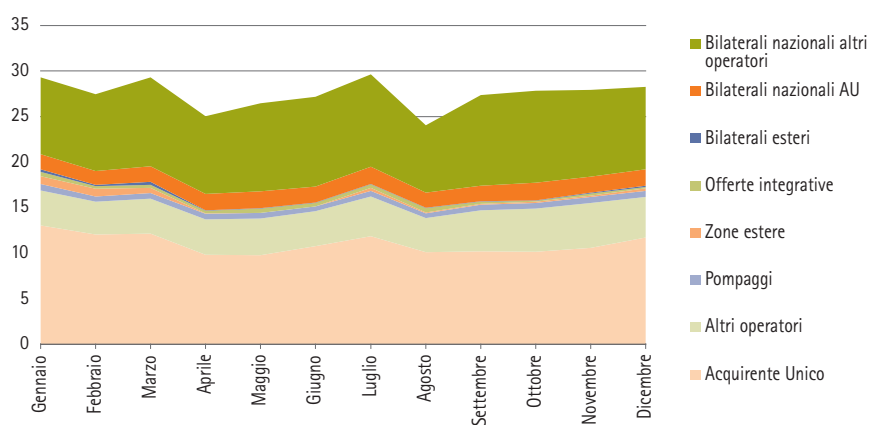
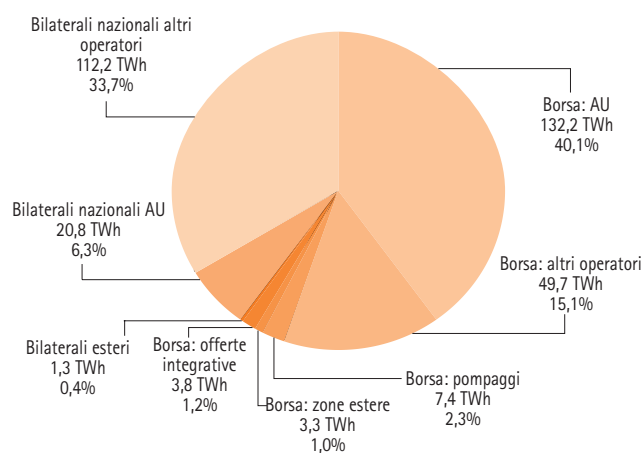




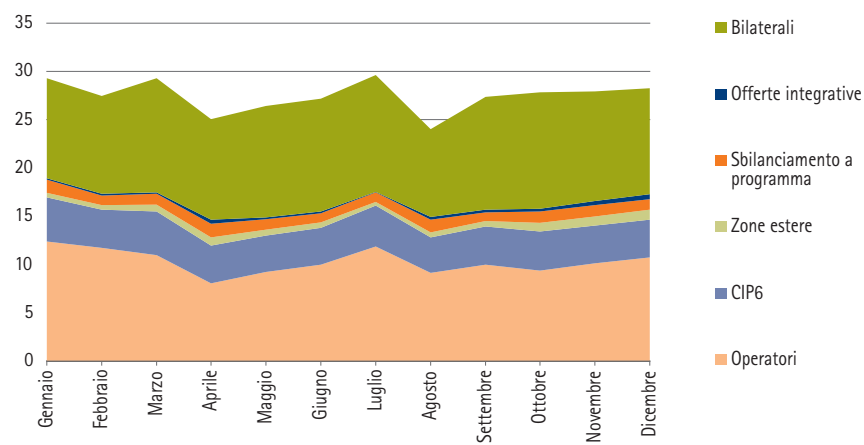
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.8

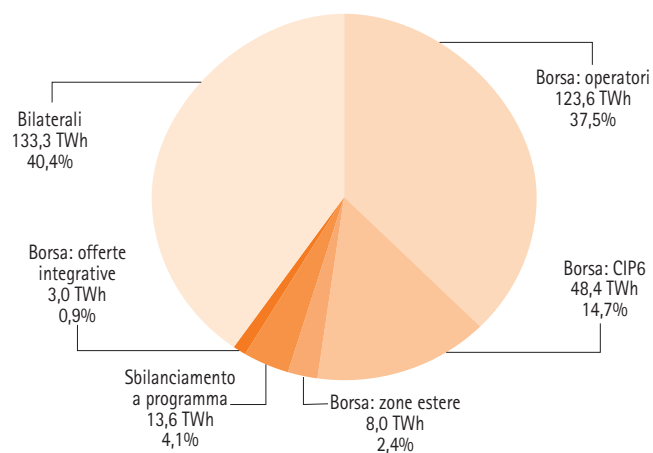
**Composizione
dell'offerta di
energia elettrica nel 2006**
TWh



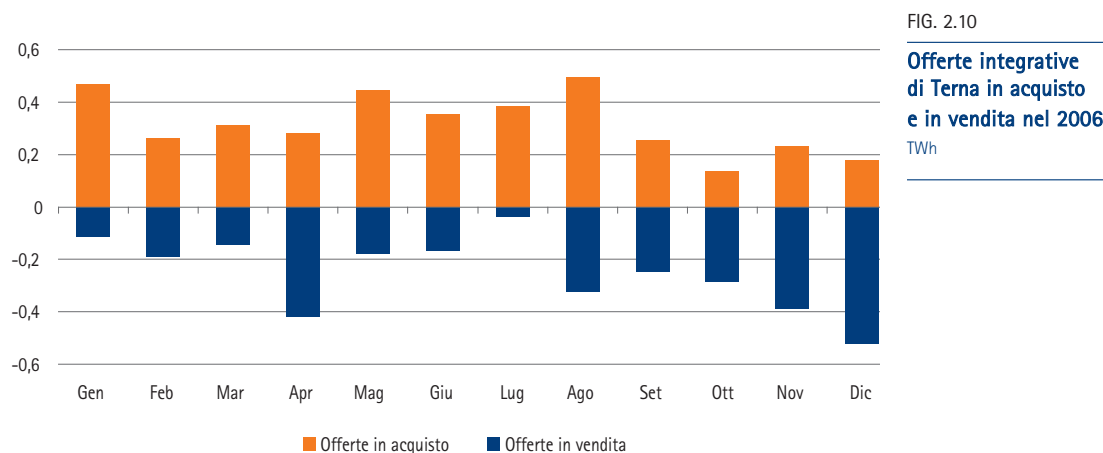
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.9

**Composizione percentuale
dell'offerta di
energia elettrica nel 2006**



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Borsa elettrica: risultati sul mercato del giorno prima

Il prezzo medio di acquisto (PUN) nella borsa elettrica italiana è stato pari a 74,75 €/MWh, in crescita di 16,17 €/MWh rispetto al 2005 (+27,6%).

