	-3,7%
	Picco	109,95	46,02	239,51	16,64	109,82	15,06	0,12	0,1%
	Fuori picco	48,58	22,00	162,71	6,78	54,74	6,79	-6,17	-11,3%
	Festivo	59,59	22,00	185,24	10,42	61,31	10,17	-1,72	-2,8%
<b>SICILIA</b>	<b>Totale</b>	<b>79,51</b>	<b>22,00</b>	<b>290,24</b>	<b>15,34</b>	<b>78,96</b>	<b>13,37</b>	<b>0,55</b>	<b>0,7%</b>
	Lavorativo	85,39	22,00	290,24	15,53	85,01	13,28	0,38	0,5%
	Picco	116,95	49,88	290,24	19,81	113,26	16,56	3,69	3,3%
	Fuori picco	53,83	22,00	270,16	11,26	56,75	10,00	-2,92	-5,2%
	Festivo	66,22	22,00	230,00	14,78	65,80	13,22	0,42	0,6%
<b>SARDEGNA</b>	<b>Totale</b>	<b>75,00</b>	<b>21,00</b>	<b>250,32</b>	<b>16,70</b>	<b>80,55</b>	<b>16,93</b>	<b>-5,56</b>	<b>-6,9%</b>
	Lavorativo	81,32	22,00	250,32	17,50	87,60	16,98	-6,28	-7,2%
	Picco	109,24	27,00	250,32	21,43	113,49	18,89	-4,25	-3,7%
	Fuori picco	53,40	22,00	245,00	13,57	61,72	15,07	-8,32	-13,5%
	Festivo	60,71	21,00	199,48	14,79	65,23	16,93	-4,51	-6,9%



**Tabella 3 MGP - Prezzo di vendita: % ore con prezzo diverso dalla zona di riferimento**

Aree	Zona di riferimento	Altre zone	2007					2006
			Lavorativo	Ore di picco	Ore Fuori picco dei lavorativi	Festivo	Totale	Totale
Italia	Sud	Nord	40,3%	10,0%	6,5%	31,0%	37,4%	37,8%
		Sicilia	56,1%	58,4%	53,8%	52,7%	55,1%	59,9%
		Sardegna	30,3%	37,1%	23,4%	26,7%	29,2%	29,4%
Nord	Nord	Monfalcone	0,4%	0,7%	0,0%	1,3%	0,6%	1,3%
		Slovenia	39,1%	41,7%	36,4%	37,3%	38,5%	3,8%
		Svizzera	58,5%	72,6%	44,3%	60,9%	59,2%	41,2%
		ENW	0,1%	0,1%	-	-	0,1%	-
		ENE	0,3%	0,3%	0,3%	0,9%	0,5%	-
Sud	Sud	CentroNord	6,3%	8,3%	4,4%	7,3%	6,6%	4,0%
		CentroSud	0,4%	0,7%	0,1%	0,1%	0,3%	0,7%
		Calabria	3,8%	4,3%	3,3%	3,8%	3,8%	23,7%
		Rossano	2,8%	2,3%	3,2%	1,2%	2,3%	17,3%
		Brindisi	2,9%	2,3%	3,5%	3,2%	3,0%	21,5%
		Foggia	4,5%	4,7%	4,4%	5,7%	4,9%	27,4%
		ESD	17,0%	17,0%	17,0%	13,1%	15,8%	27,8%
Sicilia	Sicilia	Priolo	15,0%	22,1%	8,0%	12,5%	14,3%	15,3%
Sardegna	Sardegna	Corsica	6,3%	6,8%	5,7%	6,3%	6,3%	7,2%

**Tabella 4 MGP - Prezzo di vendita: differenza media di prezzo tra le zone**

Aree	Zona di riferimento	Altre zone	2007					2006
			Lavorativo	Ore di picco	Ore Fuori picco dei lavorativi	Festivo	Totale	Totale
Italia	Sud	Nord	5,66	9,36	1,96	2,11	4,57	1,36
		Sicilia	-6,19	-7,15	-5,22	-7,09	-6,46	-3,97
		Sardegna	-2,11	0,56	-4,79	-1,59	-1,95	-5,57
Nord	Nord	Monfalcone	0,04	0,07	-	0,27	0,11	0,14
		Slovenia	29,30	41,94	16,67	23,09	27,40	2,68
		Svizzera	19,58	31,65	7,52	14,43	18,00	8,97
		ENW	0,03	0,06	-	-	0,02	-
		ENE	0,22	0,33	0,12	0,33	0,26	-
Sud	Sud	CentroNord	0,24	0,39	0,09	0,26	0,25	0,01
		CentroSud	-0,00	-0,01	-0,00	-0,00	-0,00	-0,00
		Calabria	-0,06	-0,15	0,03	-0,46	-0,18	-0,69
		Rossano	0,06	0,08	0,04	0,01	0,04	0,37
		Brindisi	0,06	0,08	0,04	0,09	0,07	0,70
		Foggia	2,96	4,08	1,83	3,38	3,09	3,43
		ESD	9,60	14,39	4,80	5,79	8,43	6,50
Sicilia	Sicilia	Priolo	1,07	1,54	0,60	1,09	1,07	2,28
Sardegna	Sardegna	Corsica	4,58	5,57	3,59	2,46	3,93	7,22

**Figura 1 MGP - Prezzo di acquisto: anni 2004-2007**

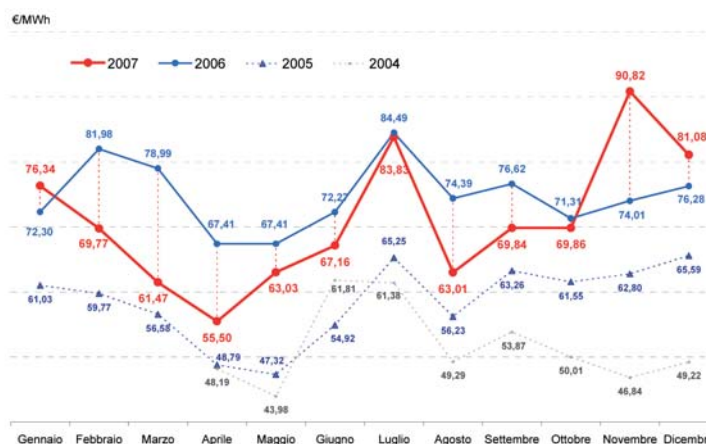


Figura 2 MGP - Prezzo di acquisto per gruppi di ore

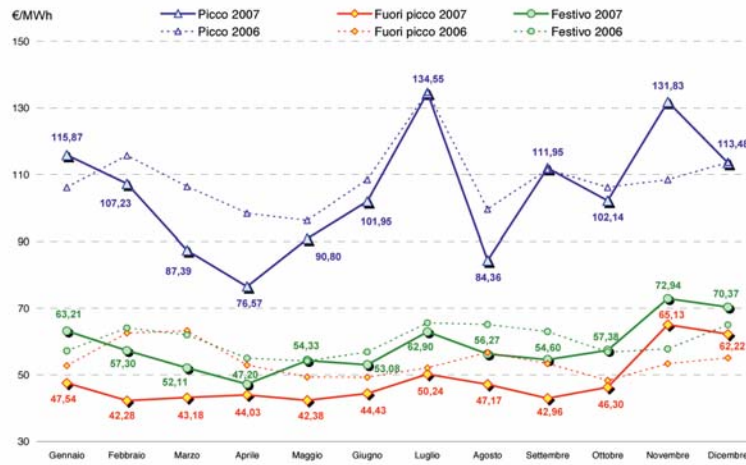


Figura 3 MGP - Prezzo di acquisto: media e volatilità

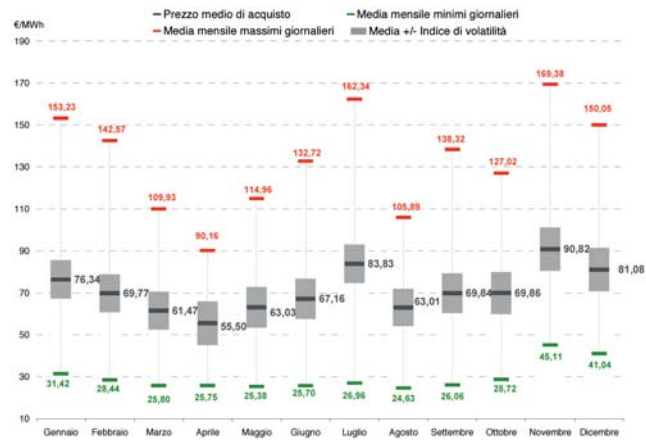


Figura 4 MGP - Prezzo di acquisto: andamento orario e media giornaliera

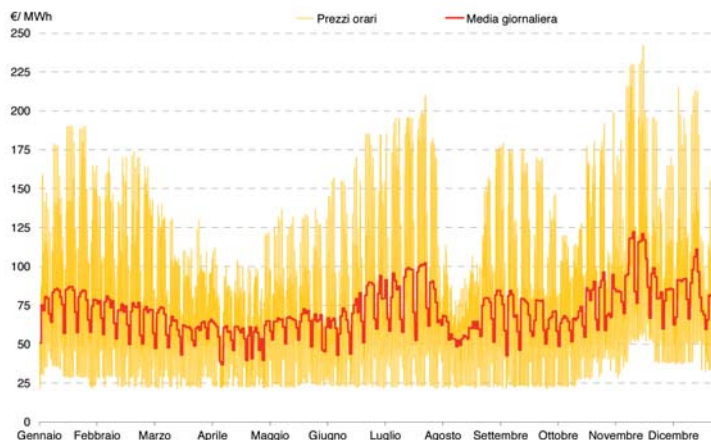




Figura 5 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno lavorativo)

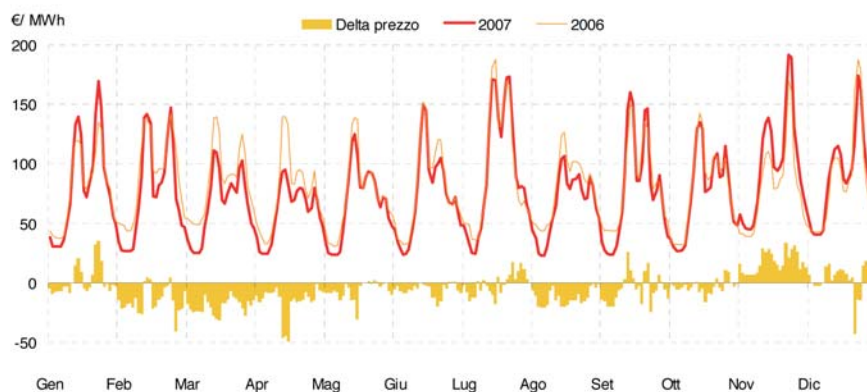


Figura 6 MGP - Prezzo di acquisto: curve medie orarie (giorno festivo)

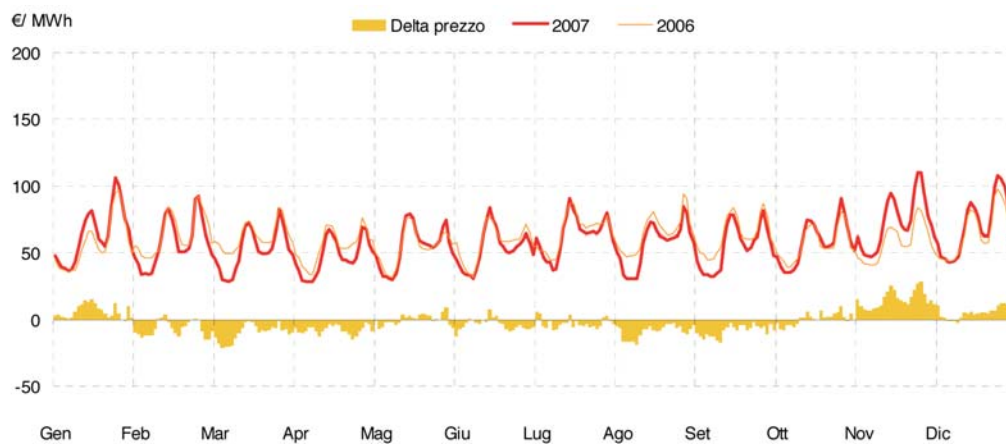


Figura 7 MGP - Prezzo di acquisto: curva di durata

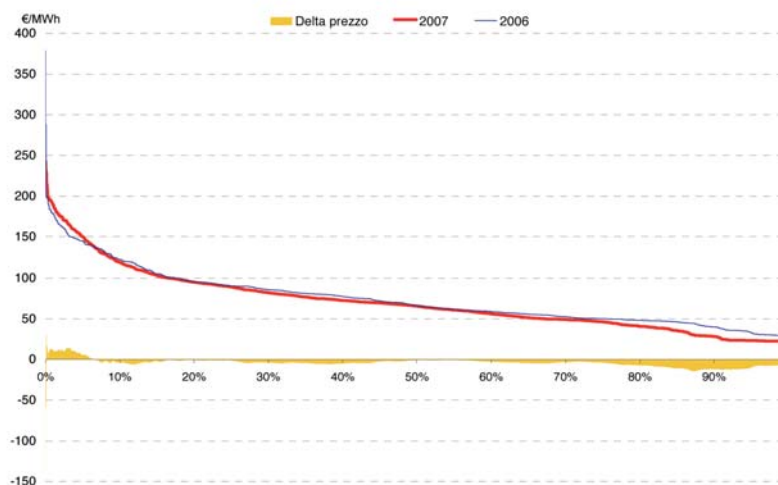


Figura 8 MGP - Prezzo di vendita

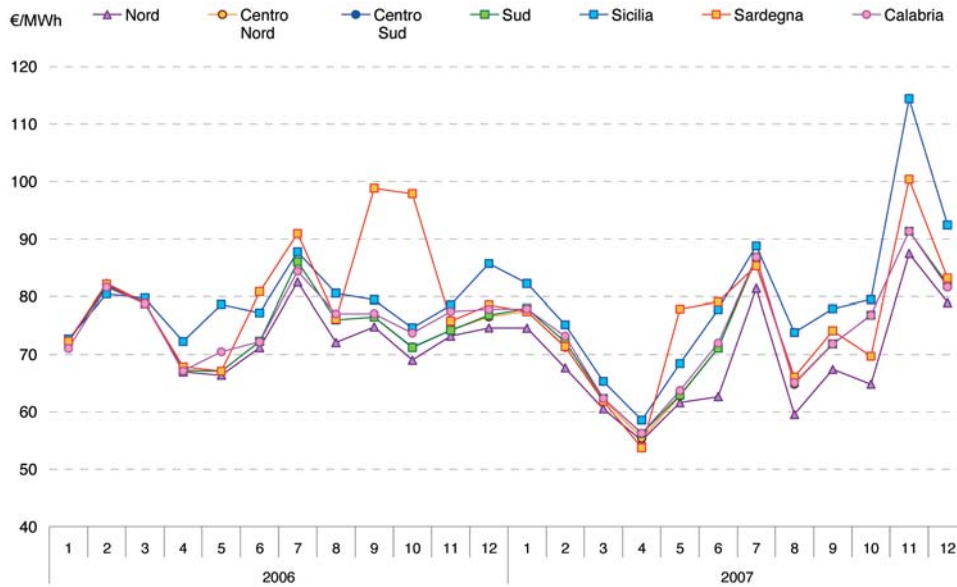


Figura 9 MGP - Prezzo di vendita: curve di durata

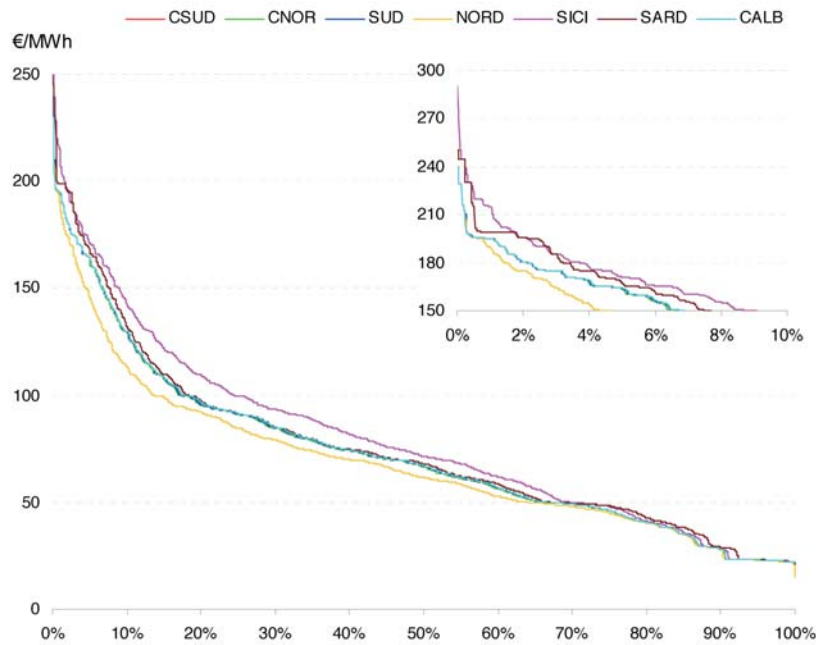


Figura 10 MGP - Prezzo di vendita: curve di durata per macrozona

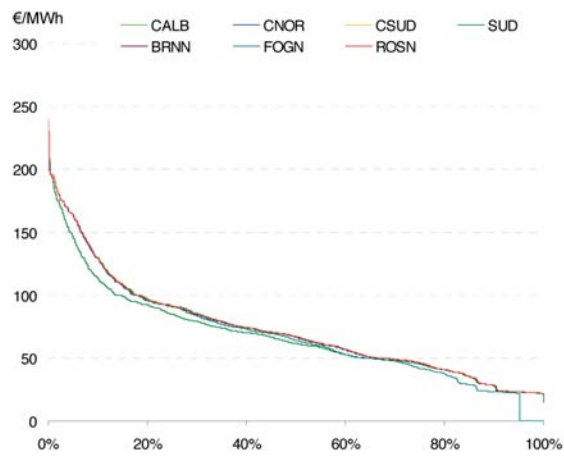
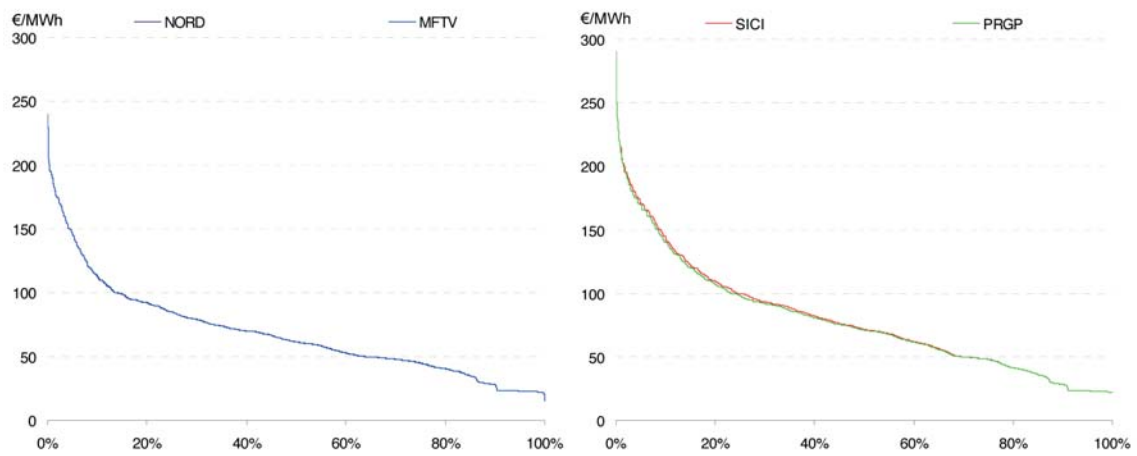


Figura 11 MGP - Prezzo di vendita: andamento orario e media giornaliera

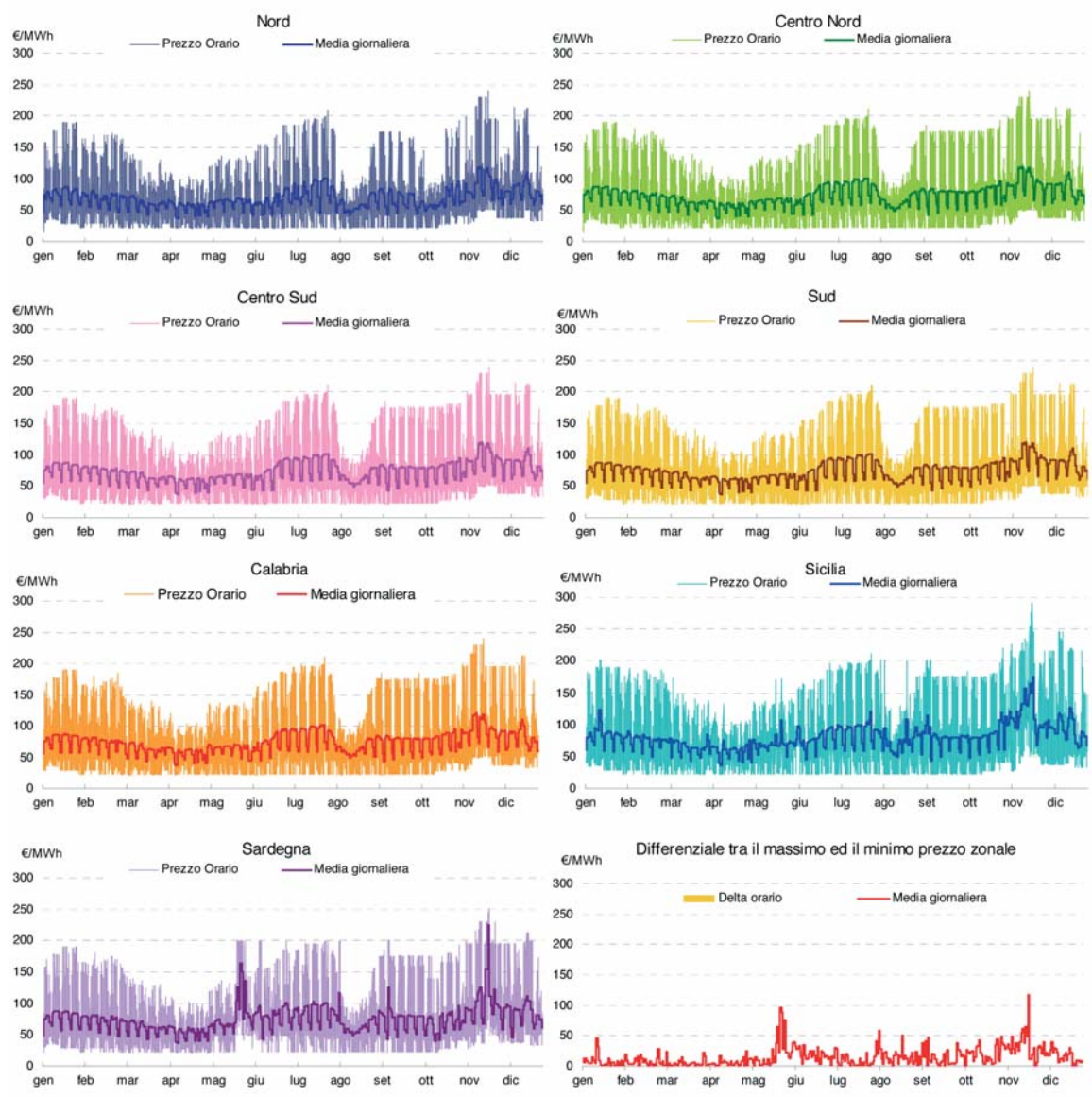




Figura 12 MGP - Prezzo di vendita: curve medie orarie

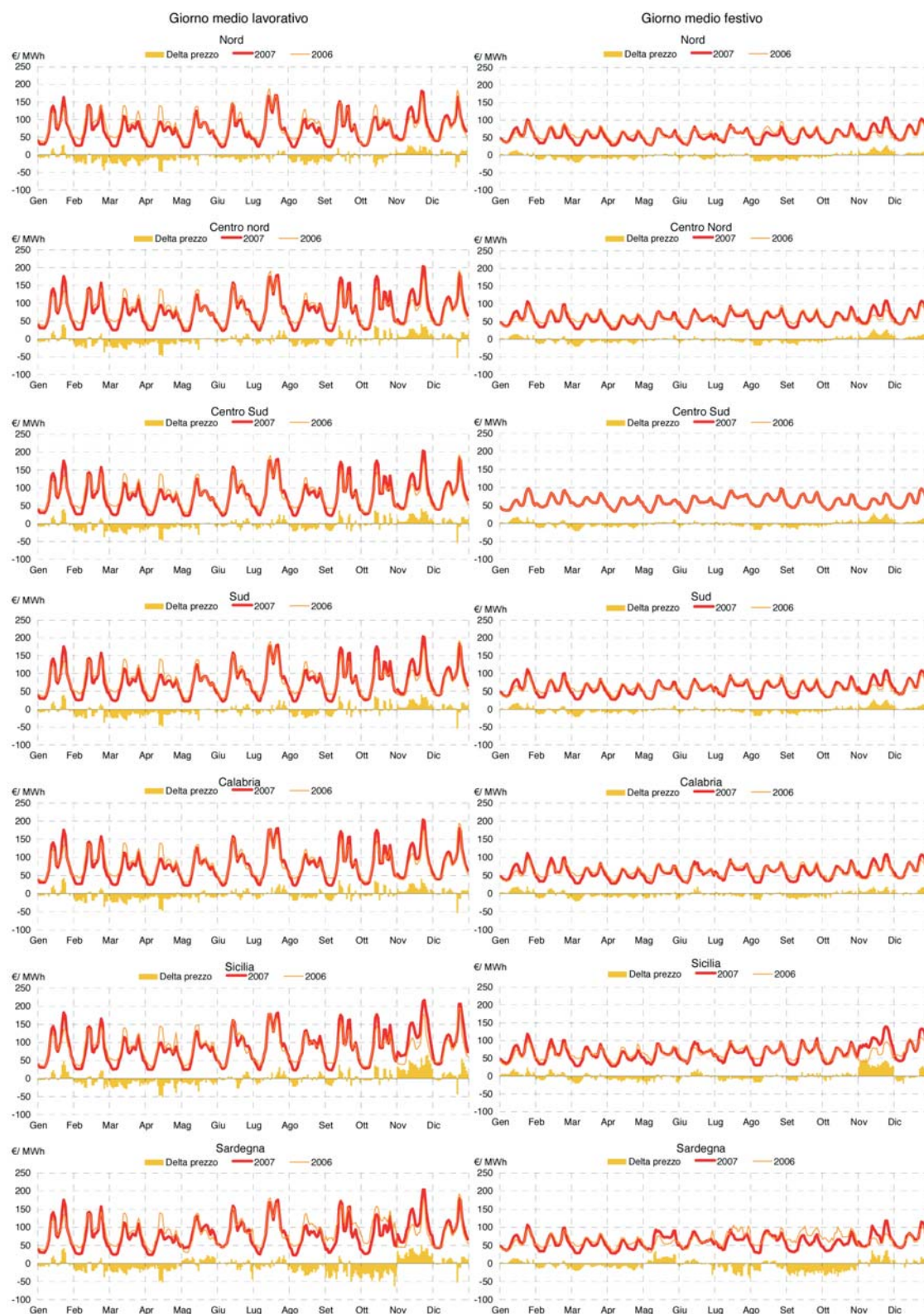


Tabella 5 MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo: % sul totale

	Con indicazione di prezzo		di cui non accettate	
	MWh	% sul totale	MWh	% sul totale
MzNord	434.110 (160.846)	0,2% (0,1%)	258.165 (68.230)	0,1% (0,0%)
MzSud	155.870 (12.527)	0,1% (0,0%)	120.576 (2.287)	0,1% (0,0%)
MzSicilia	135.284 (1.162)	0,7% (0,0%)	103.853 (968)	0,5% (0,0%)
MzSardegna	80.867 (9.130)	0,6% (0,1%)	63.561 (2.088)	0,5% (0,0%)
MzEstero	6.421.860 (8.302.554)	73,7% (70,0%)	4.929.730 (7.225.607)	56,6% (60,9%)
<b>Totale</b>	<b>7.227.991</b> <b>(8.486.220)</b>	<b>2,2%</b> <b>(2,5%)</b>	<b>5.475.885</b> <b>(7.299.180)</b>	<b>1,6%</b> <b>(2,2%)</b>

( ) tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 6 MGP - Acquisti

		Totale	Media	Struttura	Variazione	
		MWh	MWh	%	MWh	Var. %
	<b>Totale</b>	<b>179.320.140</b>	<b>20.470</b>	<b>54,3%</b>	<b>48</b>	<b>0,2%</b>
MzNord	Lavorativo	135.131.223	22.255	55,1%	40	0,2%
	Picco	77.841.927	25.640	56,2%	125	0,5%
	Fuori picco	57.289.296	18.870	53,8%	-45	-0,2%
	Festivo	44.188.917	16.439	52,1%	-86	-0,5%
	<b>Totale</b>	<b>114.505.590</b>	<b>13.071</b>	<b>34,7%</b>	<b>170</b>	<b>1,3%</b>
MzSud	Lavorativo	84.020.592	13.837	34,3%	185	1,4%
	Picco	47.285.710	15.575	34,1%	208	1,4%
	Fuori picco	36.734.882	12.100	34,5%	162	1,4%
	Festivo	30.484.998	11.341	35,9%	73	0,7%
	<b>Totale</b>	<b>19.939.844</b>	<b>2.276</b>	<b>6,0%</b>	<b>-8</b>	<b>-0,3%</b>
MzSicilia	Lavorativo	14.212.925	2.341	5,8%	-5	-0,2%
	Picco	7.626.726	2.512	5,5%	-11	-0,5%
	Fuori picco	6.586.199	2.169	6,2%	2	0,1%
	Festivo	5.726.918	2.131	6,7%	-20	-0,9%
	<b>Totale</b>	<b>12.399.707</b>	<b>1.415</b>	<b>3,8%</b>	<b>-96</b>	<b>-6,3%</b>
MzSardegna	Lavorativo	8.756.852	1.442	3,6%	-97	-6,3%
	Picco	4.562.038	1.503	3,3%	-100	-6,2%
	Fuori picco	4.194.814	1.382	3,9%	-94	-6,3%
	Festivo	3.642.855	1.355	4,3%	-95	-6,6%
	<b>Totale</b>	<b>326.165.281</b>	<b>37.233</b>	<b>98,9%</b>	<b>115</b>	<b>0,3%</b>
Italia	Lavorativo	242.121.592	39.875	98,8%	123	0,3%
	Picco	137.316.402	45.229	99,1%	221	0,5%
	Fuori picco	104.805.190	34.521	98,3%	26	0,1%
	Festivo	84.043.688	31.266	99,0%	-128	-0,4%
	<b>Totale</b>	<b>3.783.926</b>	<b>432</b>	<b>1,1%</b>	<b>-97</b>	<b>-18,3%</b>
Estero	Lavorativo	2.967.702	489	1,2%	-76	-13,5%
	Picco	1.190.168	392	0,9%	16	4,2%
	Fuori picco	1.777.534	585	1,7%	-169	-22,4%
	Festivo	816.224	304	1,0%	-146	-32,5%
	<b>Totale</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>100,0%</b>	<b>18</b>	<b>0,0%</b>
Totale	Lavorativo	245.089.295	40.364	100,0%	47	0,1%
	Picco	138.506.570	45.621	100,0%	237	0,5%
	Fuori picco	106.582.724	35.106	100,0%	-143	-0,4%
	Festivo	84.859.912	31.570	100,0%	-274	-0,9%

Tabella 7 MGP - Acquisti sulle zone estere

	2007		2006		Variazione	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Austria	12.526	0,3%	35.045	0,8%	-22.519	-64,3%
Corsica	413.430	10,8%	437.070	9,4%	-23.640	-5,4%
Francia	337.764	8,8%	1.298.617	28,0%	-960.853	-74,0%
Grecia	1.162.083	30,4%	493.111	10,6%	668.972	135,7%
Slovenia	526.903	13,8%	152.205	3,3%	374.699	246,2%
Svizzera	1.244.699	32,5%	2.085.197	45,0%	-840.498	-40,3%
<i>Compensazioni e soccorsi</i>	130.731	3,4%	130.731	2,8%	0	0,0%
<b>Totale</b>	<b>3.828.136</b>	<b>100,0%</b>	<b>4.631.976</b>	<b>100,0%</b>	<b>-803.840</b>	<b>-17,4%</b>

