

**Borsa elettrica: domanda nel mercato del giorno prima**

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2008 è stata pari a 337 TWh, con una crescita dell'1,8% rispetto al 2007<sup>4</sup>. La domanda nazionale è aumentata dello 0,8%, con incrementi a livello zonale abbastanza contenuti: il più elevato risulta essere quello relativo alla macrozona Sicilia (2,5%), mentre si rileva una diminuzione dello 0,9% nella macrozona Sardegna. Un forte contributo all'incremento complessivo della

domanda elettrica nel Sistema Italia è stato fornito dagli acquisti dalle zone estere che, in controtendenza rispetto all'anno precedente, segnano una crescita del 91,3%, passando dai circa 3,8 TWh dell'anno 2007 ai 7,3 TWh dell'anno 2008. Si evidenzia tuttavia una flessione della domanda nel quarto trimestre 2008 (-1,1%) rispetto al medesimo periodo dell'anno 2007. Tale riduzione risulta essere particolarmente consistente nel mese di dicembre (-3,8%), in corrispondenza dell'aggravarsi della crisi economica internazionale.

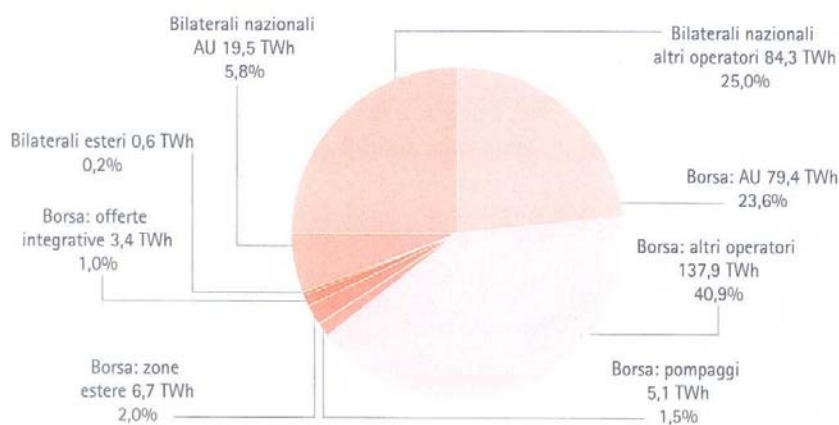


FIG. 2.9

**Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2008**

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Le operazioni sulla Borsa elettrica hanno raggiunto i 232,6 TWh, in aumento del 4,8% rispetto all'anno precedente; di conseguenza si consolida la tendenza a un aumento della liquidità media del mercato, pari al 69,0% per il 2008 contro il 67,1% del 2007 e il 59,6% del 2006. La liquidità di mercato, misurata sulle sole transazioni di Borsa libere da vincoli normativi (al netto pertanto dei volumi di energia da impianti CIP6), è stata pari al 54%. L'aumento della liquidità, che può essere interpretato come il segnale di maggiore competitività sulla Borsa, è essenzialmente imputabile all'ulteriore incremento delle transazioni sia dal lato vendita sia dal lato acqui-

sti da parte di operatori non istituzionali (diversi dall'Acquirente Unico, dal GSE e da Terna), particolarmente evidente a partire dal secondo semestre 2007 e proseguito nel corso dell'anno 2008. Analogamente a quanto registrato nel secondo semestre dell'anno precedente, un ulteriore elemento che ha sostenuto l'incremento dei volumi scambiati in Borsa rispetto ai volumi complessivamente scambiati nel Sistema Italia, è stato la crescita delle transazioni sulle zone estere, con volumi di scambio elevati durante l'intero anno e in linea con i livelli registrati durante il periodo ottobre-dicembre 2007.

<sup>4</sup> Al fine di tenere conto del maggior numero di ore dell'anno bisestile 2008, le variazioni percentuali sono calcolate su valori medi annui.

In ragione della progressiva contrazione del mercato vincolato e della completa liberalizzazione del settore della vendita a partire dal 1° luglio 2007, la domanda espressa dalla società Acquirente Unico si è ulteriormente ridotta rispetto all'anno precedente del 25,7%. Questa tendenza è stata al contempo bilanciata da un sostanziale aumento della domanda da parte degli altri operatori, che risulta essere pari a 137,9 TWh contro i 99,7 TWh dell'anno 2007.

La domanda sottostante i contratti bilaterali subisce una riduzione complessiva del 4,3% rispetto al 2007, risultando pari a 104,3 TWh. Questa riduzione interessa in modo particolare le contrattazioni bilaterali con l'estero che risultano diminuite del 23,2% rispetto al 2007 e, in misura solo relativamente minore, i contratti bilaterali conclusi da operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico (-8,3%), mentre è solo parzialmente bilanciata dall'andamento dei contratti bilaterali conclusi dall'Acquirente Unico che registrano un aumento pari al 20,3% rispetto all'anno precedente.

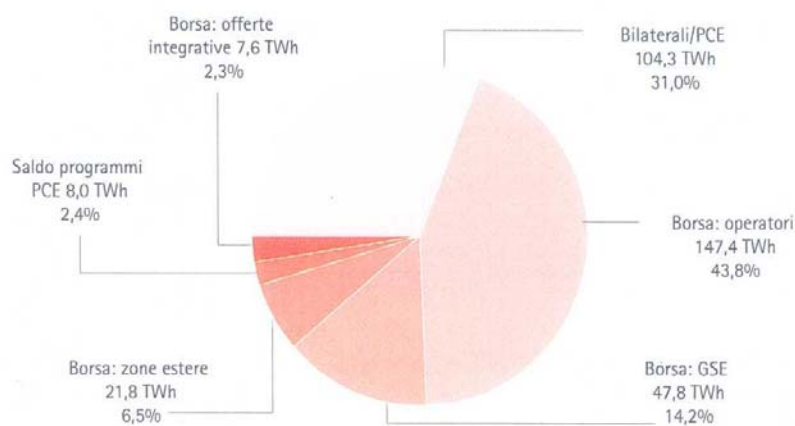
#### Borsa elettrica: offerta nel mercato del giorno prima

L'andamento dei volumi offerti in Borsa evidenzia una crescita del 2,8% rispetto al 2007 delle offerte degli operatori nazionali che, per l'intero 2008, ammontano complessivamente a 147,4 TWh. A ciò vanno aggiunti l'incremento significativo (+29,4%) dell'offerta estera, complessivamente pari a 21,8 TWh, e la crescita (+4,0%) dell'offerta da parte del GSE che risulta pari a 47,8 TWh. Il saldo programmi PCE, misurato come differenza tra programmi in immissione e programmi in prelievo, è stato pari a 8,0 TWh, in riduzione del 36,4% rispetto all'anno precedente.

Le offerte integrative di Terna dal lato dell'offerta risultano pari a 7,6 TWh, in aumento del 140,7% rispetto al 2007. A fronte di questo andamento, si evidenzia come, durante lo stesso periodo, le offerte lato domanda siano state pari a 3,4 TWh, in riduzione del 39,6% rispetto all'anno precedente.