L'aumento riflette, tra le altre componenti, l'andamento del prezzo degli *input*, in particolare del petrolio Brent, in crescita del 19,0% sui mercati europei, e del gas naturale, il cui prezzo medio all'importazione in Italia (fonte *World Gas Intelligence*) è aumentato del 30,0% rispetto al 2005.

Accanto a queste variabili di natura congiunturale, persistono criticità di natura strutturale, legate al livello di effettivo sviluppo della concorrenza dal lato dell'offerta.

L'indice di concentrazione HHI a livello zonale, calcolato in relazione alle vendite di energia e alle offerte di vendita, mette in evidenza questo fenomeno, in particolare con riferimento alle macrozone diverse da quella Nord.

L'indice di operatore marginale evidenzia la presenza di un unico operatore per macrozona in grado di fissare il prezzo di borsa; la percentuale dei volumi complessivamente scambiati su cui tale operatore fissa il prezzo supera costantemente l'80% a livello nazionale in tutti i mesi dell'anno.

I prezzi zionali di vendita sono variati tra 73,63 €/MWh del Nord, che si conferma la zona con i prezzi più bassi, e 80,65 €/MWh della Sardegna. Rispetto al 2005 i prezzi hanno avuto incrementi

in linea con la variazione annuale del PUN, tra il +25,8% della Sicilia e il +27,9% del Centro-Nord, a eccezione della Sardegna, in cui i prezzi sono aumentati del 33,4%.

L'analisi mensile dei prezzi evidenzia come questi in Sardegna abbiano superato la media soprattutto nei periodi giugno-luglio e settembre-ottobre, mentre i prezzi in Sicilia si sono differenziati dagli altri in modo più marcato da aprile a giugno e a dicembre.

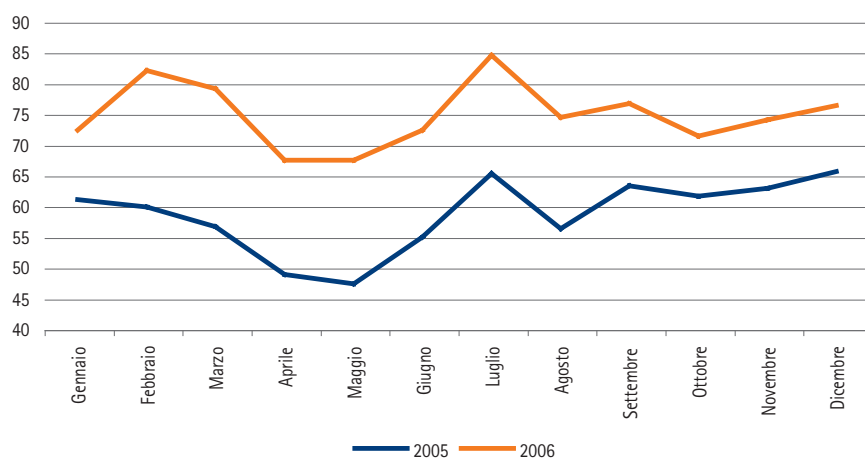
L'andamento dei prezzi in Sardegna è imputabile all'effetto combinato di una sostenuta crescita della domanda, della frequente inibizione del transito con il continente e dell'assenza di nuova capacità produttiva. Per quanto riguarda le rendite da congestione, a livello nazionale l'andamento mensile segue da vicino il grado di differenziazione del prezzo del Nord rispetto alle altre zone; in effetti, le rendite raggiungono il picco nei mesi di luglio e agosto, quando il prezzo nella zona nord è risultato inferiore rispetto a quello nelle altre zone continentali di 3-4 €/MWh.

Nel 2006 la rendita nazionale è significativamente aumentata rispetto all'anno precedente, passando da circa 34 milioni di euro a più di 81 milioni di euro.

La rendita da congestione estera, che deriva dal nuovo meccanismo di risoluzione delle congestioni transfrontaliere adottato in conseguenza del Regolamento CE n. 1228/2003, è ammontata a circa 119 milioni di euro nel corso del 2006, anche questa volta in aumento rispetto all'anno precedente, in cui è risultata pari a poco più di 50 milioni di euro. L'elevato valore della rendita estera nei mesi di mag-