Figura 13 MGP - Acquisti: curve medie orarie

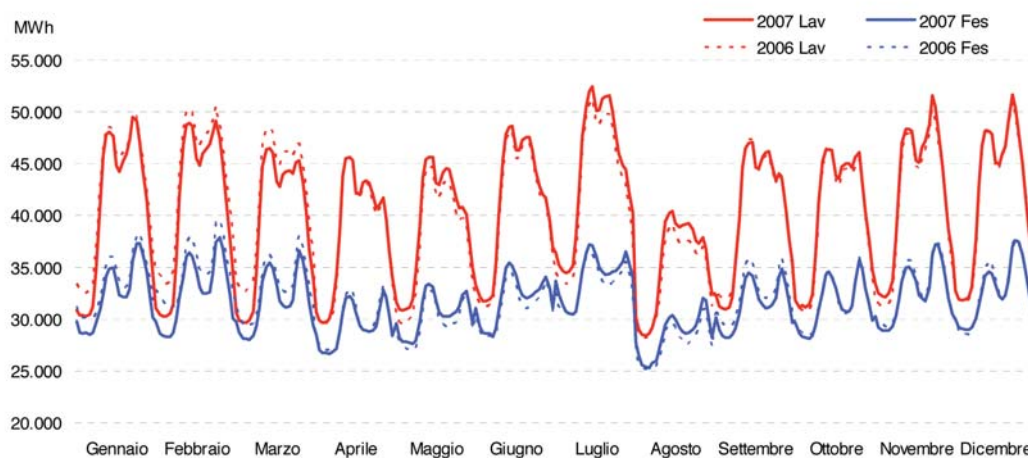


Figura 14 MGP - Acquisti: curve di durata

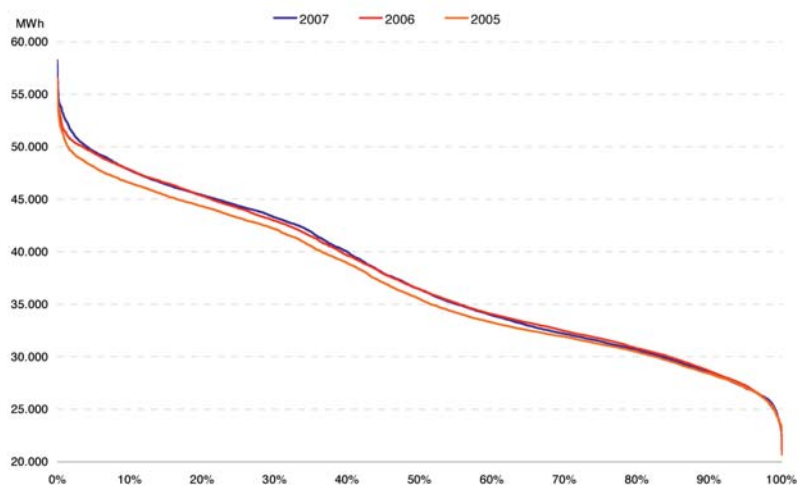




Figura 15 MGP - Acquisti per macrozona: curve medie orarie

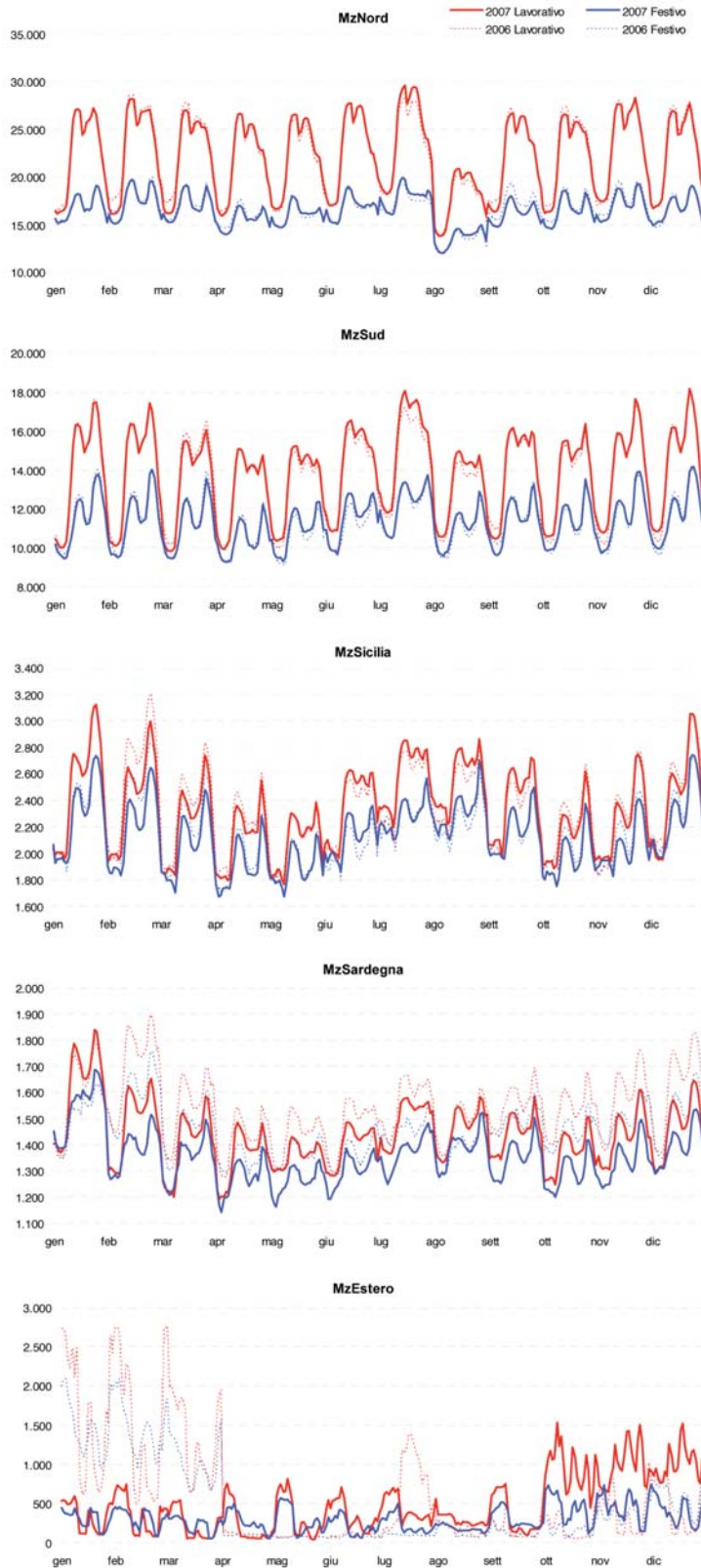


Figura 16 MGP - Acquisti sulle zone estere

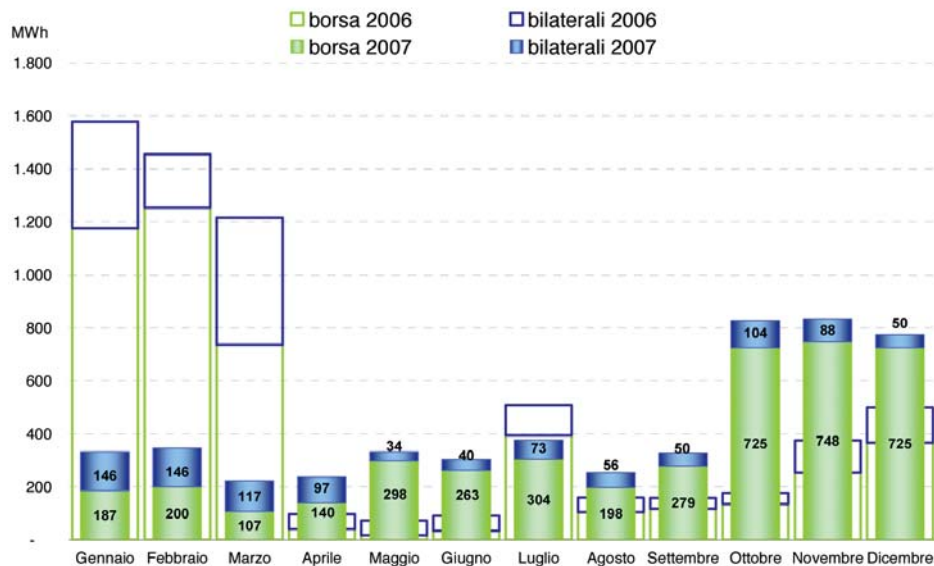


Figura 17 MGP - Acquisti sulle zone estere: curve medie orarie

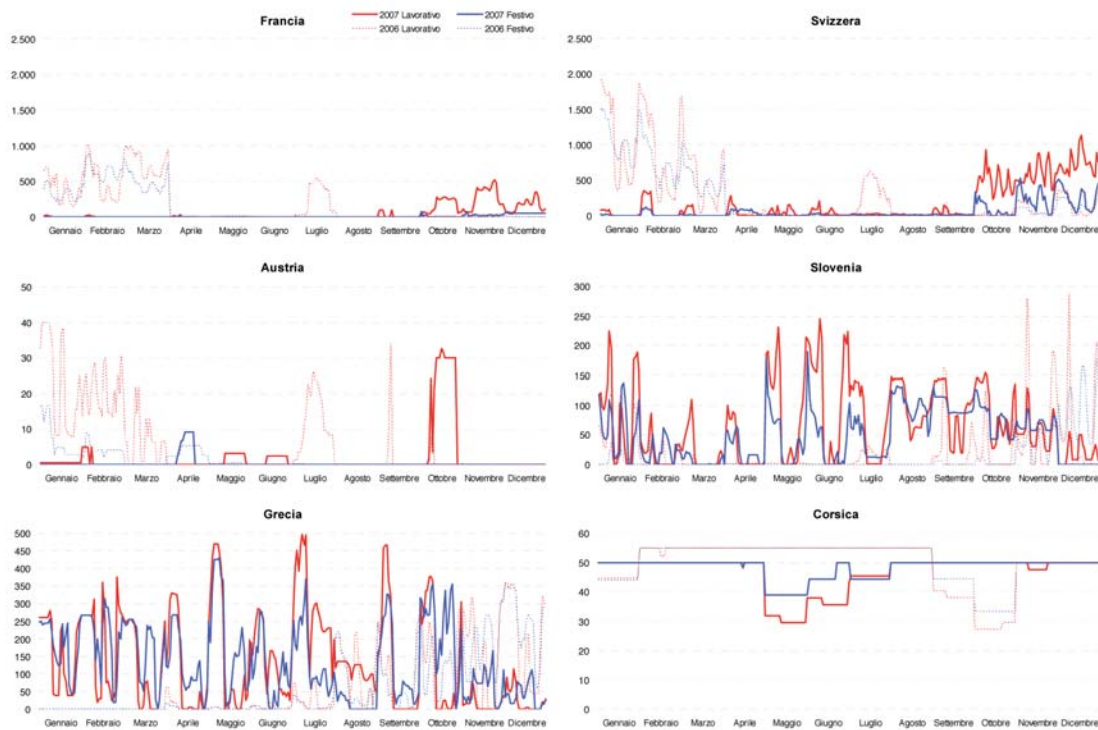


Figura 18 MGP - Acquisti sulle zone estere: andamento orario

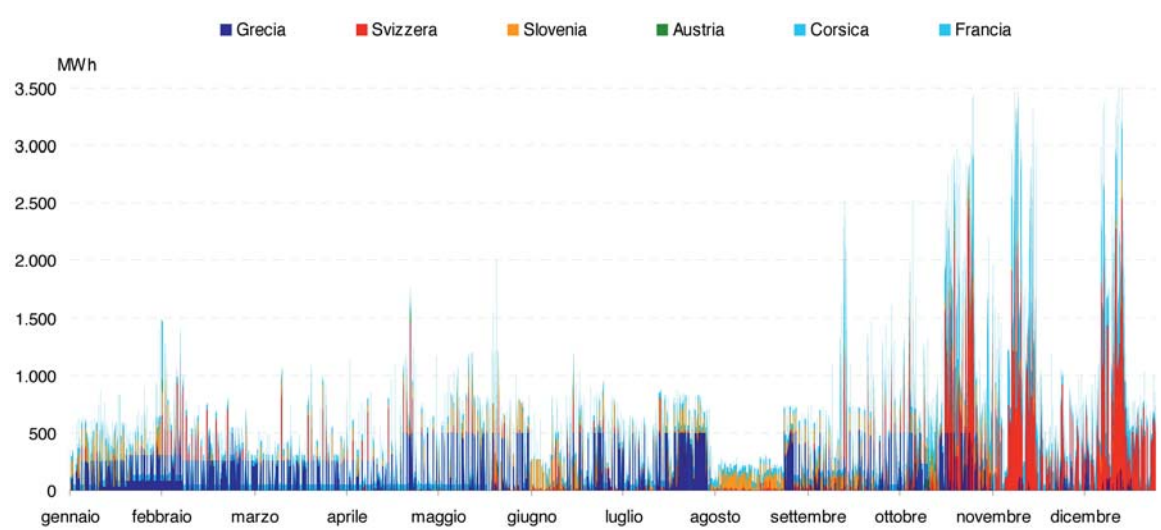


Figura 19 MGP - Offerte di acquisto con indicazione di prezzo sulle zone estere

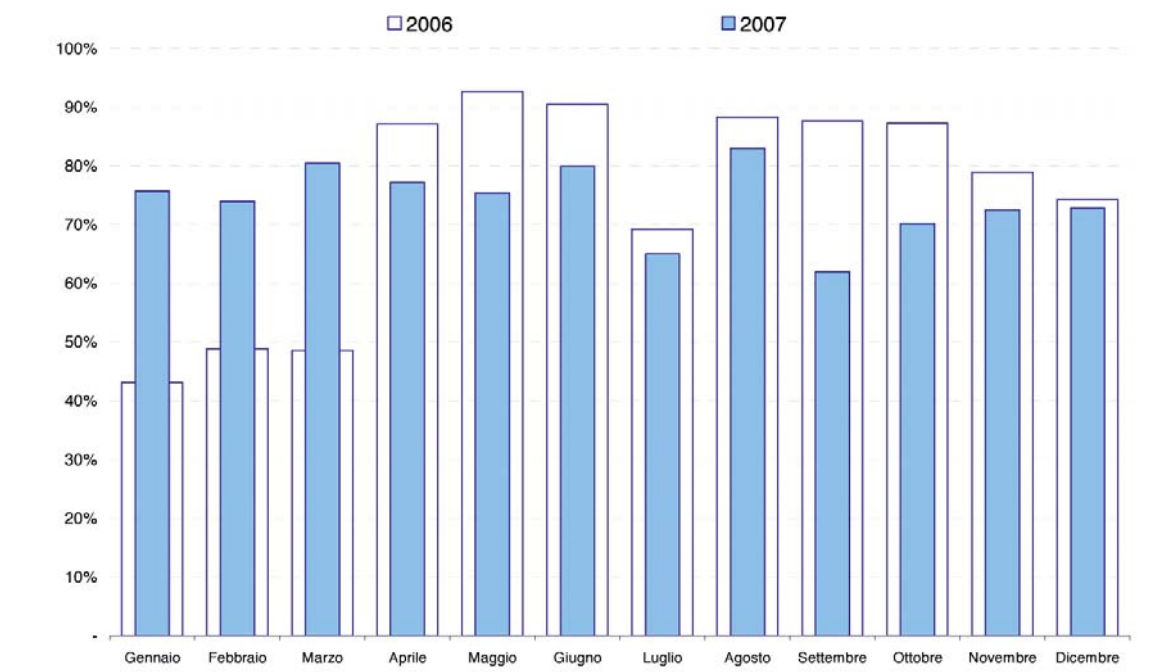


Tabella 8 MGP - Offerte di vendita

		Totale	Media	Struttura	Variazione	
		MWh		%	MWh	Var. %
MzNord	<b>Totale</b>	<b>219.859.330</b>	<b>25.098</b>	<b>45,8%</b>	<b>994</b>	<b>4,1%</b>
	Lavorativo	161.336.638	26.571	46,5%	988	3,9%
	Picco	88.678.690	29.209	47,7%	1.154	4,1%
	Fuori picco	72.657.947	23.932	45,1%	822	3,6%
	Festivo	58.522.693	21.772	43,9%	881	4,2%
MzSud	<b>Totale</b>	<b>156.388.379</b>	<b>17.853</b>	<b>32,6%</b>	<b>1.434</b>	<b>8,7%</b>
	Lavorativo	113.372.099	18.671	32,7%	1.580	9,2%
	Picco	59.628.644	19.641	32,1%	1.556	8,6%
	Fuori picco	53.743.455	17.702	33,3%	1.604	10,0%
	Festivo	43.016.280	16.003	32,3%	1.046	7,0%
MzSicilia	<b>Totale</b>	<b>29.554.105</b>	<b>3.374</b>	<b>6,2%</b>	<b>28</b>	<b>0,8%</b>
	Lavorativo	20.621.519	3.396	5,9%	35	1,0%
	Picco	10.435.300	3.437	5,6%	-66	-1,9%
	Fuori picco	10.186.219	3.355	6,3%	136	4,2%
	Festivo	8.932.586	3.323	6,7%	9	0,3%
MzSardegna	<b>Totale</b>	<b>18.552.158</b>	<b>2.118</b>	<b>3,9%</b>	<b>-13</b>	<b>-0,6%</b>
	Lavorativo	12.949.053	2.133	3,7%	-23	-1,1%
	Picco	6.728.648	2.216	3,6%	-34	-1,5%
	Fuori picco	6.220.405	2.049	3,9%	-12	-0,6%
	Festivo	5.603.105	2.084	4,2%	6	0,3%
Italia	<b>Totale</b>	<b>424.353.973</b>	<b>48.442</b>	<b>88,4%</b>	<b>2.442</b>	<b>5,3%</b>
	Lavorativo	308.279.309	50.771	88,8%	2.580	5,4%
	Picco	165.471.282	54.503	89,1%	2.611	5,0%
	Fuori picco	142.808.027	47.038	88,6%	2.550	5,7%
	Festivo	116.074.664	43.183	87,2%	1.943	4,7%
Estero	<b>Totale</b>	<b>55.869.444</b>	<b>6.378</b>	<b>11,6%</b>	<b>343</b>	<b>5,7%</b>
	Lavorativo	38.777.827	6.386	11,2%	299	4,9%
	Picco	20.339.188	6.699	10,9%	179	2,7%
	Fuori picco	18.438.640	6.073	11,4%	419	7,4%
	Festivo	17.091.617	6.358	12,8%	437	7,4%
Totale	<b>Totale</b>	<b>480.223.417</b>	<b>54.820</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.784</b>	<b>5,4%</b>
	Lavorativo	347.057.136	57.157	100,0%	2.879	5,3%
	Picco	185.810.470	61.202	100,0%	2.790	4,8%
	Fuori picco	161.246.666	53.112	100,0%	2.969	5,9%
	Festivo	133.166.281	49.541	100,0%	2.380	5,0%

Tabella 9 MGP - Offerte di vendita a prezzo zero

	Totale	Quote sul Sistema Italia				Quota su borsa	Quota su PCE
		Bilaterali	Cip6	Terna	Operatori	Operatori	Operatori
MzNord	66,6% (77,3%)	41,7% (48,5%)	9,0% (10,0%)	0,8% (1,0%)	15,0% (17,8%)	27,0% (34,5%)	94,2% -
MzSud	59,1% (66,2%)	17,2% (27,9%)	23,3% (24,1%)	1,4% (1,0%)	17,2% (13,2%)	20,9% (18,3%)	99,2% -
MzSicilia	39,8% (50,1%)	5,0% (12,2%)	25,9% (26,0%)	2,1% (0,9%)	6,8% (11,1%)	7,2% (12,6%)	100,0% -
MzSardegna	69,9% (69,4%)	27,7% (23,3%)	34,5% (35,7%)	1,2% (3,0%)	6,6% (7,5%)	9,1% (9,8%)	99,8% -
MzEstero	93,3% (97,2%)	66,8% (84,1%)	0,0% (-)	0,3% (0,2%)	26,2% (13,0%)	78,8% (81,3%)	100,0% -
<b>Totale</b>	<b>67,0%</b> <b>(75,0%)</b>	<b>35,5%</b> <b>(44,5%)</b>	<b>13,9%</b> <b>(14,7%)</b>	<b>1,0%</b> <b>(0,9%)</b>	<b>16,6%</b> <b>(14,9%)</b>	<b>26,2%</b> <b>(26,8%)</b>	<b>96,7%</b> <b>-</b>

( ) tra parentesi i valori dell'anno precedente



Tabella 10 MGP - Vendite

		Totale		Media	Struttura	Variazione	
		MWh			%	MWh	Var.%
MzNord	Totale	148.869.281	16.994	45,1%		66	0,4%
	Lavorativo	114.700.798	18.890	46,8%		153	0,8%
	Picco	67.433.167	22.211	48,7%		471	2,2%
	Fuori picco	47.267.631	15.569	44,3%		-164	-1,0%
	Festivo	34.168.483	12.711	40,3%		-287	-2,2%
MzSud	Totale	97.745.650	11.158	29,6%		-87	-0,8%
	Lavorativo	72.138.169	11.880	29,4%		-77	-0,6%
	Picco	39.869.434	13.132	28,8%		-116	-0,9%
	Fuori picco	32.268.735	10.629	30,3%		-38	-0,4%
	Festivo	25.607.481	9.527	30,2%		-170	-1,8%
MzSicilia	Totale	19.756.615	2.255	6,0%		-31	-1,3%
	Lavorativo	14.060.777	2.316	5,7%		-33	-1,4%
	Picco	7.627.525	2.512	5,5%		-52	-2,0%
	Fuori picco	6.433.252	2.119	6,0%		-13	-0,6%
	Festivo	5.695.837	2.119	6,7%		-31	-1,4%
MzSardegna	Totale	13.008.471	1.485	3,9%		2	0,1%
	Lavorativo	9.179.904	1.512	3,7%		-11	-0,7%
	Picco	4.982.183	1.641	3,6%		7	0,4%
	Fuori picco	4.197.721	1.383	3,9%		-28	-2,0%
	Festivo	3.828.568	1.424	4,5%		26	1,9%
Italia	Totale	279.380.017	31.893	84,7%		-50	-0,2%
	Lavorativo	210.079.648	34.598	85,7%		33	0,1%
	Picco	119.912.309	39.497	86,6%		309	0,8%
	Fuori picco	90.167.339	29.699	84,6%		-243	-0,8%
	Festivo	69.300.369	25.781	81,7%		-461	-1,8%
Estero	Totale	50.569.189	5.773	15,3%		68	1,2%
	Lavorativo	35.009.646	5.766	14,3%		14	0,2%
	Picco	18.594.261	6.125	13,4%		-72	-1,2%
	Fuori picco	16.415.385	5.407	15,4%		101	1,9%
	Festivo	15.559.543	5.789	18,3%		187	3,3%
Totale	Totale	329.949.207	37.665	100,0%		18	0,0%
	Lavorativo	245.089.295	40.364	100,0%		47	0,1%
	Picco	138.506.570	45.621	100,0%		237	0,5%
	Fuori picco	106.582.724	35.106	100,0%		-143	-0,4%
	Festivo	84.859.912	31.570	100,0%		-274	-0,9%

Tabella 11 MGP - Volumi non venduti

		Totale		Media	Struttura	non venduto / venduto		Variazione	
		MWh			%	2007	2006	MWh	Var.%
MzNord	Totale	70.990.049	8.104	47,2%	47,2%	42,4%		928	12,9%
	Lavorativo	46.635.839	7.680	45,7%	40,7%	36,5%		834	12,2%
	Picco	21.245.523	6.998	44,9%	31,5%	29,0%		683	10,8%
	Fuori picco	25.390.316	8.363	46,4%	53,7%	46,9%		986	13,4%
	Festivo	24.354.210	9.060	50,4%	71,3%	60,7%		1.167	14,8%
MzSud	Totale	58.642.729	6.694	39,0%	60,0%	46,0%		1.521	29,4%
	Lavorativo	41.233.930	6.791	40,4%	57,2%	42,9%		1.657	32,3%
	Picco	19.759.210	6.508	41,8%	49,6%	36,5%		1.672	34,6%
	Fuori picco	21.474.720	7.073	39,3%	66,5%	50,9%		1.642	30,2%
	Festivo	17.408.800	6.476	36,0%	68,0%	54,2%		1.216	23,1%
MzSicilia	Totale	9.797.491	1.118	6,5%	49,6%	46,4%		58	5,5%
	Lavorativo	6.560.742	1.080	6,4%	46,7%	43,1%		68	6,7%
	Picco	2.807.774	925	5,9%	36,8%	36,6%		-14	-1,4%
	Fuori picco	3.752.967	1.236	6,9%	58,3%	51,0%		149	13,7%
	Festivo	3.236.749	1.204	6,7%	56,8%	54,1%		40	3,5%
MzSardegna	Totale	5.543.686	633	3,7%	42,6%	43,7%		-15	-2,3%
	Lavorativo	3.769.150	621	3,7%	41,1%	41,6%		-12	-1,9%
	Picco	1.746.465	575	3,7%	35,1%	37,7%		-40	-6,6%
	Fuori picco	2.022.684	666	3,7%	48,2%	46,1%		16	2,5%
	Festivo	1.774.537	660	3,7%	46,3%	48,7%		-20	-2,9%
Italia	Totale	144.973.956	16.550	96,5%	51,9%	44,0%		2.492	17,7%
	Lavorativo	98.199.660	16.173	96,3%	46,7%	39,4%		2.547	18,7%
	Picco	45.558.973	15.006	96,3%	38,0%	32,4%		2.301	18,1%
	Fuori picco	52.640.687	17.339	96,3%	58,4%	48,6%		2.793	19,2%
	Festivo	46.774.295	17.401	96,8%	67,5%	57,1%		2.404	16,0%
Estero	Totale	5.300.255	605	3,5%	10,5%	5,8%		274	82,9%
	Lavorativo	3.768.181	621	3,7%	10,6%	5,8%		285	84,8%
	Picco	1.744.927	575	3,7%	9,4%	5,2%		252	77,9%
	Fuori picco	2.023.254	666	3,7%	12,3%	6,6%		318	91,2%
	Festivo	1.532.074	570	3,2%	9,8%	5,7%		250	78,2%
Totale	Totale	150.274.210	17.155	100,0%	45,5%	38,2%		2.766	19,2%
	Lavorativo	101.967.841	16.793	100,0%	41,6%	34,6%		2.832	20,3%
	Picco	47.303.899	15.581	100,0%	34,2%	28,7%		2.553	19,6%
	Fuori picco	54.663.942	18.005	100,0%	51,3%	42,3%		3.111	20,9%
	Festivo	48.306.369	17.971	100,0%	56,9%	48,1%		2.654	17,3%

Tabella 12 MGP - Vendite sulle zone estere

	2007		2006		Variazione	
	MWh	%	MWh	%	MWh	%
Austria	1.649.226	3,3%	1.795.886	3,6%	-146.660	-8,2%
Corsica		0,0%	-	-	-	-
Francia	20.498.344	40,5%	19.075.149	38,2%	1.423.195	7,5%
Grecia	199.673	0,4%	1.000.736	2,0%	-801.063	-80,0%
Slovenia	2.274.030	4,5%	3.183.510	6,4%	-909.480	-28,6%
Svizzera	25.834.040	51,1%	24.819.942	49,7%	1.014.098	4,1%
Compensazioni e soccorsi	113.876	0,2%	94.483	0,2%	19.393	20,5%
<b>Totale</b>	<b>50.569.189</b>	<b>100,0%</b>	<b>49.969.706</b>	<b>100,0%</b>	<b>599.483</b>	<b>1,2%</b>

Tabella 13 MGP - Vendite per tipologia di impianto

MWh	Volumi						Struttura		
	2007		2006		Var. tendenziale		2007	2006	Delta PP
	Totale	Media	Totale	Media	Media	%			
<b>Gas Naturale</b>	<b>147.362.034</b>	<b>16.822</b>	<b>136.972.993</b>	<b>15.636</b>	<b>1.186</b>	<b>7,6%</b>	<b>53,3%</b>	<b>49,5%</b>	<b>3,9</b>
Ciclo combinato	140.332.330	16.020	121.995.693	13.926	2.093	15,0%	50,8%	44,1%	6,7
Convenzionale	6.321.836	722	14.318.494	1.635	-913	-55,8%	2,3%	5,2%	-2,9
Turbogas	707.867	81	658.805	75	6	7,4%	0,3%	0,2%	0,0
<b>Altro Termico</b>	<b>90.509.652</b>	<b>10.332</b>	<b>97.850.618</b>	<b>11.170</b>	<b>-838</b>	<b>-7,5%</b>	<b>32,8%</b>	<b>35,4%</b>	<b>-2,6</b>
Carbone	22.737.256	2.596	23.247.902	2.654	-58	-2,2%	8,2%	8,4%	-0,2
Olio e policomb.	39.842.168	4.548	47.859.775	5.463	-915	-16,8%	14,4%	17,3%	-2,9
Autoprod. e altro	27.930.229	3.188	26.742.942	3.053	136	4,4%	10,1%	9,7%	0,5
<b>Idroelettrico</b>	<b>28.639.550</b>	<b>3.269</b>	<b>32.905.828</b>	<b>3.756</b>	<b>-487</b>	<b>-13,0%</b>	<b>10,4%</b>	<b>11,9%</b>	<b>-1,5</b>
Modulazione	11.857.057	1.354	14.038.887	1.603	-249	-15,5%	4,3%	5,1%	-0,8
Fluente	11.995.251	1.369	12.218.475	1.395	-25	-1,8%	4,3%	4,4%	-0,1
Pompaggio	4.787.242	546	6.648.466	759	-212	-28,0%	1,7%	2,4%	-0,7
<b>Altro Rinnovab.</b>	<b>9.711.177</b>	<b>1.109</b>	<b>9.074.334</b>	<b>1.036</b>	<b>73</b>	<b>7,0%</b>	<b>3,5%</b>	<b>3,3%</b>	<b>0,2</b>
<b>Totale Vendite Impianti</b>	<b>276.222.412</b>	<b>31.532</b>	<b>276.803.773</b>	<b>31.599</b>	<b>-66</b>	<b>-0,2%</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>	
Offerte Integrative	3.157.605	360	3.016.550	344	16	4,7%			
<b>Totale Vendite Nazionali</b>	<b>279.380.017</b>	<b>31.893</b>	<b>279.820.323</b>	<b>31.943</b>	<b>-50</b>	<b>-0,2%</b>			