FIG. 2.10

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

#### Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il PUN nella Borsa elettrica italiana è stato pari a 86,99 €/MWh, in aumento di 16 €/MWh rispetto al 2007 (+22,5%). L'aumento del PUN, verificatosi per buona parte del 2008 e interrotto soltanto durante l'ultimo bimestre dell'anno, è

imputabile alla forte crescita delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali e al conseguente aumento dei costi di generazione dell'elettricità (Fig. 2.11). Un'ulteriore variabile di natura congiunturale che si deve tener presente è l'incremento registrato dalla domanda durante i primi tre trimestri del 2008 (+ 2,9%) rispetto all'analogo periodo del 2007, a cui

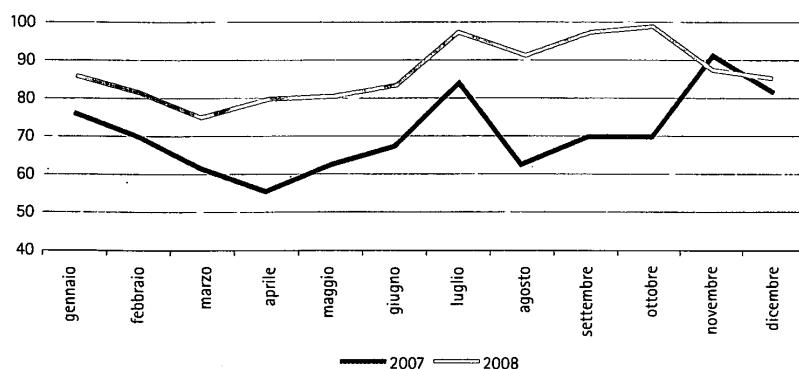


FIG. 2.11

Andamento del PUN  
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati del GME.

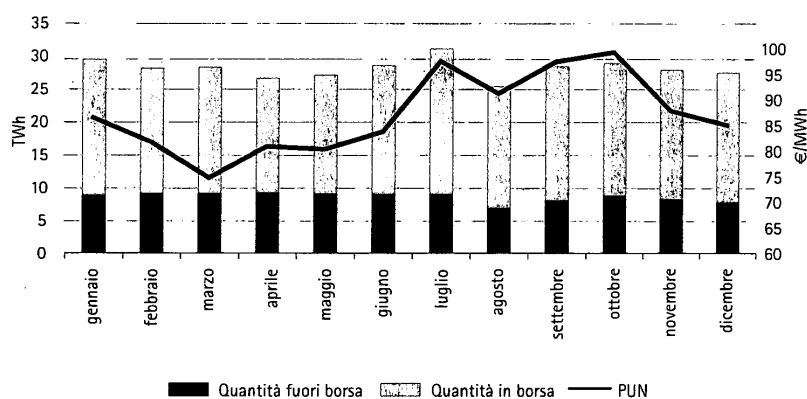


FIG. 2.12

Volumi scambiati  
sul MGP nel 2008  
TWh; €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

è seguita una riduzione (-1,1%) durante il quarto trimestre. Particolarmente rilevante è il picco raggiunto nel mese di ottobre, quando il prezzo medio di acquisto ha toccato il massimo storico di 99,07 €/MWh (+41,8% rispetto al mese di ottobre 2007) per effetto del costo del combustibile, le cui quotazioni hanno raggiunto il proprio massimo in luglio e sono state recepite dal prezzo dell'elettricità con alcuni mesi di ritardo. Il calo nelle quotazioni dei combustibili fossili e l'aggravarsi della crisi economica internazionale hanno favorito una consistente riduzione del PUN nei mesi di novembre e dicembre 2008 (Fig. 2.12).

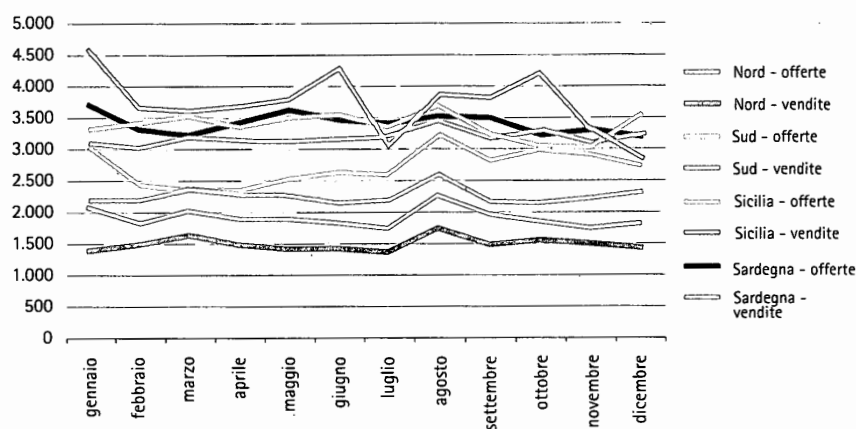
L'indice HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite effettive di energia e alle offerte di vendita (accettate e non accettate), evidenzia un miglioramento della struttura competitiva dal lato dell'offerta. In particolare, i periodi durante i

quali si registrano livelli soddisfacenti di concentrazione ( $HHI < 1.800$ ) sono ulteriormente aumentati nella macrozona Nord e progressi si registrano anche nella macrozona Sud. Ostacoli allo sviluppo di assetti pienamente concorrenziali permangono nelle zone Sicilia e Sardegna, dove l'indice HHI non assume mai valori inferiori alla soglia di 1.800 (Fig. 2.13).

L'indice di operatore marginale evidenzia una significativa riduzione rispetto al 2007, segnalando una tendenza verso il miglioramento della situazione concorrenziale: infatti, mentre la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui l'operatore marginale ha fissato il prezzo ha superato il 75% in quasi tutti i mesi dell'anno 2007, la quota di energia su cui l'operatore principale ha fissato il prezzo è stata mediamente del 51% nel 2008, attestandosi stabilmente al di sotto del 35% negli ultimi quattro mesi dell'anno (Fig. 2.14).

FIG. 2.13

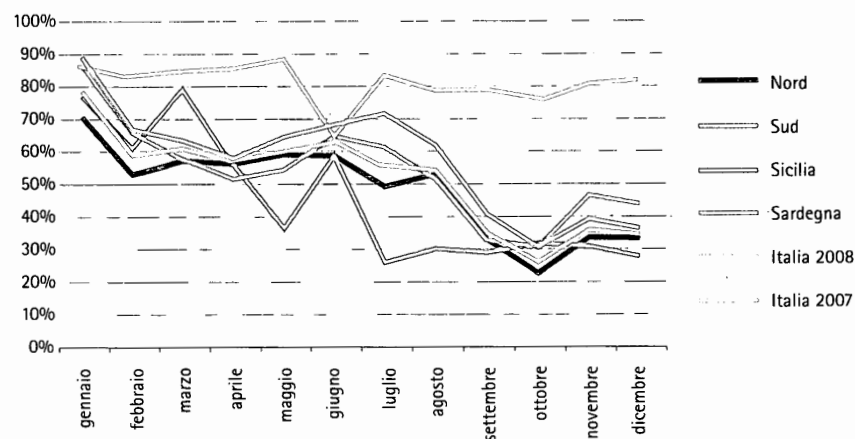
Valori dell'indicatore  
HHI nel 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.14

Valori dell'indice di  
operatore marginale:  
quota dei volumi  
su cui ha fissato il prezzo  
il primo operatore  
per macrozona



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

I prezzi zonal di vendita sono variati tra i 82,92 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e i 119,63 €/MWh della Sicilia. Rispetto al 2007, i prezzi hanno avuto incrementi in linea con la variazione annuale del PUN, compresi tra il +16,7% del Centro Nord e il +22,5% della Sardegna. Un incremento nettamente superiore rispetto alla variazione media nazionale si è registrato nella macrozona Sicilia (+50,5%).