FIG. 2.11

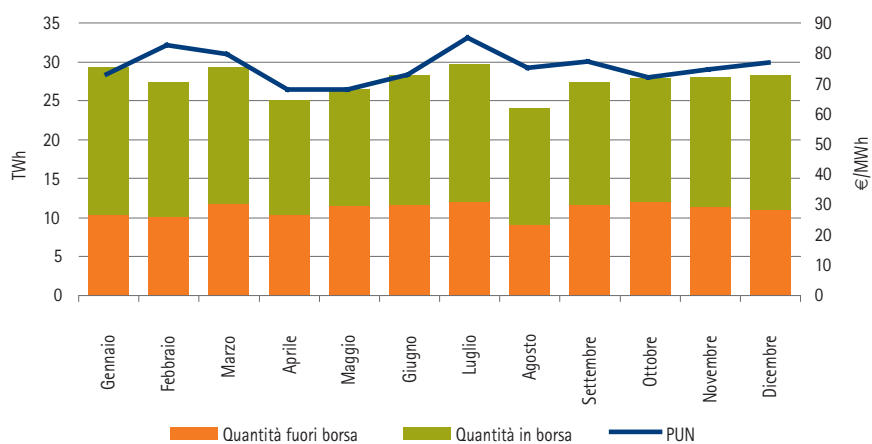
Andamento del PUN
€/MWh



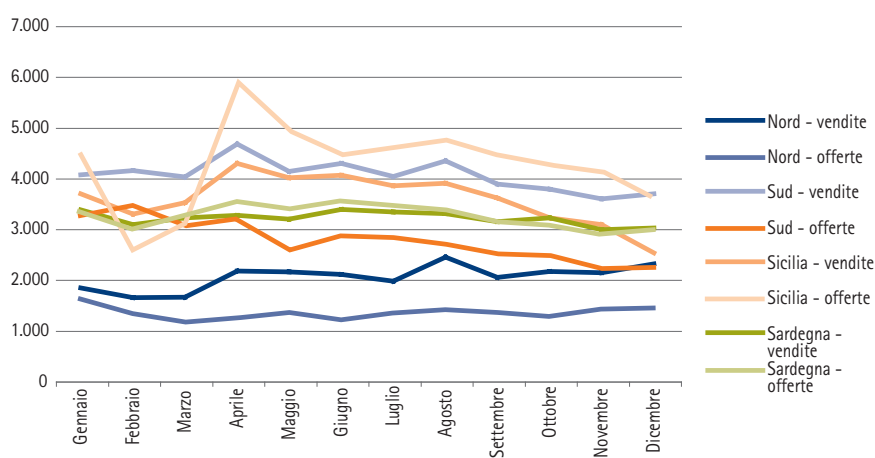
Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

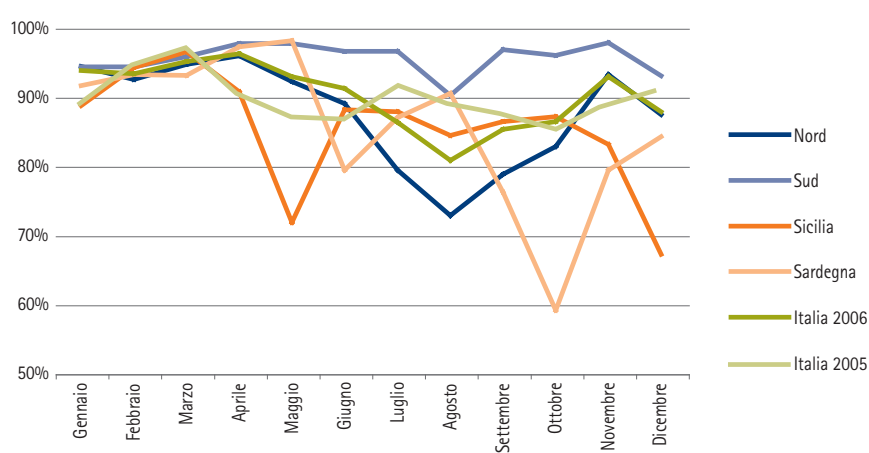
**Volumi scambiati
sull'MGP nel 2006**
TWh, €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