Figura 20 MGP - Offerte di vendita a prezzo zero

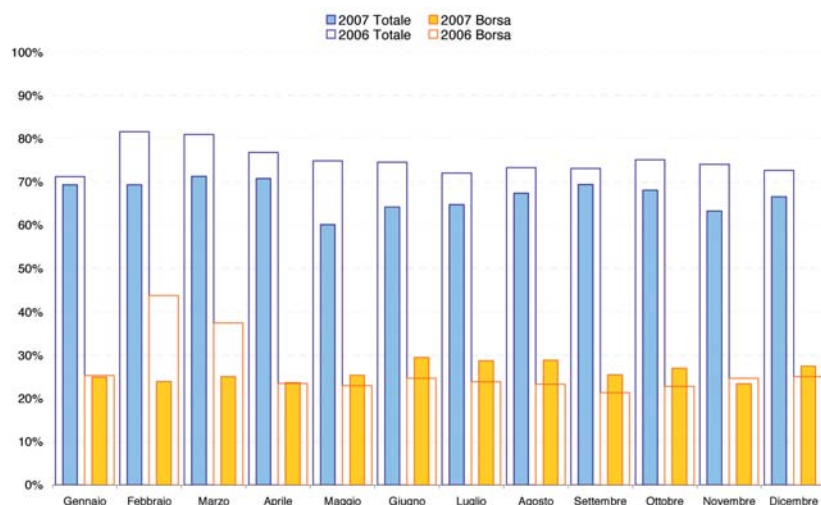


Figura 21 MGP - Vendite sulle zone estere: media oraria

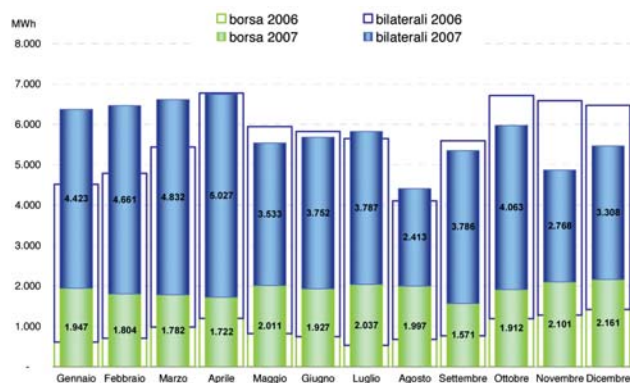


Figura 22 MGP - Vendite sulle zone estere: curve medie orarie

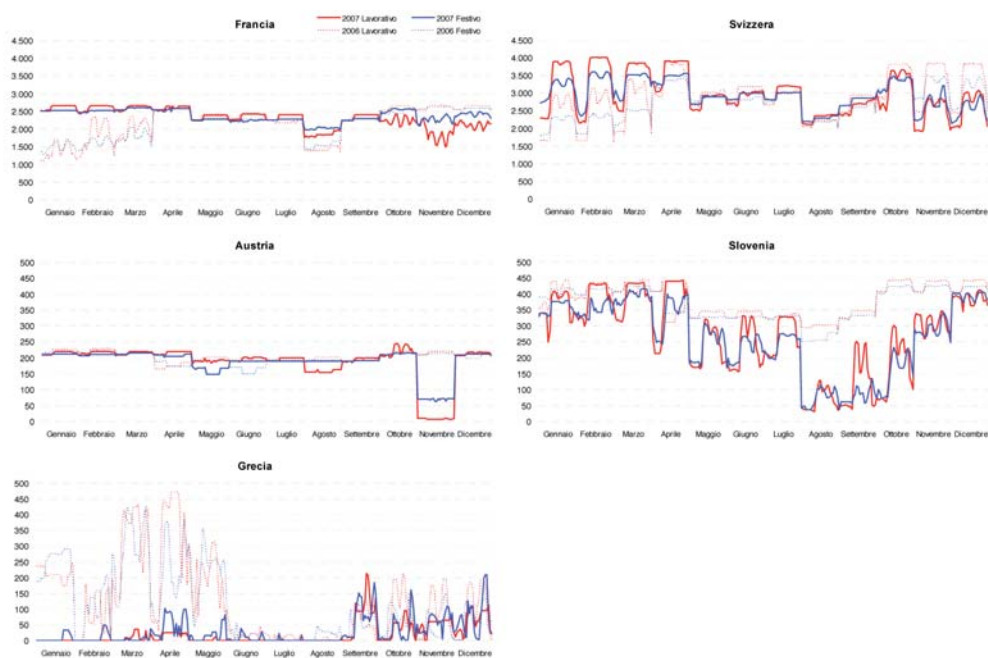


Figura 23 MGP - Vendite sulle zone estere: andamento orario

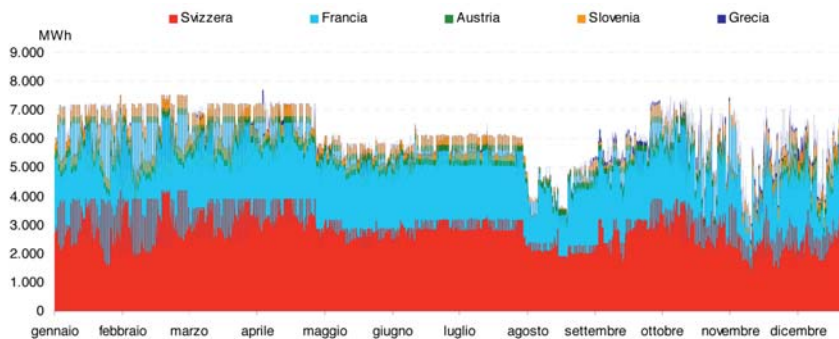




Figura 24 MGP - Saldo vendite/acquisti sulle zone estere: media oraria

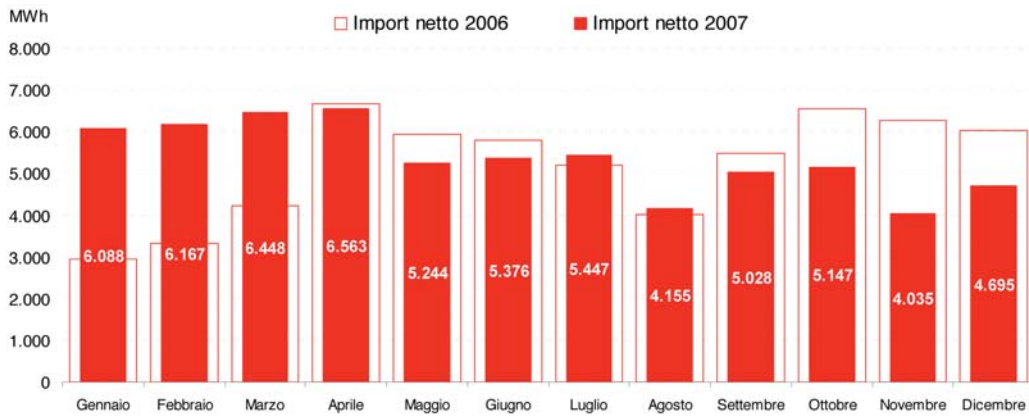


Figura 25 MGP - Vendite per tipologia di impianto: andamento orario

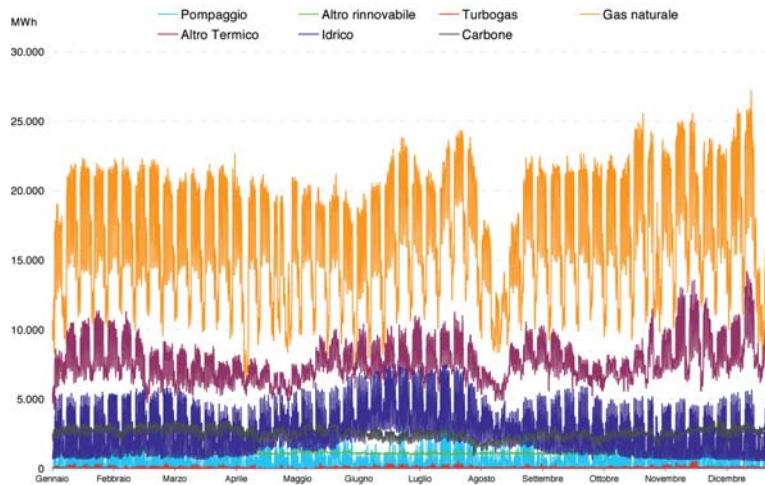


Figura 26 MGP - Vendite per tipologia di impianto: media oraria



Figura 27 MGP - Vendite per tipologia di impianto

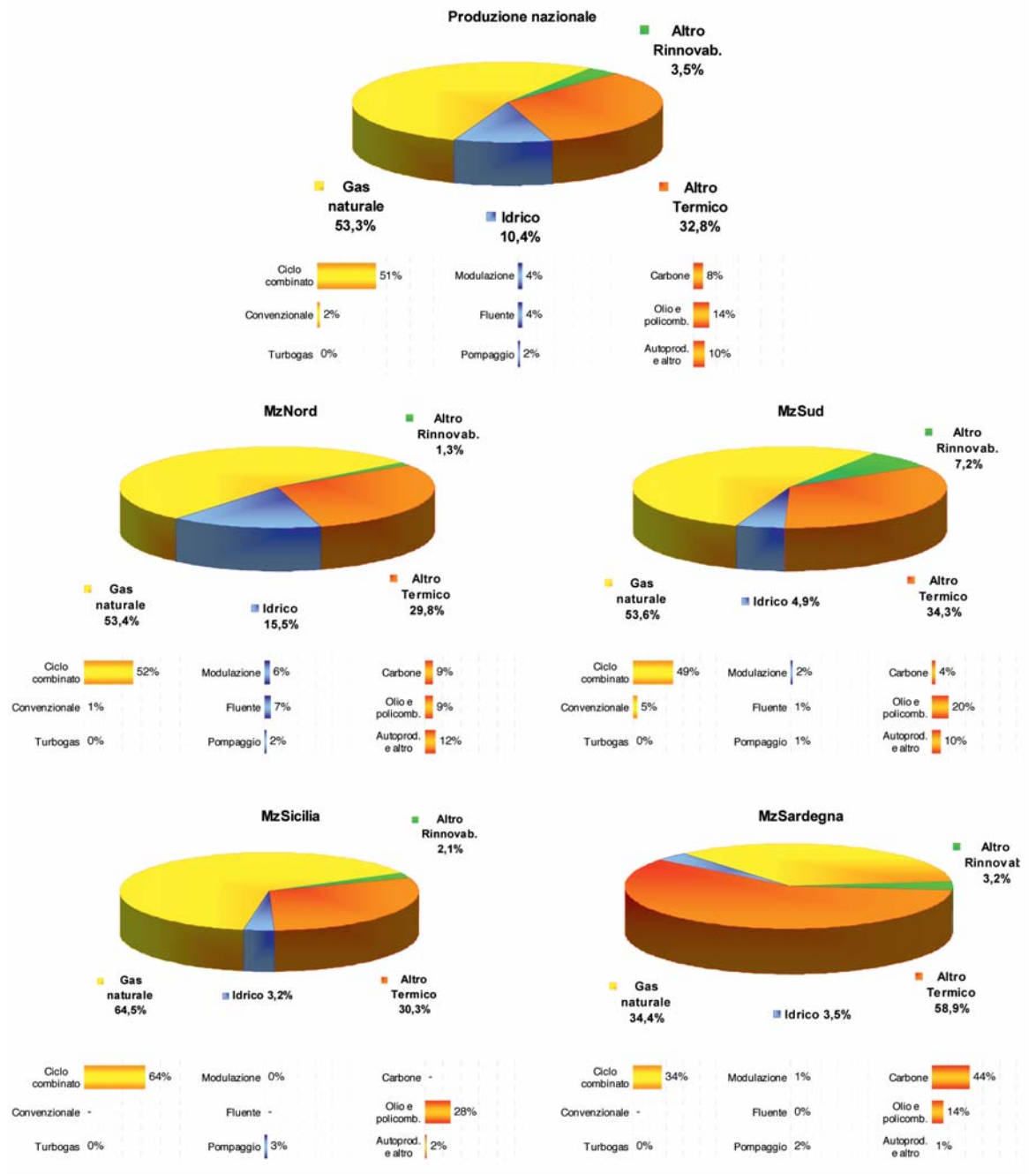


Figura 28 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno lavorativo

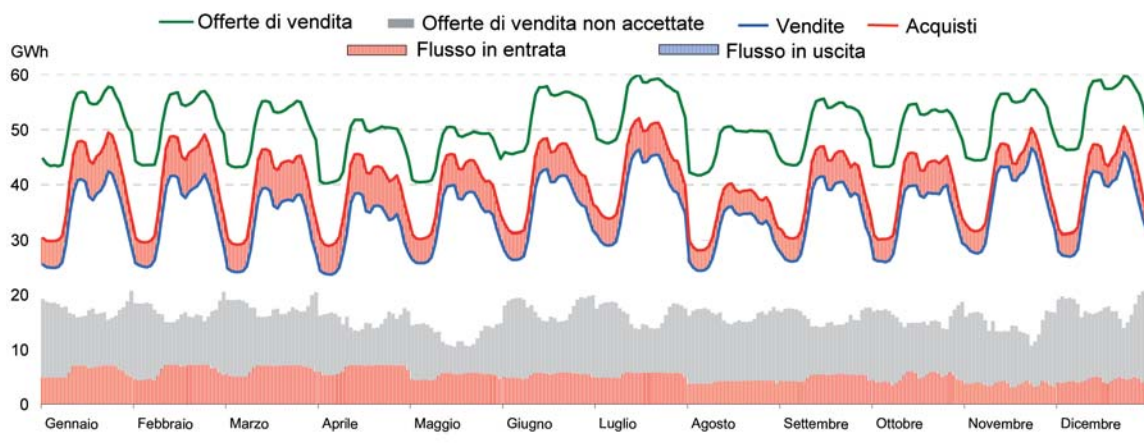


Figura 29 MGP - Offerte nel Sistema Italia: curve medie orarie giorno festivo

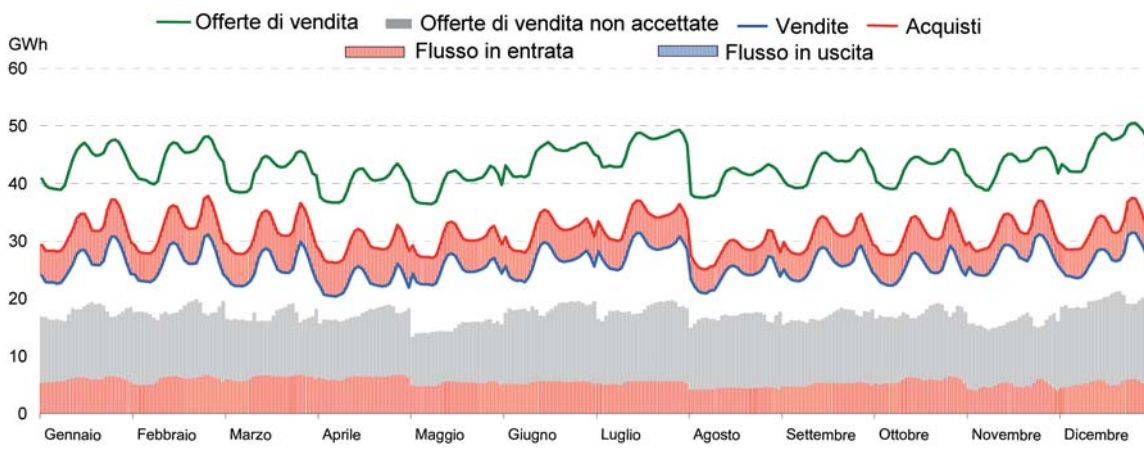


Figura 30 MGP - Offerte nelle macrozone: curve medie orarie

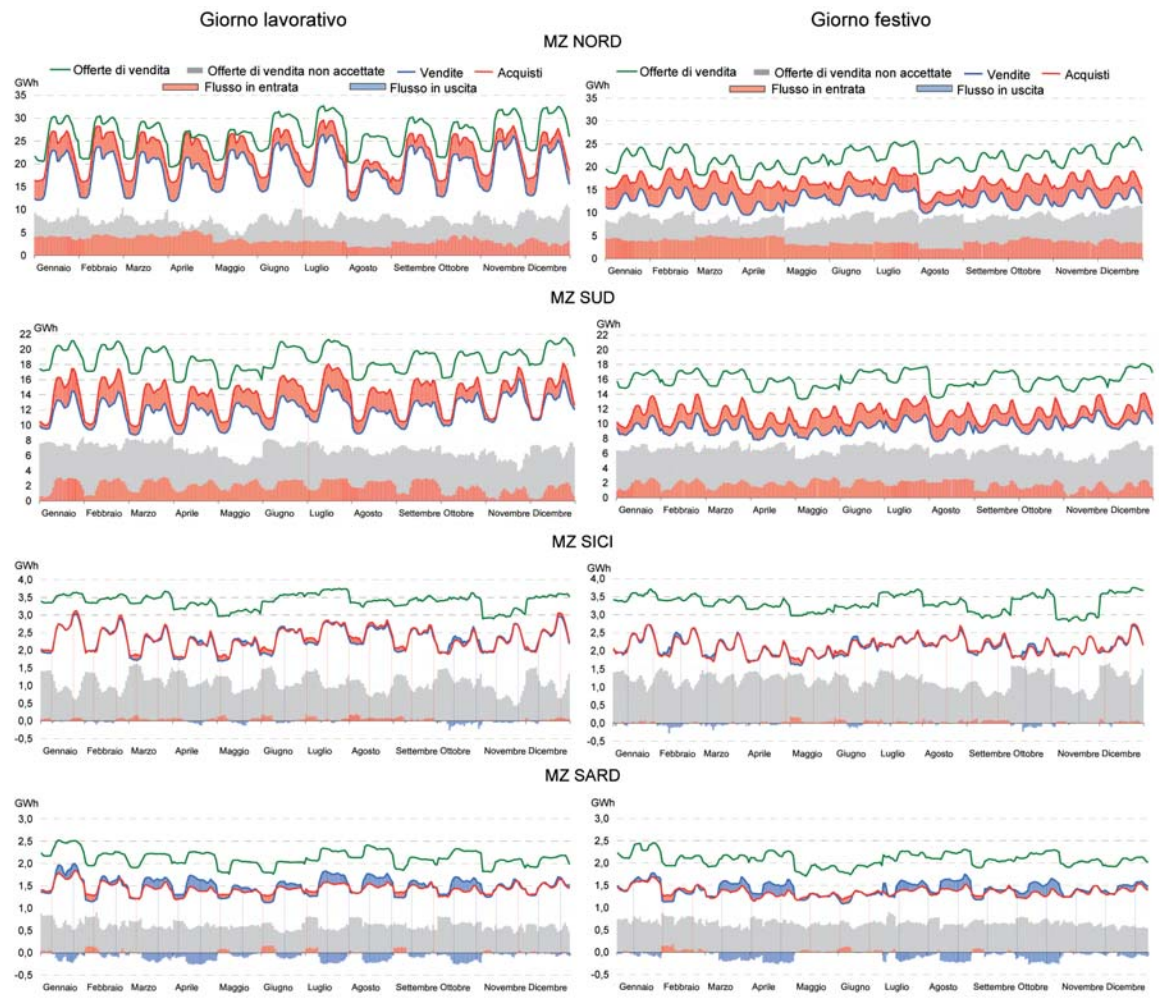




Figura 31 MGP - Offerte nelle zone estere: curve medie orarie

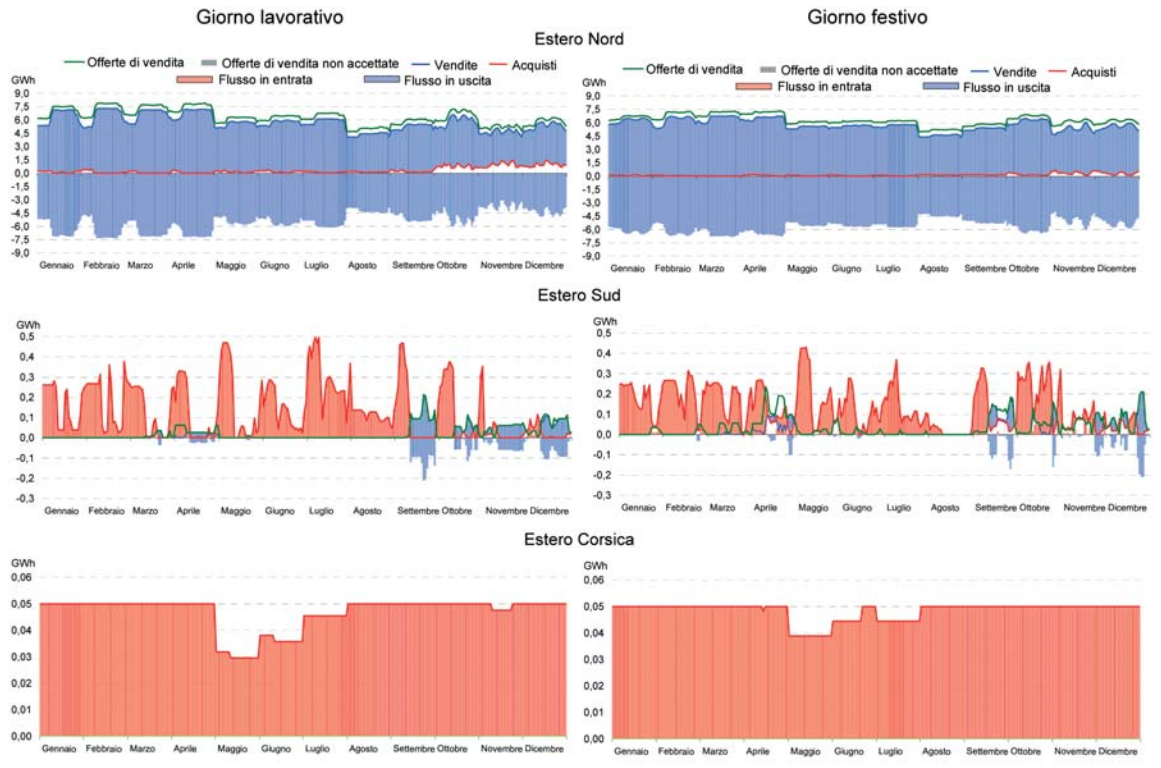


Tabella 14 MGP - Struttura della domanda

	Totale volumi	Media oraria	Variazione	Struttura
	MWh	MWh	%	%
<b>Borsa</b>	<b>221.292.184</b>	<b>25.262</b>	<b>12,6%</b>	<b>67,1%</b>
Acquirente Unico	106.570.141	12.166	-19,4%	32,3%
Altri operatori	99.756.337	11.388	100,6%	30,2%
Pompaggi	6.340.347	724	-14,8%	1,9%
Zone estere	3.057.474	349	-8,6%	0,9%
Saldo programmi PCE	161	0	-	0,0%
Offerte integrative	5.567.723	636	46,6%	1,7%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>108.657.022</b>	<b>12.404</b>	<b>-18,5%</b>	<b>32,9%</b>
Bilaterali esteri	726.452	83	-43,5%	0,2%
Bilaterali nazionali AU	16.166.432	1.845	-22,2%	4,9%
Bilaterali nazionali altri	91.764.300	10.475	-17,5%	27,8%
Saldo programmi PCE	-	161	-	-
<b>VOLUMI ACQUISTATI</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Borsa</b>	<b>5.461.117</b>	<b>623</b>	<b>-25,2%</b>	<b>99,7%</b>
Altri operatori	495.611	57	1628,2%	9,1%
Pompaggi	36.626	4	-18,4%	0,7%
Zone estere	4.928.880	563	-31,8%	90,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>14.768</b>	<b>2</b>	<b>-</b>	<b>0,3%</b>
<b>VOLUMI NON ACQUISTATI</b>	<b>5.475.885</b>	<b>625</b>	<b>-25,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>DOMANDA TOTALE</b>	<b>335.425.092</b>	<b>38.291</b>	<b>-0,5%</b>	

Tabella 15 MGP - Struttura dell'offerta

	Totale volumi	Media oraria	Variazione	Struttura
	MWh	MWh	%	%
<b>Borsa</b>	<b>221.292.184</b>	<b>25.262</b>	<b>12,6%</b>	<b>67,1%</b>
Operatori	142.990.379	16.323	15,7%	43,3%
GSE	45.828.980	5.232	-5,3%	13,9%
Zone estere	16.786.271	1.916	110,6%	5,1%
Saldo programmi PCE	12.528.950	1.430	-7,7%	3,8%
Offerte integrative	3.157.605	360	4,7%	1,0%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>108.657.022</b>	<b>12.404</b>	<b>-18,5%</b>	<b>32,9%</b>
Bilaterali esteri	33.782.919	3.856	-19,6%	10,2%
Bilaterali nazionali	87.403.054	9.978	-16,6%	26,5%
Saldo programmi PCE	-12.528.950	-1.430	-	-3,8%
<b>VOLUMI VENDUTI</b>	<b>329.949.207</b>	<b>37.665</b>	<b>0,0%</b>	<b>100,0%</b>
<b>Borsa</b>	<b>150.147.140</b>	<b>17.140</b>	<b>19,1%</b>	<b>99,9%</b>
Operatori	144.846.886	16.535	17,6%	96,4%
GSE	-	-	-100,0%	-
Zone estere	5.300.255	605	83,2%	3,5%
<b>Contratti bilaterali</b>	<b>127.070</b>	<b>15</b>	<b>3088,1%</b>	<b>0,1%</b>
Esteri	0	0	-100,0%	0,0%
Nazionali	127.070	15	167441,1%	0,1%
<b>VOLUMI NON VENDUTI</b>	<b>150.274.210</b>	<b>17.155</b>	<b>19,2%</b>	<b>100,0%</b>
<b>OFFERTA TOTALE</b>	<b>480.223.417</b>	<b>54.820</b>	<b>5,4%</b>	

Tabella 16 MGP - Offerte integrative

MWh	ACQUISTI				VENDITE			
	Totale	Media	Var %	% su totale	Totale	Media	Var %	% su totale
NORD	1.113.558	127	350,1%	20,0%	1.247.392	142	-15,3%	39,5%
CENTRO NORD	912.017	104	139,6%	16,4%	149.713	17	15,0%	4,7%
CENTRO SUD	247.104	28	50,2%	4,4%	404.007	46	60,6%	12,8%
SUD	2.836.353	324	1,7%	50,9%	28.845	3	102,5%	0,9%
CALABRIA	4.009	0	1095,1%	0,1%	752.960	86	28,2%	23,8%
SICILIA	367.827	42	104,2%	6,6%	424.460	48	147,3%	13,4%
SARDEGNA	86.855	10	142,6%	1,6%	150.228	17	-61,4%	4,8%
<b>TOTALE</b>	<b>5.567.723</b>	<b>636</b>	<b>46,6%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3.157.605</b>	<b>360</b>	<b>4,7%</b>	<b>100,0%</b>



Figura 32 MGP - Liquidità: evoluzione strutturale



Figura 33 MGP - Liquidità

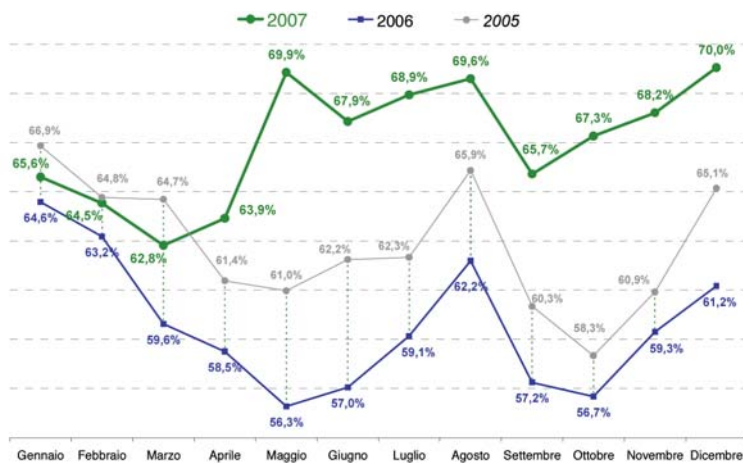


Figura 34 MGP - Liquidità: andamento orario e media giornaliera

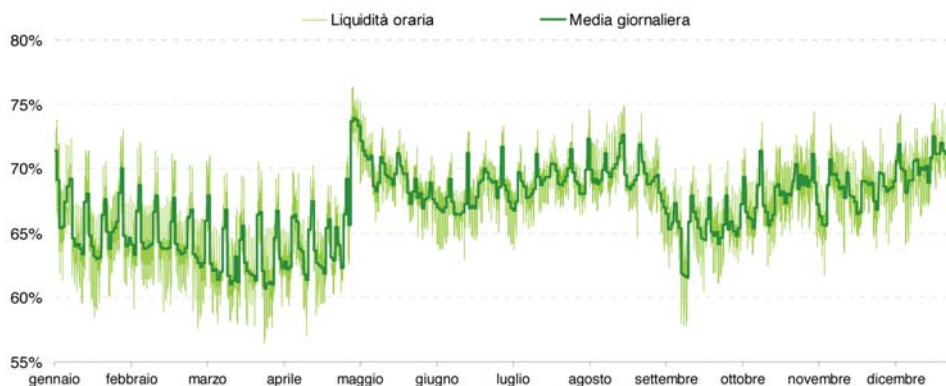


Figura 35 MGP - Volumi scambiati: media oraria

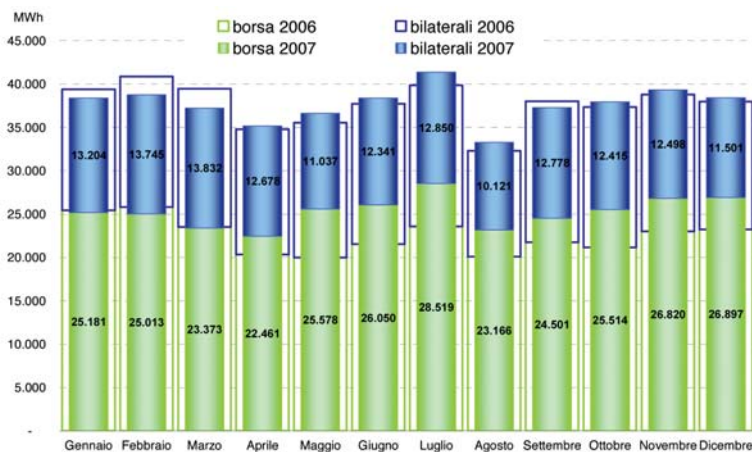


Figura 36 MGP - Acquisti bilaterali: media oraria

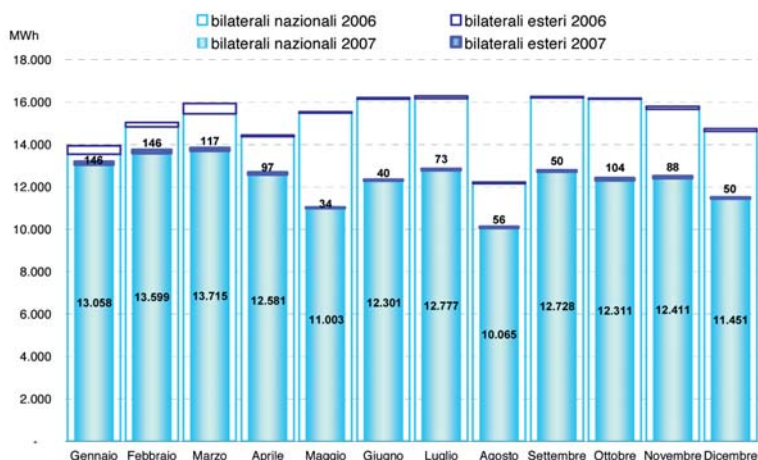


Figura 37 MGP - Vendite bilaterali: media oraria

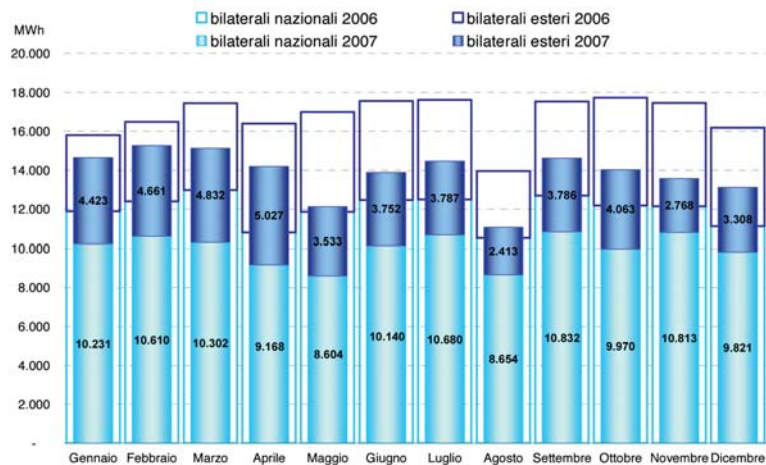


Figura 38 MGP - Sbilanciamento a programma: media oraria

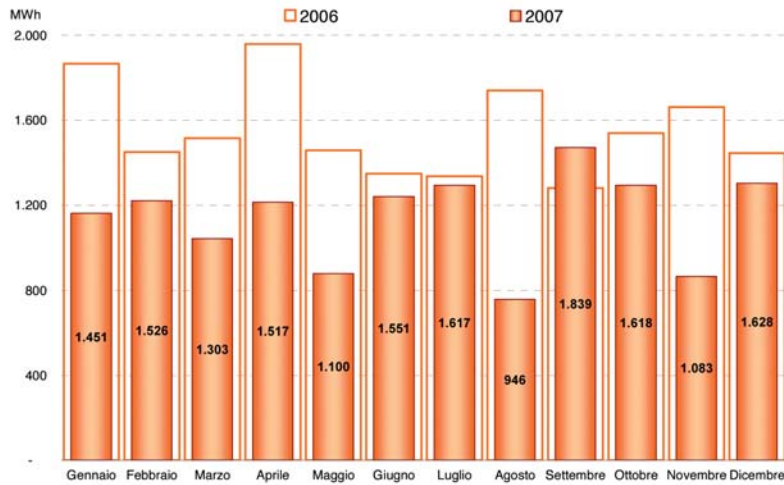


Figura 39 MGP - Valore delle transazioni



Figura 40 MGP - Acquisti: struttura della borsa

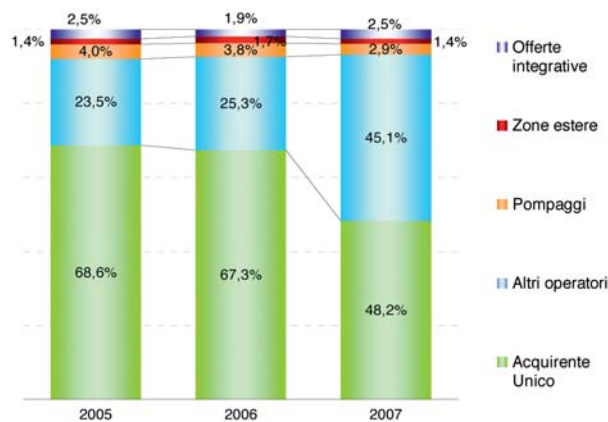


Figura 41 MGP - Vendite: struttura della borsa

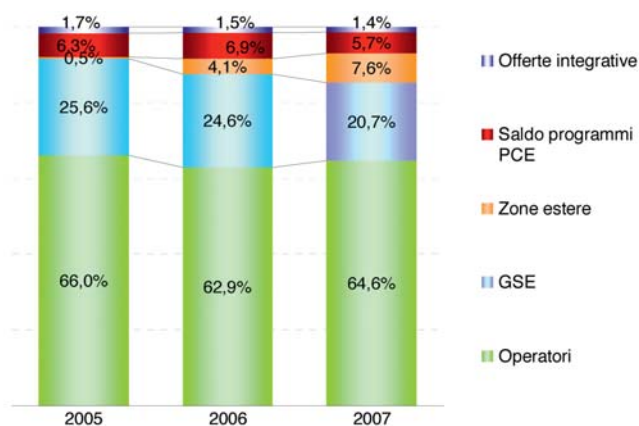


Figura 42 MGP - Struttura delle vendite: andamento orario

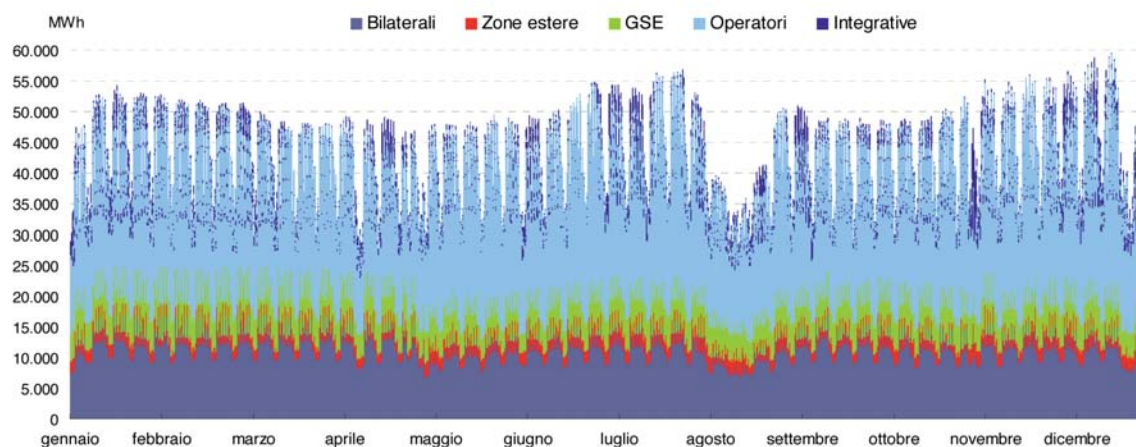


Figura 43 MGP - Struttura degli acquisti: andamento orario

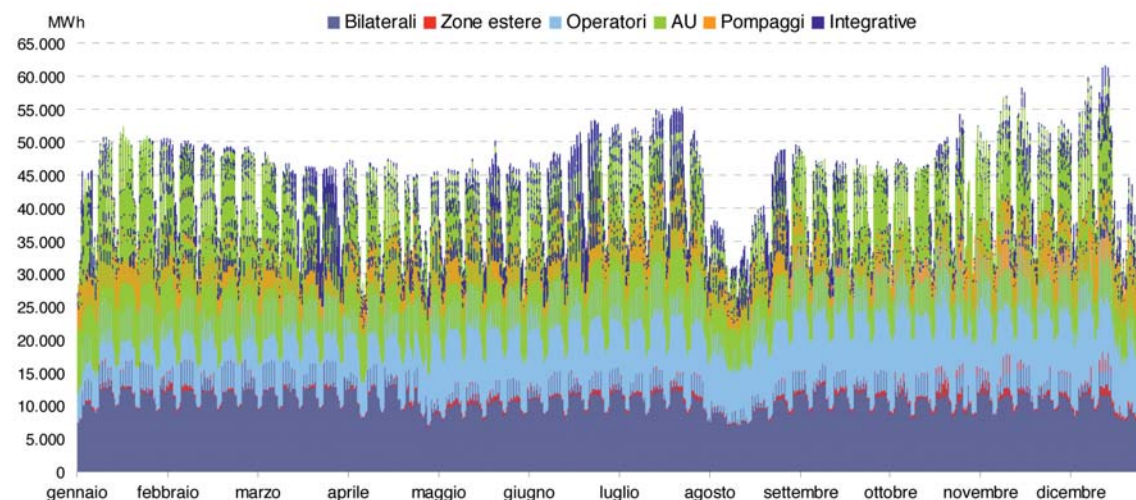




Figura 44 MGP - Offerte integrative: andamento orario



Tabella 17 MGP - Numero di zone di mercato

Area	N° medio	% ore in cui l'area si è divisa in:					Totale
		1	2	3	4	5	
<b>Tutte le zone</b>	3,43 (3,87)	9% (4%)	20% (18%)	25% (25%)	22% (23%)	14% (15%)	91% (84%)
<b>Zone nazionali e poli</b>	2,59 (2,66)	19% (17%)	34% (34%)	26% (26%)	15% (15%)	6% (6%)	99% (98%)
<b>Zone continentali e relativi poli</b>	1,51 (1,72)	55% (45%)	40% (40%)	5% (12%)	0% (2%)	- (1%)	100% (100%)

() valori dell'anno precedente

Tabella 18 MGP - Corrispettivi unitari di assegnazione dei diritti di transito (CCT)

€/MWh		Media		Volatilità	
		2007	2006	2007	2006
	<b>Totale</b>	<b>2,51</b>	<b>5,05</b>	<b>3,14</b>	<b>1,83</b>
NORD	Lavorativo	2,94	1,11	3,63	1,90
	<i>Picco</i>	4,46	1,24	5,55	2,18
	<i>Fuori picco</i>	1,42	0,99	1,71	1,62
	Festivo	1,56	1,16	2,04	1,69
	<b>Totale</b>	<b>-1,81</b>	<b>-0,23</b>	<b>3,90</b>	<b>1,90</b>
CENTRO NORD	Lavorativo	-2,49	-0,40	4,66	1,97
	<i>Picco</i>	-4,51	-0,68	7,33	2,36
	<i>Fuori picco</i>	-0,46	-0,12	2,00	1,58
	Festivo	-0,29	0,15	2,18	1,74
	<b>Totale</b>	<b>-2,06</b>	<b>-0,24</b>	<b>4,03</b>	<b>1,99</b>
CENTRO SUD	Lavorativo	-2,73	-0,36	4,79	2,03
	<i>Picco</i>	-4,91	-0,63	7,54	2,45
	<i>Fuori picco</i>	-0,55	-0,09	2,05	1,61
	Festivo	-0,55	0,03	2,31	1,89
	<b>Totale</b>	<b>-2,06</b>	<b>-0,23</b>	<b>4,03</b>	<b>1,99</b>
SUD	Lavorativo	-2,72	-0,35	4,80	2,03
	<i>Picco</i>	-4,90	-0,62	7,54	2,44
	<i>Fuori picco</i>	-0,55	-0,08	2,05	1,63
	Festivo	-0,55	0,03	2,31	1,89
	<b>Totale</b>	<b>-2,24</b>	<b>-0,92</b>	<b>4,43</b>	<b>5,23</b>
CALABRIA	Lavorativo	-2,78	-0,86	5,04	5,46
	<i>Picco</i>	-5,05	-1,10	7,96	7,63
	<i>Fuori picco</i>	-0,51	-0,62	2,11	3,29
	Festivo	-1,01	-1,06	3,07	4,73
	<b>Totale</b>	<b>-8,52</b>	<b>-4,20</b>	<b>10,80</b>	<b>8,95</b>
SICILIA	Lavorativo	-8,91	-3,58	11,27	8,81
	<i>Picco</i>	-12,06	-4,53	14,13	10,32
	<i>Fuori picco</i>	-5,76	-2,63	8,41	7,31
	Festivo	-7,64	-5,55	9,74	9,24
	<b>Totale</b>	<b>-4,01</b>	<b>-5,80</b>	<b>10,95</b>	<b>12,08</b>
SARDEGNA	Lavorativo	-4,84	-6,18	11,77	12,09
	<i>Picco</i>	-4,35	-4,76	13,49	11,50
	<i>Fuori picco</i>	-5,33	-7,59	10,05	12,68
	Festivo	-2,14	-4,98	9,11	12,06





Tabella 21 MGP - Utilizzo medio dei transiti

Transito		2007											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Svizzera	Estero NordOvest	26,6%	46,9%	71,9%	76,3%	85,3%	85,1%	99,3%	94,5%	89,2%	24,7%	1,0%	2,7%
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,8%	3,6%	2,4%
Slovenia	Estero NordEst	2,3%	5,7%	-	-	17,2%	18,9%	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	-	-	-	-	1,1%	7,9%	2,2%	27,2%	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	-	-	-	0,6%	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	-	-	-	-	3,2%	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	0,8%	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	3,0%	-	-	1,4%	-	-	1,1%	-	-	-	2,2%	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	35,9%	33,3%	17,4%	11,0%	23,0%	59,9%	45,7%	53,9%	31,1%	45,8%	18,1%	23,7%
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,6%	0,8%	0,7%
Centro Nord	Corsica	1,2%	2,2%	0,1%	0,1%	4,2%	12,1%	1,7%	0,1%	8,2%	0,1%	28,9%	13,6%
Corsica	Centro Nord	7,3%	2,5%	11,6%	30,4%	6,2%	5,1%	15,6%	18,8%	1,9%	30,9%	3,5%	8,1%
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	Corsica	7,3%	2,5%	11,6%	30,4%	6,2%	5,1%	13,2%	18,8%	1,9%	30,9%	4,4%	1,9%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	11,8%	12,6%	8,1%	17,9%	7,4%	0,1%	4,6%	2,2%	-	0,1%	1,1%	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	0,1%	-	-	-	-	0,1%	5,0%	2,4%	3,8%
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	0,4%	-	-	1,9%	-	-	-	-	-	1,6%	-	-
Foggia	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	5,9%	-	-	-	-	-	-	-	0,4%	5,4%	3,8%	12,0%
Rossano	Calabria	-	1,3%	-	0,8%	10,2%	5,3%	-	-	0,1%	0,3%	-	-
Calabria	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	44,0%	33,6%	40,8%	35,7%	48,8%	47,9%	44,8%	59,0%	57,2%	21,9%	9,3%	53,8%
Sicilia	Calabria	5,9%	9,5%	4,2%	5,8%	0,9%	3,3%	2,8%	1,2%	5,7%	12,5%	0,8%	8,1%
Priolo	Sicilia	28,1%	27,7%	18,6%	12,9%	18,5%	9,4%	10,3%	8,1%	6,4%	10,5%	7,9%	14,2%
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	0,1%	1,5%	0,7%	-	-	0,4%	0,3%	5,4%
Brindisi	Estero Sud	0,7%	0,4%	-	-	-	14,9%	35,6%	7,9%	-	0,3%	-	-
Estero Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabella 22 MGP - Percentuale di saturazione dei transiti

Transito		2007											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Svizzera	Estero NordOvest	79,1%	70,9%	76,6%	77,0%	80,3%	84,1%	95,1%	87,8%	79,9%	59,5%	49,0%	49,8%
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	0,1%	-	-	-	0,0%	2,3%	2,9%	3,4%
Slovenia	Estero NordEst	47,6%	86,6%	93,9%	93,5%	62,7%	51,5%	71,4%	14,4%	-	-	-	-
Estero NordEst	Slovenia	12,7%	1,0%	0,0%	0,0%	11,2%	10,9%	8,6%	50,7%	-	-	-	-
Estero NordOvest	Nord	74,2%	74,3%	77,5%	78,8%	76,6%	77,6%	78,3%	72,9%	75,8%	65,0%	50,1%	55,0%
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,9%	0,0%
Estero NordEst	Nord	58,2%	67,4%	69,8%	64,9%	45,6%	46,0%	54,6%	20,0%	30,2%	32,7%	42,2%	70,2%
Nord	Estero NordEst	-	-	-	0,0%	0,2%	-	-	-	6,0%	-	0,1%	1,9%
Monfalcone	Nord	63,1%	54,8%	50,9%	35,4%	50,8%	53,5%	56,7%	34,8%	42,6%	35,9%	62,7%	45,6%
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	62,8%	64,7%	70,8%	63,9%	74,3%	78,1%	76,8%	77,1%	64,2%	51,2%	34,8%	46,8%
Centro Nord	Nord	0,1%	0,2%	-	0,0%	-	-	0,0%	-	0,3%	4,4%	7,1%	2,7%
Centro Nord	Corsica	15,2%	33,5%	10,1%	3,3%	15,8%	17,7%	13,2%	9,0%	23,2%	7,4%	21,5%	20,3%
Corsica	Centro Nord	21,2%	8,7%	30,0%	41,6%	7,5%	10,4%	32,9%	35,0%	15,5%	40,8%	13,4%	16,8%
Corsica	Sardegna	0,3%	0,7%	0,2%	0,1%	0,4%	0,6%	0,3%	0,2%	0,6%	0,2%	0,4%	0,3%
Sardegna	Corsica	26,9%	12,1%	36,9%	48,8%	9,9%	13,1%	38,2%	41,2%	20,0%	47,0%	17,4%	21,9%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	52,6%	52,6%	53,9%	51,4%	54,5%	38,7%	54,8%	55,3%	17,5%	21,9%	16,6%	18,8%
Centro Sud	Centro Nord	0,5%	0,4%	0,1%	1,6%	0,7%	0,9%	1,1%	0,2%	4,5%	11,6%	21,0%	12,9%
Centro Sud	Sud	0,3%	0,2%	0,0%	0,0%	2,2%	0,4%	4,2%	2,6%	-	0,1%	0,3%	0,3%
Sud	Centro Sud	48,9%	24,6%	29,8%	34,5%	25,5%	32,9%	21,2%	14,8%	51,1%	51,0%	32,6%	43,3%
Foggia	Sud	74,3%	77,1%	71,2%	64,4%	32,1%	79,1%	80,4%	52,7%	79,3%	68,8%	75,1%	63,0%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	85,4%	69,6%	63,6%	66,5%	67,2%	67,5%	66,4%	64,9%	80,4%	77,3%	80,9%	84,6%
Rossano	Calabria	3,1%	2,6%	2,9%	3,0%	3,2%	3,2%	3,2%	3,4%	3,0%	2,0%	2,2%	2,8%
Calabria	Rossano	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,1%	0,1%
Calabria	Sicilia	21,5%	14,5%	21,8%	18,8%	20,9%	17,7%	21,8%	29,4%	21,3%	9,6%	2,2%	18,2%
Sicilia	Calabria	8,1%	12,4%	7,2%	11,4%	9,6%	11,2%	7,9%	4,5%	5,6%	20,2%	3,4%	7,3%
Priolo	Sicilia	69,5%	69,3%	61,1%	64,9%	72,4%	69,3%	71,9%	72,4%	62,6%	59,5%	55,1%	65,8%
Sicilia	Priolo	0,0%	0,1%	0,7%	0,8%	0,0%	-	0,0%	0,0%	0,7%	0,5%	-	0,1%
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	76,3%	62,9%	62,5%	59,7%	65,4%	65,7%	59,8%	56,8%	68,9%	65,6%	69,7%	75,5%
Brindisi	Estero Sud	32,6%	38,1%	26,1%	21,1%	36,1%	13,2%	22,8%	9,2%	23,0%	33,0%	5,4%	5,0%
Estero Sud	Brindisi	0,1%	0,3%	1,3%	5,1%	1,1%	0,5%	0,1%	-	13,2%	6,1%	10,3%	12,2%

Tabella 23 MGP - Percentuale di inibizione dei transiti

Transito		2007											
Da	A	Gen	Feb	Mar	Apr	Mag	Giu	Lug	Ago	Set	Ott	Nov	Dic
Svizzera	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordOvest	Svizzera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Slovenia	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Estero NordEst	Slovenia	-	-	-	-	-	-	-	-	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%
Estero NordOvest	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Estero NordOvest	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero NordEst	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,4%	-
Nord	Estero NordEst	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Monfalcone	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Monfalcone	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Nord	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Corsica	-	-	-	-	34,4%	18,9%	-	2,2%	-	0,9%	1,5%	-
Corsica	Centro Nord	-	-	-	-	34,4%	18,9%	-	2,2%	-	0,9%	4,9%	0,8%
Corsica	Sardegna	-	-	-	-	34,4%	28,9%	-	-	-	-	4,7%	2,7%
Sardegna	Corsica	-	-	-	-	34,4%	28,9%	-	-	-	-	6,4%	3,5%
Sardegna	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Sardegna	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Estero Corsica	Corsica CA	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Corsica CA	Estero Corsica	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Nord	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Centro Nord	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Centro Sud	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sud	Centro Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Foggia	Sud	-	-	-	2,4%	50,8%	-	-	-	-	-	-	4,6%
Sud	Foggia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,4%
Sud	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Sud	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Calabria	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Calabria	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	1,0%	8,7%	75,6%	-
Sicilia	Calabria	-	-	-	-	2,3%	-	-	-	1,0%	8,7%	75,6%	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Priolo	Sicilia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	Priolo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Rossano	Brindisi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Rossano	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Brindisi	Estero Sud	-	-	-	-	-	37,6%	-	74,2%	-	15,3%	26,7%	-
Estero Sud	Brindisi	-	-	-	-	-	37,6%	-	74,2%	-	15,3%	26,7%	-