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia una consistente crescita dei prezzi in tutte le zone, particolarmente evidente in Sicilia, nei mesi compresi tra giugno e ottobre in corrispondenza dei maggiori incrementi del prezzo medio di acquisto (Fig. 2.15). Le forti tensioni sui prezzi verificatesi in Sardegna durante il mese di maggio sono da collegarsi alla forte riduzione dell'offerta conseguente all'interruzione del transito con il resto del Paese per un numero rilevante di ore

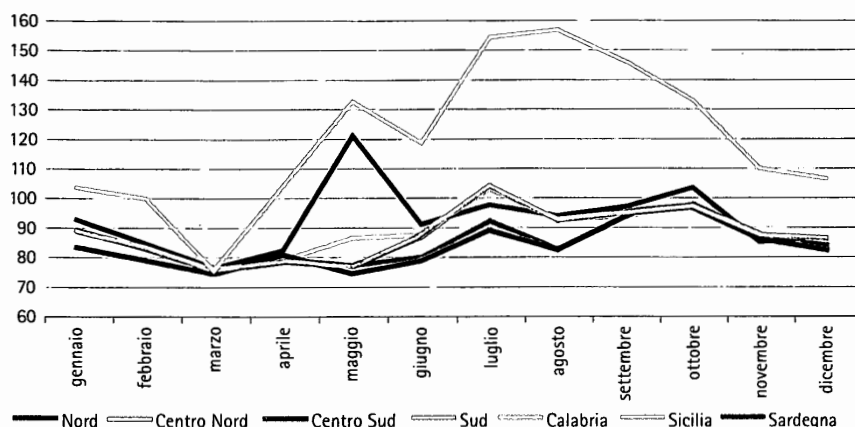


FIG. 2.15

Andamento mensile  
dei prezzi zionali nel 2008  
€/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

dello stesso mese. Con riferimento alla Sicilia, a partire dal mese di aprile si è assistito a incrementi del prezzo zonale sensibilmente superiori ai valori medi nazionali, sia a livello medio giornaliero sia in particolari ore del giorno. Con delibera 22 gennaio 2009, VIS 3/09, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva per valutare le dinamiche di formazione dei prezzi nel mercato dell'energia elettrica con specifico riferimento alla zona della Sicilia (vedi il Capitolo 6 del secondo Volume).

Per quanto riguarda le rendite di congestione, nel 2007 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 121 milioni di euro a 156 milioni di euro, segnando un incremento pari al 29%. Il transito che contribuisce maggiormente alla rendita nazionale è quello Nord-Centro Nord, seppure il proprio contributo sia notevolmente calato rispetto all'anno precedente (dall'81% al 36% del totale), mentre si è avuto un sensibile incremento della rendita raccolta sui transiti Sicilia-Calabria (dal 3% al 20%) e Centro Nord-Centro Sud (dal 3% al 16%).

A partire dal 2008 tutta la capacità di interconnessione sulle frontiere estere è assegnata congiuntamente dai gestori di rete confinanti mediante aste esplicite annuali, mensili e giornaliere. Questo meccanismo azzerava per definizione la rendita da congestione sulle zone estere, in quanto il costo della congestione risulta essere preventivamente pagato in fase di asta esplicita.

#### Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2008 il prezzo medio mensile ponderato nel MA è risultato fortemente correlato rispetto al PUN. Il prezzo medio di acquisto, ponderato per le quantità scambiate è risultato per l'anno 2008 pari a 84,95 €/MWh, inferiore del 2,3% rispetto al PUN. Rispetto all'anno 2007, il prezzo medio ponderato nel MA registra un incremento pari al 22,5%.

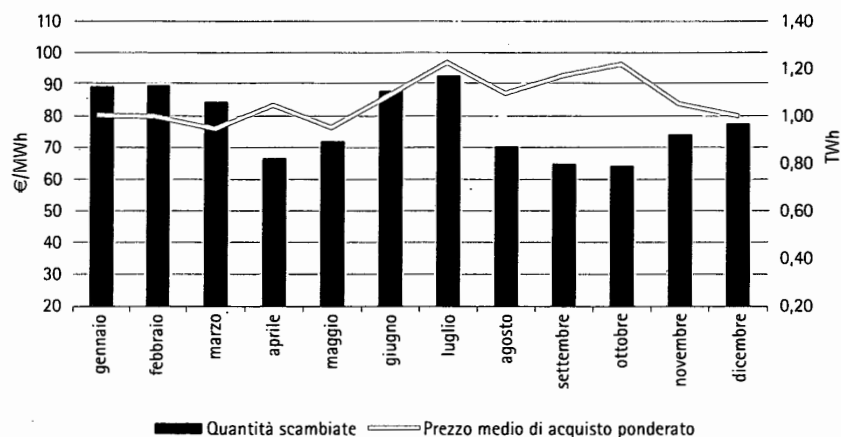
I volumi scambiati sul MA nel corso del 2008 sono stati pari a 11,7 TWh, in riduzione dell'8,8% rispetto all'anno precedente e corrispondenti al 3,5% della domanda complessiva sul MGP, contro il 3,9% dell'anno precedente.

#### Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento al MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 11,6 TWh, in riduzione del 20,8% rispetto al 2007. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 11,3 TWh, in diminuzione di circa il 6,6% rispetto all'anno precedente. Tali volumi hanno rappresentato circa il 3,5% delle quantità complessivamente scambiate sul MGP, evidenziando una discreta variabilità mensile (Fig. 2.17): le offerte a salire sono risultate relativamente maggiori nei mesi di luglio e agosto (rispettivamente 4,1% e 4,8% della corrispondente domanda mensile), mentre le domande a scendere hanno raggiunto il massimo nei mesi di gennaio (3,9%), marzo (3,9%) e luglio (4%).

FIG. 2.16

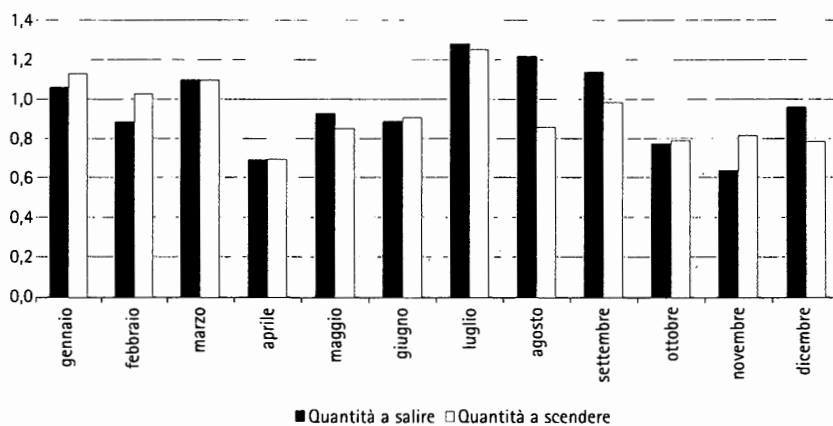
Andamento del prezzo  
medio ponderato  
e delle quantità sul MA  
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.17

Quantità sul MSD  
ex ante nel 2008  
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