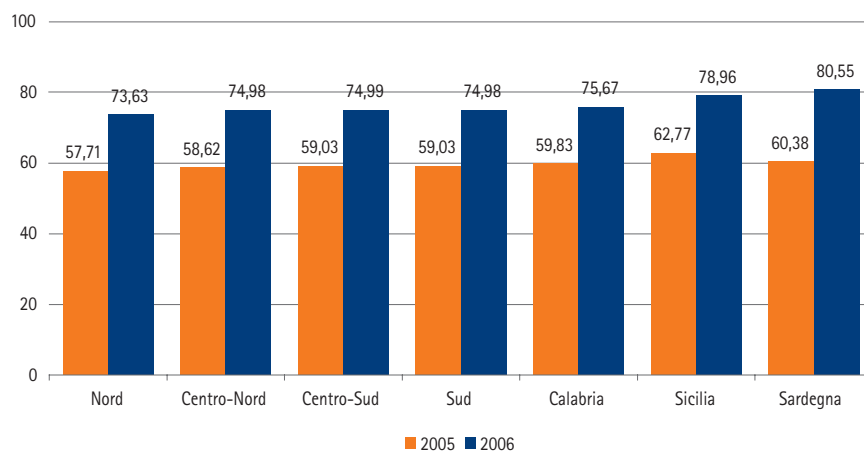


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.15

Variazione dei prezzi zionali nel 2006

€/MWh

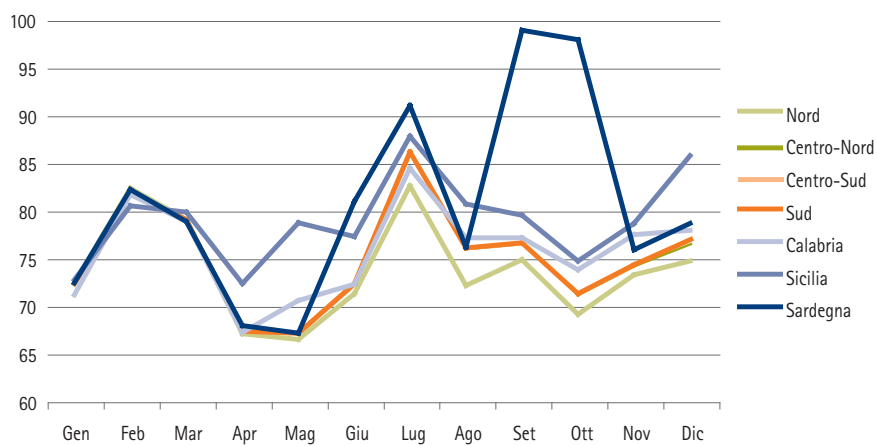


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

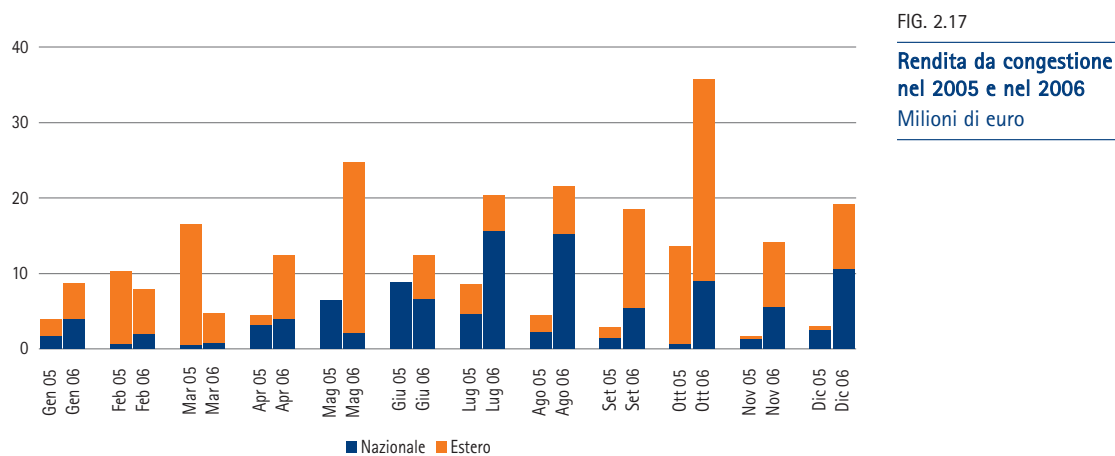
FIG. 2.16

Andamento mensile dei prezzi zionali

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

gio, settembre e soprattutto ottobre è stato in larga parte raccolto sul transito Svizzera-Estero Nord-Ovest, per valori rispettivamente pari a circa 18, 12 e 24 milioni di euro. Complessivamente le rendite da congestione, nazionali ed estere, sono più che raddoppiate nel 2006, passando da circa 84 a più di 200 milioni di euro.

Borsa elettrica: risultati sul mercato di aggiustamento

Nel corso del 2006 il prezzo medio mensile nel MA è risultato molto correlato rispetto al PUN. Il prezzo in media aritmetica per il 2005 è risultato pari a circa 69,59 €/MWh, inferiore di quasi il 7% rispetto al PUN.

I volumi di mercato in relazione ai quantitativi scambiati sul Sistema Italia (MGP più contratti bilaterali) sono compresi tra un massimo del 3,7% relativo al mese di agosto e un minimo del 2,3% per il mese di febbraio; in media i volumi sono risultati pari al 3,0% della domanda complessiva sull'MGP.

Borsa elettrica: mercato per il servizio di dispacciamento

Con riferimento all'MSD, gli acquisti *ex ante* a salire sono risultati pari a 12,2 TWh, in aumento del 5,0% rispetto al 2005. Le quantità vendute *ex ante* a scendere sono invece risultate pari a 14,3 TWh, in aumento di circa 1,2 TWh rispetto all'anno precedente. Rispetto alle quantità complessivamente scambiate sull'MGP tali

volumi hanno rappresentato rispettivamente il 3,7% e il 4,3%, con una marcata variabilità mensile. Mentre le offerte a salire sono risultate maggiori in termini relativi nei mesi estivi di luglio e agosto (4,6% della domanda complessiva), le offerte a scendere hanno toccato il massimo in termini relativi nei mesi di aprile (5,8%) e ottobre (5,4%).

I valori relativi ai prezzi sono disponibili fino al mese di agosto 2006, dal momento che a partire dal mese di settembre i prezzi medi di acquisto e vendita sull'MSD *ex ante* non sono pubblicati dal GME in quanto, per effetto della delibera 27 luglio 2006, n. 165, dell'Autorità, gli stessi devono essere calcolati per ciascun punto di immissione sul saldo tra acquisti e vendite su MSD *ex ante* e MSD *ex post*, reso noto da Terna due mesi dopo la sezione di mercato.

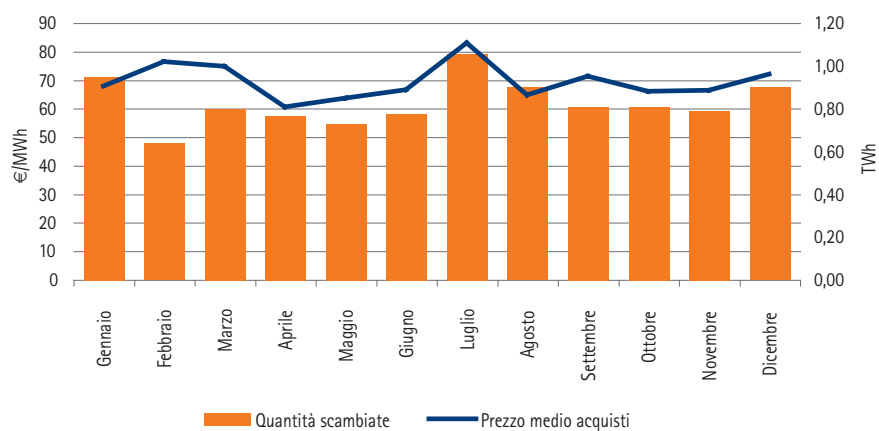
I prezzi medi di vendita degli operatori risultano sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sull'MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate. Il differenziale tra i due prezzi ha mediamente superato i 100 €/MWh, e ciò ha determinato un rilevante incremento dei costi di dispacciamento per il sistema elettrico.

Nei mesi fino ad agosto, si osserva inoltre che mentre i prezzi medi delle offerte a salire sono scarsamente correlati rispetto al PUN, i prezzi medi a scendere seguono con buona approssimazione l'andamento dei prezzi sull'MGP.