Figura 45 MGP - Configurazioni di mercato più frequenti

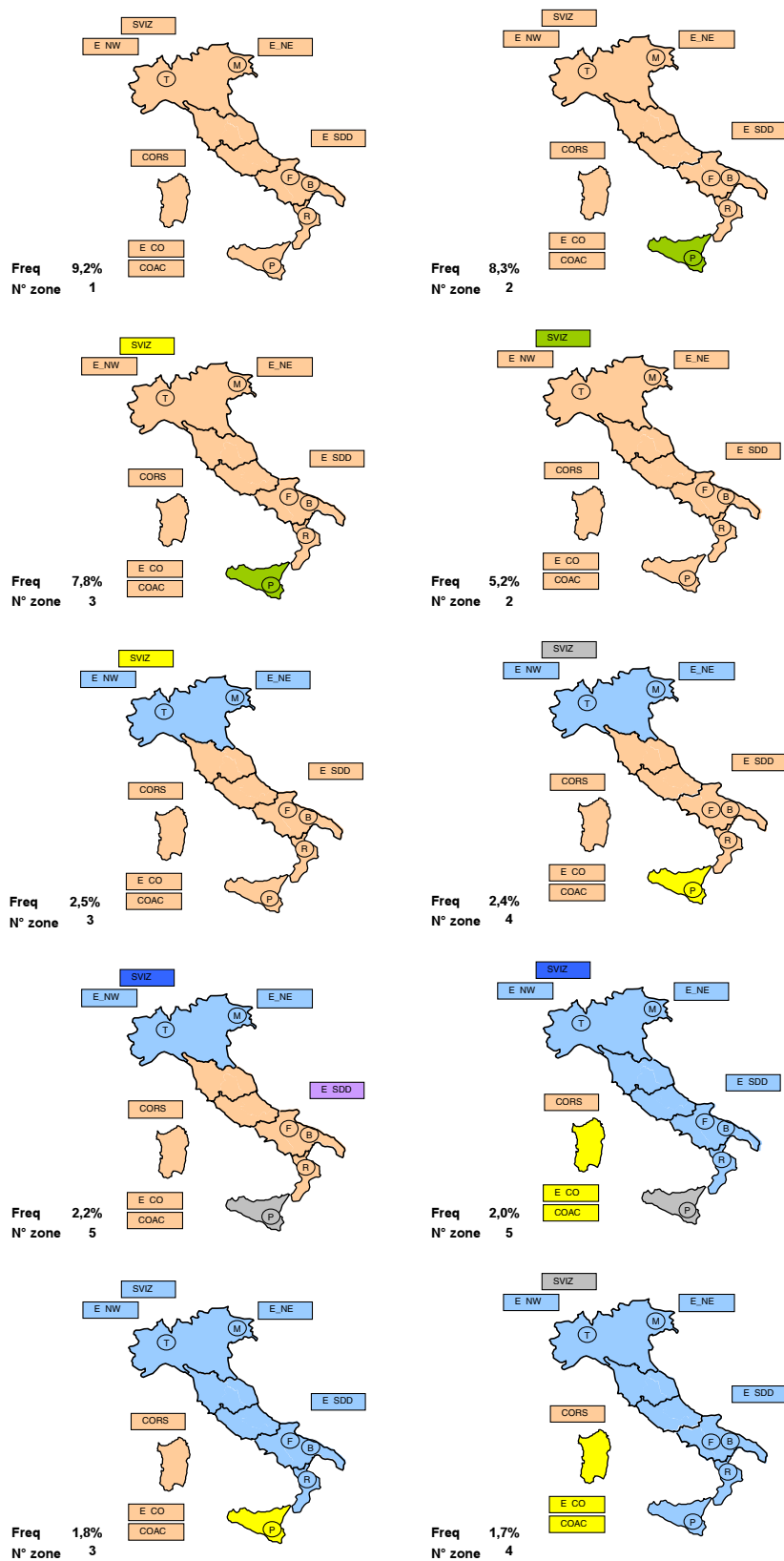




Figura 46 MGP - Numero medio di zone di mercato

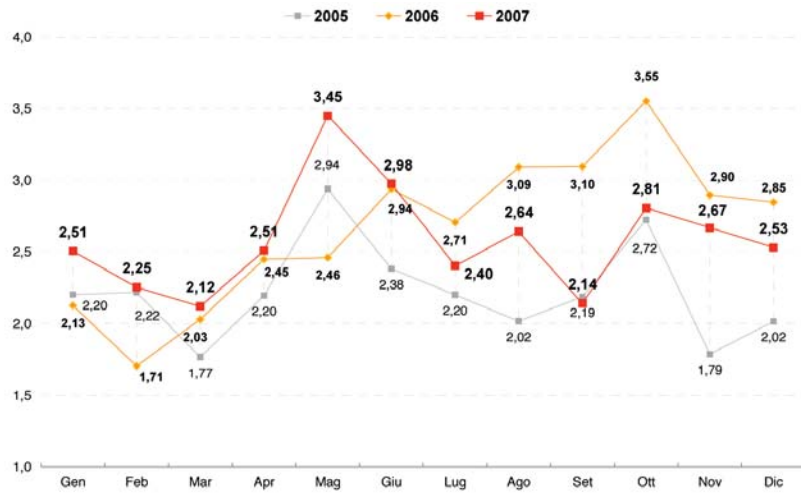


Figura 47 MGP - CCT: andamento orario e media giornaliera

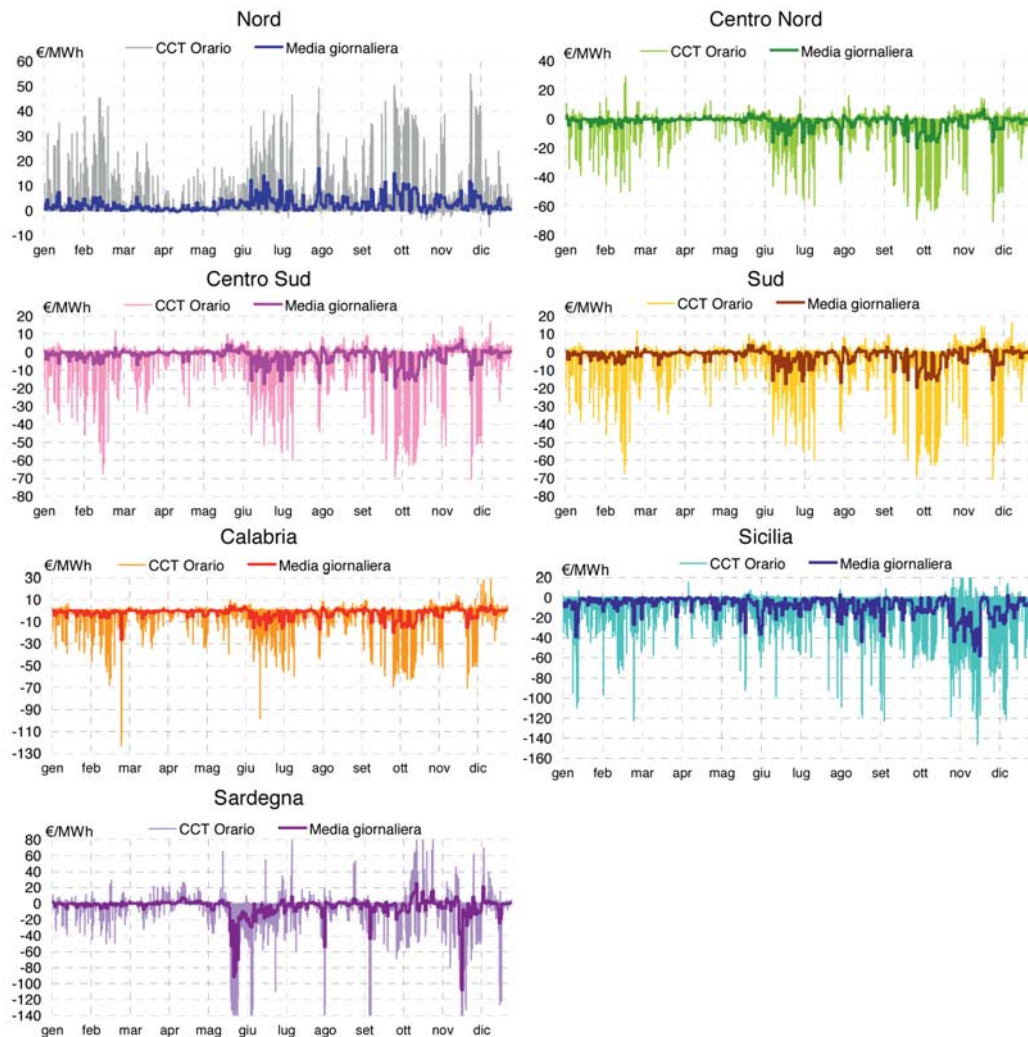


Figura 48 MGP - Rendita da congestione

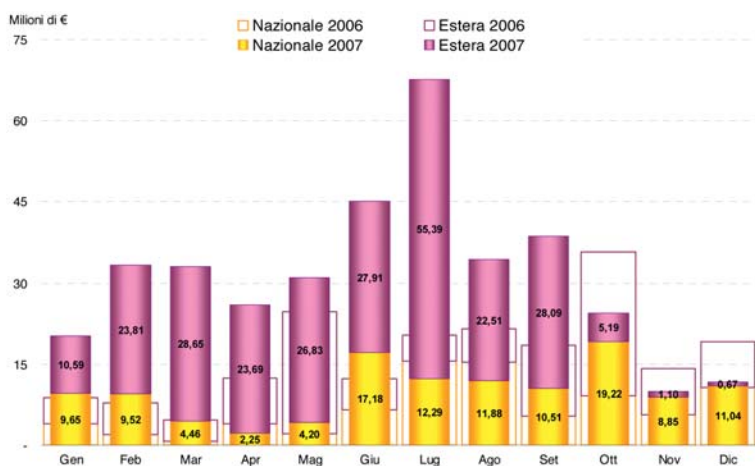


Figura 49 MGP - Rendita da congestione per transito

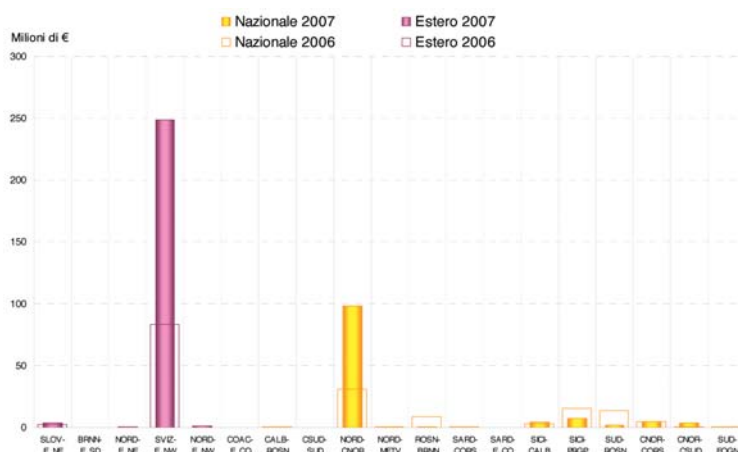


Figura 50 MGP - Rendita unitaria da congestione per transito

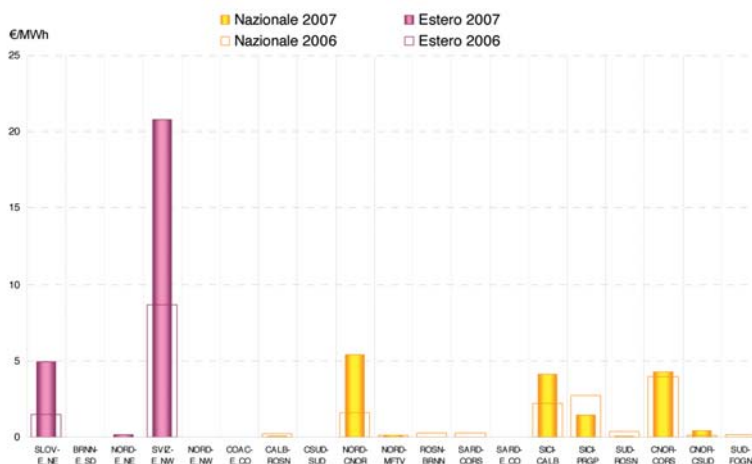




Figura 51 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo



Figura 51 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

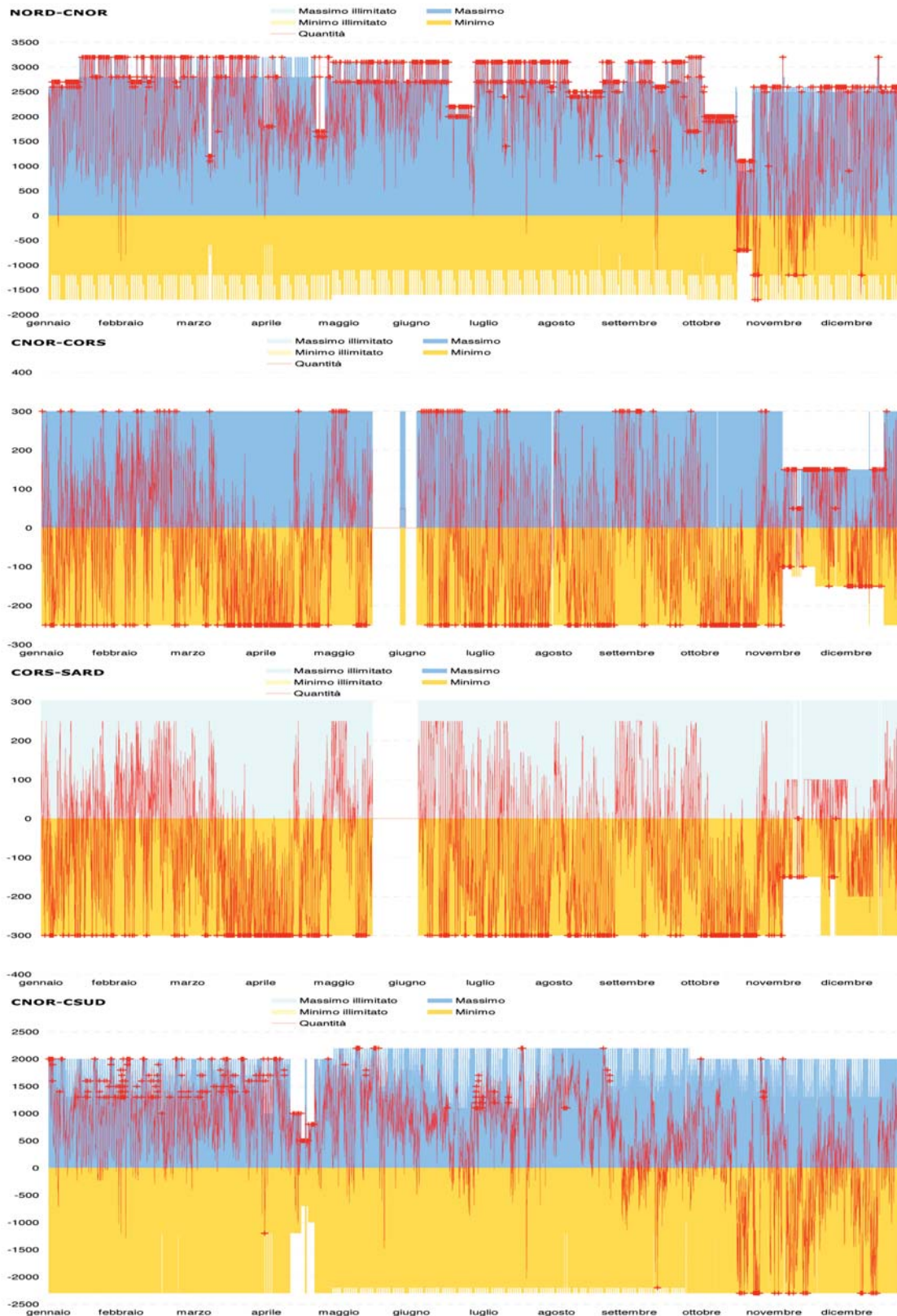


Figura 51 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

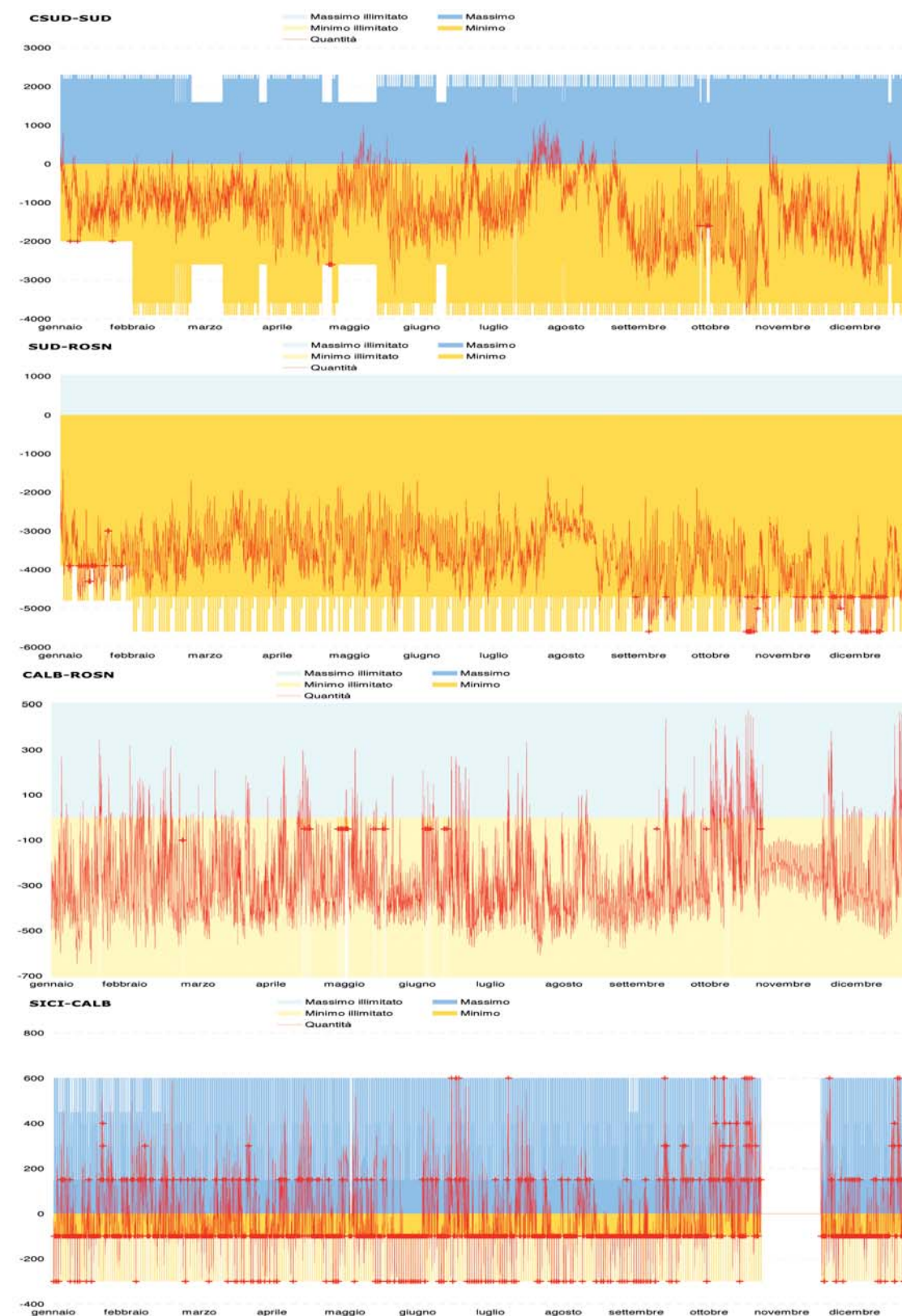




Figura 51 MGP - Transiti: minimo, massimo e effettivo

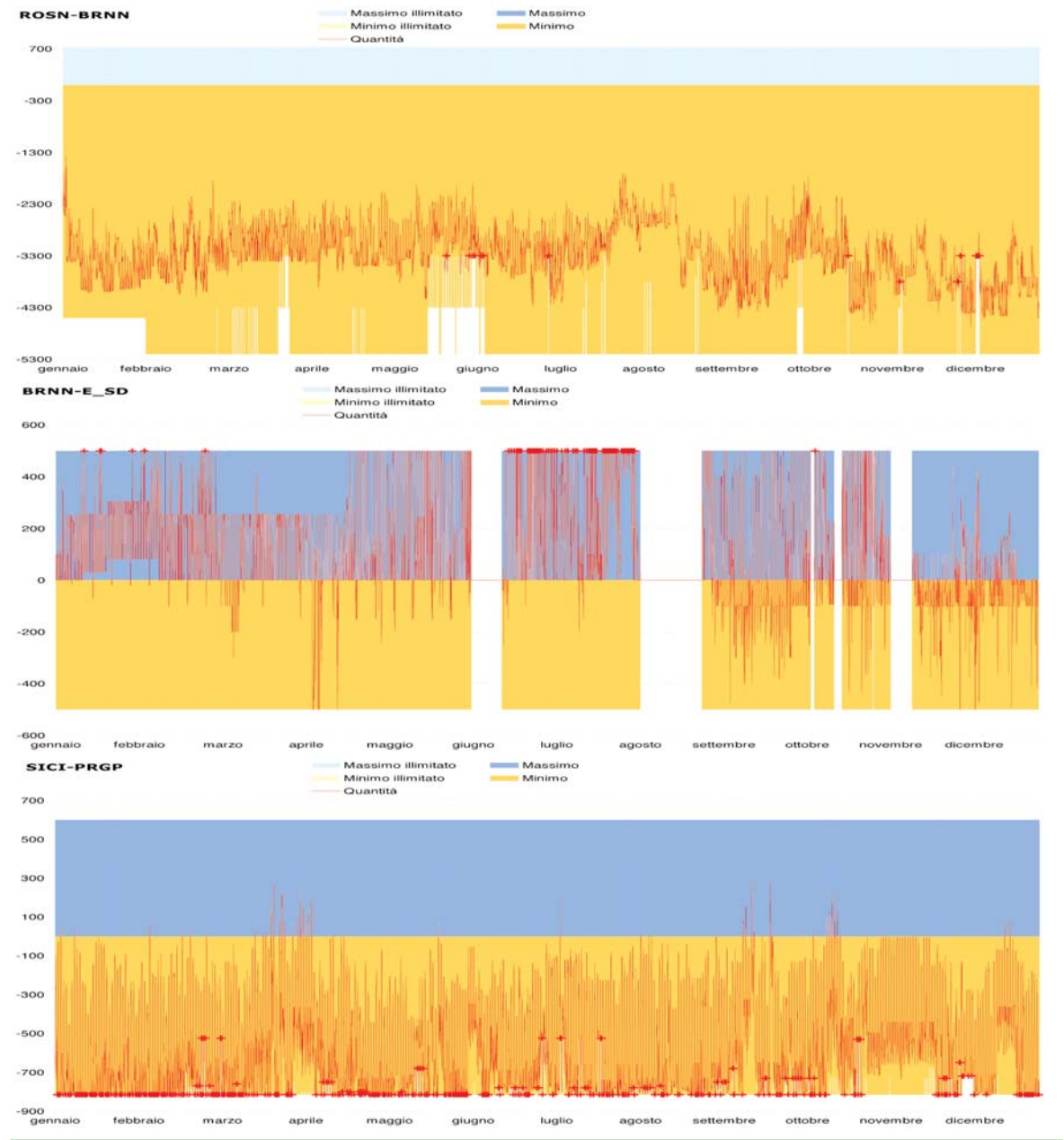


Tabella 24 MGP - Quote di mercato

Operatore		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Italia
<b>A</b>	<b>Totale</b>	<b>26,9%</b> (25,3%)	<b>34,1%</b> (44,0%)	<b>52,3%</b> (56,9%)	<b>26,0%</b> (24,6%)	<b>31,1%</b> (34,1%)
	Lavorativo Picco	27,3% (24,8%)	32,4% (43,4%)	51,0% (55,2%)	26,8% (27,5%)	30,5% (33,2%)
	Lavorativo F Picco	25,6% (23,6%)	32,2% (42,1%)	51,1% (55,5%)	26,1% (22,9%)	29,8% (32,4%)
	Festivo	27,8% (28,3%)	38,9% (47,3%)	55,4% (60,5%)	24,9% (22,7%)	34,0% (37,6%)
<b>B</b>	<b>Totale</b>	<b>11,0%</b> (13,0%)	<b>1,2%</b> (1,9%)	<b>0,2%</b> (0,0%)	<b>33,9%</b> (34,0%)	<b>7,8%</b> (9,2%)
	Lavorativo Picco	11,6% (14,4%)	1,9% (2,8%)	0,3% (0,1%)	35,6% (33,9%)	8,7% (10,3%)
	Lavorativo F Picco	12,3% (14,8%)	0,4% (1,0%)	0,1% (0,0%)	31,9% (34,2%)	8,1% (9,7%)
	Festivo	7,8% (8,3%)	1,0% (1,6%)	0,1% (0,0%)	33,8% (33,8%)	6,1% (6,5%)
<b>C</b>	<b>Totale</b>	<b>13,1%</b> (12,1%)	<b>10,6%</b> (8,7%)	<b>7,0%</b> (7,0%)	- (-)	<b>11,2%</b> (10,0%)
	Lavorativo Picco	14,1% (13,4%)	11,2% (8,8%)	9,4% (9,4%)	- (-)	12,3% (11,0%)
	Lavorativo F Picco	12,6% (11,6%)	10,8% (9,3%)	6,2% (6,5%)	- (-)	10,9% (9,8%)
	Festivo	11,7% (10,5%)	9,5% (8,0%)	4,6% (4,4%)	- (-)	9,6% (8,5%)
<b>CIP6</b>	<b>Totale</b>	<b>9,0%</b> (10,0%)	<b>23,3%</b> (24,1%)	<b>25,9%</b> (26,0%)	<b>34,5%</b> (35,7%)	<b>16,4%</b> (17,3%)
	Lavorativo Picco	7,9% (9,0%)	21,2% (22,3%)	23,3% (23,2%)	31,0% (32,1%)	14,2% (15,4%)
	Lavorativo F Picco	10,2% (11,2%)	25,0% (25,5%)	27,8% (27,9%)	37,0% (37,6%)	18,0% (18,7%)
	Festivo	9,7% (10,4%)	24,6% (24,9%)	27,2% (27,5%)	36,3% (38,1%)	18,1% (18,6%)
<b>Altri</b>	<b>Totale</b>	<b>40,0%</b> (39,6%)	<b>30,8%</b> (21,3%)	<b>14,7%</b> (10,1%)	<b>5,6%</b> (5,8%)	<b>33,4%</b> (29,4%)
	Lavorativo Picco	39,0% (38,4%)	33,3% (22,6%)	16,1% (12,1%)	6,6% (6,5%)	34,3% (30,0%)
	Lavorativo F Picco	39,3% (38,9%)	31,6% (22,1%)	14,8% (10,1%)	4,9% (5,2%)	33,2% (29,3%)
	Festivo	43,1% (42,5%)	26,0% (18,3%)	12,8% (7,6%)	5,0% (5,5%)	32,2% (28,7%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 25 MGP - Indice di Hirschman-Herfindahl (HHI)

		Offerte		Vendite	
		HHI	Variazione	HHI	Variazione
<b>MzNord</b>	<b>Totale</b>	<b>2.104</b> (2.039)	<b>3%</b>	<b>1.369</b> (1.345)	<b>2%</b>
	Lavorativo Picco	2.033 (2.007)	1%	1.358 (1.306)	4%
	Lavorativo F Picco	1.956 (1.888)	4%	1.336 (1.303)	3%
	Festivo	2.351 (2.238)	5%	1.420 (1.434)	-1%
<b>MzSud</b>	<b>Totale</b>	<b>3.615</b> (4.036)	<b>-10%</b>	<b>2.091</b> (2.781)	<b>-25%</b>
	Lavorativo Picco	3.308 (3.767)	-12%	1.868 (2.625)	-29%
	Lavorativo F Picco	3.410 (3.881)	-12%	2.014 (2.681)	-25%
	Festivo	4.192 (4.498)	-7%	2.431 (3.059)	-21%
<b>MzSicilia</b>	<b>Totale</b>	<b>2.718</b> (3.570)	<b>-24%</b>	<b>3.668</b> (4.267)	<b>-14%</b>
	Lavorativo Picco	2.773 (3.624)	-23%	3.407 (3.950)	-14%
	Lavorativo F Picco	2.662 (3.441)	-23%	3.604 (4.160)	-13%
	Festivo	2.719 (3.651)	-26%	4.035 (4.729)	-15%
<b>MzSardegna</b>	<b>Totale</b>	<b>3.164</b> (3.193)	<b>-1%</b>	<b>3.207</b> (3.241)	<b>-1%</b>
	Lavorativo Picco	3.144 (3.164)	-1%	3.088 (3.085)	0%
	Lavorativo F Picco	3.175 (3.224)	-2%	3.274 (3.337)	-2%
	Festivo	3.174 (3.191)	-1%	3.266 (3.305)	-1%

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 26 MGP - Indice di fissazione del prezzo (IOM)

	MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale
<b>A</b>					
<b>Totale</b>	<b>72,2%</b> (87,7%)	<b>92,1%</b> (95,5%)	<b>79,0%</b> (85,6%)	<b>83,4%</b> (85,8%)	<b>80,2%</b> (90,2%)
Lavorativo Picco	67,0% (91,6%)	94,7% (97,4%)	76,8% (84,6%)	85,0% (91,5%)	77,6% (93,1%)
Lavorativo F Picco	75,4% (82,2%)	89,7% (93,8%)	83,9% (88,3%)	80,3% (79,5%)	81,4% (86,6%)
Festivo	78,0% (88,0%)	91,0% (94,8%)	76,5% (83,8%)	84,7% (85,3%)	83,0% (90,0%)
<b>B</b>					
<b>Totale</b>	<b>2,1%</b> (2,0%)	<b>1,2%</b> (0,9%)	<b>1,0%</b> (0,5%)	<b>8,8%</b> (10,2%)	<b>2,0%</b> (1,9%)
Lavorativo Picco	1,5% (0,3%)	0,8% (0,2%)	1,8% (0,6%)	8,3% (5,9%)	1,6% (0,5%)
Lavorativo F Picco	3,0% (4,5%)	1,8% (1,8%)	0,7% (0,7%)	10,7% (15,8%)	2,8% (3,8%)
Festivo	1,8% (1,6%)	1,3% (0,9%)	0,4% (0,1%)	7,2% (9,3%)	1,8% (1,6%)
<b>C</b>					
<b>Totale</b>	<b>9,9%</b> (3,9%)	<b>2,3%</b> (1,3%)	<b>11,7%</b> (9,7%)	<b>1,7%</b> (0,9%)	<b>7,0%</b> (3,2%)
Lavorativo Picco	13,6% (3,4%)	1,9% (1,0%)	13,8% (10,9%)	1,3% (0,8%)	9,2% (2,9%)
Lavorativo F Picco	6,6% (4,5%)	2,1% (1,4%)	7,9% (6,7%)	1,7% (0,5%)	4,9% (3,4%)
Festivo	7,5% (3,9%)	3,0% (1,7%)	13,4% (11,3%)	2,3% (1,4%)	6,0% (3,6%)
<b>D</b>					
<b>Totale</b>	<b>1,3%</b> (0,5%)	<b>0,3%</b> (0,1%)	<b>3,2%</b> (1,5%)	<b>0,2%</b> (0,1%)	<b>1,0%</b> (0,4%)
Lavorativo Picco	1,5% (0,4%)	0,1% (0,1%)	3,0% (1,5%)	0,1% (-)	1,1% (0,3%)
Lavorativo F Picco	1,3% (0,8%)	0,3% (0,1%)	3,0% (1,1%)	0,3% (0,1%)	1,0% (0,6%)
Festivo	0,8% (0,4%)	0,5% (0,1%)	3,7% (1,8%)	0,3% (0,1%)	0,9% (0,4%)
<b>E</b>					
<b>Totale</b>	<b>5,5%</b> (1,8%)	<b>1,0%</b> (0,3%)	<b>2,7%</b> (1,3%)	<b>0,8%</b> (0,3%)	<b>3,5%</b> (1,2%)
Lavorativo Picco	6,0% (1,1%)	0,7% (0,2%)	3,1% (1,3%)	0,5% (0,2%)	3,8% (0,8%)
Lavorativo F Picco	5,2% (2,9%)	1,1% (0,5%)	2,0% (1,4%)	0,9% (0,4%)	3,3% (1,8%)
Festivo	4,8% (1,8%)	1,2% (0,3%)	3,1% (1,4%)	1,3% (0,4%)	3,1% (1,2%)
<b>F</b>					
<b>Totale</b>	<b>1,4%</b> (0,9%)	<b>0,3%</b> (0,2%)	<b>1,6%</b> (0,8%)	<b>0,2%</b> (0,2%)	<b>1,0%</b> (0,6%)
Lavorativo Picco	1,7% (0,9%)	0,1% (0,1%)	1,3% (0,6%)	0,1% (0,1%)	1,1% (0,6%)
Lavorativo F Picco	1,3% (1,0%)	0,3% (0,3%)	1,4% (0,7%)	0,2% (0,3%)	0,9% (0,7%)
Festivo	1,1% (0,7%)	0,4% (0,4%)	2,1% (1,1%)	0,3% (0,3%)	0,9% (0,6%)
<b>G</b>					
<b>Totale</b>	<b>0,0%</b> (0,1%)	<b>0,1%</b> (0,1%)	<b>0,0%</b> (0,0%)	<b>2,6%</b> (1,5%)	<b>0,2%</b> (0,2%)
Lavorativo Picco	0,0% (0,0%)	0,1% (0,1%)	- (-)	3,5% (0,7%)	0,2% (0,1%)
Lavorativo F Picco	0,0% (0,1%)	0,1% (0,2%)	- (0,0%)	2,6% (2,2%)	0,2% (0,2%)
Festivo	0,1% (0,2%)	0,2% (0,1%)	0,0% (-)	1,5% (1,7%)	0,2% (0,2%)
<b>Altri</b>					
<b>Totale</b>	<b>7,5%</b> (3,1%)	<b>2,8%</b> (1,5%)	<b>0,7%</b> (0,6%)	<b>2,3%</b> (1,1%)	<b>5,2%</b> (2,2%)
Lavorativo Picco	8,6% (2,3%)	1,7% (0,9%)	0,3% (0,5%)	1,3% (0,8%)	5,5% (1,7%)
Lavorativo F Picco	7,1% (3,9%)	4,5% (2,0%)	1,1% (1,1%)	3,3% (1,2%)	5,6% (2,9%)
Festivo	6,0% (3,3%)	2,6% (1,8%)	0,7% (0,4%)	2,4% (1,5%)	4,1% (2,4%)

(*) tra parentesi i valori dell'anno precedente*



Tabella 27 MGP - Indice di fissazione del prezzo per tecnologia (ITM)

		MzNord	MzSud	MzSicilia	MzSardegna	Totale
<b>Carbone</b>	<b>Totale</b>	<b>5,0%</b> (4,8%)	<b>3,7%</b> (3,5%)	<b>1,3%</b> (1,3%)	<b>12,2%</b> (10,4%)	<b>4,6%</b> (4,3%)
	Lavorativo Picco	2,9% (3,9%)	1,6% (2,6%)	0,3% (1,1%)	9,8% (5,1%)	2,6% (3,4%)
	Lavorativo F Picco	6,4% (5,6%)	5,7% (4,5%)	1,9% (2,0%)	13,5% (16,1%)	6,2% (5,5%)
	Festivo	6,9% (5,2%)	4,7% (3,6%)	2,1% (0,9%)	13,9% (10,7%)	6,1% (4,6%)
<b>Olio</b>	<b>Totale</b>	<b>19,0%</b> (15,6%)	<b>23,2%</b> (27,9%)	<b>44,8%</b> (44,8%)	<b>24,6%</b> (28,5%)	<b>22,6%</b> (22,7%)
	Lavorativo Picco	18,2% (12,0%)	23,3% (24,3%)	46,0% (41,1%)	24,9% (25,9%)	22,0% (18,6%)
	Lavorativo F Picco	23,1% (19,6%)	25,4% (31,6%)	42,5% (46,6%)	27,2% (33,0%)	25,5% (26,4%)
	Festivo	15,0% (17,0%)	20,5% (29,0%)	45,8% (47,5%)	21,5% (27,0%)	20,0% (24,5%)
<b>Metano</b>	<b>Totale</b>	<b>11,1%</b> (14,9%)	<b>27,1%</b> (35,4%)	<b>11,2%</b> (16,2%)	<b>17,6%</b> (26,3%)	<b>17,0%</b> (22,8%)
	Lavorativo Picco	8,7% (11,2%)	28,1% (39,9%)	11,9% (20,8%)	16,4% (29,9%)	15,8% (22,4%)
	Lavorativo F Picco	12,3% (15,8%)	22,3% (30,9%)	8,4% (12,4%)	15,6% (22,5%)	15,8% (21,3%)
	Festivo	14,0% (20,5%)	31,4% (33,9%)	13,3% (14,4%)	21,5% (26,0%)	20,8% (25,3%)
<b>CCGT</b>	<b>Totale</b>	<b>31,0%</b> (24,4%)	<b>24,2%</b> (14,2%)	<b>27,0%</b> (19,7%)	<b>20,6%</b> (11,8%)	<b>27,8%</b> (19,9%)
	Lavorativo Picco	20,6% (14,6%)	15,4% (7,7%)	20,5% (12,4%)	12,3% (6,9%)	18,5% (11,8%)
	Lavorativo F Picco	39,1% (34,3%)	32,9% (19,4%)	35,6% (27,9%)	27,7% (13,0%)	36,1% (27,5%)
	Festivo	39,8% (29,4%)	27,0% (17,5%)	26,0% (20,5%)	23,8% (16,9%)	33,0% (23,6%)
<b>TurboGas</b>	<b>Totale</b>	<b>-</b> (0,2%)	<b>0,1%</b> (0,1%)	<b>1,3%</b> (0,6%)	<b>0,4%</b> (0,8%)	<b>0,1%</b> (0,2%)
	Lavorativo Picco	- (0,4%)	0,2% (0,4%)	2,7% (1,3%)	0,7% (0,3%)	0,3% (0,4%)
	Lavorativo F Picco	- (-)	0,0% (0,0%)	0,6% (0,2%)	0,5% (1,5%)	0,1% (0,1%)
	Festivo	- (-)	0,0% (-)	0,2% (-)	- (0,6%)	0,0% (0,0%)
<b>Id. Fluente</b>	<b>Totale</b>	<b>4,0%</b> (2,0%)	<b>0,9%</b> (0,8%)	<b>0,2%</b> (0,3%)	<b>0,7%</b> (0,7%)	<b>2,5%</b> (1,4%)
	Lavorativo Picco	5,4% (1,8%)	1,0% (0,8%)	0,1% (0,4%)	0,7% (0,8%)	3,4% (1,3%)
	Lavorativo F Picco	2,8% (2,4%)	0,8% (0,8%)	0,3% (0,2%)	0,5% (0,5%)	1,8% (1,6%)
	Festivo	2,8% (1,8%)	1,0% (0,7%)	0,3% (0,3%)	0,9% (0,8%)	1,8% (1,2%)
<b>Id. Modulazione</b>	<b>Totale</b>	<b>12,7%</b> (15,6%)	<b>6,0%</b> (7,9%)	<b>3,4%</b> (3,6%)	<b>5,6%</b> (7,0%)	<b>9,4%</b> (11,6%)
	Lavorativo Picco	14,9% (16,6%)	5,5% (7,8%)	2,7% (3,9%)	5,3% (6,9%)	10,5% (12,4%)
	Lavorativo F Picco	9,8% (13,6%)	5,5% (7,5%)	3,3% (3,3%)	4,6% (6,2%)	7,5% (10,3%)
	Festivo	12,7% (16,4%)	7,5% (8,7%)	4,4% (3,5%)	7,1% (7,8%)	9,8% (12,0%)
<b>Id. Pompaggio</b>	<b>Totale</b>	<b>16,9%</b> (22,4%)	<b>14,5%</b> (9,9%)	<b>10,1%</b> (13,4%)	<b>18,0%</b> (14,4%)	<b>15,6%</b> (17,0%)
	Lavorativo Picco	28,7% (39,4%)	24,7% (16,4%)	15,5% (18,9%)	29,8% (24,2%)	26,6% (29,6%)
	Lavorativo F Picco	6,2% (8,5%)	7,2% (4,9%)	6,4% (7,1%)	10,2% (6,9%)	6,7% (7,0%)
	Festivo	8,6% (9,6%)	7,7% (6,3%)	7,1% (12,9%)	11,1% (10,2%)	8,3% (8,7%)
<b>Altro</b>	<b>Totale</b>	<b>0,4%</b> (0,1%)	<b>0,3%</b> (0,2%)	<b>0,7%</b> (0,1%)	<b>0,1%</b> (0,1%)	<b>0,4%</b> (0,2%)
	Lavorativo Picco	0,5% (0,1%)	0,2% (0,1%)	0,3% (-)	0,1% (-)	0,4% (0,1%)
	Lavorativo F Picco	0,4% (0,3%)	0,3% (0,4%)	1,1% (0,3%)	0,2% (0,2%)	0,4% (0,3%)
	Festivo	0,3% (0,1%)	0,3% (0,3%)	0,9% (0,1%)	0,1% (0,1%)	0,3% (0,2%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 28 MGP - Ore con almeno un operatore necessario (IORh): % sul totale