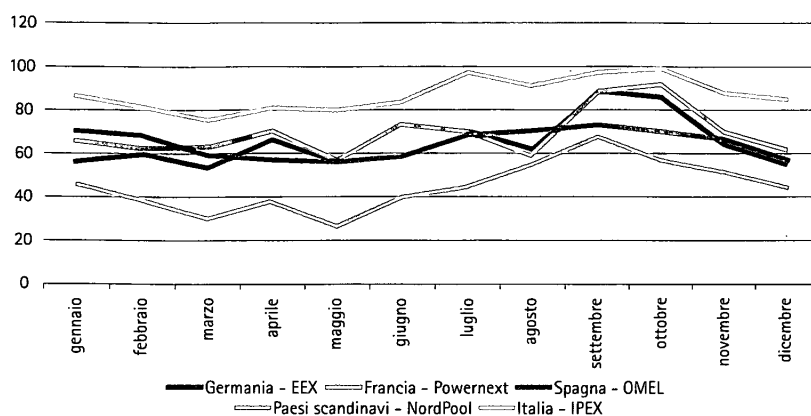
#### Borsa elettrica: confronto con le principali Borse europee

Per tutto il 2008 il prezzo medio mensile della Borsa elettrica italiana (IPEX) si conferma il prezzo più alto rispetto ai livelli registrati nelle altre principali Borse europee: il prezzo medio *baseload* dell'energia elettrica all'ingrosso è stato infatti pari a 65,76 €/MWh sulla Borsa tedesca (EEX), 69,15 sulla Borsa francese (Powernext), 64,44 €/MWh sulla Borsa spagnola (OMEL) e 44,73 €/MWh sulla Borsa scandinava (NordPool). Questi numeri si confrontano con gli 86,99 €/MWh registrati sulla Borsa italiana nel MGP.

I differenziali di prezzo mostrano tuttavia un avvicinamento del prezzo italiano ai prezzi prevalenti in Europa, soprattutto nei mesi estivi del 2008 (Fig. 2.18). Si conferma la tendenza, già registrata negli scorsi anni, del prezzo italiano a reagire con maggiore lentezza alle oscillazioni delle quotazioni dei combustibili sui mercati internazionali.

Nel corso del 2008, in un contesto caratterizzato da forti tensioni sui mercati petroliferi, i prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso evidenziano incrementi notevoli in tutti i Paesi europei, Italia compresa. A partire da novembre, i prezzi europei iniziano a scendere sulla scia delle riduzioni del prez-



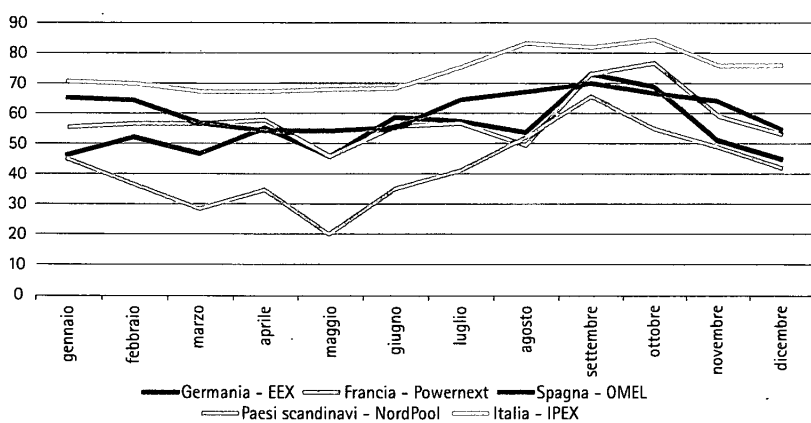


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.18

**Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee**

Valori medi *baseload*; €/MWh

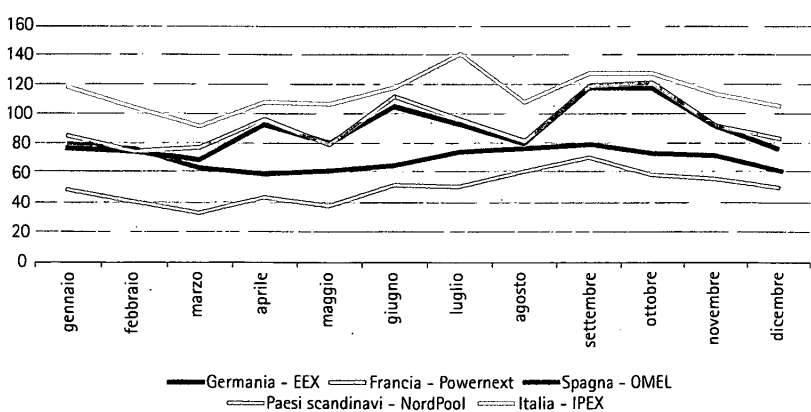


Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.19

**Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore *offpeak***

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati delle Borse elettriche europee.

FIG. 2.20

**Andamento del prezzo medio mensile nelle principali Borse europee nelle ore di punta**

€/MWh

zo del petrolio e del deterioramento della congiuntura economica.

La riduzione nel divario di prezzo dell'IPEX nei confronti delle altre Borse europee ha determinato nel corso dell'anno 2008 un incremento significativo dei flussi di esportazione rispetto all'anno precedente, concentrati soprattutto nelle ore fuori picco. Tale dinamica è stata più accentuata sul confine francese, nei mesi di giugno e ottobre, e sui confini con la Svizzera e la Grecia.

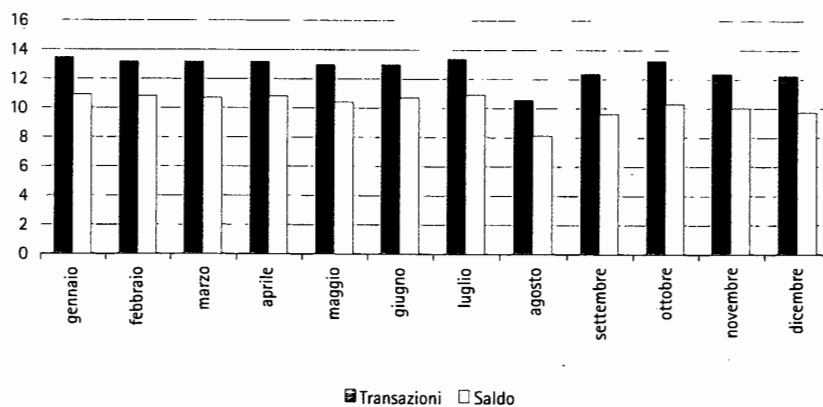
La Borsa elettrica italiana presenta una differenziazione del prezzo *peak* e *offpeak* abbastanza accentuata. Il prezzo medio nel 2008 infatti è stato pari, rispettivamente nelle ore piene e nelle ore vuote<sup>5</sup>, a 114,54 €/MWh e 74,21€/MWh. Nelle altre Borse europee, invece, a un livello di prezzo medio più contenuto si associa solitamente un differenziale minore tra prezzo di picco e prezzo fuori picco. Il prezzo medio *peakload* e il prezzo medio *offpeak* sono risultati rispettivamente pari a 90,21 €/MWh e 54,44 €/MWh sulla Borsa tedesca, a 93,34 €/MWh e 57,93 €/MWh sulla Borsa francese, a 70,59 €/MWh e 61,55 €/MWh sulla Borsa spagnola, a 50,52 €/MWh e 42,04 €/MWh sulla Borsa scandinava.