FIG. 2.18

**Andamento dei prezzi
e quantità sull'MA**

€/MWh, TWh

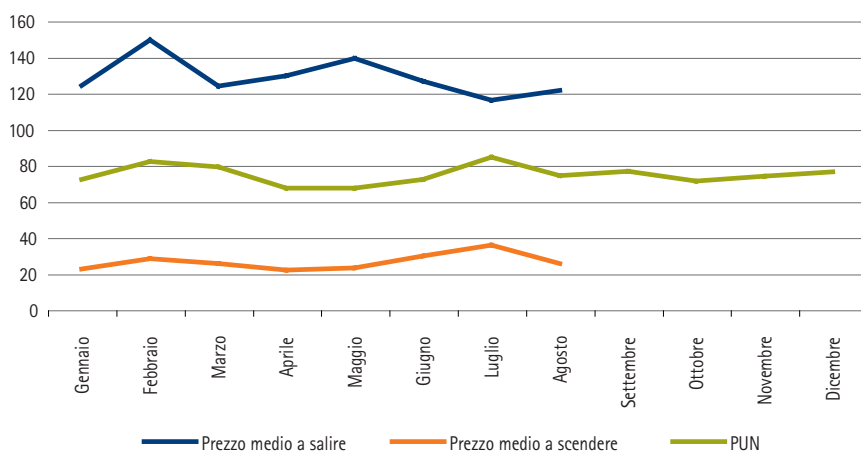


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.19

**Prezzo medio sul
mercato per il servizio
di dispacciamento
ex ante**

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

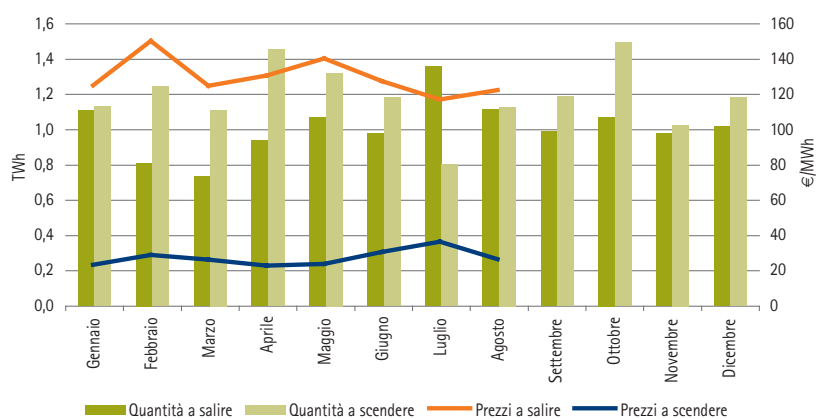


FIG. 2.20

**Quantità sul mercato
per il servizio di
dispacciamento *ex ante***
TWh, €/MWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

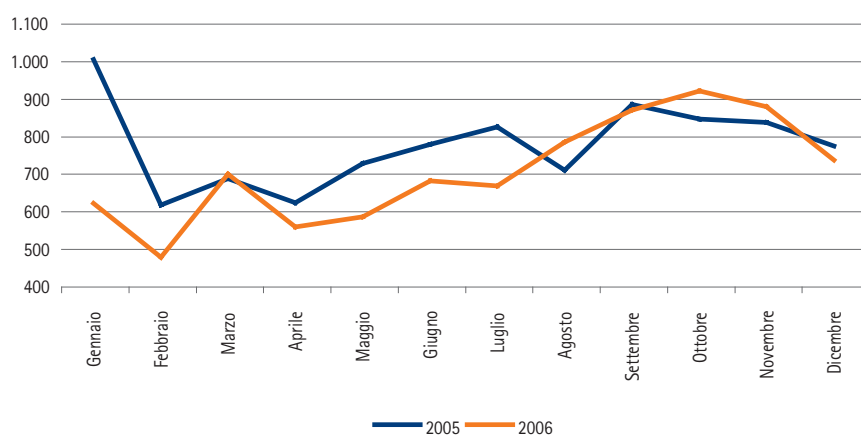


FIG. 2.21

Scambi sulla PAB
GWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali

La Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali 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. Nel 2006 nella Piattaforma di aggiustamento dei bilaterali sono stati complessivamente scambiati 8,4 TWh, con una diminuzione di quasi il 9% rispetto all'anno precedente. Gli scambi hanno rappresentato il 2,6% dei volumi dell'MGP.

Vendita dell'energia CIP6 al mercato

Nel 2006 l'energia ritirata dal GSE è stata collocata sul mercato con le modalità previste dal decreto del Ministero delle attività produttive del 5 dicembre 2005, che ha adottato il seguente schema per l'assegnazione dell'energia CIP6:

- l'energia CIP6 ritirata dal GSE è offerta nel mercato dell'energia elettrica;
- la capacità assegnabile per il 2006 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 fonti non programmabili (5.600 MW);
- la capacità è assegnata per il 40% (2.240 MW) all'Acquirente Unico per la fornitura al mercato vincolato e per il 60% (3.360 MW) ai clienti idonei del mercato libero;
- il prezzo di assegnazione dell'energia CIP6 è fissato a 55,5 €/MWh, superiore a quello previsto per l'anno precedente (50,0 €/MWh);

- 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 oraria assegnata;
- se il prezzo che si forma nel mercato è superiore (inferiore) al prezzo di assegnazione l'assegnatario riceve dal (riconosce al) GSE il differenziale di prezzo per la quantità di energia assegnata.

Le assegnazioni per il mercato libero, alle quali hanno potuto partecipare tutti gli utenti del dispacciamento in prelievo, sono avvenute, come nel 2005, sulla base di un criterio pro quota, basato sui consumi medi annui dichiarati dagli stessi soggetti e certificati dalle imprese distributrici; ai clienti finali idonei che ne hanno fatto richiesta sono state attribuite bande di ampiezza fissa di 1 MW per un profilo costante su base annuale. A differenza di quanto previsto per il 2005, il decreto non ha escluso dall'assegnazione i soggetti che godono dell'interrompibilità istantanea e con preavviso. Nel corso del 2006 il GSE ha pubblicato le regole per il trasferimento dei diritti CIP6 assegnati al mercato libero e all'Acquirente Unico, nel caso di passaggio dei clienti finali dal mercato libero al mercato vincolato e viceversa. Tali regole dispongono che con cadenza bimestrale venga effettuato l'aggiornamento della ripartizione dei diritti in questione sulla base dell'evoluzione della potenza media complessiva del mercato vincolato rispetto al valore risultante all'1 gennaio 2006. Nei primi bimestri del 2006, la potenza media complessiva degli utenti del dispacciamento del mercato libero è cresciuta di circa 480 MW tra l'1 gennaio e l'1 marzo, e di ulteriori 230 MW tra l'1 marzo e l'1 maggio. Per effetto di questo progressivo spostamento dei clienti finali dal mercato vincolato al mercato libero, l'ammontare dei diritti CIP6 spettanti al mercato vincolato si è ridotto di 78 MW nel bimestre marzo-aprile e di ulteriori 37 MW nel bimestre maggio-giugno.