Operatore		MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna	
<b>A</b>	<b>Totale</b>	<b>76,7%</b>	(83,4%)	<b>100,0%</b>	(100,0%)	<b>86,9%</b>	(96,5%)	<b>59,8%</b>	(53,9%)
	Lavorativo Picco	99,3%	(100,0%)	100,0%	(100,0%)	99,8%	(100,0%)	91,8%	(80,4%)
	Lavorativo F Picco	62,9%	(73,8%)	99,9%	(100,0%)	77,5%	(93,3%)	39,2%	(41,1%)
	Festivo	66,7%	(75,9%)	100,0%	(100,0%)	83,1%	(96,1%)	46,9%	(38,9%)
<b>B</b>	<b>Totale</b>	<b>0,1%</b>	(4,6%)	-	(0,0%)	<b>0,4%</b>	(-)	<b>92,7%</b>	(83,8%)
	Lavorativo Picco	0,2%	(10,8%)	-	(0,1%)	1,0%	(-)	96,3%	(91,5%)
	Lavorativo F Picco	-	(2,3%)	-	(-)	0,2%	(-)	91,0%	(81,9%)
	Festivo	-	(0,2%)	-	(-)	-	(-)	90,6%	(77,5%)
<b>C</b>	<b>Totale</b>	<b>0,4%</b>	(2,7%)	<b>0,0%</b>	(0,1%)	<b>3,4%</b>	(4,6%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	1,0%	(7,2%)	0,1%	(0,3%)	7,5%	(8,5%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	-	(0,5%)	-	(-)	1,6%	(2,5%)	-	(-)
	Festivo	-	(0,1%)	-	(-)	0,9%	(2,7%)	-	(-)
<b>CIP6</b>	<b>Totale</b>	-	(1,1%)	<b>0,7%</b>	(7,5%)	<b>5,9%</b>	(13,0%)	<b>22,4%</b>	(25,8%)
	Lavorativo Picco	-	(3,0%)	1,9%	(12,2%)	12,6%	(18,9%)	29,0%	(28,5%)
	Lavorativo F Picco	-	(0,2%)	0,2%	(5,2%)	2,6%	(10,5%)	18,1%	(25,1%)
	Festivo	-	(-)	0,0%	(4,8%)	2,0%	(9,3%)	19,7%	(23,7%)
<b>Altri</b>	<b>Totale</b>	-	(1,2%)	<b>0,0%</b>	(0,1%)	<b>0,7%</b>	(0,5%)	<b>0,0%</b>	(0,3%)
	Lavorativo Picco	-	(3,2%)	0,1%	(0,2%)	1,8%	(0,7%)	-	(0,2%)
	Lavorativo F Picco	-	(0,2%)	-	(-)	0,3%	(0,4%)	0,1%	(0,7%)
	Festivo	-	(0,1%)	-	(-)	-	(0,4%)	-	(0,1%)
<b>Totale</b>	<b>Totale</b>	<b>76,7%</b>	(83,4%)	<b>100,0%</b>	(100,0%)	<b>86,9%</b>	(96,5%)	<b>95,2%</b>	(87,1%)
	Lavorativo Picco	99,3%	(100,0%)	100,0%	(100,0%)	99,8%	(100,0%)	99,3%	(95,9%)
	Lavorativo F Picco	62,9%	(73,8%)	99,9%	(100,0%)	77,5%	(93,3%)	92,6%	(84,1%)
	Festivo	66,7%	(75,9%)	100,0%	(100,0%)	83,1%	(96,1%)	93,6%	(80,7%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Tabella 29 MGP - Vendite in assenza di concorrenza (IORq): % sul totale

Operatore		Totale		MzNord		MzSud		MzSicilia		MzSardegna	
<b>A</b>	<b>Totale</b>	<b>62,7%</b>	(73,5%)	<b>49,9%</b>	(57,6%)	<b>89,8%</b>	(94,6%)	<b>37,1%</b>	(58,6%)	<b>25,7%</b>	(26,7%)
	Lavorativo Picco	80,3%	(88,7%)	77,1%	(87,5%)	97,4%	(98,2%)	52,0%	(70,1%)	42,9%	(39,1%)
	Lavorativo F Picco	46,8%	(62,6%)	28,7%	(37,1%)	77,1%	(89,5%)	28,1%	(52,6%)	14,1%	(18,3%)
	Festivo	53,4%	(63,4%)	24,0%	(32,5%)	93,0%	(95,0%)	28,1%	(50,8%)	14,9%	(17,0%)
<b>B</b>	<b>Totale</b>	<b>7,9%</b>	(8,1%)	<b>0,0%</b>	(1,9%)	-	(0,0%)	<b>8,1%</b>	(-)	<b>39,4%</b>	(38,5%)
	Lavorativo Picco	7,4%	(8,1%)	0,0%	(3,5%)	-	(0,1%)	10,9%	(-)	42,9%	(39,6%)
	Lavorativo F Picco	7,0%	(7,3%)	-	(0,6%)	-	(-)	4,8%	(-)	38,0%	(41,2%)
	Festivo	11,0%	(9,5%)	-	(0,0%)	-	(-)	-	(-)	35,9%	(34,1%)
<b>C</b>	<b>Totale</b>	<b>0,2%</b>	(1,0%)	<b>0,1%</b>	(1,2%)	<b>0,0%</b>	(0,0%)	<b>3,5%</b>	(3,7%)	-	(-)
	Lavorativo Picco	0,4%	(1,9%)	0,2%	(2,4%)	0,0%	(0,1%)	5,4%	(4,8%)	-	(-)
	Lavorativo F Picco	0,1%	(0,2%)	-	(0,1%)	-	(-)	1,7%	(2,1%)	-	(-)
	Festivo	0,0%	(0,2%)	-	(0,0%)	-	(-)	1,0%	(3,2%)	-	(-)
<b>CIP6</b>	<b>Totale</b>	<b>0,6%</b>	(2,0%)	-	(0,5%)	<b>0,2%</b>	(1,7%)	<b>1,3%</b>	(4,0%)	<b>3,8%</b>	(6,0%)
	Lavorativo Picco	1,0%	(3,0%)	-	(1,2%)	0,5%	(3,1%)	3,0%	(5,7%)	5,1%	(6,4%)
	Lavorativo F Picco	0,3%	(1,4%)	-	(0,0%)	0,0%	(0,9%)	0,6%	(3,1%)	2,6%	(6,4%)
	Festivo	0,4%	(1,4%)	-	(-)	0,0%	(0,8%)	0,3%	(3,2%)	3,8%	(5,2%)
<b>Altri</b>	<b>Totale</b>	<b>0,0%</b>	(0,2%)	-	(0,3%)	<b>0,0%</b>	(0,0%)	<b>0,4%</b>	(0,2%)	<b>0,0%</b>	(0,3%)
	Lavorativo Picco	0,0%	(0,5%)	-	(0,8%)	0,0%	(0,0%)	0,9%	(0,3%)	-	(0,1%)
	Lavorativo F Picco	0,0%	(0,0%)	-	(0,0%)	-	(-)	0,1%	(0,1%)	0,0%	(0,8%)
	Festivo	-	(0,0%)	-	(0,0%)	-	(-)	-	(0,1%)	-	(0,1%)
<b>Totale</b>	<b>Totale</b>	<b>20,3%</b>	(26,3%)	<b>13,4%</b>	(15,1%)	<b>30,6%</b>	(42,0%)	<b>20,1%</b>	(34,6%)	<b>21,3%</b>	(21,8%)
	Lavorativo Picco	25,3%	(31,1%)	21,1%	(22,9%)	31,7%	(43,3%)	27,9%	(40,5%)	28,4%	(26,3%)
	Lavorativo F Picco	14,6%	(21,3%)	7,4%	(8,9%)	24,9%	(37,9%)	14,6%	(30,2%)	16,8%	(20,8%)
	Festivo	18,9%	(24,7%)	6,7%	(9,2%)	36,2%	(45,1%)	15,7%	(31,7%)	17,2%	(17,4%)

() tra parentesi i valori dell'anno precedente

Figura 52 MGP - HHI sulle vendite

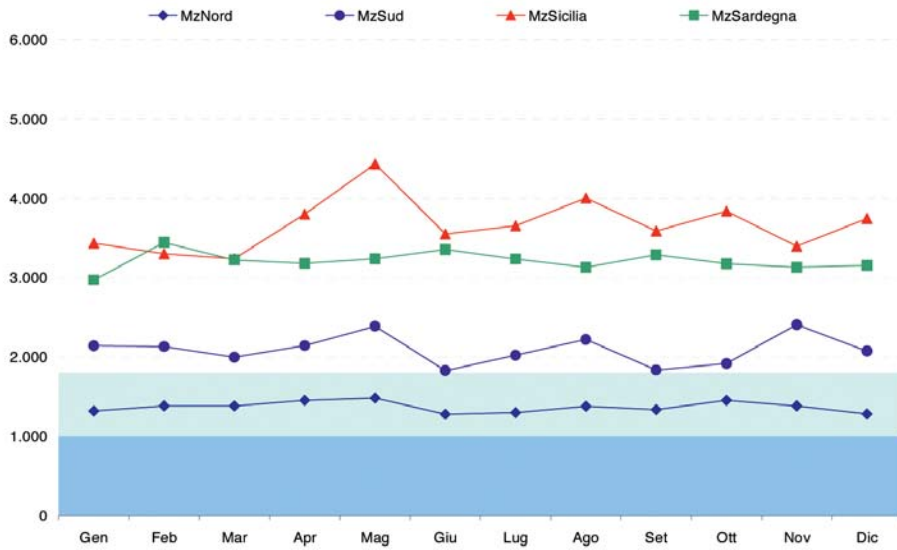


Figura 53 MGP - HHI: curve medie orarie

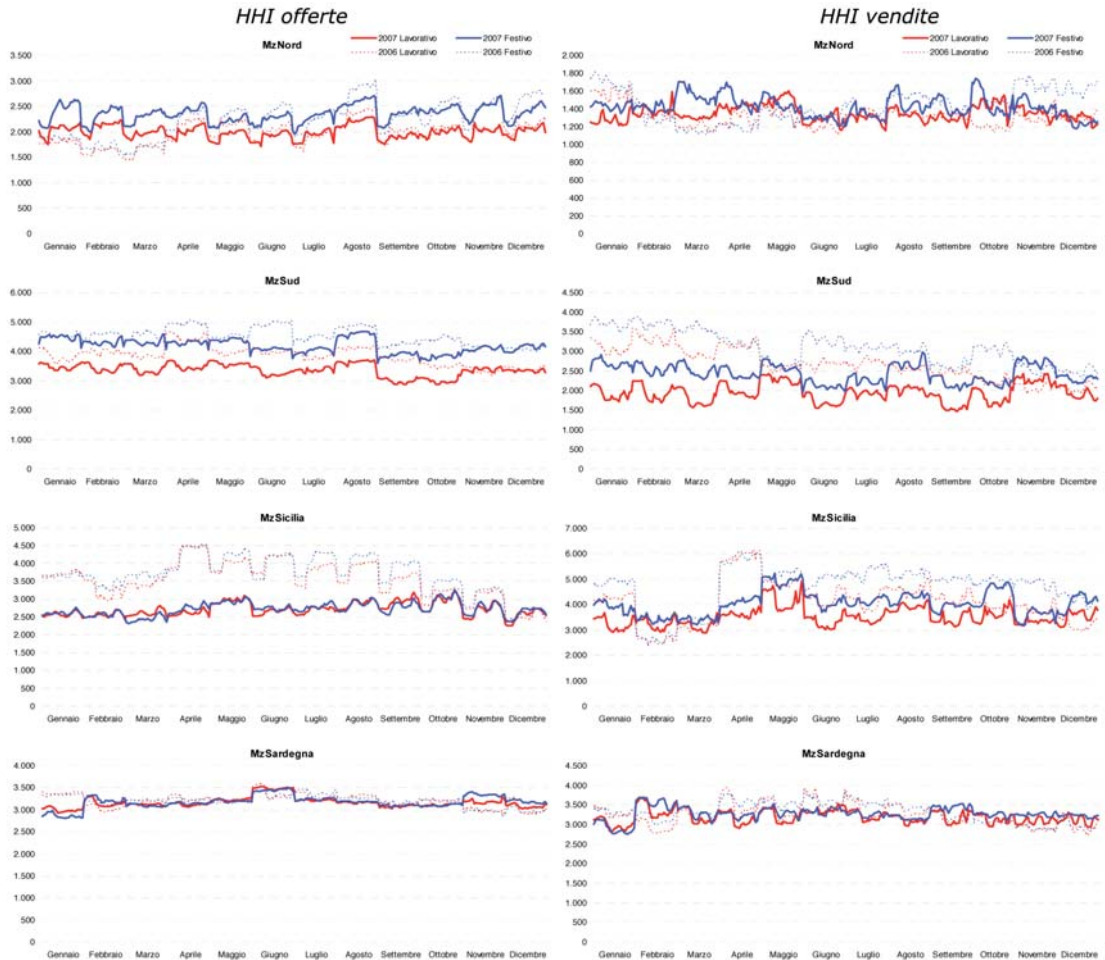


Figura 54 MGP - HHI: curve di durata

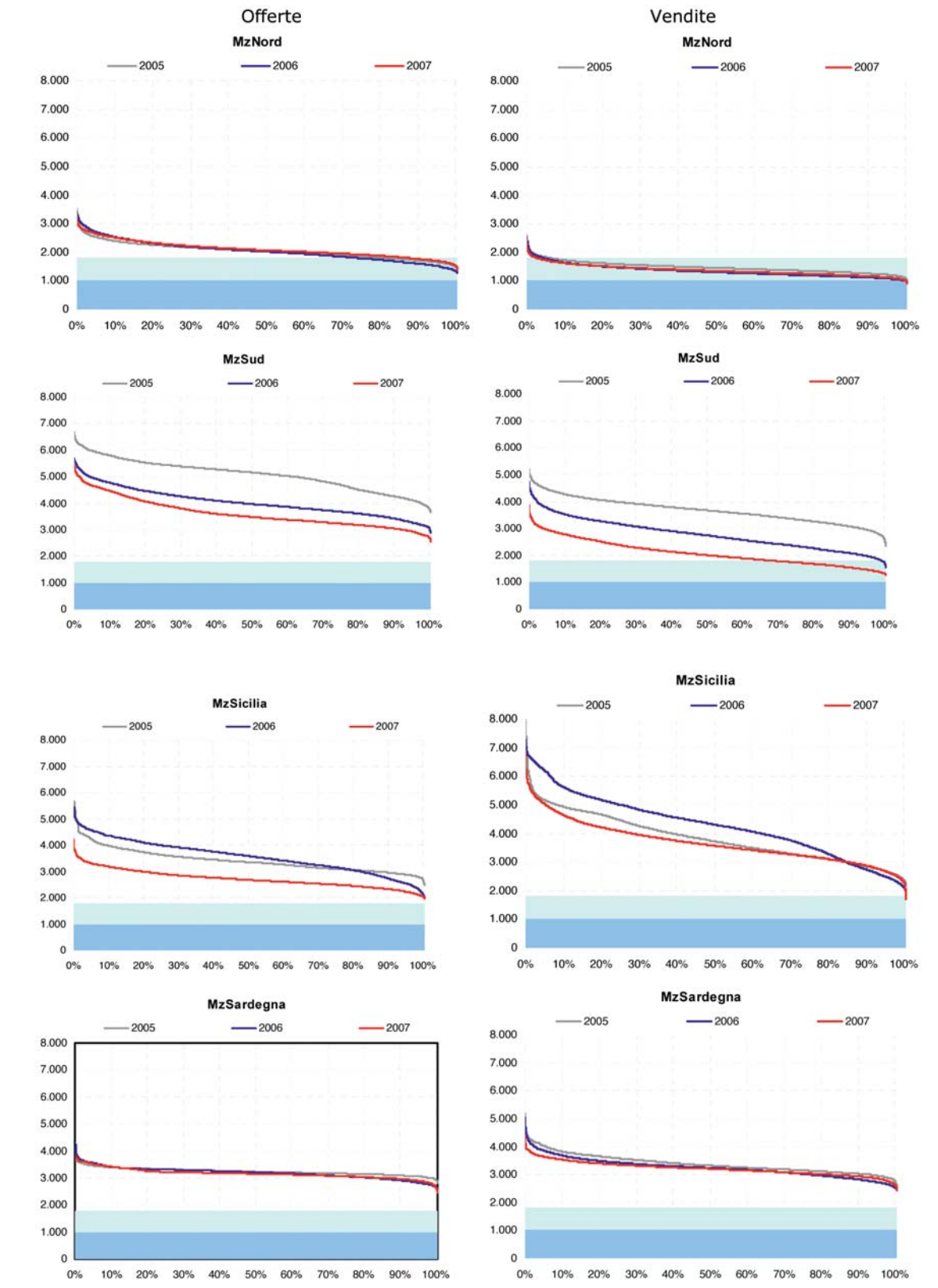




Figura 55 MGP - IOM dell'operatore A

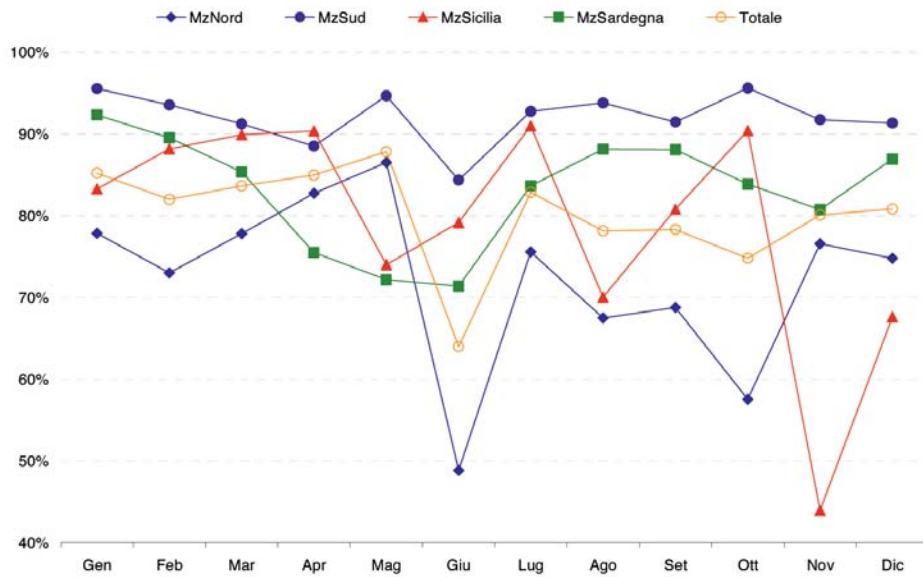


Figura 56 MGP - IOR: curve di durata

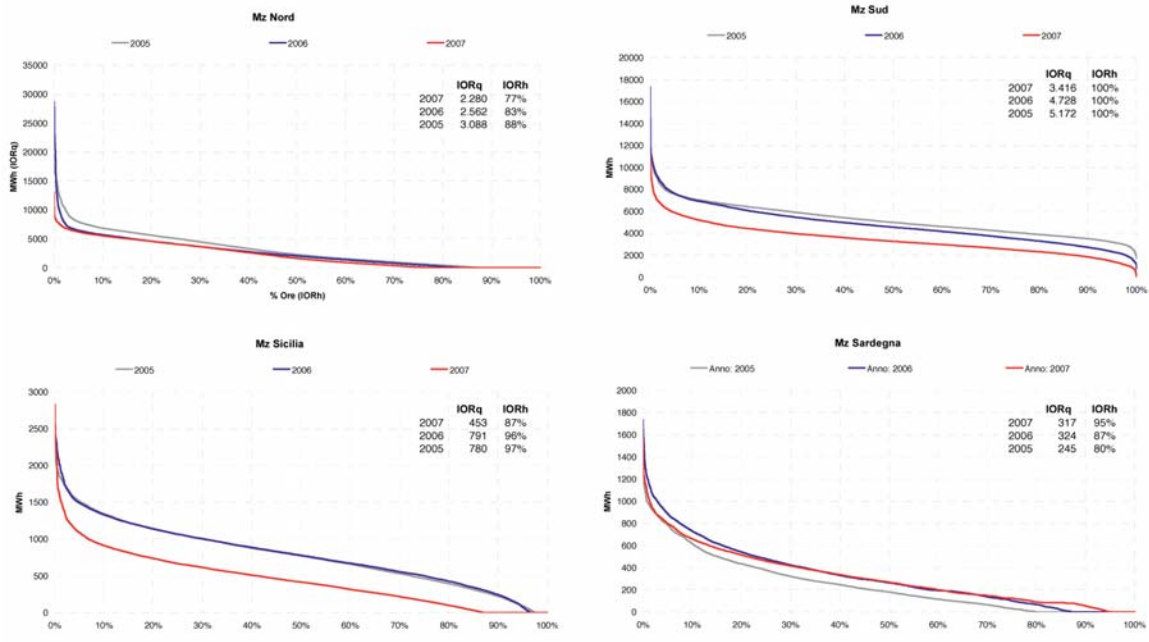


Figura 57 MGP - IORh

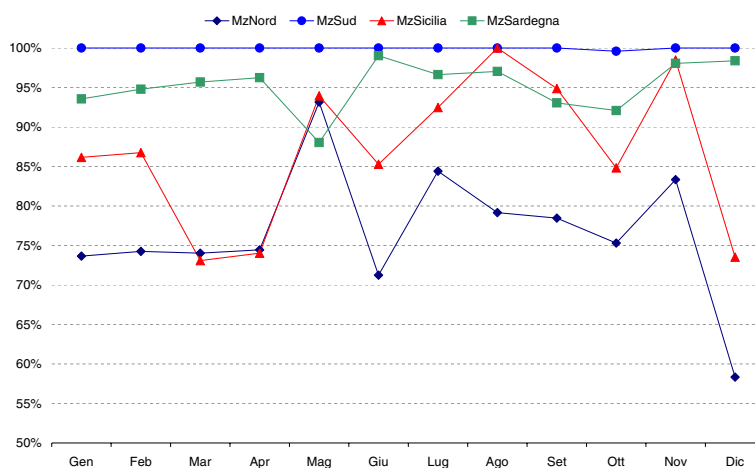


Figura 58 MGP - IORq

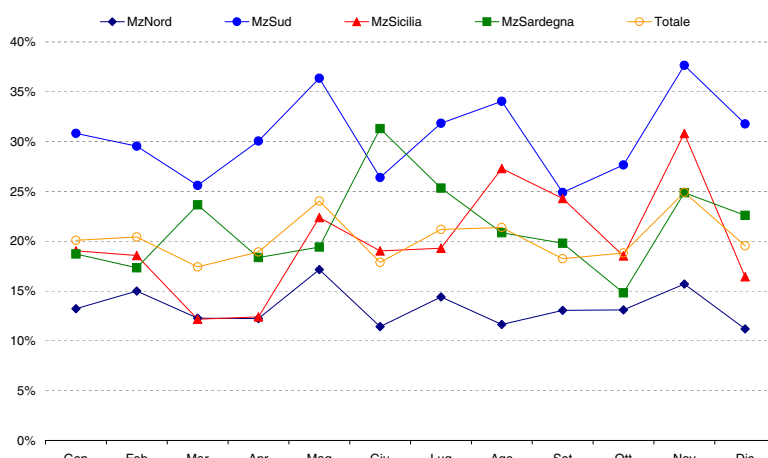


Figura 59 MGP - ITM

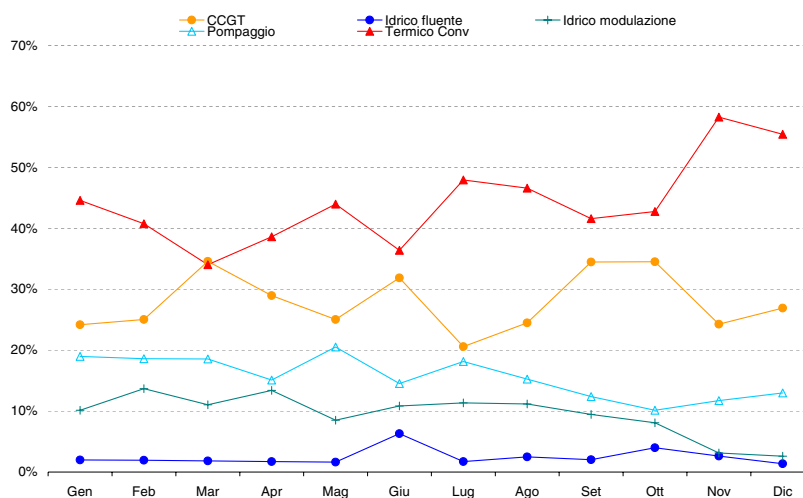




Tabella 30 MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee

€/MWh		2007				2006		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh	%
	<b>Totale</b>	<b>70,99</b>	<b>21,44</b>	<b>242,42</b>	<b>11,20</b>	<b>74,75</b>	<b>9,07</b>	<b>-3,77</b>	<b>-5,0%</b>
IPEX	Lavorativo	76,48	21,44	242,42	11,91	81,43	9,55	-4,95	-6,1%
	Picco	104,90	47,70	242,42	17,31	108,73	13,57	-3,83	-3,5%
	Fuori picco	48,06	21,44	162,63	6,52	54,12	5,52	-6,06	-11,2%
	Festivo	58,58	21,63	149,73	9,51	60,25	7,97	-1,67	-2,8%
	<b>Totale</b>	<b>37,99</b>	<b>0,00</b>	<b>821,90</b>	<b>11,93</b>	<b>50,79</b>	<b>14,46</b>	<b>-12,80</b>	<b>-25,2%</b>
EEX	Lavorativo	43,39	0,62	821,90	14,28	57,94	17,13	-14,55	-25,1%
	Picco	57,10	9,97	821,90	21,30	74,59	26,39	-17,49	-23,4%
	Fuori picco	29,67	0,62	301,01	7,25	41,28	7,87	-11,62	-28,1%
	Festivo	25,79	0,00	119,98	6,94	35,24	8,64	-9,45	-26,8%
	<b>Totale</b>	<b>27,93</b>	<b>2,44</b>	<b>99,91</b>	<b>3,00</b>	<b>48,59</b>	<b>3,94</b>	<b>-20,66</b>	<b>-42,5%</b>
Nord Pool	Lavorativo	28,70	2,96	99,91	3,08	49,84	3,97	-21,13	-42,4%
	Picco	31,03	10,61	99,91	3,38	52,32	4,31	-21,29	-40,7%
	Fuori picco	26,38	2,96	54,70	2,79	47,35	3,63	-20,97	-44,3%
	Festivo	26,17	2,44	55,26	2,79	45,89	3,86	-19,71	-43,0%
	<b>Totale</b>	<b>39,35</b>	<b>5,00</b>	<b>130,00</b>	<b>5,33</b>	<b>50,53</b>	<b>8,27</b>	<b>-11,19</b>	<b>-22,1%</b>
Omel	Lavorativo	40,38	7,00	130,00	5,37	52,98	8,65	-12,60	-23,8%
	Picco	46,44	22,05	130,00	6,35	61,49	11,25	-15,04	-24,5%
	Fuori picco	34,32	7,00	91,42	4,39	44,47	6,04	-10,16	-22,8%
	Festivo	37,01	5,00	90,00	5,25	45,21	7,36	-8,20	-18,1%
	<b>Totale</b>	<b>40,88</b>	<b>0,01</b>	<b>2500,00</b>	<b>14,00</b>	<b>49,29</b>	<b>12,85</b>	<b>-8,41</b>	<b>-17,1%</b>
Powernext	Lavorativo	45,60	3,34	2500,00	16,76	55,26	14,39	-9,67	-17,5%
	Picco	59,29	15,27	1762,54	22,75	70,45	20,31	-11,16	-15,8%
	Fuori picco	31,91	3,34	2500,00	10,76	40,08	8,47	-8,17	-20,4%
	Festivo	30,21	0,01	123,96	7,55	36,30	9,53	-6,10	-16,8%
	<b>Totale</b>	<b>38,97</b>	<b>0,01</b>	<b>519,93</b>	<b>10,03</b>	<b>50,97</b>	<b>10,04</b>	<b>-12,00</b>	<b>-23,5%</b>
EXAA	Lavorativo	44,48	4,70	519,93	11,74	57,96	11,12	-13,48	-23,3%
	Picco	58,96	15,54	519,93	17,56	74,27	15,84	-15,31	-20,6%
	Fuori picco	30,01	4,70	150,00	5,93	41,65	6,40	-11,64	-27,9%
	Festivo	26,50	0,01	120,00	6,23	35,77	7,73	-9,27	-25,9%
	<b>Totale</b>	<b>45,99</b>	<b>1,10</b>	<b>553,88</b>	<b>9,95</b>	-	-	-	-
EXAA Svizzera	Lavorativo	50,05	2,84	553,88	11,05	-	-	-	-
	Picco	63,09	20,93	553,88	16,06	-	-	-	-
	Fuori picco	37,01	2,84	134,96	6,03	-	-	-	-
	Festivo	36,83	1,10	130,02	7,37	-	-	-	-

Tabella 31 MGP - Percentuale di volumi scambiati con differenziale di prezzo favorevole

		VENDITE			ACQUISTI		
		2007	2006	Var. tend. (p.p.)	2007	2006	Var. tend. (p.p.)
Francia	<b>Totale</b>	<b>92,5%</b>	<b>90,6%</b>	<b>1,9</b>	<b>45,6%</b>	<b>49,4%</b>	<b>-3,8</b>
	Picco	92,4%	92,1%	0,3	44,7%	41,5%	3,2
	Fuori picco	90,4%	86,2%	4,2	47,6%	54,1%	-6,6
	Festivo	94,9%	93,5%	1,4	46,9%	51,1%	-4,2
Svizzera	<b>Totale</b>	<b>84,4%</b>	-	-	<b>68,4%</b>	-	-
	Picco	87,6%	-	-	68,9%	-	-
	Fuori picco	77,2%	-	-	70,7%	-	-
	Festivo	87,7%	-	-	59,5%	-	-
Austria	<b>Totale</b>	<b>94,0%</b>	<b>89,8%</b>	<b>4,2</b>	<b>34,9%</b>	<b>60,9%</b>	<b>-26,0</b>
	Picco	91,4%	90,7%	0,7	27,2%	59,0%	-31,8
	Fuori picco	92,7%	83,1%	9,7	48,1%	69,6%	-21,4
	Festivo	98,4%	96,4%	2,0	100,0%	26,1%	73,9

Figura 60 MGP - Prezzi medi sulle principali borse europee

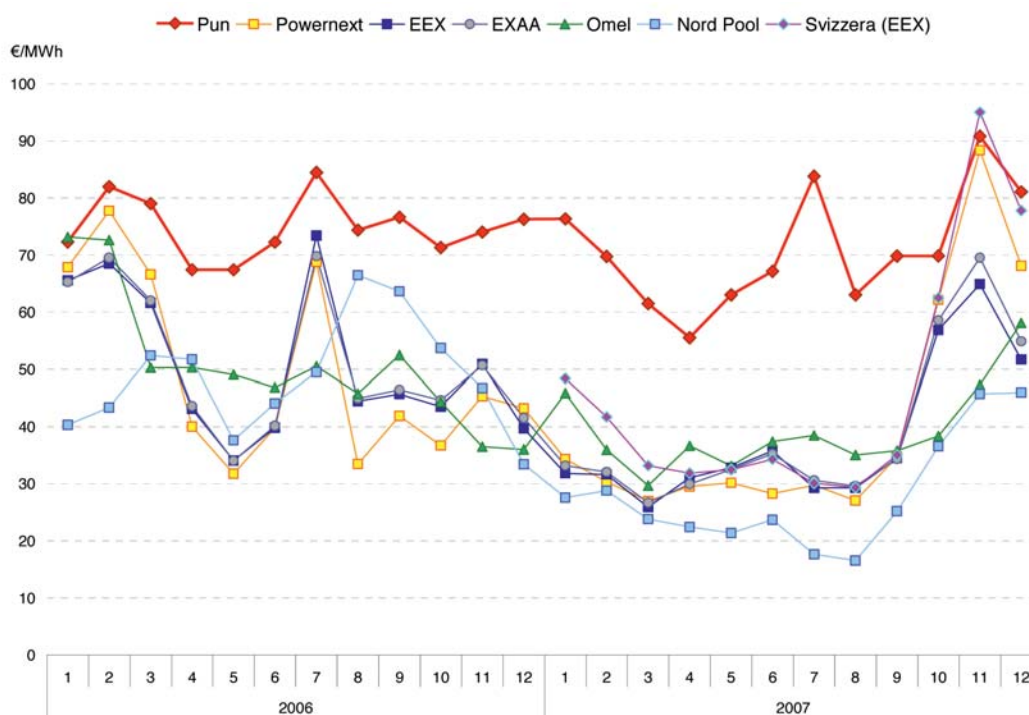


Figura 61 MGP - Confronto del prezzo tra le principali borse europee. Anno 2007

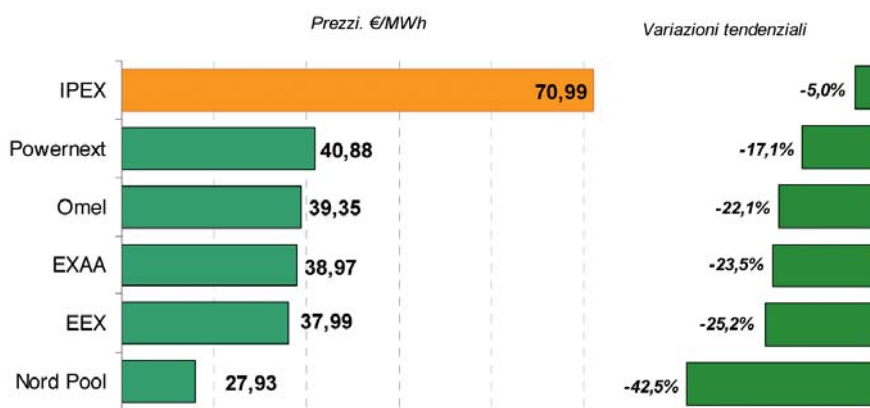
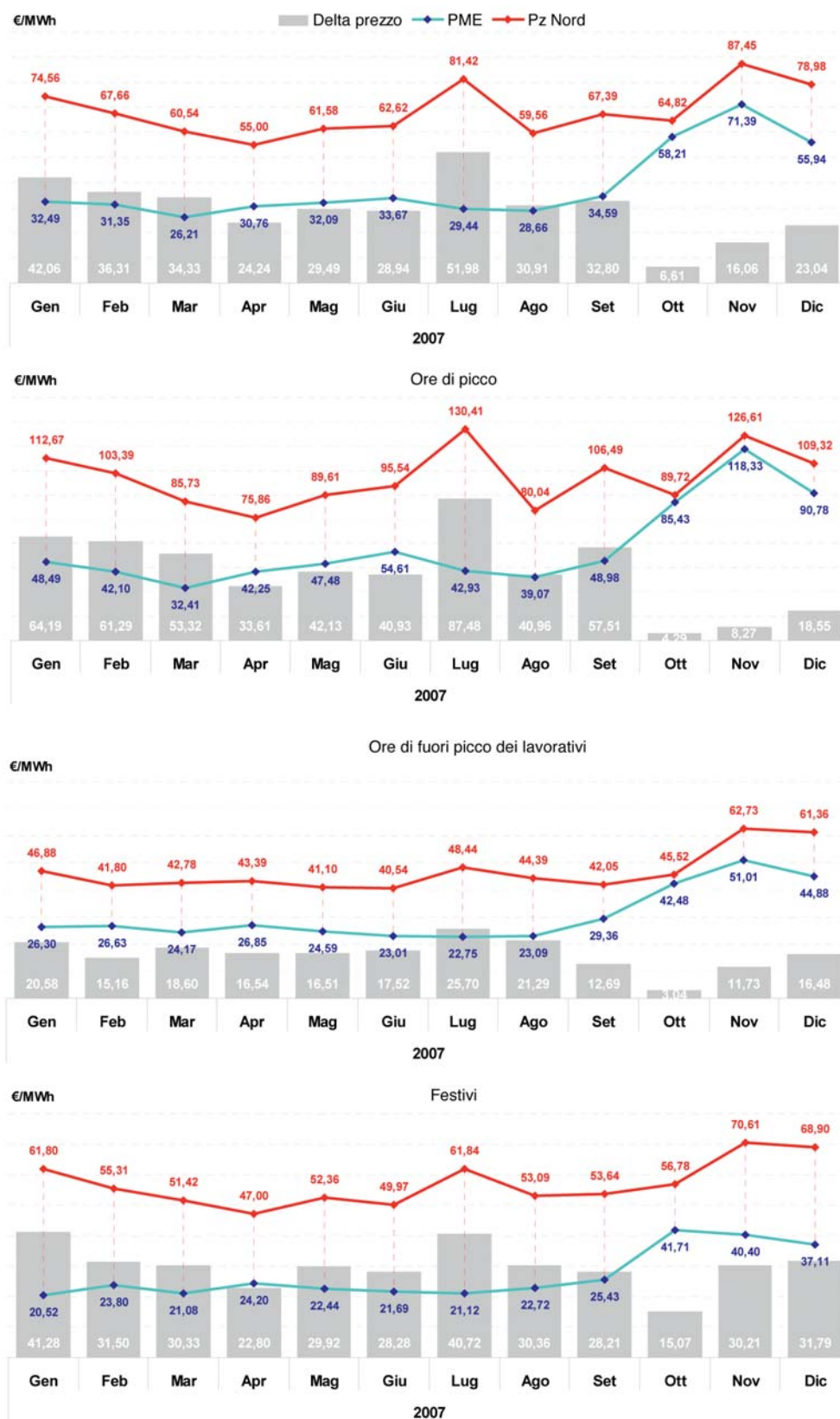


Figura 62 MGP - Differenziale di prezzo con l'estero



## 2. PIATTAFORMA DEI CONTI ENERGIA A TERMINE

Tabella 32 PCE - Contratti registrati per profilo e posizione netta

2007			
<b>Profilo</b>	<b>Numero</b>	<b>MWh</b>	<b>Struttura</b>
Baseload	2.967	16.918.893	17,5%
Off Peak	674	5.858.379	6,1%
Peak	1.298	5.297.652	5,5%
Week-end	1	1.200	0,0%
<b>Totale Standard</b>	<b>4.940</b>	<b>28.076.124</b>	<b>29,0%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>12.712</b>	<b>68.619.843</b>	<b>71,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>17.652</b>	<b>96.695.967</b>	<b>100,0%</b>
<b>Posizione netta</b>		<b>82.187.562</b>	

Tabella 33 PCE - Contratti registrati per profilo: % per durata del contratto

2007							
<b>Profilo</b>	<b>Durata</b>						<b>Totale</b>
	<b>1 Giorno</b>	<b>&gt;1 Giorno</b>	<b>1 Settimana</b>	<b>&gt;1 Settimana</b>	<b>1 Mese</b>	<b>&gt;1 Mese</b>	
Baseload	1,9%	6,2%	35,1%	3,9%	52,8%	0,2%	100%
Off Peak	1,0%	3,6%	22,2%	1,2%	72,0%	-	100%
Peak	4,9%	8,8%	23,1%	1,9%	61,3%	0,1%	100%
Week-end	-	100,0%	-	-	-	-	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>2,3%</b>	<b>6,1%</b>	<b>30,1%</b>	<b>2,9%</b>	<b>58,4%</b>	<b>0,1%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>35,6%</b>	<b>13,0%</b>	<b>39,4%</b>	<b>4,1%</b>	<b>7,0%</b>	<b>0,8%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>25,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>36,7%</b>	<b>3,8%</b>	<b>22,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>100%</b>

Tabella 34 PCE - Contratti registrati per profilo: % per anticipo rispetto alla consegna

2007						
<b>Profilo</b>	<b>Anticipo</b>					<b>Totale</b>
	<b>2 Giorni</b>	<b>3 Giorni</b>	<b>4 Giorni</b>	<b>5 Giorni</b>	<b>&gt;5 Giorni</b>	
Baseload	7,9%	4,4%	20,8%	17,6%	49,4%	100%
Off Peak	2,3%	1,6%	8,2%	10,5%	77,5%	100%
Peak	8,4%	4,5%	10,7%	12,0%	64,5%	100%
Week-end	-	-	-	-	100,0%	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>6,8%</b>	<b>3,8%</b>	<b>16,3%</b>	<b>15,0%</b>	<b>58,1%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>46,4%</b>	<b>19,6%</b>	<b>17,7%</b>	<b>10,4%</b>	<b>5,8%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>34,9%</b>	<b>15,0%</b>	<b>17,3%</b>	<b>11,8%</b>	<b>21,0%</b>	<b>100%</b>

Tabella 35 PCE - Contratti registrati per durata e anticipo rispetto alla consegna