#### PCE – Piattaforma conti energia

La PCE è la piattaforma per la registrazione dei contratti bilaterali sulla quale gli operatori possono registrare i dati di quantità e durata della consegna, relativi ai contratti a termine, con due mesi di anticipo massimo rispetto alla data di consegna fisica. In generale ciascun operatore dispone di uno o più Conti energia in immissione e di uno o più Conti energia in prelievo su ciascuno dei quali può registrare acquisti e vendite a condizione che il saldo netto risultante, a fronte della nuova registrazione, sia nel primo caso una vendita netta e nel secondo un acquisto netto. Il saldo del Conto determina la quantità di energia che può essere consegnata/ritirata o venduta/acquistata sul MGP. Durante l'anno 2008, le transazioni complessive svolte sulla PCE ammontano a 152,4 TWh a fronte di una posizione netta pari a 122,9 TWh. La PCE consente la registrazione di 5 tipologie di contratto di cui quattro standard (*baseload*, *peakload*, *offpeak*, *weekend*) e una non standard. Il profilo di contratto maggiormente utilizzato nell'anno 2008 è stato quello non standard, mentre tra i contratti standard il più diffuso risulta essere stato il *baseload*.

FIG. 2.21

Andamento  
delle transazioni  
sulla PCE nel 2008  
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

<sup>5</sup> I prezzi sono calcolati per tutte le Borse sulla base delle fasce orarie adottate dall'Autorità per la differenziazione del valore dell'energia. Il prezzo *peak* medio è determinato sui valori registrati durante le ore corrispondenti alla fascia F1, mentre il prezzo *offpeak* sulle restanti ore dell'anno (fasce F2 e F3).



**Mercati a termine: MTE e IDEX**

MTE e IDEX sono i due mercati regolamentati a termine, gestiti rispettivamente da GME e Borsa Italiana e istituiti nel novembre 2008 allo scopo di consentire agli operatori una gestione più flessibile dei propri portafogli di energia.

L'MTE consente di negoziare, con obbligo di consegna alla scadenza, quantità fisiche di energia elettrica su un orizzonte temporale massimo di un mese. Le posizioni fisiche derivanti da negoziazioni sul MTE sono contemporaneamente registrate sulla PCE allo scopo di garantire sicurezza e stabilità al sistema. Durante il primo trimestre di funzionamento del MTE hanno partecipato alle negoziazioni 8 operatori, per un totale di volumi scambiati pari a circa 0,1 TWh, prevalentemente attraverso contratti con profilo *baseload* e consegna a un mese. La partecipazione degli operatori a questo mercato appare scoraggiata dal fatto che non sia consentito negoziare contratti con

periodi di consegna più estesi.

L>IDEX consente di negoziare contratti finanziari *futures* avvenuti come sottostante il PUN. In fase di avvio è stato stabilito che i contratti possano avere soltanto profilo *baseload* e periodi di consegna mensile, trimestrale e annuale. Il funzionamento del mercato prevede la presenza della *clearing house* del gruppo Borsa Italiana, la Cassa di compensazione e garanzia, che agisce da controparte centrale e a cui i membri del mercato devono necessariamente aderire.

Durante il primo trimestre di funzionamento dell>IDEX, i volumi complessivamente scambiati ammontano a circa 2,3 TWh. I contratti più scambiati sono stati quelli annuali (1,1 TWh), seguiti dai contratti con durata trimestrale (0,9 TWh). Nonostante i bassi volumi negoziati, l'avvio delle contrattazioni su questo mercato costituisce un importante elemento di novità in quanto consente agli operatori di disporre di un utile segnale di prezzo su un orizzonte temporale più esteso.

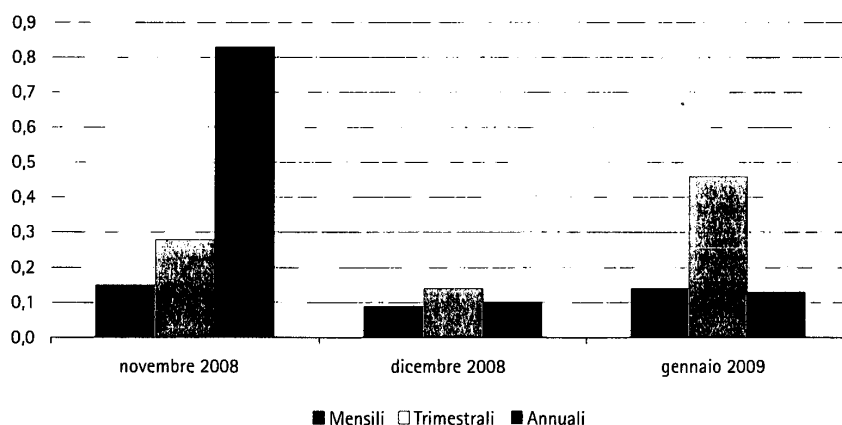


FIG. 2.22

Andamento  
delle transazioni  
sull>IDEX nel primo  
trimestre  
di funzionamento  
TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Borsa Italiana.

**Vendita dell'energia CIP6 al mercato**

Nel 2008 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero dello sviluppo economico del 15 dicembre 2007. Il decreto ha previsto per l'assegnazione dei 4.900 MW di diritti CIP6 per l'anno 2008 il seguente schema, analogo a quello in vigore l'anno precedente:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2008 è definita dal GSE in funzione dell'energia totale che si prevede di acquisire sulla base dei contratti in essere con i produttori e su base statistica prudenziale per la produzione da fonte non programmabile;

- l'energia elettrica, ceduta agli operatori tramite procedure di assegnazione effettuate dal GSE, è destinata per il 25% (1.225 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura ai clienti del mercato tutelato e per una quota pari al 75% (3.675 MW) ai clienti del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2008 è pari a 68 €/MWh ed è adeguato trimestralmente secondo le modalità individuate dall'Autorità in funzione dell'andamento, calcolato su base trimestrale, dell'indice dei prezzi, di cui all'art. 5 del decreto del Ministero delle attività produttive (ora Ministero dello sviluppo economico) del 19 dicembre 2003;
- l'assegnatario stipula con il GSE un contratto per differenza e si impegna ad approvvigionarsi nel mercato dell'energia per quantitativi non inferiori alla quota di energia ora assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore)

al prezzo di assegnazione, l'assegnatario riceve dal (riconosce al) GSE un corrispettivo pari al prodotto tra il differenziale di prezzo e la quantità assegnata.

Nel corso del 2008, l'Autorità ha adeguato ai sensi di quanto previsto dalla delibera del 19 dicembre 2007, n. 331/07, i prezzi di assegnazione per i trimestri successivi al primo, che sono risultati essere rispettivamente pari a 68,23 €/MWh, 68,77 €/MWh e 80,40 €/MWh.

Per l'anno 2009, il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 25 novembre 2008 ha stabilito che l'energia ritirata dal GSE sia collocata per il 20% all'Acquirente Unico per la fornitura di energia elettrica dei clienti finali compresi nel servizio di tutela, e per l'80% ai clienti del mercato libero. Il prezzo di assegnazione per il primo trimestre 2009 è di 78 €/MWh e la capacità assegnabile per il 2009 è stata indicata dal GSE in 4.300 MW.