TAV. 2.12

Assegnazione dei diritti CIP6

MW

	DIRITTI CIP6 2006	DIRITTI CIP6 2007
Enel	406	639
Edison Energia	250	389
Eni	351	343
Asm Energy	176	219
Egl Italia	247	191
Acea Electrabel Elettricità	73	184
Sorgenia (ex Energia)	180	142
Iride Mercato (ex Amga comm. e Siet)	139	141
Modula	140	134
Green Network	59	75
Altri	1.399	1.053
TOTALE	3.360	3.510

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercati per l'ambiente

Mercato dei Certificati verdi

Secondo quanto disposto all'art. 5 del decreto ministeriale 11 novembre 1999, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in servizio o ripotenziati a partire dall'1 aprile 1999, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi 8 anni di esercizio. Il Certificato verde è emesso dal GSE su comunicazione del produttore e riguarda la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dell'anno precedente o la producibilità attesa nell'anno in corso o nell'anno successivo. La legge 23 agosto 2004, n. 239, ha stabilito pari a 50 MWh la taglia del Certificato verde, che in precedenza era pari a 100 MWh. Il decreto legislativo n. 79/99, art. 11, prevede che dal 2002 produttori e importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere ogni anno in rete una quota di energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. Tale quota è 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 incrementata dello 0,35% annuo (art. 4, comma 1, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387). Gli incrementi della quota minima d'obbligo per il triennio 2007-2009 e 2010-2012 verranno stabiliti con decreti emanati dal Ministero dello sviluppo economico. L'obbligo

può essere soddisfatto, oltre che attraverso la produzione/importazione di energia rinnovabile, attraverso l'acquisto di certificati verdi relativi alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili effettuata da altri soggetti.

Nel mercato dei Certificati verdi la domanda è costituita dall'obbligo per produttori e importatori di immettere annualmente una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. L'offerta, invece, è rappresentata dai certificati verdi emessi a favore degli operatori con impianti che hanno ottenuto la qualificazione IAFR (Impianti alimentati da fonti rinnovabili) dal GSE o che producono da rifiuti ammessi all'incentivazione, così come dai Certificati verdi che il GSE stesso emette a proprio favore a fronte dell'energia prodotta dagli impianti CIP6. Il GSE, in particolare, colloca i Certificati verdi sul mercato per garantire il soddisfacimento della domanda eventualmente non coperta con le produzioni realizzate da privati.

Il GME ha predisposto una sede di contrattazione organizzata dei Certificati verdi (Mercato certificati verdi, MCV), operativa dal marzo 2003, che si è affiancata alle contrattazioni bilaterali. Le sessioni nell'MCV si svolgono almeno una volta alla settimana nel periodo compreso tra gennaio e marzo di ciascun anno e almeno una volta al mese nel restante periodo, attraverso negoziazione continua.

La tavola sotto riportata evidenzia le contrattazioni avvenute nell'MCV nel corso del 2006 e nel primo trimestre del 2007, che hanno riguardato certificati con anno di validità 2004, 2005 e 2006.

TAV. 2.13

PERIODO DI CONTRATTAZIONE	ANNO DI RIFERIMENTO	CV NEGOZIATI	MWh NEGOZIATI	PREZZO MEDIO (€/MWh)
2006	2004	72	3.600	129,94
	2005	7.887	394.350	130,63
	2006	2.215	110.750	139,13
1° trim. 2007	2004	9	450	129,51
	2005	60	3.000	144,85
	2006	7.133	356.650	146,52

Esito della contrattazione nell'MCV nel 2006 e nel primo trimestre 2007

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

La figura 2.22 mette in evidenza il prezzo medio cumulato dei certificati verdi con lo stesso anno di riferimento, ponderato per le quantità scambiate sul mercato organizzato dal GME, considerando tutte le sessioni nelle quali questi sono stati negoziati fino a marzo 2007. Come si può rilevare dalla figura, tuttavia, la maggior parte della domanda è soddisfatta da transazioni che si svolgono al di fuori del mercato organizzato.

Tale prezzo viene confrontato con il prezzo di riferimento fissato annualmente dal GRTN/GSE per la vendita dei propri Certificati verdi, al lordo dell'IVA del 20%. Il valore per il 2006, non comprensivo dell'IVA, è pari a 125,28 €/MWh, calcolato come differenza tra:

- il costo medio dell'energia CIP6 acquistata dal GSE nell'anno 2006, prodotta dai soli impianti a fonti rinnovabili che godono di incentivo, calcolato utilizzando i valori di acconto 2006 comunicati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico;
- il ricavo derivante dalla cessione della stessa energia nell'anno 2006.

Nel 2005 per la prima volta la produzione cui è riconosciuto il rilascio di Certificati verdi, pari a 4,4 TWh, ha superato l'obbligo imposto a produttori e importatori. L'intervento del GSE è tuttavia risultato necessario a coprire la richiesta, a seguito del fatto che alcuni operatori hanno deciso di non offrire i Certificati verdi sul mercato. Come esito, anche per il 2005, il prezzo medio di mercato si è attestato su un valore molto vicino a quello del prezzo di riferimento fissato dal GSE. Il GSE ha previsto per il 2006 una domanda di Certificati verdi pari a 6,0 TWh, corrispondente a un'energia soggetta all'obbligo di 221 TWh, stimando di cedere sul mercato del GME certificati per un volume pari a 0,5 TWh.