2007							
Anticipo	Durata						Totale
	1 Giorno	>1 Giorno	1 Settimana	>1 Settimana	1 Mese	>1 Mese	
2 Giorni	24,7%	6,7%	1,0%	1,2%	1,3%	-	<b>34,9%</b>
3 Giorni	0,5%	1,4%	11,0%	0,7%	1,3%	0,2%	<b>15,0%</b>
4 Giorni	0,5%	1,8%	12,0%	0,9%	2,0%	0,1%	<b>17,3%</b>
5 Giorni	0,1%	0,7%	7,2%	0,5%	3,0%	0,3%	<b>11,8%</b>
>5 Giorni	0,2%	0,6%	5,4%	0,5%	14,3%	0,0%	<b>21,0%</b>
<b>Totale</b>	<b>25,9%</b>	<b>11,0%</b>	<b>36,7%</b>	<b>3,8%</b>	<b>22,0%</b>	<b>0,6%</b>	<b>100,0%</b>

Tabella 36 PCE - Contratti registrati per profilo: % tipologia conti movimentati

2007					
Profilo	CONTI ENERGIA: Vende → Acquista				Totale
	Imm → Pre	Pre → Imm	Imm → Imm	Pre → Pre	
Baseload	73,1%	1,1%	1,8%	23,9%	100%
Off Peak	74,9%	0,5%	0,1%	24,5%	100%
Peak	67,4%	1,4%	0,2%	30,9%	100%
Week-end	-	-	-	100,0%	100%
<b>Totale Standard</b>	<b>72,4%</b>	<b>1,0%</b>	<b>1,2%</b>	<b>25,4%</b>	<b>100%</b>
<b>NonStandard</b>	<b>91,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>0,7%</b>	<b>6,2%</b>	<b>100%</b>
<b>Totale</b>	<b>86,2%</b>	<b>1,2%</b>	<b>0,8%</b>	<b>11,7%</b>	<b>100%</b>

Tabella 37 PCE - Transazioni registrate per tipologia di conto

2007	Conti in immissione			Conti in prelievo		
	MWh	Struttura	N° Indice	MWh	Struttura	N° Indice
Baseload	13.184.233	15,3%		20.653.553	19,3%	
Off Peak	4.424.430	5,1%		7.292.328	6,8%	
Peak	3.673.608	4,3%		6.921.696	6,5%	
Week-end	-	-		2.400	0,0%	
<b>Totale Standard</b>	<b>21.282.271</b>	<b>24,7%</b>		<b>34.869.977</b>	<b>32,5%</b>	
<b>NonStandard</b>	<b>64.868.775</b>	<b>75,3%</b>		<b>72.370.911</b>	<b>67,5%</b>	
<b>Transazioni registrate</b>	<b>86.151.046</b>	<b>100,0%</b>	<b>105</b>	<b>107.240.887</b>	<b>100,0%</b>	<b>130</b>
<b>Posizione netta</b>	<b>82.187.562</b>		<b>100</b>	<b>82.187.562</b>		<b>100</b>
<b>Programmi</b>						
<i>Richiesti</i>	78.710.112	100,0%	96	70.206.573	100,0%	85
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	4.087.109	5,2%	5	22.761	0,0%	0
<i>Registrati</i>	<b>78.555.046</b>	<b>99,8%</b>	<b>96</b>	<b>70.191.750</b>	<b>100,0%</b>	<b>85</b>
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	3.959.875	5,0%	5	8.843	0,0%	0
<i>Rifiutati</i>	155.066	0,2%	0	14.823	0,0%	0
<i>di cui con indicazione di prezzo</i>	127.234	0,2%	0	13.918	0,0%	0
<b>Saldo programmi registrati</b>				<b>8.363.296</b>		<b>10</b>



Figura 63 PCE - Contratti registrati per profilo: andamento orario

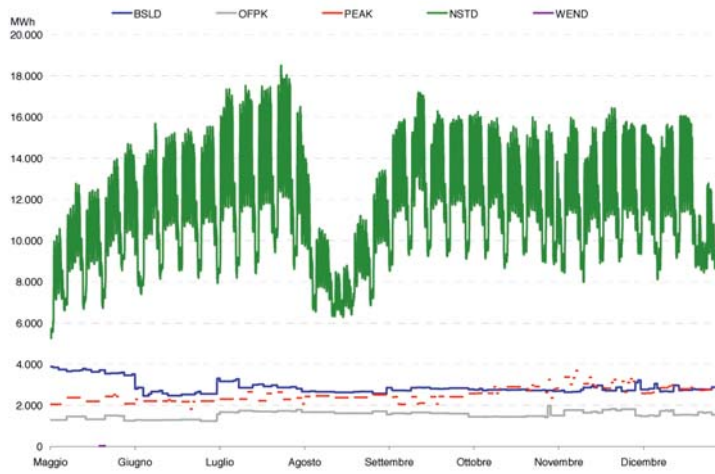


Figura 64 PCE - Contratti registrati e posizione netta: media oraria

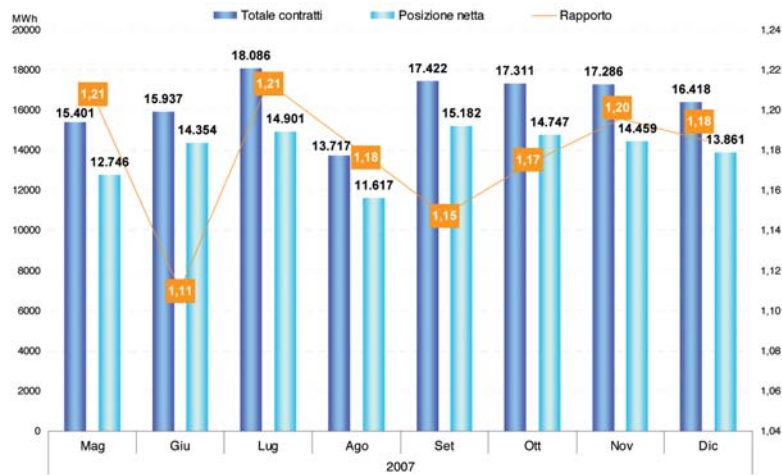
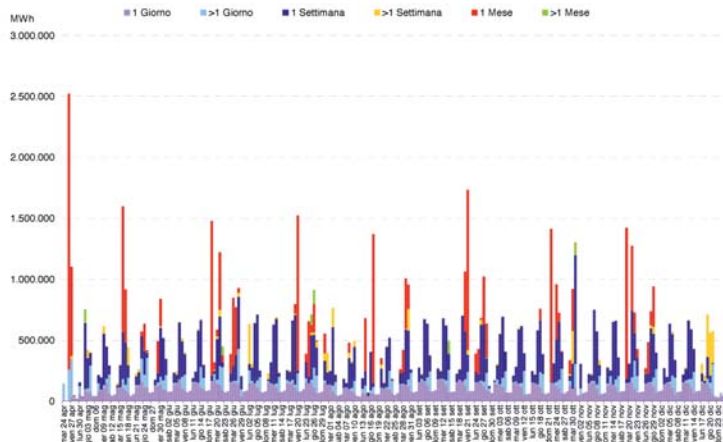


Figura 65 PCE - Contratti registrati per data di stipula e durata







### 3. MERCATO DI AGGIUSTAMENTO

Tabella 38 MA - Prezzo di acquisto

€/MWh	2007				2006		Variazione		Delta PUN
	Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh	%	
<b>Totale</b>	<b>69,36</b>	<b>0,00</b>	<b>250,09</b>	<b>16,58</b>	<b>75,57</b>	<b>14,32</b>	<b>-6,21</b>	<b>-8,2%</b>	<b>-1,62</b>
Lavorativo	73,06	1,25	250,09	17,32	82,51	14,96	-9,45	-11,5%	-3,42
Picco	94,52	20,10	250,09	24,40	108,08	19,89	-13,56	-12,6%	-10,38
Fuori picco	45,32	1,25	195,82	10,24	53,33	10,02	-8,01	-15,0%	-2,75
Festivo	57,61	0,00	214,93	14,87	59,37	13,10	-1,77	-3,0%	-0,97

Tabella 39 MA - Prezzo per zona geografica

€/MWh		2007				2006		Variazione	
		Media	Min	Max	Volatilità	Media	Volatilità	€/MWh	%
	<b>Totale</b>	<b>62,20</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>16,84</b>	<b>70,24</b>	<b>14,36</b>	<b>-8,04</b>	<b>-11,4%</b>
<b>NORD</b>	Lavorativo	66,52	0,00	250,00	17,94	77,20	15,13	-10,68	-13,8%
	Picco	90,61	15,51	250,00	25,80	103,71	20,63	-13,09	-12,6%
	Fuori picco	42,43	0,00	195,82	10,09	50,69	9,63	-8,26	-16,3%
	Festivo	52,42	0,00	179,71	14,26	55,10	12,90	-2,68	-4,9%
	<b>Totale</b>	<b>67,76</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>17,97</b>	<b>74,88</b>	<b>15,71</b>	<b>-7,12</b>	<b>-9,5%</b>
<b>CENTRO NORD</b>	Lavorativo	72,47	0,00	250,00	18,67	82,61	16,89	-10,14	-12,3%
	Picco	100,44	20,10	250,00	26,64	111,88	22,88	-11,44	-10,2%
	Fuori picco	44,50	0,00	215,58	10,69	53,33	10,89	-8,83	-16,6%
	Festivo	57,13	0,00	250,00	16,33	58,08	13,44	-0,95	-1,6%
	<b>Totale</b>	<b>68,77</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>18,55</b>	<b>74,94</b>	<b>15,84</b>	<b>-6,17</b>	<b>-8,2%</b>
<b>CENTRO SUD</b>	Lavorativo	73,34	0,00	250,00	19,00	82,37	16,70	-9,04	-11,0%
	Picco	101,68	20,10	250,00	26,78	111,62	22,51	-9,95	-8,9%
	Fuori picco	44,99	0,00	250,00	11,21	53,12	10,88	-8,12	-15,3%
	Festivo	58,46	0,00	250,00	17,46	58,78	13,93	-0,31	-0,5%
	<b>Totale</b>	<b>68,75</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>18,54</b>	<b>74,82</b>	<b>15,82</b>	<b>-6,07</b>	<b>-8,1%</b>
<b>SUD</b>	Lavorativo	73,30	0,00	250,00	18,99	82,23	16,65	-8,92	-10,9%
	Picco	101,61	20,00	250,00	26,76	111,36	22,37	-9,75	-8,8%
	Fuori picco	44,99	0,00	250,00	11,21	53,09	10,94	-8,10	-15,3%
	Festivo	58,46	0,00	250,00	17,46	58,71	13,94	-0,24	-0,4%
	<b>Totale</b>	<b>68,96</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>19,17</b>	<b>75,31</b>	<b>18,78</b>	<b>-6,35</b>	<b>-8,4%</b>
<b>CALABRIA</b>	Lavorativo	73,46	0,00	250,00	19,50	82,16	19,01	-8,70	-10,6%
	Picco	102,28	20,00	250,00	27,46	111,54	24,56	-9,26	-8,3%
	Fuori picco	44,64	0,00	250,00	11,53	52,78	13,47	-8,14	-15,4%
	Festivo	58,80	0,00	250,00	18,29	60,43	18,05	-1,62	-2,7%
	<b>Totale</b>	<b>80,26</b>	<b>0,00</b>	<b>500,00</b>	<b>25,49</b>	<b>85,28</b>	<b>25,97</b>	<b>-5,02</b>	<b>-5,9%</b>
<b>SICILIA</b>	Lavorativo	85,91	0,00	500,00	26,15	91,10	25,47	-5,19	-5,7%
	Picco	117,78	20,10	500,00	33,68	123,63	32,66	-5,85	-4,7%
	Fuori picco	54,04	0,00	250,00	18,63	58,57	18,28	-4,53	-7,7%
	Festivo	67,49	0,00	500,00	23,98	72,62	26,30	-5,13	-7,1%
	<b>Totale</b>	<b>65,91</b>	<b>0,00</b>	<b>250,00</b>	<b>26,84</b>	<b>77,29</b>	<b>25,04</b>	<b>-11,37</b>	<b>-14,7%</b>
<b>SARDEGNA</b>	Lavorativo	70,60	0,00	250,00	28,95	84,55	26,84	-13,96	-16,5%
	Picco	94,02	0,00	250,00	39,68	113,03	32,90	-19,00	-16,8%
	Fuori picco	47,17	0,00	250,00	18,21	56,08	20,78	-8,91	-15,9%
	Festivo	55,33	0,00	250,00	21,99	61,49	21,69	-6,15	-10,0%

Tabella 40 MA - Volumi

MWh		Vendite					Acquisti					Delta
		Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	Totale	Media	Var.	% su totale	% su MGP	
	<b>Totale</b>	<b>6.617.722</b>	<b>755</b>	<b>29,8%</b>	<b>52,0%</b>	<b>4,4%</b>	<b>8.029.713</b>	<b>917</b>	<b>57,6%</b>	<b>63,0%</b>	<b>4,5%</b>	<b>-161</b>
<b>MzNord</b>	Lavorativo	5.116.014	843	36,9%	52,8%	4,5%	6.467.298	1.065	78,0%	66,7%	4,8%	-223
	Picco	3.213.262	1.058	47,6%	58,8%	4,8%	3.898.882	1.284	96,3%	71,3%	5,0%	-226
	Fuori picco	1.902.751	627	22,1%	45,0%	4,0%	2.568.416	846	55,9%	60,8%	4,5%	-219
	Festivo	1.501.708	559	9,7%	49,3%	4,4%	1.562.415	581	6,7%	51,3%	3,5%	-23
	<b>Totale</b>	<b>4.766.976</b>	<b>544</b>	<b>26,9%</b>	<b>37,4%</b>	<b>4,9%</b>	<b>3.359.886</b>	<b>384</b>	<b>-6,9%</b>	<b>26,4%</b>	<b>2,9%</b>	<b>161</b>
<b>MzSud</b>	Lavorativo	3.609.384	594	38,8%	37,2%	5,0%	2.226.936	367	-10,6%	23,0%	2,7%	228
	Picco	1.780.650	587	42,9%	32,6%	4,5%	1.079.344	356	-17,6%	19,8%	2,3%	231
	Fuori picco	1.828.734	602	35,1%	43,3%	5,7%	1.147.592	378	-2,8%	27,1%	3,1%	224
	Festivo	1.157.592	431	0,2%	38,0%	4,5%	1.132.950	421	1,4%	37,2%	3,7%	9
	<b>Totale</b>	<b>941.084</b>	<b>107</b>	<b>43,5%</b>	<b>7,4%</b>	<b>4,8%</b>	<b>839.783</b>	<b>96</b>	<b>17,3%</b>	<b>6,6%</b>	<b>4,2%</b>	<b>12</b>
<b>MzSicilia</b>	Lavorativo	675.035	111	55,2%	7,0%	4,8%	602.154	99	23,5%	6,2%	4,2%	12
	Picco	322.009	106	50,9%	5,9%	4,2%	291.013	96	22,8%	5,3%	3,8%	10
	Fuori picco	353.026	116	59,3%	8,4%	5,5%	311.141	102	24,2%	7,4%	4,7%	14
	Festivo	266.049	99	20,9%	8,7%	4,7%	237.629	88	4,3%	7,8%	4,1%	11
	<b>Totale</b>	<b>410.428</b>	<b>47</b>	<b>-4,9%</b>	<b>3,2%</b>	<b>3,2%</b>	<b>342.140</b>	<b>39</b>	<b>7,8%</b>	<b>2,7%</b>	<b>2,8%</b>	<b>8</b>
<b>MzSardegna</b>	Lavorativo	291.923	48	7,4%	3,0%	3,2%	231.280	38	2,7%	2,4%	2,6%	10
	Picco	148.914	49	28,2%	2,7%	3,0%	112.558	37	-1,3%	2,1%	2,5%	12
	Fuori picco	143.010	47	-8,1%	3,4%	3,4%	118.723	39	6,8%	2,8%	2,8%	8
	Festivo	118.504	44	-25,2%	3,9%	3,1%	110.859	41	19,9%	3,6%	3,0%	3
	<b>Totale</b>	<b>12.736.210</b>	<b>1.454</b>	<b>28,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,6%</b>	<b>12.571.521</b>	<b>1.435</b>	<b>29,1%</b>	<b>98,7%</b>	<b>3,9%</b>	<b>19</b>
<b>Italia</b>	Lavorativo	9.692.357	1.596	37,6%	100,0%	4,6%	9.527.668	1.569	39,3%	98,3%	3,9%	27
	Picco	5.464.835	1.800	45,6%	100,0%	4,6%	5.381.797	1.773	47,6%	98,5%	3,9%	27
	Fuori picco	4.227.521	1.392	28,5%	100,0%	4,7%	4.145.871	1.366	29,9%	98,1%	4,0%	27
	Festivo	3.043.853	1.132	4,9%	100,0%	4,4%	3.043.853	1.132	4,9%	100,0%	3,6%	0
	<b>Totale</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-6,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>0,0%</b>	<b>164.688</b>	<b>19</b>	<b>-18,9%</b>	<b>1,3%</b>	<b>4,4%</b>	<b>-19</b>
<b>Eestero</b>	Lavorativo	0	0	-2,0%	0,0%	0,0%	164.688	27	-19,9%	1,7%	5,5%	-27
	Picco	0	0	-3,6%	0,0%	0,0%	83.038	27	-22,1%	1,5%	7,0%	-27
	Fuori picco	0	0	-1,2%	0,0%	0,0%	81.650	27	-17,5%	1,9%	4,6%	-27
	Festivo	0	0	-23,0%	0,0%	0,0%	-	-	-	0,0%	0,0%	0
	<b>Totale</b>	<b>12.736.210</b>	<b>1.454</b>	<b>28,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>12.736.210</b>	<b>1.454</b>	<b>28,1%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,9%</b>	<b>0</b>
<b>Totale</b>	Lavorativo	9.692.357	1.596	37,6%	100,0%	4,0%	9.692.357	1.596	37,6%	100,0%	4,0%	0
	Picco	5.464.835	1.800	45,6%	100,0%	3,9%	5.464.835	1.800	45,6%	100,0%	3,9%	0
	Fuori picco	4.227.521	1.392	28,5%	100,0%	4,0%	4.227.521	1.392	28,5%	100,0%	4,0%	0
	Festivo	3.043.853	1.132	4,9%	100,0%	3,6%	3.043.853	1.132	4,9%	100,0%	3,6%	0

Figura 66 MA - Prezzo di acquisto

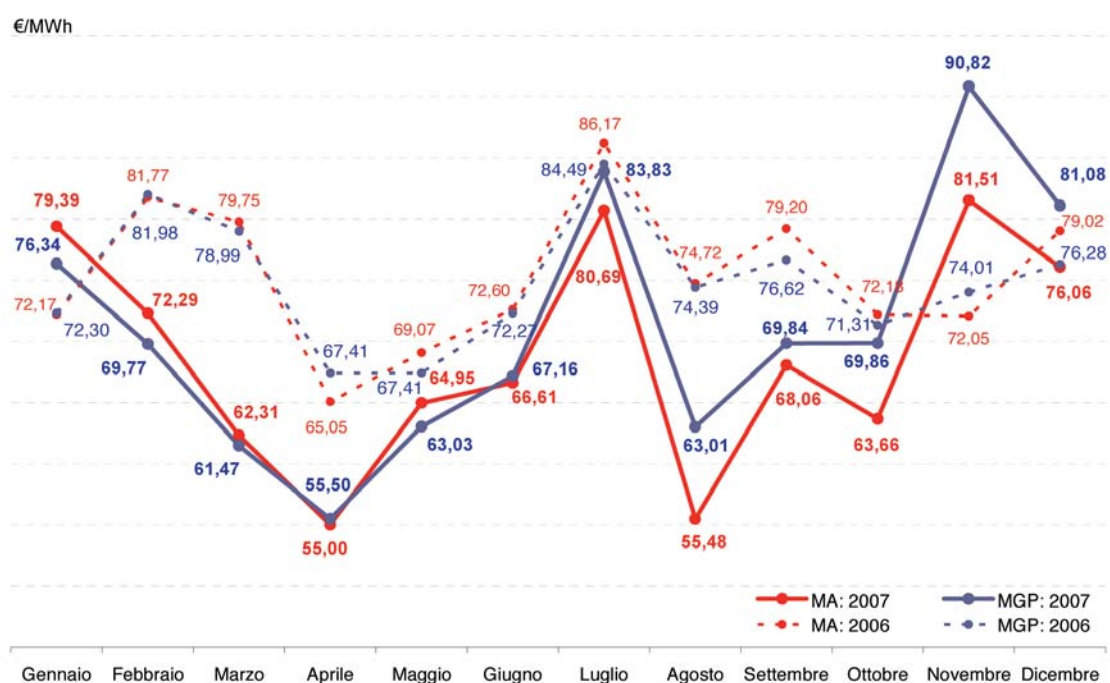


Figura 67 MA - Prezzo zonale

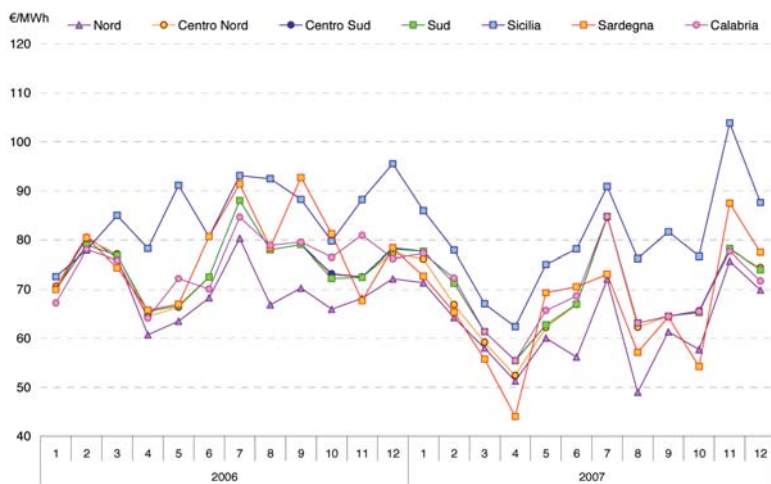


Figura 68 MA - Volumi scambiati: media oraria

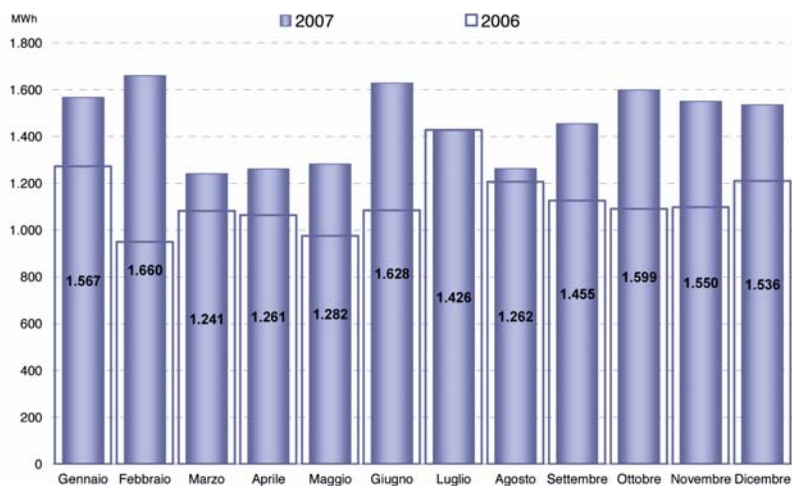


Figura 69 MA - Valore delle transazioni

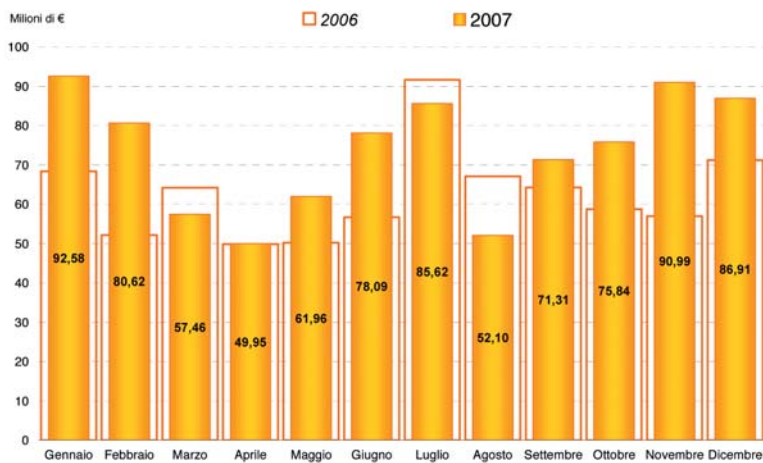


Figura 70 MA - Volumi macrozonal: media oraria

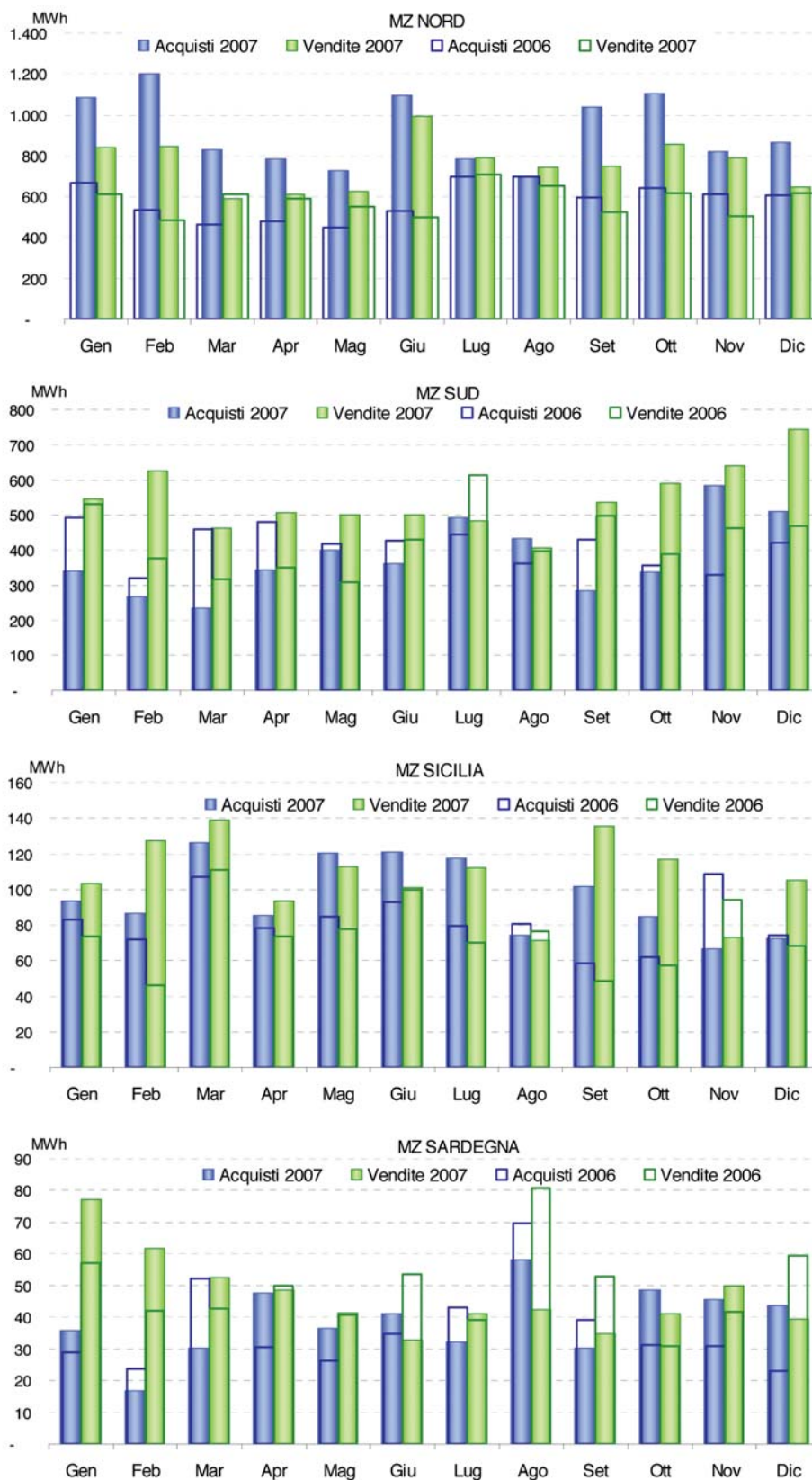




Figura 71 MA - Acquisti per tipologia di impianto

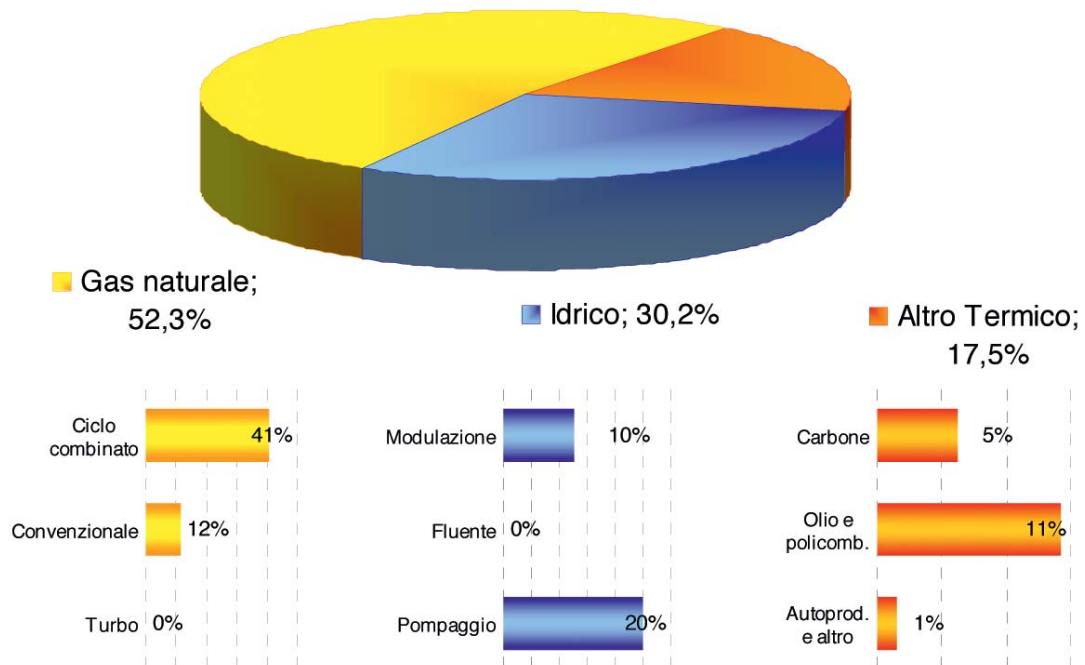


Figura 72 MA - Vendite per tipologia di impianto

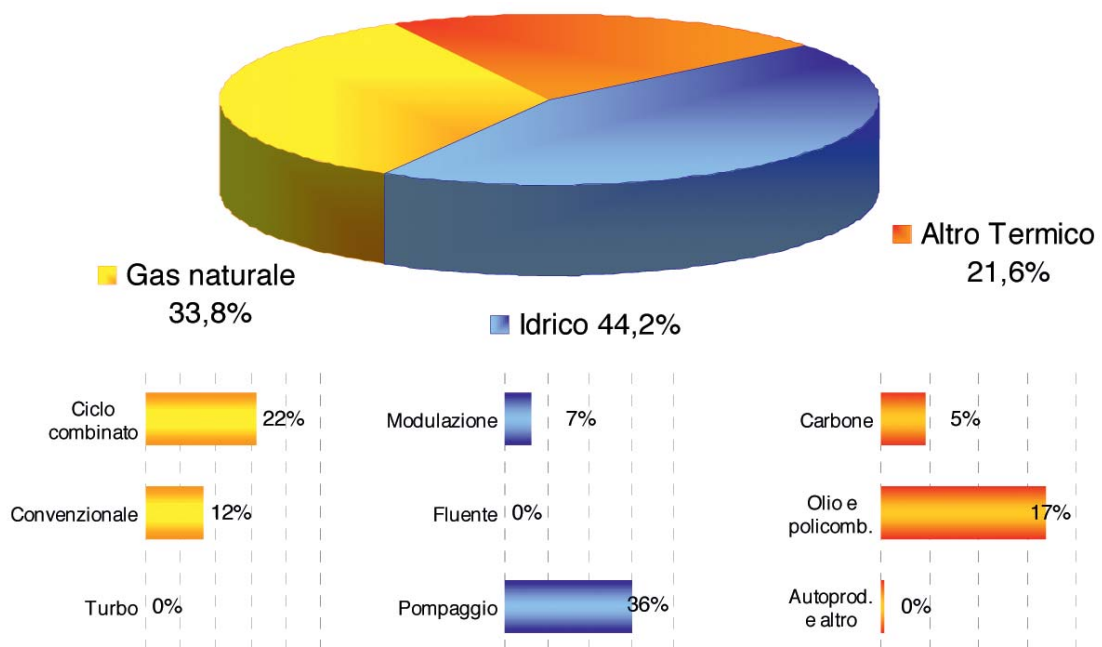




Figura 73 MA - Volumi macrozonalni per tipologia di impianto: media oraria

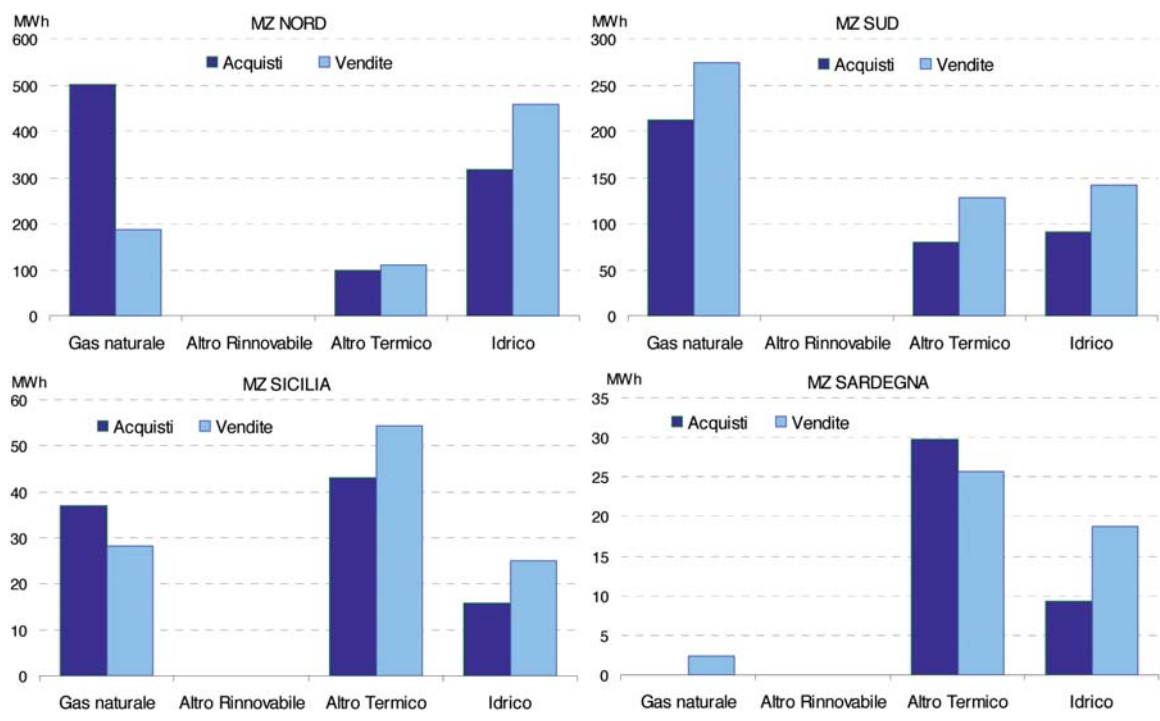
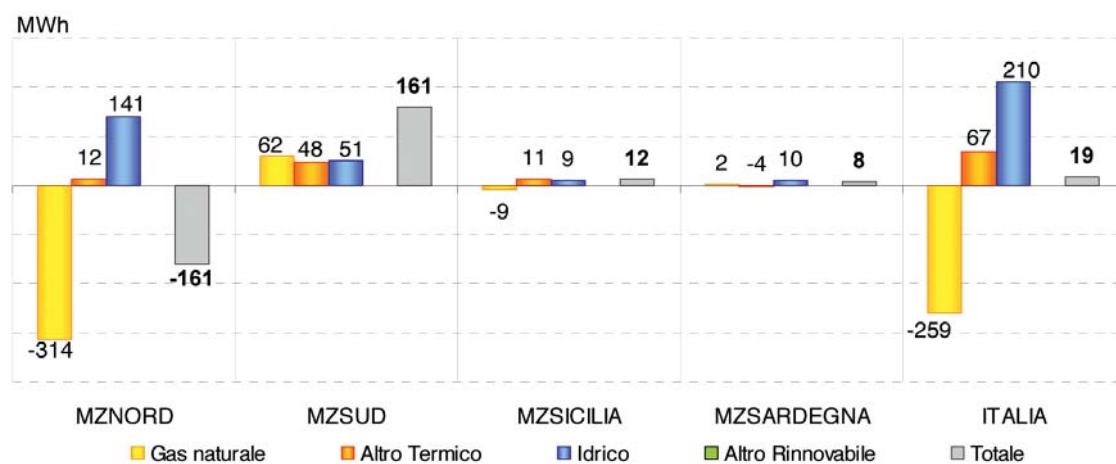


Figura 74 MA - Saldo vendite e acquisti per tipologia di impianto sulle zone nazionali: media oraria



## 4. PIATTAFORMA DI AGGIUSTAMENTO BILATERALE

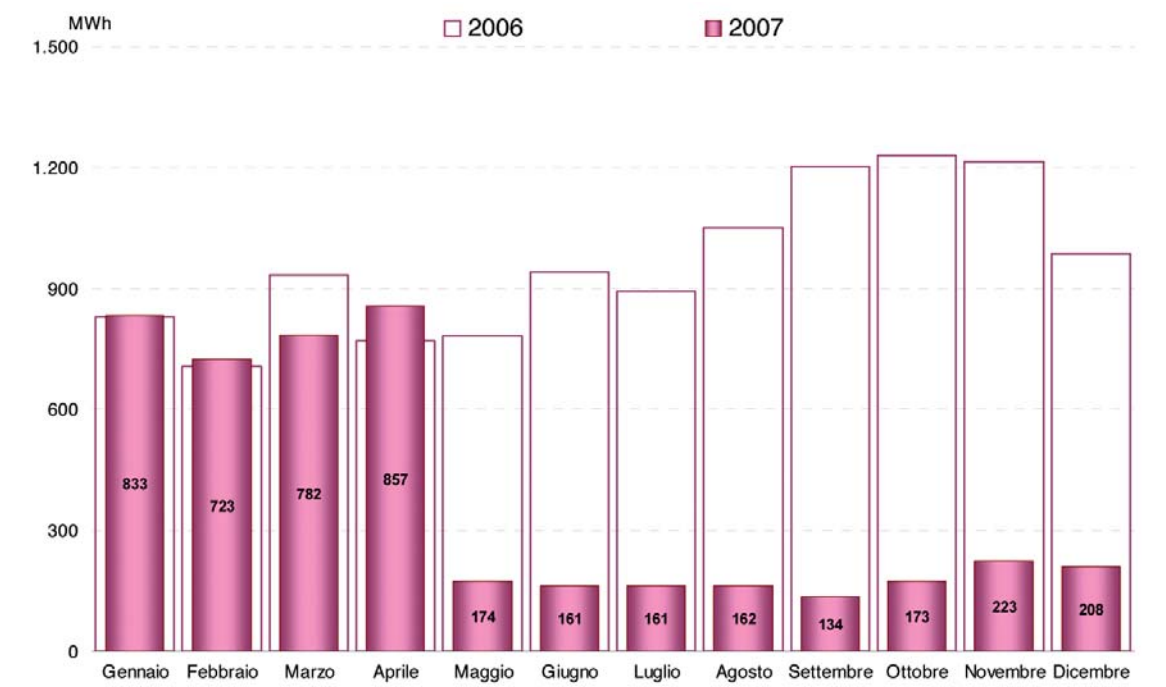
Tabella 41 PAB - Volumi scambiati

MWh	Totale	Media Oraria	Variazione	Quota/MGP
<b>Totale</b>	<b>3.329.402</b>	<b>380</b>	<b>-60,5%</b>	<b>1,0%</b>
Lavorativo	2.374.938	271	-60,0%	0,7%
<i>Picco</i>	1.297.731	148	-58,4%	0,3%
<i>Fuori picco</i>	1.077.207	123	-61,8%	0,4%
Festivo	954.463	109	-61,6%	0,3%