TAV. 2.21

Assegnazione  
dei diritti CIP6  
MW

	DIRITTI CIP6 2008	DIRITTI CIP6 2009
Enel Energia	1.148	1.035
Eni	332	250
Edison Energia	287	374
Acea Electabel Elettricità	177	20
Sorgenia	144	145
E.ON Energia (ex Dalmine Energie)	126	125
Modula	121	-
Ergon Energia	107	-
Energetic Source	100	185
Iride Mercato (ex Amga comm. e Siet)	97	81
A2A (fusione Aem e Asm)	86	130
EGL Italia	70	89
Hera Comm	70	106
Altri	810	900
<b>TOTALE</b>	<b>3.675</b>	<b>3.440</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

## Mercati per l'ambiente

### Mercato dei certificati verdi

Il sistema dei certificati verdi costituisce una forma di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili

basata su meccanismi di mercato. Secondo quanto disposto dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre

2007, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificati verdi) per i primi 12 anni di esercizio. Gli impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008 hanno diritto ai certificati verdi per un periodo di 15 anni. Per quanto riguarda invece la produzione di energia elettrica mediante impianti alimentati dalle fonti che beneficiano dell'emissione dei certificati verdi di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW ed entrati in esercizio in data successiva al 31 dicembre 2007, la legge n. 244/07 stabilisce il diritto, in alternativa ai certificati verdi e su richiesta del produttore, a una tariffa fissa di entità variabile a seconda della fonte utilizzata, per un periodo di 15 anni. Agli impianti aventi diritto ai certificati verdi, entrati in esercizio prima del 31 dicembre 2007, continuano ad attribuirsi i certificati in misura corrispondente alla produzione netta di energia elettrica.

Il certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda, in alternativa, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente, quella attesa nell'anno in corso o la produzione nell'anno successivo. I certificati verdi, in particolare, vengono emessi a favore degli operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianti alimentati da fonte rinnovabile) o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come a favore del GSE stesso, a fronte dell'energia elettrica generata dagli impianti CIP6.

Nel mercato dei certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente in rete una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. Il decreto legislativo n. 79/99, in particolare, prevede dal 2002 l'immissione in rete di una quota pari al 2% dell'energia

elettrica prodotta (al netto degli autoconsumi) o importata da fonte non rinnovabile nell'anno precedente, eccedente i 100 GWh/anno. A partire dal 2004 e fino al 2006, la quota minima di elettricità prodotta da fonti rinnovabili da immettere in rete nell'anno successivo è stata incrementata dello 0,35% annuo, sulla base del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387. Nel periodo 2007-2012, la quota è incrementata dalla legge n. 244/07 dello 0,75% annuo.

L'obbligo di immissione in rete di una quota di energia rinnovabile può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, mediante l'acquisto di certificati verdi da altri operatori. La negoziazione di certificati verdi può avvenire sulla base di contratti bilaterali oppure presso la piattaforma organizzata e gestita dal GME. Possono partecipare al mercato, come acquirenti o venditori, il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative, previa domanda al GME e ottenimento della qualifica di operatore di mercato. Il GSE, in particolare, oltre a collocare i certificati verdi relativi alla produzione degli impianti CIP6, può negoziare ulteriori titoli per favorire l'adeguato funzionamento del mercato. La tavola 2.22 evidenzia le contrattazioni avvenute nel mercato organizzato del GME nel corso del 2008 e nel primo trimestre del 2009. Un elemento di novità rispetto agli anni precedenti è rappresentato dalla negoziazione dei primi certificati verdi rilasciati a fronte dell'energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, mentre ancora nessuno scambio è stato effettuato per i certificati verdi relativi alla generazione elettrica mediante idrogeno.

TAV. 2.22

Esito della contrattazione nel mercato dei certificati verdi organizzato dal GME nel 2008 e nel primo trimestre 2009

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CERTIFICATI VERDI (CV) NEGOZIATI (MWh)	PREZZO MEDIO <sup>(A)</sup> (€/MWh)
2008	2006	24.905	99,87
	CV Teleriscaldamento (2006)	996	90,63
	2007	514.258	95,61
	2008	253.576	91,91
2009 (gennaio-marzo)	2006	6112	88,33
	CV Teleriscaldamento (2006)	1157	87,18
	2007	98.897	89,61
	CV Teleriscaldamento (2006)	20.867	94,51
	2008	434.434	92,20
	2009	45.064	83,88

(A) I prezzi medi dei certificati verdi sono espressi al netto dell'IVA.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

La figura 2.23 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi nel mercato organizzato dal GME per ciascun anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2009. Come si può rilevare dal grafico, tuttavia, a partire dal 2004 la maggior parte

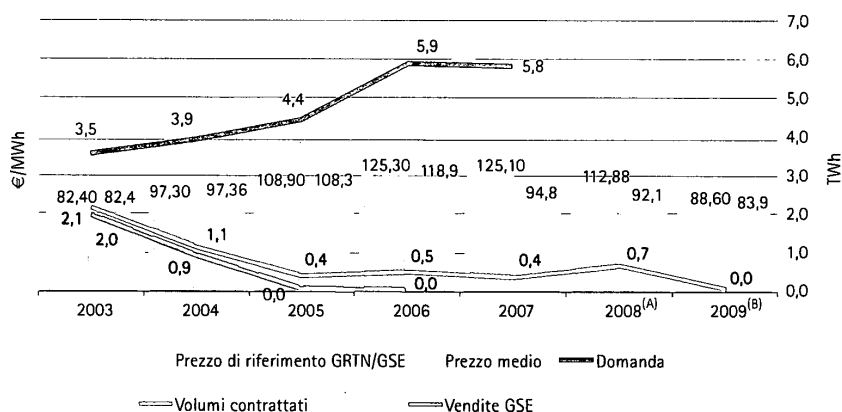
della domanda è stata soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato.

Parallelamente, a partire dal 2006 si è assistito a una situazione di eccesso di offerta che ha determinato la riduzione fino a esaurimento delle vendite di certificati da parte del GSE.

FIG. 2.23

Il mercato dei certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE

€/MWh al netto dell'IVA; TWh



(A) Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

(B) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi tre mesi dell'anno. Il calcolo del prezzo medio cumulato include i certificati verdi associati al teleriscaldamento.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

A partire dal 2006 si è assistito a un disallineamento tra prezzi di mercato e prezzi di riferimento fissati dal GSE. Tale trend, conseguente all'eccesso di offerta sul mercato, si è accentuato nel corso del 2007 ed è proseguito fino a ottobre 2008. In particolare, durante la prima fase del 2008 le quotazioni dei certificati verdi hanno subito una forte riduzione, da quasi 100 €/MWh a poco più di 60 €/MWh, mentre un parziale recupero si è invece avuto solo a partire da ottobre, quando sono aumentate tra gli operatori le attese di mutamento della normativa di riferimento.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico del 18 dicembre 2008, in attuazione della legge n. 244/07, introduce alcune novità che incidono sul meccanismo di formazione del prezzo dei certificati verdi. In particolare si prevede che, in via

transitoria nel triennio 2009-2011, gli operatori possano richiedere al GSE il ritiro anticipato rispetto alla scadenza dei certificati verdi e a un prezzo pari a quello medio di mercato del triennio precedente all'anno nel quale viene inoltrata la richiesta di ritiro. Con riferimento alle richieste presentate entro marzo 2009, il prezzo riconosciuto dal GSE corrisponde a 98 €/MWh, pari al prezzo medio ponderato registrato nel triennio 2006-2008.