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 determinano gli obiettivi quantitativi nazionali di incremento dell'efficienza energetica per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale. Tali obiettivi dovranno essere conseguiti dai distributori di energia elettrica e dalle 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 negli usi finali di energia (si veda il Capitolo 4 del secondo volume).

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.

I TEE hanno un valore pari a un 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 di cui ai primi due alinea.

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 gestito dal GME, che ne ha predisposto, d'intesa con l'Autorità, le regole di funzionamento. Il mercato dei TEE, in particolare, ne consente l'acquisto da parte dei distributori che, attraverso i loro progetti, ottengono risparmi inferiori al loro obiettivo annuo e, specularmente, la vendita dei TEE da parte dei distributori che raggiungono risparmi oltre l'obiettivo annuo e che possono vendere sul mercato quelli 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 2006 sono stati scambiati sul mercato organizzato 34.304 TEE, in grande maggioranza del Tipo I (22.664) e del Tipo II (11.564); solo 76 sono stati i TEE scambiati del Tipo III. Considerando anche il primo trimestre 2007, gli scambi complessivi sono saliti a 62.332, di cui 44.926 del Tipo I e 17.330 del Tipo II. La figura 2.23 illustra l'andamento mensile dei prezzi medi dei TEE, senza distinzione per tipologia. La liquidità del mercato è molto variabile, anche se nel primo trimestre 2007 sembra aver raggiunto una certa stabilità. L'80% circa delle transazioni si svolge tuttavia al di fuori del mercato organizzato.

Occorre evidenziare l'esistenza di una certa differenziazione di prezzo in relazione alla tipologia di TEE scambiati; in media i certificati del Tipo II hanno un prezzo superiore di più del 30% rispetto al complesso dei TEE negoziati. Nel grafico sotto riportato non viene data separata evidenza per i titoli del Tipo III, dal momento che le ridotte quantità a oggi scambiate non rendono significativo un valore di prezzo distinto.

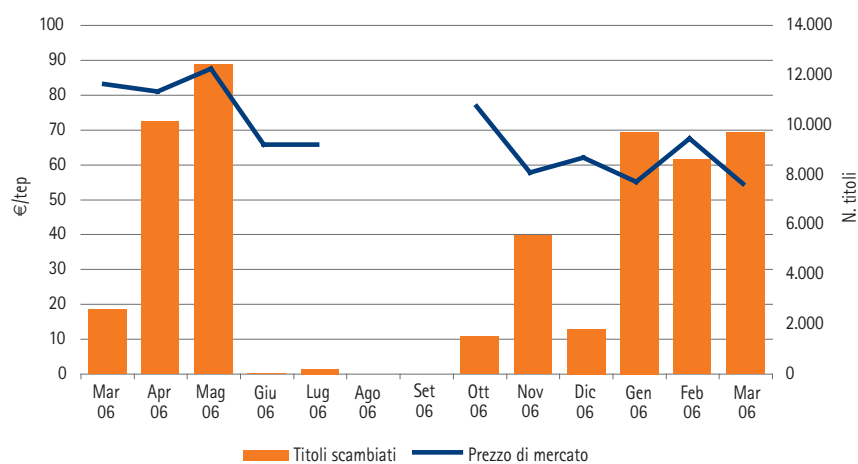
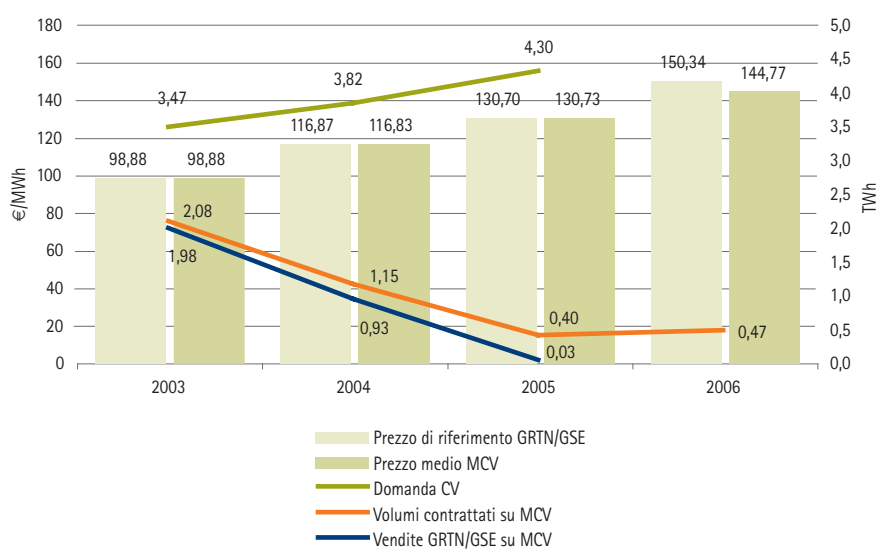
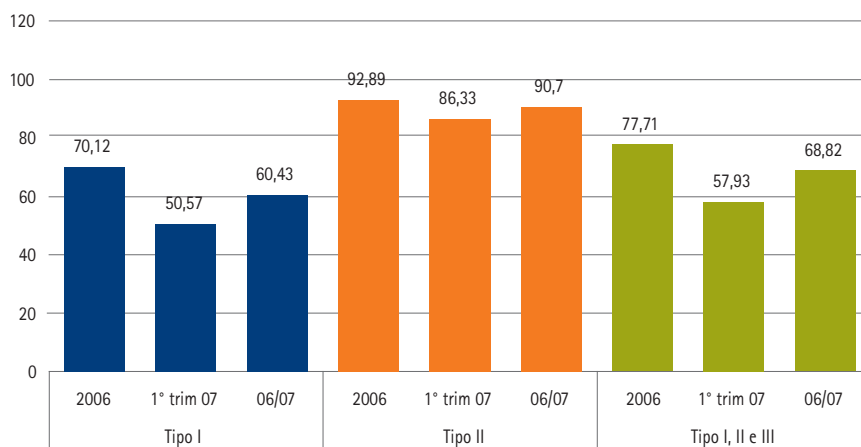


FIG. 2.24

**Andamento dei prezzi
per tipologia
di Titoli scambiati**

€/tep



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

Mercato finale libero

Evoluzione del mercato libero

Con l'entrata in vigore dell'art. 21, comma 1, lettera b), della Direttiva europea 2003/54/CE, dall'1 luglio 2004 tutti i clienti non domestici sono da considerarsi idonei e quindi liberi di scegliere la controparte contrattuale e di contrattare le condizioni della fornitura, fatti salvi i profili regolati.