Tabella 42 PAB - Volumi scambiati per macrozona

MWh	2007				2006				Variazione %
	Totale	Media	Struttura	% su MGP	Totale	Media	Struttura	% su MGP	
MzNord	2.944.199	336	88,4%	1,6%	7.590.041	866	90,1%	4,2%	-61,2%
MzSud	309.235	35	9,3%	0,3%	838.208	96	9,9%	0,7%	-63,1%
MzSicilia	24.140	3	0,7%	0,1%	-	-	-	-	-
MzSardegna	51.828	6	1,6%	0,4%	-	-	-	-	-
<b>Totale</b>	<b>3.329.402</b>	<b>380</b>	<b>100,0%</b>	<b>1,0%</b>	<b>8.428.249</b>	<b>962</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,6%</b>	<b>-60,5%</b>

Figura 75 PAB - Volumi scambiati: media oraria





## 5. MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Tabella 43 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere

		Totale	Media Oraria	Variazione	% sul totale	% su MGP
<b>MzNord</b>	<b>Totale</b>	<b>6.838.047</b>	<b>781</b>	<b>-16,5%</b>	<b>56,9%</b>	<b>3,8%</b>
	Lavorativo	4.878.378	803	-21,5%	58,0%	3,6%
	<i>Picco</i>	3.015.685	993	-21,9%	59,3%	3,9%
	<i>Fuori picco</i>	1.862.693	614	-20,8%	55,9%	3,3%
	Festivo	1.959.669	729	-2,0%	54,3%	4,4%
<b>MzSud</b>	<b>Totale</b>	<b>3.480.871</b>	<b>397</b>	<b>-9,0%</b>	<b>28,9%</b>	<b>3,0%</b>
	Lavorativo	2.400.309	395	-6,1%	28,5%	2,9%
	<i>Picco</i>	1.411.011	465	0,1%	27,8%	3,0%
	<i>Fuori picco</i>	989.298	326	-13,8%	29,7%	2,7%
	Festivo	1.080.561	402	-14,6%	29,9%	3,5%
<b>MzSicilia</b>	<b>Totale</b>	<b>705.755</b>	<b>81</b>	<b>-44,3%</b>	<b>5,9%</b>	<b>3,5%</b>
	Lavorativo	446.647	74	-46,3%	5,3%	3,1%
	<i>Picco</i>	217.979	72	-48,5%	4,3%	2,9%
	<i>Fuori picco</i>	228.668	75	-44,1%	6,9%	3,5%
	Festivo	259.108	96	-40,1%	7,2%	4,5%
<b>MzSardegna</b>	<b>Totale</b>	<b>1.000.571</b>	<b>114</b>	<b>0,9%</b>	<b>8,3%</b>	<b>8,1%</b>
	Lavorativo	690.444	114	-4,3%	8,2%	7,9%
	<i>Picco</i>	438.755	145	2,3%	8,6%	9,6%
	<i>Fuori picco</i>	251.689	83	-14,0%	7,6%	6,0%
	Festivo	310.127	115	14,3%	8,6%	8,5%
<b>Italia</b>	<b>Totale</b>	<b>12.025.243</b>	<b>1.373</b>	<b>-15,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,6%</b>
	Lavorativo	8.415.778	1.386	-18,5%	100,0%	3,4%
	<i>Picco</i>	5.083.430	1.674	-17,0%	100,0%	3,7%
	<i>Fuori picco</i>	3.332.348	1.098	-20,7%	100,0%	3,1%
	Festivo	3.609.465	1.343	-9,1%	100,0%	4,3%

Tabella 44 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire

		Totale	Media Oraria	Variazione	% sul totale	% su MGP
<b>MzNord</b>	<b>Totale</b>	<b>3.643.421</b>	<b>416</b>	<b>30,2%</b>	<b>25,0%</b>	<b>2,0%</b>
	Lavorativo	2.482.616	409	19,4%	25,6%	1,8%
	<i>Picco</i>	1.103.376	363	17,4%	22,3%	1,4%
	<i>Fuori picco</i>	1.379.241	454	21,0%	29,1%	2,4%
	Festivo	1.160.805	432	60,4%	23,8%	2,6%
<b>MzSud</b>	<b>Totale</b>	<b>8.087.198</b>	<b>923</b>	<b>33,7%</b>	<b>55,5%</b>	<b>7,1%</b>
	Lavorativo	5.278.596	869	26,3%	54,4%	6,3%
	<i>Picco</i>	2.902.476	956	31,3%	58,6%	6,1%
	<i>Fuori picco</i>	2.376.120	783	20,7%	50,1%	6,5%
	Festivo	2.808.603	1.045	50,4%	57,6%	9,2%
<b>MzSicilia</b>	<b>Totale</b>	<b>1.898.347</b>	<b>217</b>	<b>7,8%</b>	<b>13,0%</b>	<b>9,5%</b>
	Lavorativo	1.296.312	213	12,6%	13,4%	9,1%
	<i>Picco</i>	696.782	230	15,8%	14,1%	9,1%
	<i>Fuori picco</i>	599.530	197	9,2%	12,6%	9,1%
	Festivo	602.035	224	-0,8%	12,3%	10,5%
<b>MzSardegna</b>	<b>Totale</b>	<b>947.331</b>	<b>108</b>	<b>-39,4%</b>	<b>6,5%</b>	<b>7,6%</b>
	Lavorativo	639.184	105	-40,5%	6,6%	7,3%
	<i>Picco</i>	248.548	82	-52,5%	5,0%	5,4%
	<i>Fuori picco</i>	390.636	129	-29,0%	8,2%	9,3%
	Festivo	308.147	115	-37,0%	6,3%	8,5%
<b>Italia</b>	<b>Totale</b>	<b>14.576.298</b>	<b>1.664</b>	<b>19,8%</b>	<b>100,0%</b>	<b>4,4%</b>
	Lavorativo	9.696.708	1.597	14,3%	100,0%	4,0%
	<i>Picco</i>	4.951.181	1.631	15,8%	100,0%	3,6%
	<i>Fuori picco</i>	4.745.527	1.563	12,8%	100,0%	4,5%
	Festivo	4.879.589	1.815	32,4%	100,0%	5,8%

Tabella 45 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere

		<i>Totale</i>	<i>Media Oraria</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>% su MGP</i>
<b>MzNord</b>	<b>Totale</b>	<b>5.713.353</b>	<b>652</b>	<b>43,8%</b>	<b>53,6%</b>	<b>3,2%</b>
	Lavorativo	4.418.027	728	50,1%	55,4%	3,3%
	<i>Picco</i>	2.067.832	681	79,3%	55,6%	2,7%
	<i>Fuori picco</i>	2.350.195	774	31,3%	55,2%	4,1%
	Festivo	1.295.326	482	24,9%	48,2%	2,9%
<b>MzSud</b>	<b>Totale</b>	<b>3.312.504</b>	<b>378</b>	<b>25,7%</b>	<b>31,1%</b>	<b>2,9%</b>
	Lavorativo	2.372.065	391	30,4%	29,8%	2,8%
	<i>Picco</i>	991.365	327	23,9%	26,7%	2,1%
	<i>Fuori picco</i>	1.380.700	455	35,5%	32,4%	3,8%
	Festivo	940.439	350	15,3%	35,0%	3,1%
<b>MzSicilia</b>	<b>Totale</b>	<b>833.176</b>	<b>95</b>	<b>7,7%</b>	<b>7,8%</b>	<b>4,2%</b>
	Lavorativo	602.247	99	16,9%	7,6%	4,2%
	<i>Picco</i>	347.950	115	24,5%	9,4%	4,6%
	<i>Fuori picco</i>	254.297	84	7,9%	6,0%	3,9%
	Festivo	230.929	86	-10,4%	8,6%	4,0%
<b>MzSardegna</b>	<b>Totale</b>	<b>800.304</b>	<b>91</b>	<b>30,8%</b>	<b>7,5%</b>	<b>6,5%</b>
	Lavorativo	578.804	95	38,4%	7,3%	6,6%
	<i>Picco</i>	308.862	102	43,6%	8,3%	6,8%
	<i>Fuori picco</i>	269.942	89	33,0%	6,3%	6,4%
	Festivo	221.500	82	14,4%	8,2%	6,1%
<b>Italia</b>	<b>Totale</b>	<b>10.659.337</b>	<b>1.217</b>	<b>33,4%</b>	<b>100,0%</b>	<b>3,2%</b>
	Lavorativo	7.971.142	1.313	40,0%	100,0%	3,3%
	<i>Picco</i>	3.716.009	1.224	51,8%	100,0%	2,7%
	<i>Fuori picco</i>	4.255.134	1.402	31,0%	100,0%	4,0%
	Festivo	2.688.195	1.000	16,7%	100,0%	3,2%

Tabella 46 MSD ex post - Volumi scambiati a salire

		<i>Totale</i>	<i>Media Oraria</i>	<i>Variazione</i>	<i>% sul totale</i>	<i>% su MGP</i>
<b>MzNord</b>	<b>Totale</b>	<b>3.504.687</b>	<b>400</b>	<b>-26,1%</b>	<b>37,6%</b>	<b>2,0%</b>
	Lavorativo	2.587.744	426	-31,8%	37,4%	1,9%
	<i>Picco</i>	1.670.620	550	-31,0%	38,4%	2,1%
	<i>Fuori picco</i>	917.124	302	-33,3%	35,8%	1,6%
	Festivo	916.943	341	-5,2%	38,3%	2,1%
<b>MzSud</b>	<b>Totale</b>	<b>4.234.866</b>	<b>483</b>	<b>-6,9%</b>	<b>45,5%</b>	<b>3,7%</b>
	Lavorativo	3.200.120	527	-6,5%	46,3%	3,8%
	<i>Picco</i>	2.097.003	691	-3,0%	48,2%	4,4%
	<i>Fuori picco</i>	1.103.117	363	-12,5%	43,0%	3,0%
	Festivo	1.034.746	385	-8,9%	43,2%	3,4%
<b>MzSicilia</b>	<b>Totale</b>	<b>1.121.294</b>	<b>128</b>	<b>-11,4%</b>	<b>12,0%</b>	<b>5,6%</b>
	Lavorativo	810.111	133	-8,2%	11,7%	5,7%
	<i>Picco</i>	442.688	146	-4,3%	10,2%	5,8%
	<i>Fuori picco</i>	367.422	121	-12,5%	14,3%	5,6%
	Festivo	311.183	116	-18,9%	13,0%	5,4%
<b>MzSardegna</b>	<b>Totale</b>	<b>449.897</b>	<b>51</b>	<b>4,2%</b>	<b>4,8%</b>	<b>3,6%</b>
	Lavorativo	319.270	53	6,7%	4,6%	3,6%
	<i>Picco</i>	143.210	47	-2,1%	3,3%	3,1%
	<i>Fuori picco</i>	176.060	58	15,1%	6,9%	4,2%
	Festivo	130.626	49	-1,4%	5,5%	3,6%
<b>Italia</b>	<b>Totale</b>	<b>9.310.743</b>	<b>1.063</b>	<b>-15,3%</b>	<b>100,0%</b>	<b>2,8%</b>
	Lavorativo	6.917.245	1.139	-17,6%	100,0%	2,8%
	<i>Picco</i>	4.353.522	1.434	-16,1%	100,0%	3,1%
	<i>Fuori picco</i>	2.563.723	844	-20,1%	100,0%	2,4%
	Festivo	2.393.498	890	-8,6%	100,0%	2,8%

Figura 76 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere: media oraria

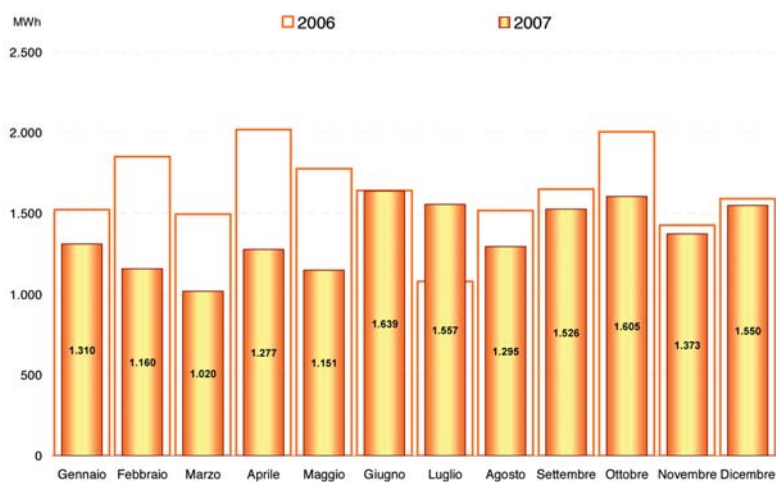


Figura 77 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire: media oraria

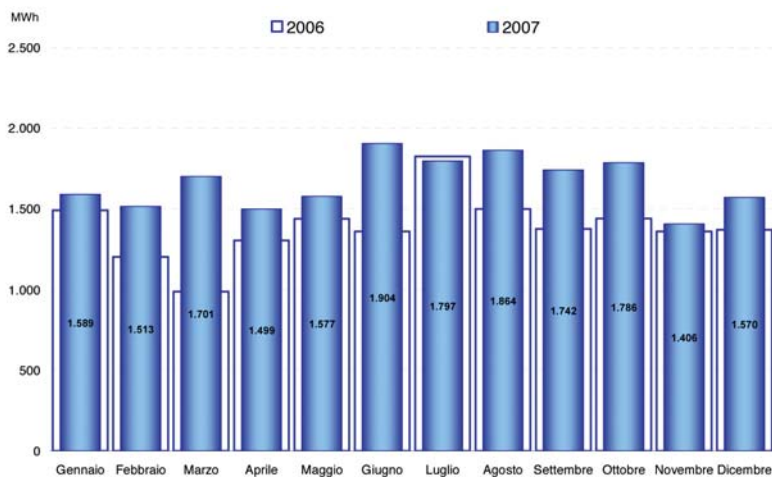


Figura 78 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per tipologia di impianto

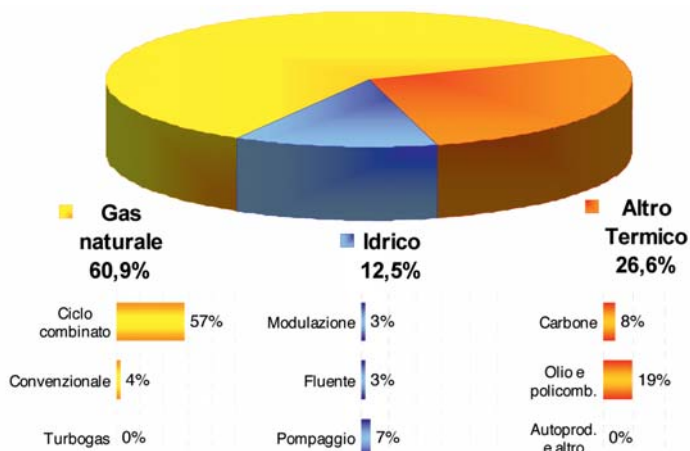




Figura 79 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per tipologia di impianto

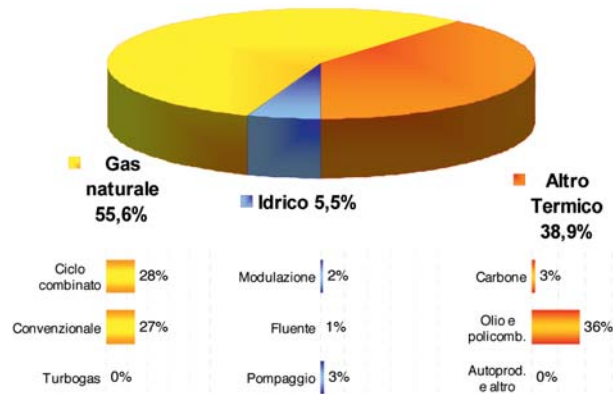


Figura 80 MSD ex ante - Volumi scambiati a scendere per classe di prezzo offerto

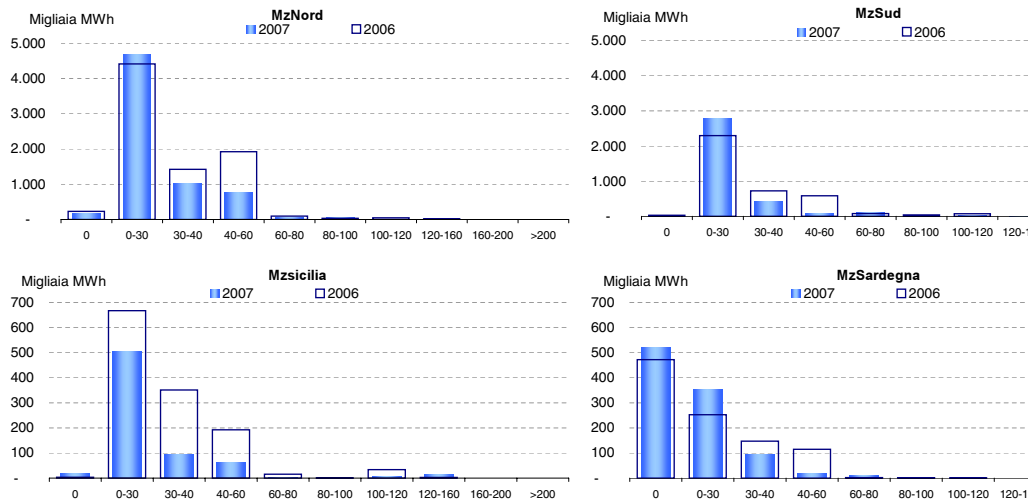


Figura 81 MSD ex ante - Volumi scambiati a salire per classe di prezzo offerto

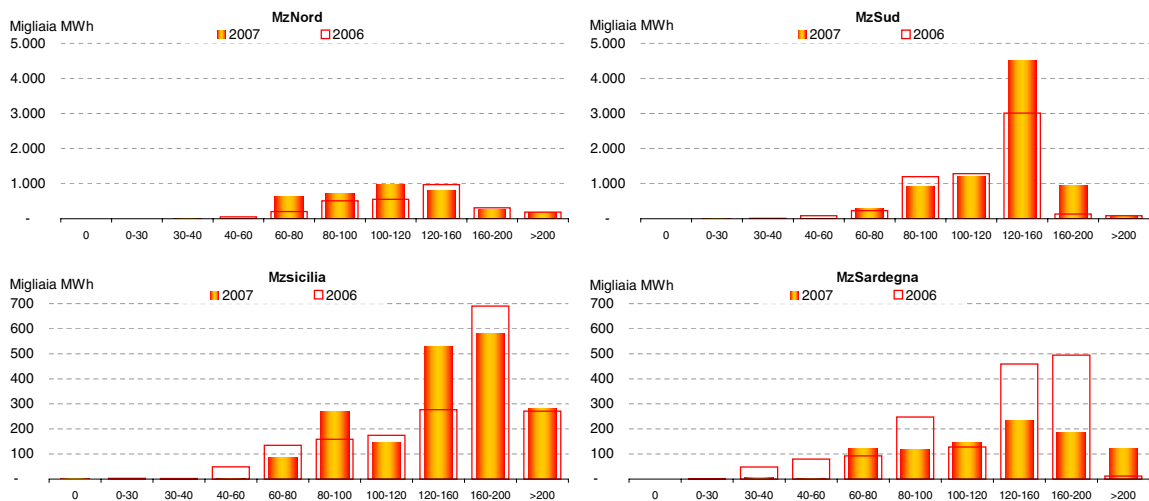


Figura 82 MSD - Volumi macrozonalni per tipologia di impianto: media oraria

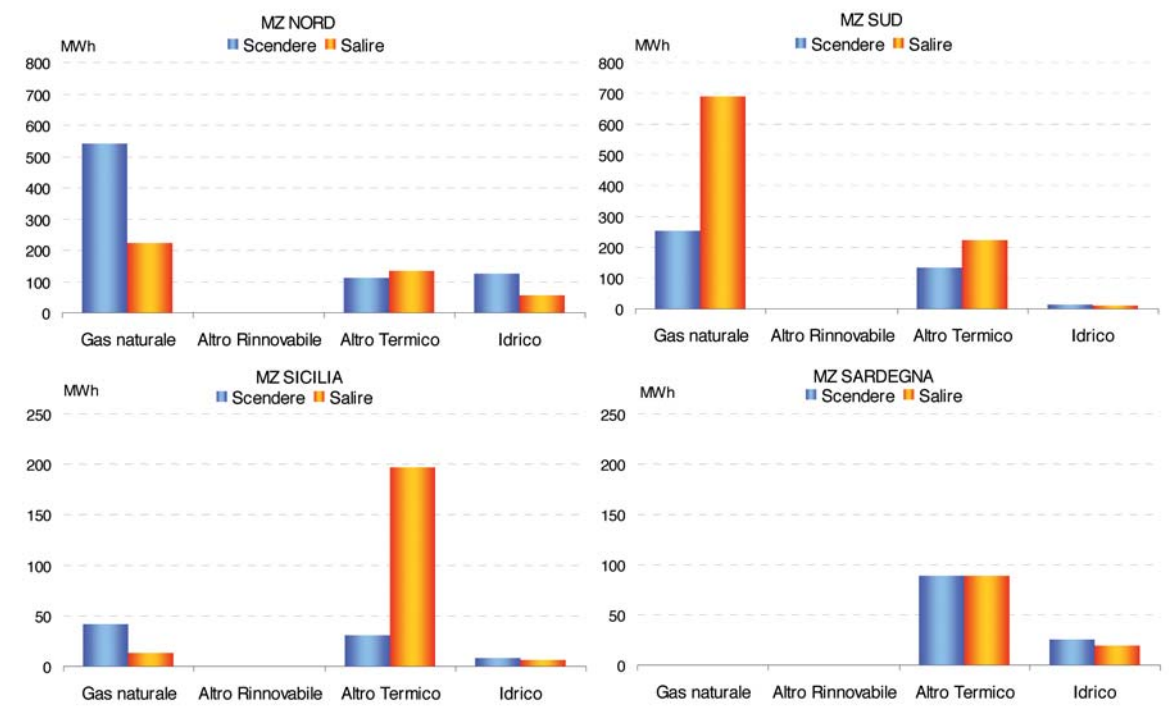


Figura 83 MSD - Saldo volumi a salire e a scendere per tipologia di impianto: media oraria

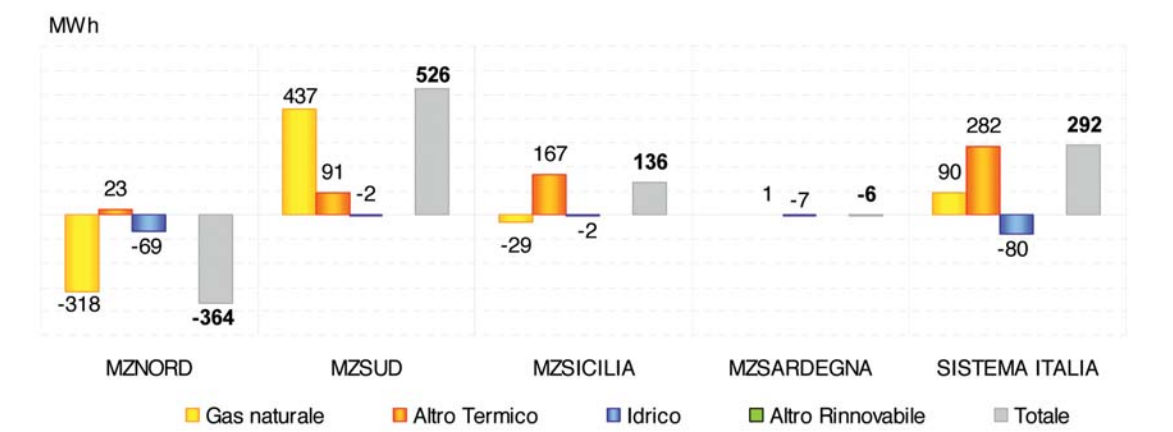


Figura 84 MSD ex post - Volumi scambiati a scendere: media oraria

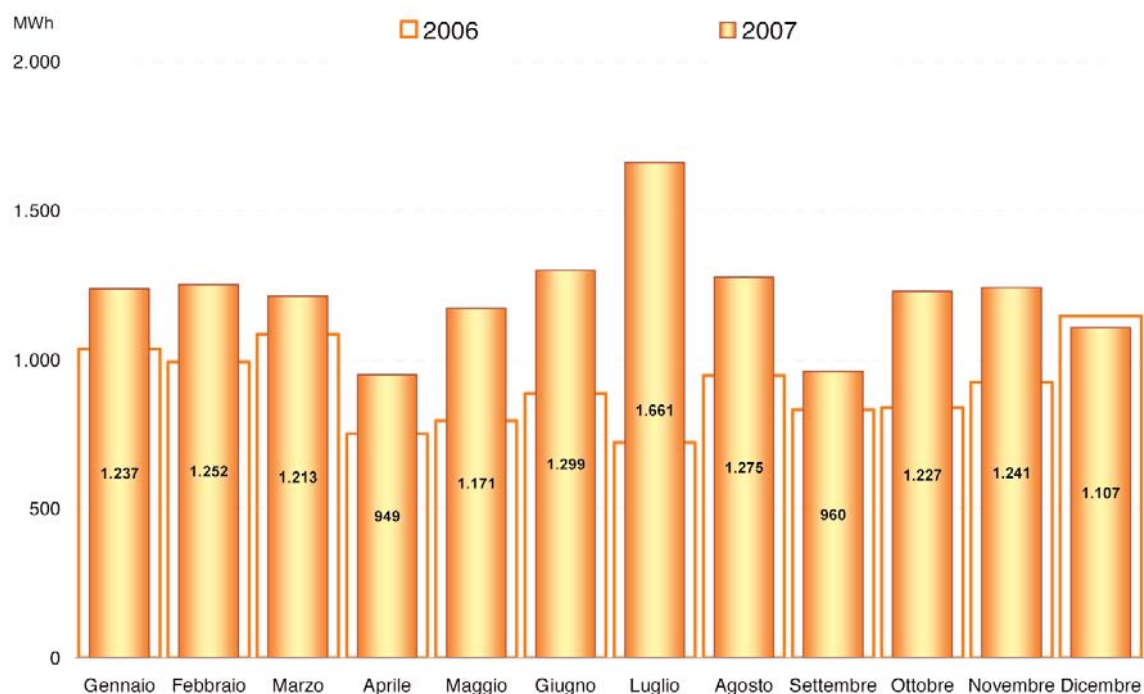
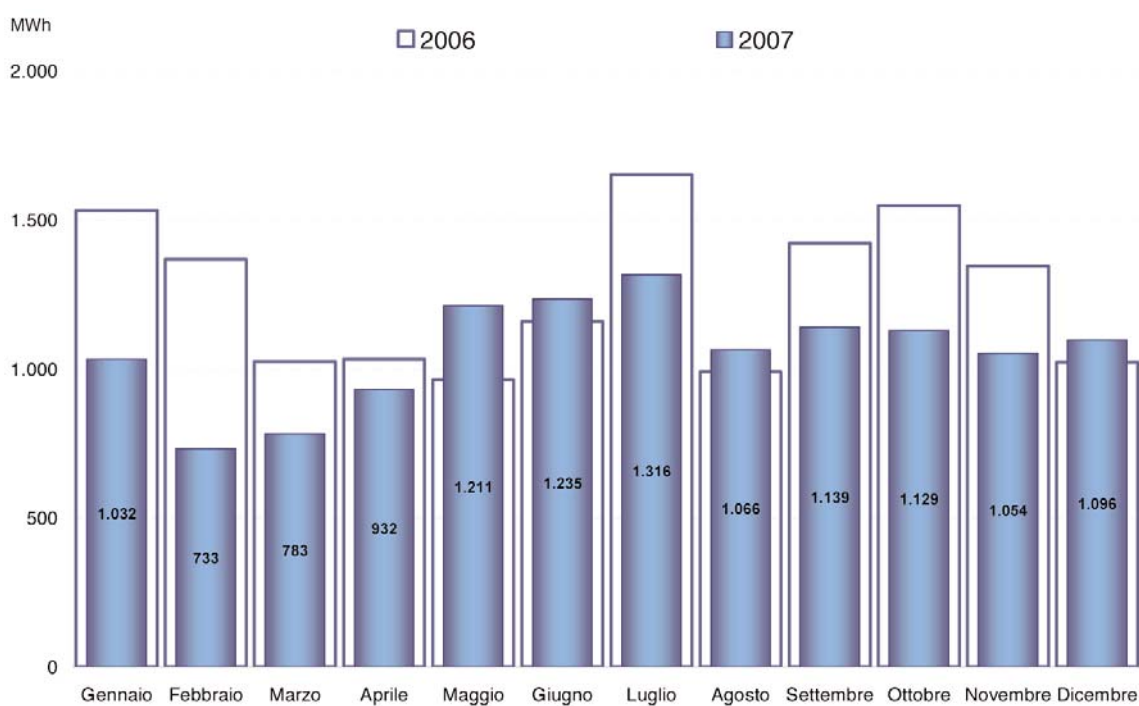


Figura 85 MSD ex post - Volumi scambiati a salire: media oraria







## ELENCO DELLE ABBREVIAZIONI

AIEE	Associazione Italiana Economisti dell'Energia
AU	Acquirente Unico
AGCM	Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato
AEEG	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
APAT	Agenzia per la Protezione dell'Ambiente e per i Servizi Tecnici
BEN	Bilancio Energetico Nazionale
BBL	Barile di Petrolio
BP	British Petroleum
BTU	British Thermal Unit
CB	Certificati Bianchi
CER	Certified Emission Reduction
CIF	Carry Insurance and Freight
CV	Certificati Verdi
CCT	Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto
CIP6	Provvedimento 6/1992 Comitato Interministeriale Prezzi
CTL	Coal to Liquids
DGERM	Direzione generale dell'Energia e delle Risorse Minerarie (Ministero dello Sviluppo Economico)
EEX	European Energy Exchange
EIA	Energy Information Administration
ETS	Emission Trading Scheme
EXAA	Energy Exchange Austria
ERGEG	European Regulators' Group for electricity and gas
ERU	Emission Reduction Unit
ESCO	Energy Service Company (Società di Servizi Energetici)
ETSO	European Transmission System Operators
EUA	Emission Unit Allowance
EUROPEX	Association of European Power Exchanges
FMI	Fondo Monetario Internazionale
FOB	Free on Board
GME	Gestore del Mercato Elettrico
GNL	Gas Naturale Liquefatto
GSE	Gestore del Sistema Elettrico
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattora
HHI	Hirschmann Herfindal Index
IAFR	Impianto Alimentato a Fonti Rinnovabili
IAQ	Indoor Air Quality
IEA	International Energy Agency
IOM	Indice di Operatore Marginale
IOR	Indice di Operatore Residuale
ISO	Independent System Operator
ITM	Indice di Tecnologia Marginale
IPEX	Italian Power Exchange
ISTAT	Istituto di Statistica
LCH	London Clearing House
MOL	Margine Operativo Lordo
MCP	Market Clearing Price
MA	Mercato di Aggiustamento
MB	Mercato del Bilanciamento (indica MSD ex-post)
MCP	Market Clearing Price
MGP	Mercato del Giorno Prima
MSD	Mercato del Servizio di Dispacciamento



MZ	Mercato Zonale
MEF	Ministero dell'Economia e delle Finanze
MMBtu	Milioni di British Thermal Units
MSE	Ministero dello Sviluppo Economico
MVA	Megavolt Ampere
MW	Megawatt
MWh	Megawattora
NBP	National Balancing Point
OPEC	Organisation of Petroleum Exporting Countries
OCSE	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico
OTC	Over The Counter
PAB	Pay as Bid
PAB	Piattaforma di Aggiustamento dei Bilaterali
PB	Piattaforma dei Bilaterali
PCE	Piattaforma dei Conti Energia
PIL	Prodotto Interno Lordo
PJM	Pennsylvania, New Jersey, Maryland Interconnection
PSV	Punto di Scambio Virtuale
PUN	Prezzo Unico Nazionale
PZ	Prezzo Zonale
RIE	Ricerche Industriali ed Energetiche
ROE	Return on Equity
ROI	Return on Investment
RO	Risultato Operativo
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SDE	Scambio dei Dati Energetici
TEE	Titoli di Efficienza Energetica
TEP	Tonnellate Equivalenti Petrolio
TSO	Transmission System Operator
TTF	Title Transfer Facility
TW	Terawatt
TWh	Terawattora
UE	Unione Europea
UIC	Ufficio Italiano Cambi
UNMIG	Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia

## NOTA METODOLOGICA AL CAPITOLO A.3

Con riferimento ai quattro indici di concentrazione utilizzati nel capitolo A.3.2.6 si riportano di seguito il modo in cui vengono costruiti e la metodologia di calcolo:

- **Quote di mercato**

Le quote di mercato sono il più classico indice di concentrazione. Nell'analisi dei mercati elettrici queste sono definite non sulla capacità disponibile complessiva, ma sulle quantità offerte e su quelle vendute in ciascuna ora e in ciascuna macrozona da ciascun operatore: in questo modo il dato riflette sia l'effetto della variabilità oraria della domanda sia l'impatto dei flussi di transito, che vanno ad alterare i volumi complessivamente venduti in una macrozona. Inoltre, le quote sono calcolate aggregando le quantità dei singoli operatori in base dell'appartenenza di gruppo, includendo nelle quantità quelle oggetto di contratti bilaterali e considerando il GSE come un operatore a sé stante.

- **Indice di concentrazione di Hirschmann-Herfindahl (HHI)**

L'HHI è un classico indice di concentrazione utilizzato nella prassi antitrust per approvare i processi di fusione sia dal Department of Justice (DOJ) degli Stati Uniti, sia dalla Commissione Concorrenza dell'Unione Europea ed è calcolato come somma delle quote di mercato al quadrato [1]: l'indice si riduce (cioè migliora) quanto più numerosi sono gli operatori (N) e quanto più omogenee sono le quote di mercato "S<sub>i</sub>", variando tra un minimo di 0 (perfetta concorrenza) e un massimo di 10.000 (monopolio). Secondo le linee guida del DOJ, un valore dell'HHI inferiore a 1.000 indica un mercato non concentrato, un valore compreso tra 1.000 e 1.800 indica un mercato moderatamente concentrato e un valore superiore a 1800 indica un mercato altamente concentrato.

$$[1] \quad HHI = \sum_{i=1}^N S_i^2$$

dove  $i$ =operatore (1,...,N),  $S_i$ =quota di mercato dell'operatore  $i$

L'applicazione dell'HHI in questa forma al settore elettrico, tuttavia, non tiene conto del ruolo della domanda, fortemente variabile di ora in ora, né considera l'effetto dei limiti di transito tra zone, che possono rendere localmente rilevante un operatore minore a livello nazionale. Per ovviare ad alcuni di questi difetti, il GME adotta una specificazione particolare dell'HHI fornita nella [2], in cui le quote "S<sub>i</sub>" sono definite in maniera analoga a quella utilizzata per il calcolo delle quote di mercato: in questo modo l'indice riflette sia l'effetto della variabilità oraria della domanda sia l'impatto dei flussi di transito, che vanno ad alterare i volumi complessivamente venduti in una macrozona. Infine della [2] vengono pubblicate le serie cronologiche orarie, le curve di durata, la percentuale di ore in cui l'HHI è stato rispettivamente inferiore a 1.000 e a 1.800 nonché le medie aritmetiche dell'HHI su diversi archi temporali (per gruppi di ore, giorni, settimane, mesi, anni).

$$[2] \quad HHI_{i,h}^z = \sum_{i=1}^N S_{i,h}^z{}^2$$

Nonostante queste modifiche, l'applicazione dell'HHI al settore elettrico sconta due limiti fondamentali connessi alle specificità del settore: sottostima il potere

di mercato dei piccoli operatori, che l'assenza di capacità di stoccaggio può rendere indispensabili in alcune ore conferendo loro un potere di mercato potenzialmente illimitato a dispetto della piccola dimensione; non incorpora in alcun modo l'effetto dei differenziali di costo dei diversi concorrenti. Per questo il suo utilizzo è spesso affiancato da quello dello IOR.

- **Indice di operatore residuale (IOR)**

L'indice di operatore residuale, noto in letteratura come "*Residual supply index*" (RSI), cerca di superare il primo dei due difetti appena citati. L'indice è calcolato – per ogni operatore, ogni ora e ogni macrozona – come rapporto tra la capacità disponibile dei suoi concorrenti e la domanda complessiva in una determinata ora e macrozona, secondo la relazione [3]. Tale indice qualifica l'operatore come necessario quando  $IOR < 1$ . L'indice misura il potere di mercato unilaterale di un operatore il quale, se necessario a soddisfare la domanda, dispone di un potere tendenzialmente illimitato a dispetto delle sue dimensioni e può vendere a qualsiasi prezzo (cioè a prescindere dal prezzo offerto dai propri concorrenti) una quota di energia pari alla differenza tra il numeratore e il denominatore. Così come per l'HHI, è possibile costruire una curva di durata dello IOR orario per misurare la frequenza e la rilevanza della residualità dell'operatore nel corso di un anno, ovvero la frequenza delle ore in cui  $IOR < 1$ .

$$[3] \quad IOR_{i,h} = \frac{\sum_{j=1}^N K_{j,h} - K_{i,h}}{D_h}$$

dove  $i$ =operatore  $(1, \dots, N)$ ,  $h$ =ore del mese  $(1, \dots, H)$ ,  $K_{i,h}$ =potenza disponibile dell'operatore  $i$  nell'ora  $h$ .

In alcuni casi, l'indice è calcolato nettando la capacità disponibile dell'operatore dalle quantità oggetto di coperture contrattuali, considerando che su tali quantità la predeterminazione del prezzo di vendita elimina ogni incentivo all'esercizio del potere di mercato. In presenza di mercati zonali, inoltre, l'indice deve tenere conto degli scambi di energia tra le zone, che agiscono come ulteriore capacità concorrente in caso di importazioni e come minore capacità concorrente in meno nel caso di esportazioni. Ciò può essere fatto utilizzando i limiti di transito in entrata e in uscita come nella [4] o le importazioni nette come nella [5]: nel primo caso l'indice riflette solo variabili esogene e quantifica quindi il potere di mercato unilaterale ex ante, ma richiede il calcolo di due valori dello IOR (uno considerando il massimo import e l'altro il massimo export); nel secondo caso l'indice si semplifica, bastando un unico valore che tra l'altro rappresenta un valore intermedio tra i due estremi precedenti, tuttavia l'indice utilizza una variabile endogena (i flussi di transito) che scontano l'effetto dei prezzi offerti in vendita nelle diverse zone e riflette quindi in parte l'effetto dell'utilizzo del potere di mercato.

$$[4] \text{ IOR}_{i,h}^z = \frac{\sum_{i=1}^N K_{i,h}^z + T_h^{\text{imp}} - K_{i,h}^z}{D_h^z}, \text{ IOR}_{i,h}^z = \frac{\sum_{i=1}^N K_{i,h}^z - T_h^{\text{exp}} - K_{i,h}^z}{D_h^z}$$

$$[5] \text{ IOR}_{i,h}^z = \frac{\sum_{i=1}^N K_{i,h}^z + \text{Im } p_h^z - K_{i,h}^z}{D_h^z}$$

Nelle proprie pubblicazioni, il GME utilizza una variante della [5], calcolando lo IOR come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti (in luogo della potenza disponibile) e la quantità complessivamente venduta (in luogo della domanda interna ad ogni zona ridotta delle importazioni nette dalle zone limitrofe) [6]. Anche in questo caso lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori appartenenti ad uno stesso gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali, e considerando il GSE come un operatore a sé stante.

$$[6] \text{ IOR}_{i,h}^{mz} = \frac{\sum_{i=1}^N S_{i,h}^{mz} - S_{i,h}^{mz}}{\sum_{i=1}^N V_{i,h}^{mz}}$$

dove i=operatore (1,...,N), mz=macrozona, m=mese, h=ore del mese (1,...,H), V=quantità vendute, S=quantità offerte.