A partire dal 2008 inoltre, secondo quanto disposto dalla legge n. 244/07, i certificati verdi emessi dal GSE sono collocati sul mercato a un prezzo pari alla differenza tra 180 €/MWh e il valore medio annuo del prezzo medio di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità e registrato nell'anno precedente<sup>6</sup>. Con la delibera 26 febbraio 2008, ARG/elt 24/08, l'Autorità

<sup>6</sup> La legge n. 244/07 prevede che il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica sia definito dall'Autorità in attuazione dell'art. 13, comma 3,

ha definito pari a 67,12 €/MWh il valore medio del prezzo di cessione. Di conseguenza, il valore dei certificati verdi nella disponibilità del GSE è stato pari nel 2008 a 112,88 €/MWh, al netto dell'IVA (vedi il Capitolo 2 del secondo Volume).

Per l'anno 2009 il prezzo di offerta dei certificati nella disponibilità del GSE è pari a 88,66 €/MWh, come risulta dall'applicazione del metodo previsto dalla legge n. 244/07, tenendo conto del prezzo medio di 91,34 €/MWh dei certificati nell'anno 2008, così come definito dall'Autorità con delibera del 28 gennaio 2009, ARG/elt 10/09.

#### Mercato dei Titoli di efficienza energetica

I Titoli di efficienza energetica (TEE), denominati anche certificati bianchi, sono stati istituiti dai decreti del Ministero delle attività produttive del 20 luglio 2004, che hanno determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale per il periodo 2005-2009. Fino al 2007 tali obiettivi sono stati posti a carico dei distributori di energia elettrica e delle imprese distributrici di gas naturale con non meno di 100.000 clienti finali al 31 dicembre 2001, attraverso progetti che prevedono misure e interventi di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia.

Il decreto del Ministero dello sviluppo economico di concerto con il Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e mare 21 Dicembre 2007 ha integrato e modificato i precedenti decreti del 2004, determinando gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica che dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle imprese distributrici di gas naturale nel periodo 2008-2012<sup>7</sup>. Per ciascuno degli anni successivi al 2007 sono soggetti agli obblighi i distributori che, alla data del 31 dicembre per gli

anni antecedenti a ciascun obbligo, abbiano connessi con la propria rete di distribuzione più di 50.000 clienti finali.

I TEE sono emessi dal GME a favore dei distributori, delle società controllate dai distributori medesimi e a favore di società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), al fine di certificare la riduzione dei consumi conseguita attraverso interventi e progetti di incremento di efficienza energetica a partire dall'anno 2005. Per ottemperare a tale compito, il GME organizza e gestisce il Registro dei TEE.

Le emissioni dei TEE avvengono sulla base dei risparmi conseguiti dai distributori o dalle ESCO e comunicati al GME dall'Autorità. Quest'ultima, con la delibera 18 settembre 2003, n. 103/03 e successive modifiche, ha definito le *Linee guida* per la preparazione, esecuzione e valutazione dei progetti di cui agli artt. 5 dei decreti del 2004 e ha definito i criteri e le modalità per il rilascio dei TEE.

I TEE hanno un valore pari a 1 tep e si distinguono in tre 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 del tipo I e del tipo II.

I distributori di energia elettrica e di gas naturale possono conseguire gli obiettivi di incremento di efficienza energetica anche acquistando i relativi TEE da altri soggetti, con contrattazioni bilaterali o con scambi su un apposito mercato organizzato e

del decreto legislativo n. 387/03. L'art. 13, comma 3, del decreto legislativo n. 387/03 prevede che l'Autorità definisca, facendo riferimento a condizioni economiche di mercato, le modalità di ritiro, da parte del gestore di rete alla quale l'impianto è collegato, dell'energia elettrica prodotta da impianti:

- di potenza qualsiasi purché alimentati dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso, maremotrice e idraulica, limitatamente, per quest'ultima fonte, agli impianti ad acqua fluente;
- alimentati anche da fonti rinnovabili diverse da quelle di cui al precedente punto), purché di potenza nominale inferiore a 10 MVA;
- a eccezione di quella ceduta al GSE nell'ambito delle convenzioni in essere stipulate ai sensi dei provvedimenti Cip n. 15/89, n. 34/90, n. 6/92, nonché della delibera n. 108/97, limitatamente agli impianti nuovi, potenziati o rifatti, come definiti dagli artt. 1 e 4 della medesima delibera, fino alla loro scadenza.

Ai sensi della delibera n. 280/07 il prezzo riconosciuto ai produttori nell'ambito del ritiro dedicato è il prezzo che si forma sul mercato elettrico (il cosiddetto prezzo zonale orario), corrisposto sulla base del profilo orario di immissione del singolo produttore.

<sup>7</sup> In particolare, il decreto fissa un obiettivo complessivo di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia elettrica e di gas naturale pari a 2,2 Mtep nel 2008, 3,2 Mtep nel 2009, 4,3 Mtep nel 2010, 5,3 Mtep nel 2011 e 6,0 Mtep nel 2012.

gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento. Il mercato dei TEE, in particolare, consente l'acquisto di titoli da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono dei risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e, specularmente, la vendita di titoli da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono vendere sul mercato i titoli in eccesso. Sul mercato possono presentare offerta di TEE anche le ESCO, che dispongono di TEE a seguito della realizzazione di progetti autonomi.

Nel corso del 2008 sono stati scambiati sul mercato organizzato 514.951 TEE, prevalentemente del tipo I (377.059) e del tipo II (108.232); più limitato, anche se in forte crescita rispetto all'anno precedente, è stato il numero di TEE scambiati del tipo III (29.660). Gli scambi su base media mensile, pari nel 2008 a 42.913 TEE, sono notevolmente aumentati rispetto al 2007 (18.829 TEE). Nei primi tre mesi del 2009 sono stati scambiati 256.481 TEE, in ulteriore aumento rispetto al trend delineatosi nel corso del 2008 (Tav. 2.23).

TAV. 2.23

Titoli scambiati nel  
mercato dei certificati  
bianchi al 31 marzo 2009

ANNO	TIPO I	TIPO II	TIPO III
2007	167.502	58.439	10
2008	377.059	108.232	29.660
2009 (gennaio-marzo)	172.483	66.364	17.634
<b>TOTALE</b>	<b>717.044</b>	<b>233.035</b>	<b>47.304</b>

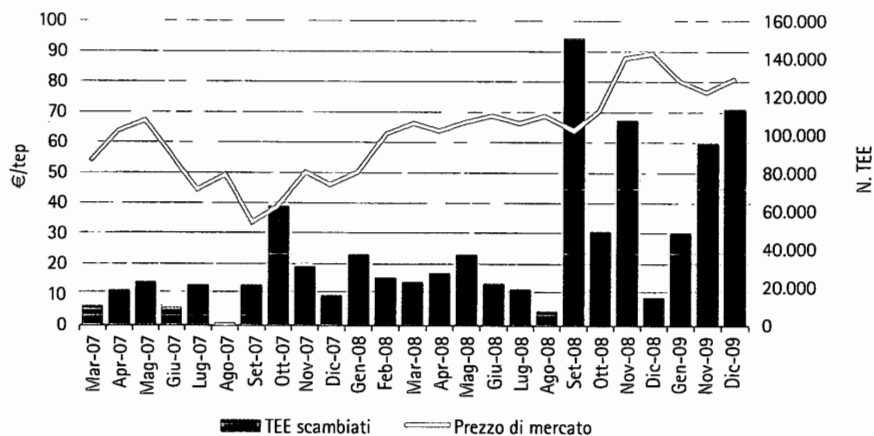
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Nel corso del 2008, i TEE scambiati bilateralmente sono stati in numero pari a 800.484; pertanto la liquidità del mercato dei certificati bianchi è stata pari al 39,1%. Una parte consistente dei TEE scambiati bilateralmente (366.549) è riconducibile a transazioni infragruppo. Di conseguenza, la liquidità del mercato, al netto degli scambi infragruppo, è pari al 55,8%. Con

rilferimento alle transazioni bilaterali, l'Autorità ha stabilito con delibera del 28 dicembre 2007, n. 345/07, che a partire dal 1° aprile 2008 i soggetti ammessi a operare nel Registro dei TEE comunichino al GME, unitamente alle quantità di TEE scambiati attraverso contrattazione bilaterale, i relativi prezzi di scambio.

FIG. 2.24

Andamento dei prezzi  
e delle quantità  
sul mercato dei TEE  
€/tep; numero di TEE



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.



La figura 2.24 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. I volumi scambiati sono significativamente aumentati nella seconda parte del 2008,

con una punta nel mese di settembre; volumi di scambio sostenuti si registrano anche nel corso del primo trimestre dell'anno 2009.

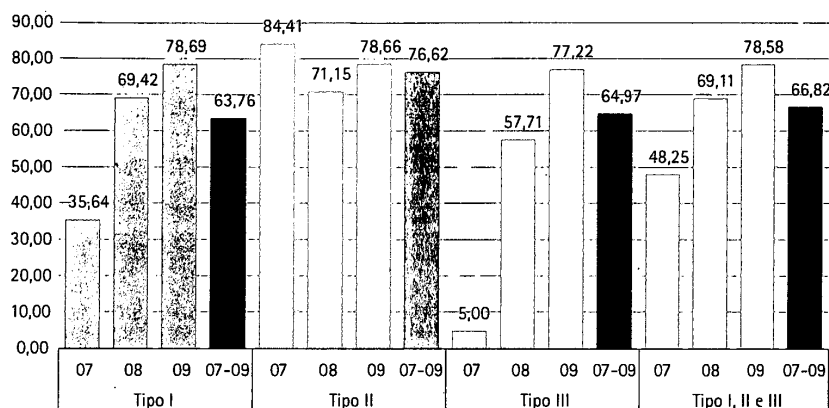


FIG. 2.25

Andamento dei prezzi  
per tipologia di  
TEE scambiati(A)

€/tep

(A) I dati relativi al 2009 si riferiscono ai primi 3 mesi dell'anno.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Il prezzo medio ponderato dei TEE scambiati nel corso del 2008 è pari a 69,11 €/tep, in deciso aumento rispetto alla media del 2007 di 48,25 €/tep (Fig. 2.25).

Con riferimento alla differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati, è opportuno registrare che, tramite l'eliminazione del c.d. "vincolo del 50%" da parte del decreto ministeriale del 21 dicembre 2007, si è stabilita l'equiparazione tra i TEE del tipo I e II ai fini dell'assolvimento degli obbli-

ghi di efficienza energetica. Questa misura ha comportato, a partire dal 2008, la convergenza nelle quotazioni dei due TEE. Inoltre, grazie all'estensione del contributo tariffario a tutte le tipologie di intervento ammesse, prevista dal decreto legislativo 30 maggio 2008, n. 115, a partire da novembre 2008 i prezzi e i volumi scambiati dei TEE di tipo III hanno registrato un forte incremento, convergendo verso le quotazioni delle altre due tipologie di TEE.

## Mercato finale della vendita

Le vendite finali di energia elettrica nel 2008, in base ai dati provvisori pubblicati da Terna, sono ammontate a circa 296 TWh (escludendo gli autoconsumi). Nella tavola 2.24 le vendite com-

plessive e il numero totale dei clienti (approssimato dal numero di punti di prelievo) sono ripartiti per tipologia di mercato sulla base dei dati raccolti dall'Autorità presso gli operatori elettrici:

produttori, esercenti i servizi di maggior tutela e di salvaguardia, grossisti e venditori. Nel 2008 le vendite del mercato libero (compreso il servizio di salvaguardia) hanno raggiunto il 70%

circa del mercato complessivo in termini di volumi e il 9% in termini di clientela. Il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 utenze per il 5% delle vendite complessive.

TAV. 2.24

**Mercato finale della vendita per mercato e per tipologia di cliente nel 2008**

Al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete

	VOLUMI GWh	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) <sup>(A)</sup>
<b>Mercato di maggior tutela</b>	<b>89.288</b>	<b>32.445</b>
Domestico	59.584	27.017
Non domestico	29.705	5.429
<b>Mercato di salvaguardia</b>	<b>12.820</b>	<b>192</b>
<b>Mercato libero<sup>(B)</sup></b>	<b>181.370</b>	<b>2.945</b>
Domestico	2.443	871
Non domestico	178.927	2.074
<b>MERCATO TOTALE</b>	<b>283.478</b>	<b>35.583</b>

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 296,4 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Il gruppo Enel si conferma l'operatore principale nel segmento della vendita finale con una quota complessiva del mercato pari a circa il 47%, determinata soprattutto dalle vendite

ai clienti domestici (86% del segmento), mentre le vendite ai clienti non domestici sono state inferiori al 40% del segmento di mercato. Al secondo posto si posiziona il gruppo Edison

TAV. 2.25

**Vendite al mercato finale per gruppo societario e per tipologia di cliente nel 2008**  
GWh

GRUPPO	CLIENTI DOMESTICI	CLIENTI NON DOMESTICI			TOTALE
		BT	MT	AT & AAT	
Enel	53.244	44.182	19.211	17.249	133.886
Edison	9	1.867	9.793	5.365	17.034
A2A	1.861	3.436	8.370	2.328	15.995
Eni	164	434	5.202	7.515	13.315
Electrabel/Acea	3.236	3.082	4.646	2.301	13.264
CIR	158	4.607	3.530	292	8.587
Green Network	-	541	2.500	3.795	6.837
E.ON	-	131	3.746	2.309	6.187
Iride	841	1.008	2.743	714	5.306
Hera	380	1.549	2.850	131	4.909
Mpe Energia	8	1.386	2.899	12	4.305
Energetic Source	8	941	2.411	332	3.693
Axpo Group	-	250	2.458	548	3.256
C.I.E.	0	716	2.413	-	3.129
Raetia Energie AG	-	1.316	1.798	1	3.115
Atel AG	4	442	1.223	909	2.578
C.V.A.	6	399	1.929	174	2.507
Exergia Spa	-	981	1.463	23	2.467
Telecom Italia	-	715	1.448	-	2.163
Egea	5	175	1.444	98	1.723
Altri operatori	2.103	6.821	17.611	2.687	29.223
<b>TOTALE OPERATORI</b>	<b>62.027</b>	<b>74.979</b>	<b>99.690</b>	<b>46.783</b>	<b>283.479</b>

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.