Di tale indice vengono pubblicate due derivazioni. La prima è lo  $\text{IOR}_h$ , che rappresenta la frequenza di non contendibilità del mercato ed è calcolato, per ogni macrozona e ogni operatore, come la percentuale di ore in cui l'operatore stesso è risultato necessario (dello stesso indice è fornita anche la versione aggregata calcolata, per ciascuna macrozona, come la percentuale di ore in cui almeno un operatore è risultato necessario). La seconda è lo  $\text{IOR}_q$ , che rappresenta la quota di vendite non contendibili di ciascun operatore ed è calcolato, per ciascuna macrozona, come il rapporto tra le quantità non contendibili (ricavate dallo IOR come differenza tra numeratore e denominatore) e le sue vendite (dello stesso indice è fornita anche la versione aggregata calcolata, per ciascuna macrozona, come il rapporto tra la somma delle quantità non contendibili di tutti gli operatori e le vendite complessive).

#### • Indice di operatore marginale (IOM)

Un dato considerato importante nell'analisi del potere di mercato è il potere di fissazione del prezzo di equilibrio. In particolare in ogni ora ci può essere più di un operatore *price maker*, se si determinano più zone di mercato ciascuna con un operatore diverso al margine; per questo può essere utile definire un indice per macrozona, al fine di stimare il potere di definizione del prezzo di uno stesso operatore in una certa area. Ovviamente nella misura in cui le macrozone non coincidono con le zone di mercato effettive è possibile che, in ciascuna ora e in ciascuna macrozona, ci siano più operatori marginali. Inoltre si può considerare

che il prezzo fissato dall'operatore marginale si applica a quantità di energia molto diverse a seconda delle ore e delle zone considerate. Per questi motivi il GME ha definito l'indice di operatore marginale (IOM), per ciascun operatore in ciascun intervallo di tempo considerato e ciascuna macrozona, come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo, cioè come rapporto tra la somma delle quantità vendute (inclusi i contratti bilaterali) nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo incluse nella macrozona e la somma delle quantità complessivamente vendute nella macrozona stessa [7]: lo IOM varia quindi tra 0% (caso migliore) e 100% (caso peggiore). Del tutto analogo allo IOM è l'indice di tecnologia al margine (ITM) che prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore [8].

Come tutti gli indici strutturali, anche lo IOM non fornisce indicazioni sulla strategia di offerta di un operatore, né un suo valore elevato segnalano la presenza o peggio l'utilizzo di potere di mercato. Piuttosto lo IOM permette di valutare il posizionamento competitivo di una quota della sua offerta e quindi il potenziale modello di interazione strategica prevalente all'interno del mercato. Ad esempio nei mercati di recente apertura, in cui l'ex monopolista dispone degli impianti di modulazione e di picco e si confronta con nuovi entranti che dispongono tipicamente di potenza di base, è lecito attendersi valori dello IOM prossimi al 100%: in tal caso si può immaginare che il mercato si comporti secondo un classico modello "leader-follower" in cui l'ex monopolista fissa il prezzo e la frangia competitiva agisce da *price taker*. Per lo stesso motivo è lecito attendersi che la progressiva entrata di nuovi concorrenti in base produca una graduale erosione dello IOM a partire dalle ore di bassa domanda.

$$[7] \text{ IOM}_i^{mz}(m) = \frac{\sum_{h=1}^H \hat{V}_{i,h}^{mz}}{\sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^N V_{i,h}^{mz}} \quad [8] \text{ ITM}_t^{mz}(m) = \frac{\sum_{h=1}^H \hat{V}_{t,h}^{mz}}{\sum_{h=1}^H \sum_{i=1}^N V_{t,h}^{mz}}$$

dove =  $\hat{V}_i$  quantità vendute dall'operatore  $i$  nelle zone su cui ha fatto il prezzo appartenenti alla macrozona,  $\hat{V}_t$  = quantità vendute dalla tecnologia  $t$  nelle zone su cui ha fatto il prezzo appartenenti alla macrozona,  $i$  = operatore (1,...,N),  $t$  = tecnologia (1,...,T),  $mz$  = macrozona,  $m$  = mese,  $h$  = ore del mese (1,...,H),  $V$  = quantità vendute.

*Per ogni chiarimento riguardo il significato di termini o espressioni di carattere tecnico utilizzati nel presente rapporto, è possibile consultare il glossario o contattare il GME presso gli indirizzi [statistiche@mercatoelettrico.org](mailto:statistiche@mercatoelettrico.org) e [monitoraggio@mercatoelettrico.org](mailto:monitoraggio@mercatoelettrico.org)*

## GLOSSARIO

### Acquirente Unico (AU)

Società per azioni costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (attualmente Gestore dei Servizi Elettrici), alla quale è attribuito il compito di garantire la disponibilità di energia elettrica necessaria per fare fronte alla domanda di tutti i clienti finali domestici non riforniti sul mercato libero, attraverso l'acquisto della capacità necessaria di energia e la rivendita della stessa ai distributori, a condizioni non discriminatorie e idonee a consentire l'applicazione di una tariffa unica nazionale per i clienti.

### Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG)

Autorità indipendente di regolazione alla quale è affidata la funzione di garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza del settore elettrico e del gas, istituita ai sensi della legge 14 novembre 1995, n. 481. Relativamente all'attività svolta dal GME, l'AEEG ha competenza tra l'altro per la definizione delle regole per il dispacciamento di merito economico e dei meccanismi di controllo del potere di mercato.

### Autorità Garante per la Concorrenza e il Mercato (AGCM)

Nota anche come Autorità Antitrust, è una "Autorità indipendente" istituita dalla legge n. 287 del 10/10/1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Essa ha anche competenze in materia di pubblicità ingannevole e di pubblicità comparativa, così come stabilito dal Titolo III, Capo II del d.lgs n.206 del 06/09/2005, e in materia di conflitti di interesse, come stabilito dalla legge n. 215 del 20/07/2004.

### Arbitraggio

Operazione finanziaria che consiste nell'acquistare beni o titoli sfruttando delle inefficienze del mercato al fine di ottenere un profitto certo. La funzione degli arbitraggisti è essenziale per assicurare un corretto funzionamento del meccanismo di formazione dei prezzi, visto che la loro presenza e operatività contribuisce a correggere eventuali disallineamenti dei corsi non appena essi emergono.

### Balance of the Month (BOM)

Particolare tipologia contrattuale utilizzata nei mercati a termine di energia elettrica durante il periodo di consegna, relativamente ai contratti *future* mensili, che presenta una scadenza variabile, pari al numero di giorni residui di consegna.

### Borsa Elettrica

Luogo virtuale in cui avviene l'incontro tra domanda e offerta per la compravendita dell'energia elettrica all'ingrosso. La gestione economica della borsa elettrica è affidata al GME ai sensi dell'art. 5 del d.lgs. 79/99.

### Capesize

Definizione utilizzata per navi inadatte al transito dai canali di Panama e Suez, non necessariamente per limitazioni relative al tonnellaggio massimo ma piuttosto per la loro dimensione. Una nave Capesize si trova quindi obbligata a "doppiare" rispettivamente il Capo Horn (Sud America) e il Capo di Buona Speranza (Sud Africa).

### Cascading

Procedura tramite cui i contratti a termine trimestrali e annuali (*futures*, *forward* e contratti per differenze) al momento della scadenza sono sostituiti con un equivalente numero di contratti con durata più breve. Le nuove posizioni vengono aperte ad un prezzo pari a quello di liquidazione finale dei contratti originari.



**Certificati Bianchi**

Cfr. Titoli di Efficienza Energetica

**Certificati Verdi**

Attestano, ai sensi dell'art. 5 del Decreto del Ministro dell'Industria 11/11/99, la produzione di energia da fonte rinnovabile al cui obbligo sono tenuti produttori e importatori di energia elettrica da fonti non rinnovabili per una quantità superiore ai 100 GWh/anno. I Certificati Verdi sono emessi dal GSE e rappresentano ciascuno 1 MWh (prima di febbraio 2008 la taglia era pari a 50 MWh). Possono essere venduti o acquistati sul Mercato dei Certificati Verdi dai soggetti con surplus o deficit di produzione da fonti rinnovabili.

**CIP 6**

Provvedimento n. 6 del Comitato Interministeriale Prezzi adottato nel 1992, per definire gli incentivi alla realizzazione di impianti da fonti rinnovabili e/o assimilate previsti dalla legge 9/91. L'energia prodotta da tali impianti viene acquistata dal GSE ai sensi dell'articolo 3.12 del d.lgs 79/99 e da questi viene ceduta in borsa ai sensi dell'articolo 3.13 dello stesso d.lgs. Negli anni intercorsi tra l'approvazione del d.lgs 79/99 all'avvio operativo della borsa, il GSE ha ceduto tale energia ai clienti finali attraverso la vendita di bande annuali e mensili di energia assimilabili a contratti bilaterali. A partire dal 1 gennaio 2005 l'energia CIP6 viene offerta dal GSE direttamente sulla borsa elettrica e gli operatori assegnatari di quote di tale energia sono tenuti a stipulare un contratto per differenze con il GSE, che li impegna ad approvvigionarsi sul mercato elettrico per le quantità loro assegnate.

**Clearing House**

Organismo, presente nelle Borse valori, che garantisce il buon fine delle obbligazioni sottostanti alle transazioni concluse dagli operatori. Agisce da controparte centrale, sostituendosi ai contraenti che originariamente concludono un contratto.

**Clean Development Mechanism (CDM)**

E' uno dei meccanismi flessibili previsti dal Protocollo di Kyoto per aiutare i Paesi in via di sviluppo a modificare l'attuale modello di sviluppo per adottarne uno meno "Carbon Intensive". Attraverso il CDM un Paese sviluppato investe in un progetto che comporta la riduzione di emissioni o la cattura di gas serra in un Paese in via di sviluppo. In questo modo il Paese in via di sviluppo può avere accesso a una tecnologia meno inquinante, mentre lo stato industrializzato e/o le sue aziende possono adempiere ai propri vincoli di emissioni contenendo i costi.

**Coefficiente di variazione**

Indicatore di volatilità espresso in termini percentuali e dato dal rapporto tra la deviazione standard e il valore medio dei prezzi.

**Compliance cost**

Consiste nel dispendio di tempo o di denaro necessari a conformarsi a particolari requisiti stabiliti in virtù di una norma (legislativa o di regolazione).

**Contratto bilaterale**

Contratto di fornitura di energia elettrica concluso al di fuori della borsa elettrica tra un soggetto produttore/grossista e un cliente idoneo. Il prezzo di fornitura e i profili di immissione e prelievo sono definiti liberamente dalle parti, tuttavia immissioni e prelievi orari devono essere comunicati a Terna S.p.A. ai fini della verifica di compatibilità con i vincoli

di trasporto della rete di trasmissione nazionale.

### **Contratto derivato**

Strumento finanziario il cui prezzo e la cui valutazione dipendono dal valore di un altro bene, definito strumento sottostante. Rientrano in questa categoria opzioni e *futures*.

### **Contratto differenziale**

Si tratta di un contratto in cui due parti si scambiano flussi finanziari basati sul differenziale di un prezzo definito nel contratto stesso (*strike*) e quello che si verifica sul mercato sottostante a determinate scadenze e per quantitativi prestabiliti. L'AU ha in portafoglio, con fini di copertura, dei contratti differenziali definiti a due vie. Analogo è il contratto differenziale detenuto dal GSE con riferimento ai quantitativi di energia ritirati da impianti CIP 6. In tal caso le controparti acquirenti sono, pro quota l'AU e un gruppo di operatori. In ogni periodo rilevante il GSE versa la differenza (moltiplicata per il quantitativo di energia sottostante) tra il prezzo di mercato e quello *strike* definito nel contratto se positiva, mentre la riceve se negativa. Esistono anche contratti differenziali definiti ad una via, che rappresentano di fatto delle opzioni *call*. In questo caso l'acquirente paga anticipatamente un premio e se il prezzo di mercato del sottostante risulta superiore allo *strike* stabilito nel contratto, riceve dalla controparte la differenza; in caso contrario non si verificano flussi finanziari.

### **Corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (CCT)**

Costi orari, applicati da Terna SpA, che si generano per la risoluzione delle congestioni sul mercato elettrico. Vengono applicati nei confronti degli operatori venditori che concludono contratti bilaterali in base alla differenza tra prezzo zonale (relativo al punto di immissione specificato nel contratto) e prezzo unico nazionale (PUN). Per le offerte eseguite in borsa vengono generati in maniera implicita dall'algoritmo di risoluzione del mercato e corrisposti a Terna dal GME.

### **Dispacciamento di merito economico**

Attività svolta dal GME per conto di Terna S.p.A. Consiste nella determinazione dei programmi orari di immissione e prelievo delle unità sottese ai punti di offerta sulla base del prezzo di offerta e, a parità di questo, delle priorità specificamente attribuite alle diverse tipologie di unità da Terna S.p.A. In particolare, le offerte di vendita sono accettate – e quindi i programmi di immissione determinati – in ordine di prezzo di offerta crescente, mentre le offerte di acquisto sono accettate – e quindi i programmi di prelievo determinati – in ordine di prezzo di offerta decrescente. Inoltre le offerte sono accettate compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito tra coppie di zone definiti giornalmente da Terna S.p.A. Al dispacciamento di merito economico partecipano sia le quantità di energia offerte direttamente sul mercato, sia quelle prodotte da impianti con potenza minore di 10 MVA, da impianti CIP6, da impianti che cedono energia tramite contratti bilaterali, nonché le quantità di energia relative all'import.

### **Emission Trading Scheme (ETS)**

Sistema per lo scambio di Unità di emissioni di gas ad effetto serra tra gli Stati membri dell'Unione Europea. Rientra tra i meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto.

### **Fonti energetiche rinnovabili**

Rientrano in tale categoria il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione in energia elettrica dei prodotti vegetali o dei

rifiuti organici e inorganici.

#### **Forward**

Contratto di compravendita di un bene in cui le condizioni su prezzo e quantità sono fissate nel momento in cui il contratto viene stipulato, ma la cui esecuzione avverrà in una data futura prefissata. Si configura quindi come una vendita/acquisto a consegna differita.

#### **Future**

Contratto a termine che si differenzia dal *forward* per la standardizzazione che caratterizza le principali clausole contrattuali e per il fatto di essere scambiato su mercati organizzati.

#### **Gas ad effetto serra**

Cfr. protocollo di Kyoto

#### **Gas naturale liquefatto (GNL)**

Gas naturale che viene sottoposto a processo di liquefazione per consentirne il trasporto su navi metaniere. Per poter essere utilizzato a destinazione e riportato allo stato originario vengono usate delle infrastrutture appositamente costruite, denominate rigassificatori.

#### **Gestore del Mercato Elettrico (GME)**

Società per azioni costituita dal GSE alla quale è affidata la gestione economica del mercato elettrico secondo criteri di trasparenza e obiettività, al fine di promuovere la concorrenza tra i produttori assicurando la disponibilità di un adeguato livello di riserva di potenza. In particolare il GME gestisce il Mercato del Giorno Prima dell'energia (MGP), il Mercato di Aggiustamento (MA), il Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD). Il GME inoltre gestisce alcuni mercati per l'ambiente.

#### **Gestore dei Servizi Elettrici (GSE)**

Società per azioni a capitale pubblico che ha un ruolo centrale nella promozione, incentivazione e sviluppo delle fonti rinnovabili in Italia. Azionista unico del GSE è il Ministero dell'Economia e delle Finanze che esercita i diritti dell'azionista con il Ministero delle Attività Produttive. Il GSE controlla due società: l'Acquirente Unico (AU) e il Gestore del Mercato Elettrico (GME).

#### **Indice di Hirschmann-Herfindahl (HHI)**

Indice aggregato di mercato che misura il grado di concentrazione e dispersione delle quantità offerte e/o vendute dagli operatori. Può assumere valori compresi tra 0 (perfetta concorrenza) e 10000 (monopolio): un valore dell'HHI inferiore a 1200 è considerato indice di un mercato concorrenziale, mentre al di sopra dei 1800 è considerato indice di un mercato poco competitivo. L'HHI viene calcolato aggregando le quantità offerte e/o vendute dai singoli operatori, incluse quelle vendute tramite contratti bilaterali, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo: le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e assegnate all'operatore GSE.

#### **Indice di operatore marginale (IOM)**

E' un indice relativo ai singoli operatori che hanno fissato almeno una volta il prezzo di vendita. Per ciascuno di essi e per ciascuna macrozona in un certo periodo di tempo è definito come la quota dei volumi su cui ha fissato il prezzo. Per ogni operatore marginale e

ogni macrozona, viene quindi calcolato come rapporto tra la somma delle quantità vendute nelle zone geografiche su cui ha fissato il prezzo nella macrozona (inclusi i contratti bilaterali) e la somma delle quantità totali vendute nella macrozona.

### **Indice di operatore residuale (IOR)**

E' un indice relativo ai singoli operatori che offrono sul mercato e misura la presenza di operatori di mercato residuali, vale a dire necessari al fine del soddisfacimento della domanda. E' definito, per ciascun operatore, come rapporto tra le quantità complessivamente offerte dai concorrenti e la quantità complessivamente venduta. L'indice assume valore  $< 1$  in presenza di un operatore residuale e tanto più è prossimo allo 0 tanto maggiore è la quota della sua offerta che può essere venduta a prescindere dal prezzo di offerta. Lo IOR viene calcolato aggregando le quantità offerte dai singoli operatori, raggruppati sulla base dell'appartenenza di gruppo, ivi incluse le quantità oggetto di contratti bilaterali. Anche le quantità relative a contratti CIP6 sono incluse in questo calcolo e sono assegnate all'operatore GSE. L'utilizzo della quantità accettata al denominatore consente di scontare l'effetto sulla domanda interna ad ogni zona dei transiti con le zone limitrofe. Vengono periodicamente pubblicati, per ogni macrozona: la percentuale di ore in cui c'è stato almeno un operatore necessario; la percentuale dell'energia venduta in condizioni di residualità sull'energia complessivamente venduta, pari alla media semplice delle quantità residuali orarie della macrozona (definite a loro volta come somma, su tutti gli operatori, della quantità offerta da ciascuno meno la quantità complessivamente offerta più la quantità complessivamente venduta); il numero di operatori necessari e la percentuale di ore per cui sono stati necessari.

### **Indice di tecnologia marginale (ITM)**

Del tutto analogo allo IOM (cfr. Indice di operatore marginale). Prende in considerazione la tecnologia produttiva invece dell'operatore.

### **Italian Power Exchange (IPEX)**

Nome con cui è conosciuta all'estero la borsa elettrica italiana.

### **Joint Implementation (JI)**

Il meccanismo della Joint Implementation previsto dall'art. 6 del Protocollo di Kyoto, prevede la possibilità di realizzare progetti comuni tra paesi industrializzati e paesi con economie in transizione (tipicamente dell'Europa dell'Est) per ridurre le emissioni attraverso l'utilizzo di tecnologie più efficienti, con accreditamento ad entrambe le parti delle riduzioni ottenute. Attraverso questo sistema i paesi con obbligo di riduzione possono realizzare dei progetti in altri paesi diminuendo la concentrazione di gas serra. Le emissioni non prodotte grazie alla realizzazione dei progetti generano unità di riduzione di emissioni o ERUs (Emission Reduction Units) che possono essere aggiunti all'ammontare di permessi di emissione inizialmente assegnati.

### **Limiti di Transito**

Capacità massima di trasporto di energia tra una coppia di zone, espressa in MWh. I limiti di transito fanno parte delle informazioni preliminari comunicate giornalmente da Terna S.p.A. al GME e da questi pubblicate sul proprio sito. Tali limiti sono utilizzati dal GME nell'ambito della procedura che porta all'identificazione dei prezzi di equilibrio sul MGP e sul MA.

**Liquidità**

Rapporto tra i volumi scambiati in borsa (su MGP) e le quantità complessive (inclusendo i contratti bilaterali) scambiate nel Sistema Italia.

**Macro zona**

Aggregazione di zone geografiche e/o virtuali definita convenzionalmente ai fini della produzione di indici statistici del mercato e caratterizzata da una bassa frequenza di separazioni e da un omogeneo andamento dei prezzi di vendita.

Dal 1 gennaio 2006 le macro zone sono: NORD (comprendente le zone Nord, Monfalcone, Turbigo), SICILIA (comprendente le zone Sicilia e Priolo), SARDEGNA (comprendente la zona Sardegna) e CENTRO SUD (comprendente le rimanenti zone).

**Margine**

Nelle operazioni che riguardano titoli o strumenti derivati, è la percentuale del controvalore dei titoli in posizione (acquistati o venduti) che deve essere mantenuta in contante o in attività finanziarie liquide dall'operatore di mercato, a garanzia delle possibili variazioni di valore dell'investimento.

**Mark to Market**

Procedimento di rivalutazione giornaliera di un portafoglio di contratti derivati sulla base dei prezzi espressi dal mercato, utilizzato nelle borse a termine per gestire i margini versati dagli operatori a garanzia delle posizioni assunte.

**Market Clearing Price (MCP)**

Prezzo di equilibrio. Per estensione identifica la regola di remunerazione delle offerte accettate sul MGP e sul MA sulla base del prezzo dell'offerta marginale.

**Market coupling**

Meccanismo di coordinamento tra mercati elettrici organizzati in diversi Stati nazionali finalizzato alla gestione delle congestioni sulle reti di interconnessione (scambi transfrontalieri). Si pone come obiettivo la massimizzazione dell'utilizzo della capacità di interconnessione secondo criteri di economicità (garanzia che i flussi di energia siano diretti dai mercati con prezzi minori, verso quelli con prezzi relativamente più elevati).

**Megavolt Ampere (MVA)**

Unità di misura della potenza elettrica apparente.

**Mercati OTC (Over the Counter)**

Indica mercati non regolamentati, ossia tutti quei mercati in cui vengono trattate attività finanziarie al di fuori delle borse valori ufficiali. Solitamente le modalità di contrattazione non sono standardizzate ed è possibile stipulare contratti "atipici". In generale i contratti negoziati su tali mercati presentano livelli di liquidità inferiore rispetto a quelli scambiati sui mercati regolamentati.

**Mercato di Aggiustamento (MA)**

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo, ai fini della modifica dei programmi di immissione e prelievo definiti sul MGP. Attualmente su MA le offerte possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito residui a valle del MGP. Qualora accettate, le offerte sono

remunerate al prezzo di equilibrio zonale. Le offerte accettate modificano i programmi preliminari e determinano i programmi aggiornati di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

### Mercato del Giorno Prima (MGP)

Sede di negoziazione delle offerte di acquisto e vendita di energia elettrica per ciascuna ora del giorno successivo. Al MGP possono partecipare tutti gli operatori elettrici. Su MGP le offerte di vendita possono essere riferite solo a punti di offerta in immissione e/o misti e le offerte di acquisto possono essere riferite solo a punti di offerta in prelievo e/o misti. Le offerte sono accettate in ordine di merito compatibilmente con il rispetto dei limiti di transito comunicati da Terna S.p.A. Qualora accettate, quelle in vendita sono remunerate al prezzo di equilibrio zonale, quelle in acquisto al Prezzo Unico Nazionale (PUN). Le offerte accettate determinano i programmi preliminari di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta per il giorno successivo. La partecipazione è facoltativa.

### Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD)

Sede di negoziazione delle offerte di vendita e di acquisto di servizi di dispacciamento, utilizzata da Terna S.p.A. per le risoluzioni delle congestioni intrazonali, per l'approvvigionamento della riserva e per il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi. Al MSD possono partecipare solo le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento e le offerte possono essere presentate solo dai relativi utenti del dispacciamento. La partecipazione a MSD è obbligatoria. Il MSD restituisce due esiti distinti: 1) il primo esito (MSD ex-ante) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. a programma, ai fini della risoluzione delle congestioni e della costituzione di un adeguato margine di riserva; 2) il secondo esito (MSD ex-post) relativo alle offerte accettate da Terna S.p.A. nel tempo reale (tramite l'invio di ordini di bilanciamento) ai fini del bilanciamento tra immissioni e prelievi. Le offerte accettate su MSD determinano i programmi finali di immissione e prelievo di ciascun punto di offerta. Su MSD le offerte sono accettate sulla base del merito economico, compatibilmente con la necessità di assicurare il corretto funzionamento del sistema. Le offerte accettate su MSD sono valorizzate al prezzo offerto (*pay as bid*).

### Netback

Meccanismo utilizzato nel mercato del gas naturale per determinare il prezzo pagato dalle compagnie di importazione ai produttori che si basa sul valore medio pesato del gas in concorrenza con altri combustibili (prodotti petroliferi, olio combustibile a basso tenore di zolfo, olio combustibile ad alto tenore di zolfo, etc), detratti i costi di trasporto e altri costi.

### Nomination

Procedura mediante la quale ciascun operatore comunica i propri programmi di immissione (prelievo) di energia elettrica nella (dalla) rete di trasmissione.

### Offset

Procedura tipica dei mercati a termine che consente di chiudere una posizione prima della scadenza concludendo un contratto di segno opposto rispetto a quello originario. Tale meccanismo è reso possibile dalla standardizzazione dei contratti negoziati.

### Opzione

Contratto che conferisce all'acquirente la facoltà di acquistare (*call option*) o vendere (*put option*) una certa attività finanziaria o reale a un prezzo prefissato (*strike*) a una certa data (opzione europea) o entro la stessa (opzione americana). Il diritto è rilasciato dal vendito-



re (*writer*) all'acquirente (*buyer*) dietro il pagamento contestuale di un premio che rappresenta il prezzo dell'opzione.

#### **Panamax**

Navi caratterizzate dalla dimensione massima accettabile per il transito del Canale di Panama (274,3 m di lunghezza, 32,3 m di larghezza e 11,28 m di pescaggio). La definizione è utilizzata per identificare sia navi cisterna che portarinfuse e navi specializzate; la categoria delle Panamax ha una capacità di carico massimo compresa tra 50.000 e 80.000 tonnellate metriche.

#### **Pay-as-Bid**

Modello di mercato in ciascuna offerta viene valorizzata al prezzo in essa indicata. Tale regola è attualmente utilizzata sul MSD.

#### **Piattaforma di Aggiustamento Bilaterale per la domanda (PAB)**

La PAB è una piattaforma informatica, operativa dal 31 dicembre 2004, che consente la registrazione di scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica. Gli scambi comunicati al GME tramite tale piattaforma, insieme agli impegni derivanti da contratti bilaterali o da acquisti sul mercato elettrico, determinano il programma vincolante di ciascun punto di offerta in prelievo.

#### **Piattaforma Bilaterali (PB)**

Piattaforma di registrazione dei contratti bilaterali utilizzata prima dell'introduzione della Piattaforma dei Conti Energia.

#### **Piattaforma dei Conti Energia (PCE)**

Nuova piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali che introduce rilevanti elementi di flessibilità rispetto alla Piattaforma Bilaterali usata in precedenza.

#### **Polo di produzione limitato**

Insieme di unità di produzione connesse ad una porzione della Rete di trasmissione nazionale (RTN) senza punti di prelievo, la cui produzione massima esportabile verso la restante parte della RTN è inferiore alla produzione massima possibile a causa di insufficiente capacità di trasporto. Nel mercato italiano è definita come una zona virtuale nazionale.

#### **Potenza di punta**

È il valore più elevato di potenza elettrica fornita o assorbita in un qualsiasi punto della rete in un determinato intervallo di tempo.

#### **Prezzo di equilibrio**

Genericamente identifica il prezzo dell'energia che si viene a formare sul MGP e sul MA in ogni ora in corrispondenza dell'intersezione delle curve di domanda e offerta, così da garantire la loro uguaglianza. Nel caso di separazione del mercato in 2 o più zone, sia su MGP che su MA, il prezzo di equilibrio può essere diverso in ciascuna zona di mercato (cfr. prezzo zonale). Su MGP il prezzo di equilibrio zonale può essere applicato a tutte le offerte di vendita, alle offerte di acquisto riferite ad unità miste e alle offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone virtuali. Le offerte di acquisto riferite ad unità di consumo appartenenti a zone geografiche sono valorizzate, in ogni caso, al prezzo unico nazionale (PUN). Sul MA, nel caso di separazione del mercato in due o più zone, il prezzo

di equilibrio zonale è applicato a tutte le offerte di acquisto e di vendita.

#### **Prezzo a pronti (spot)**

Prezzo corrente, esprime il «valore di mercato» attuale di un determinato bene o attività finanziaria.

#### **Prezzo unico nazionale (PUN)**

Media dei prezzi zonali di MGP ponderata con gli acquisti totali, al netto di quelli provenienti dalle unità di pompaggio e dalle zone estere.

#### **Prezzo zonale (Pz)**

Prezzo di equilibrio che caratterizza su MGP ciascuna zona geografica e virtuale.

#### **Protocollo di Kyoto**

E' un trattato internazionale in materia di ambiente, sottoscritto nella città giapponese da cui prende il nome l'11 dicembre 1997 da più di 160 paesi in occasione della Conferenza COP3 della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UNFCCC) e il riscaldamento globale. È entrato in vigore il 16 febbraio 2005, dopo la ratifica da parte della Russia. Il trattato prevede l'obbligo in capo ai paesi industrializzati di operare una drastica riduzione delle emissioni di elementi inquinanti (biossido di carbonio e altri cinque gas serra, precisamente metano, ossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi ed esafluoro di zolfo) in una misura non inferiore al 5,2% rispetto alle emissioni rispettivamente registrate nel 1990 (considerato come anno base), nel periodo 2008-2012. È anche previsto lo scambio (acquisto e vendita) di quote di emissione di questi gas.

#### **Rete di Trasmissione Nazionale (RTN)**

E' l'insieme di linee che in Italia fanno parte della rete usata per trasportare energia elettrica dai centri di produzione alle aree di distribuzione e consumo.

#### **Tep (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) o Toe (Tonn of Oil Equivalent)**

Unità convenzionale utilizzata comunemente nei bilanci energetici per esprimere in una unità di misura comune tutte le fonti energetiche, tenendo conto del loro potere calorifico.

#### **Terna - Rete Elettrica Nazionale S.p.A.**

E' la società responsabile in Italia della trasmissione e del dispacciamento dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

#### **Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o (Certificati bianchi)**

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) sono stati istituiti dai Decreti del Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio 20 luglio 2004 (D.M. 20/7/04) successivamente modificati e integrati con il D.M. 21/12/07. I TEE attestano il risparmio di energia al cui obbligo sono tenuti i distributori di energia elettrica e gas con bacini di utenza superiori ai 50.000 clienti. I TEE sono validi per cinque anni a decorrere dall'anno di riferimento e sono emessi dal GME.

#### **Transmission System Operator (TSO)**

Indica il soggetto cui è affidata la gestione della rete di trasmissione elettrica.

**Unconstrained**

Su MGP prezzo o quantità virtuali che si determinerebbero in assenza di vincoli di transito.

**Unità di Emissione (UE)**

Certificato rappresentativo di 1 tonnellata di emissioni di CO<sub>2</sub>, negoziabile e utilizzabile per dimostrare l'adempimento dell'obbligo a contenere le emissioni di gas ad effetto serra così come definito dall'*Emission Trading Scheme*.

**Uplift**

Onere netto risultante dalla valorizzazione degli sbilanciamenti e delle transazioni in acquisto e vendita eseguite da Terna su MGP e MSD. Viene determinato mensilmente e addebitato pro quota in bolletta ai consumatori.

**Zona**

Porzione della rete elettrica che presenta, per ragioni di sicurezza sistemica, limiti fisici di scambio con altre zone geografiche. Nel mercato italiano ne esistono tre tipologie: zona geografica (rappresentativa di una parte della rete nazionale), zona virtuale nazionale (costituita da un polo di produzione limitato), zona virtuale estera (rappresentativa di un punto di interconnessione con l'estero).

## BIBLIOGRAFIA

- AEEG (2007), Relazione annuale alla Commissione Europea sullo stato dei servizi e sulla regolazione dei settori dell'energia elettrica e del gas, luglio.
- AEEG (2006), delibera n. 165/06, Modifiche urgenti alla deliberazione 30 dicembre 2003, n. 168/03 e alla deliberazione 24 marzo 2005, n. 50/05 e direttive alla società Terna S.p.A. al fine di contenere i costi del servizio di dispacciamento per i clienti finali e successive modifiche.
- AEEG (2005), delibera n. 50/05, Disposizioni in materia di monitoraggio del mercato all'ingrosso dell'energia elettrica e del mercato per il servizio di dispacciamento e successive modifiche.
- AEEG (2005), delibera n. 282/05, Approvazione della suddivisione in zone della rete rilevante ai sensi della deliberazione dell'AEEG 30 dicembre 2003, n. 168/03.
- AEEG (2006), delibera 111/06, Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico e successive modifiche.
- AEEG (2007), delibera n. 156/07, Testo Integrato per l'erogazione dei servizi di vendita dell'energia elettrica di maggior tutela e di salvaguardia ai clienti finali ai sensi del decreto legge 18 giugno 2007, n. 73/07.
- Associazione Italiana Economisti dell'Energia - AIEE (2008), Osservatorio Energia.
- British Petroleum (2007), Review of World Energy.
- Bohn R.E., Caramanis M.C., Schweppe F.C. (1984), Optimal pricing in electrical networks over space and time, Rand Journal of Economics, vol. 15(3).
- Borenstein-Bushnell-Knittel (1999), "Market power in electricity markets: beyond concentration measures", Power papers, PWP 059r, [www.ucei.berkeley.edu/ucei](http://www.ucei.berkeley.edu/ucei).
- Coase R. (1960), *The problem of social cost*, The Journal of Law and Economics.
- Comitato Interministeriale Affari Comunitari Europei presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri (2007), Energia: temi e sfide per l'Europa e per l'Italia. Position Paper del Governo Italiano.
- Commissione Europea (2006), Comunicazione al Parlamento Europeo e al Consiglio sulle prospettive del mercato interno del gas e dell'elettricità, COM(2006) 841.
- Commissione Europea (2006), "*Sector Enquiry under Art. 17 of Regulation 1/2003 on the gas and electricity markets (final report)*", COM(2006) 851.
- Commissione Europea (2007), Un piano strategico europeo per le tecnologie energetiche – Verso un futuro a bassa emissioni di carbonio COM(2007) 723.
- Commissione Europea (2008), Comunicazione al Parlamento Europeo e al Consiglio, Due volte 20 per il 2020. L'opportunità del cambiamento climatico per l'Europa, COM(2008) 30.
- Commissione Europea (2007), Explanatory memorandum of the 3<sup>rd</sup> energy package, 19 settembre.
- Commissione Europea (2006), Action Plan for the Energy Efficiency: Realising the Potential, Communication from the Commission.
- Consiglio Europeo (2007), Commission proposes an integrated energy and climate change package to cut emissions for the 21<sup>st</sup> Century, 9 marzo.
- Cramton P., Stoft S. (2007), Why we need to stock with uniform price auctions in the electricity markets, Electricity Journal, vol. 20(1).
- Energy Information Administration (2006), Annual Statistical Supplement.
- Energy Information Administration (2008), Oil Market Report.
- ENI (2007), World Oil & Gas Review, Roma.
- EUROPEX-ETSO (2004), Flow-based market coupling, [www.europex.org](http://www.europex.org).
- Eurostat (2007), Statistical Yearbook 2007, Energy & Transports.
- Fabra-Toro (2003), "The fall in British electricity prices: market rules, market structure or both?", <http://ideas.repec.org/p/wpa/wuwpio/0309001.html>.
- Fabra-Von der Fehr-Harbord (2002), "Modelling electricity auctions", The electricity journal, 2002/02.
- Federico-Rahman (2001), "Bidding in electricity pay as bid auction", working paper 2001 W5, Nuffield College, Oxford.

- Fondo Monetario Internazionale (2008), World Economic Outlook, capitolo 1, Aprile, International Overview.
- Gestore del Mercato Elettrico (2004), Uniform purchase price algorithm, [www.mercatoelettrico.org](http://www.mercatoelettrico.org).
- Green R. (1988), Draining the pool: the reform of electricity trading in England and Wales, Energy Policy, Vol. 27(9).
- Harbord-Fabra (2000), "Market power in electricity markets", Market Analysis Ltd, <http://www.market-analysis.co.uk/reports/submissions.html>.
- International Energy Agency (2007), World Energy Outlook.
- International Energy Agency (2007), Key World Energy Statistics.
- International Energy Agency (2008), Monthly Gas Natural Survey.
- Kahn-Cramton-Porter-Tabors (2001), "Pricing in the California Power Exchange electricity market: should California Switch from uniform pricing to pay as bid pricing?".
- Longstaff F.A. e Wang A. (2002), "Electricity forward prices: a high-frequency empirical analysis" Working Paper 10\_02 Anderson Graduate School of Management – Finance - UCLA.
- Ministero dello Sviluppo Economico (2007), Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica 2007, luglio.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2005), Scenario tendenziale dei consumi e del fabbisogno al 2020, maggio.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2002-2006), Bilanci Energetici Nazionali.
- Ministero dello Sviluppo Economico - DGERM (2008), Bilanci mensili del gas naturale nel 2007 (preconsuntivi).
- Oren S. (2000), Capacity payment and supply adequacy in competitive electricity markets, VII Symposium of Specialists in Electric Operational and Expansion Planning, Brasil.
- RIE e GMPR Group (2008), Liberalizzazione del mercato elettrico italiano e comportamento dei consumatori.
- Stern N. (2006), The economics of climate change. The Stern Review, Cambridge University Press.
- Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (2007), Rapporto annuale attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia – anno 2006.
- Terna (2008), Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – Pre-consuntivi 2007, febbraio.
- Terna (2007), Previsioni della domanda elettrica in Italia e del fabbisogno di potenza necessario.
- Terna (2005), Individuazione zone della rete rilevante, 29 novembre.
- Twomey P., Green R., Neuhoff K., Newberry D. (2005), "A review of the monitoring of market power", University of Cambridge, CWPE 0504; <http://tisisphone.mit.edu/RePEc/mee/wpaper/2005-002.pdf>.
- Unione Petrolifera (2008), Il quadro petrolifero in Italia nel 2007.
- Wilson R. (2001), "Architecture of power markets", Stanford University.
- Wolak F. (2003), "Measuring unilateral market power in wholesale electricity markets: the California market 1998-2000", <ftp://zia.stanford.edu/pub/papers/aeapapers.wolak.pdf>.
- Wolfram K. (1999), "Electricity markets: should the rest of the world adopt the UK reforms?", Regulation, 1999, 22.