Al riconoscimento di tale diritto è comunque correlata la facoltà di mantenere la propria collocazione sul mercato vincolato, a meno di non esercitare la facoltà di recesso nei termini disciplinati con delibera 20 ottobre 1999, n. 158, e successive modifiche e integrazioni. In caso di mancato esercizio di detta facoltà, permane, in capo ai soggetti distributori/venditori, l'obbligo di garantire la fornitura nei termini di cui all'art. 4, del decreto legislativo n. 79/99.

Come si rileva dalla tavola 2.14, sulla base dei dati comunicati dai distributori i clienti idonei (quindi potenzialmente liberi) al 31 dicembre 2006 erano circa 7,6 milioni, e hanno prelevato, nel

corso dell'anno, 221,5 TWh di energia (al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali); rispetto all'anno precedente il volume di energia prelevato dagli stessi clienti è diminuito di circa 1,7 TWh. Il prelievo medio per cliente presenta un lieve incremento rispetto all'anno precedente attestandosi su 29.187 kWh/anno. In particolare, se da una parte regioni quali la Lombardia e il Friuli Venezia Giulia presentano un valore del prelievo *pro capite* sensibilmente superiore alla media nazionale (rispettivamente 48.962 e 47.702 kWh), dall'altra la quasi totalità delle regioni del Sud Italia si caratterizza per la presenza di valori inferiori a 18.000 kWh. L'esempio più significativo in tal senso è costituito, come per l'anno precedente, dalla regione Calabria, in cui il livello di prelievo medio per utente è pari a 11.912 kWh.

I clienti che al 31 dicembre 2006 risultavano effettivamente approvvigionarsi sul mercato libero, erano invece circa 700.000, con un prelievo complessivo, al netto dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali, di 149,7 TWh³, corrispondente a una quota del 67,7% del mercato potenziale (Tav. 2.15).

³ Sulla base delle stime preliminari di fonte Terna, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti liberi si attesterebbero sui 152,5 TWh, al lordo dei consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali; sulla base dei dati comunicati questi ultimi sarebbero pari a circa 4,8 TWh.

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
Val d'Aosta	276	26.947	0,8
Piemonte	7.680	593.633	19,0
Liguria	2.263	274.282	4,3
Lombardia	20.043	1.078.855	52,8
Trentino A.A.	1.746	153.172	4,0
Veneto	9.568	589.024	23,9
Friuli V.G.	2.322	155.418	7,4
Emilia Romagna	8.353	607.859	19,7
Toscana	6.465	561.990	14,1
Lazio	7.396	701.542	18,9
Marche	2.654	219.449	5,6
Umbria	1.227	115.583	3,6
Abruzzo	1.842	169.312	4,9
Molise	395	44.053	1,2
Campania	5.353	608.067	10,8
Puglia	4.232	529.784	9,4
Basilicata	638	81.708	1,9
Calabria	1.952	253.814	3,0
Sicilia	4.932	606.717	10,6
Sardegna	1.994	219.070	5,5
ITALIA^(B)	91.269	7.590.279	221,5

(A) Numero punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

(B) Non sono inclusi i dati relativi agli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

TAV. 2.14

**Mercato potenziale
al 31 dicembre 2006**

	POTENZA IMPEGNATA (MW)	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)	QUOTA % SUL MERCATO POTENZIALE
Val d'Aosta	134	3.461	0,6	78,5
Piemonte	3.537	68.064	14,4	75,4
Liguria	888	34.568	2,9	69,1
Lombardia	10.391	109.278	39,5	74,7
Trentino A.A.	765	9.789	2,7	67,0
Veneto	5.254	95.009	18,0	75,4
Friuli V.G.	1.239	23.793	6,2	84,2
Emilia Romagna	4.022	64.445	14,2	72,3
Toscana	2.408	48.139	9,7	68,4
Lazio	2.593	49.712	8,6	45,4
Marche	1.192	24.445	3,7	65,5
Umbria	520	16.927	2,7	76,1
Abruzzo	790	14.708	3,6	73,1
Molise	161	3.336	0,9	73,8
Campania	1.277	23.532	5,4	50,0
Puglia	1.137	35.922	5,4	57,2
Basilicata	210	3.727	1,3	69,6
Calabria	370	13.046	1,3	41,5
Sicilia	1.099	37.124	5,3	49,5
Sardegna	534	16.254	3,4	61,9
ITALIA	38.520	695.279	149,7	67,6

(A) Numero punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

TAV. 2.15

**Mercato libero
al 31 dicembre 2006**

Rispetto all'anno precedente, il 2006 è stato caratterizzato da una crescita del mercato libero in termini sia di numerosità dei clienti (di circa 365.000) sia di volumi di energia prelevata (di circa 13 TWh); come effetto, risultano essere molto diminuiti i prelievi *pro capite*, passati da circa 0,41 GWh nel 2005 a 0,22 GWh nel 2006. Nonostante l'aumento del numero di clienti che sono usciti dal mercato vincolato, la percentuale di clienti che si approvvigiona sul mercato libero (9,2%) risulta essere ancora contenuta rispetto alla totalità dei clienti del mercato potenziale.

La variabilità dei dati relativi al prelievo medio per regione, riscontrata nel mercato potenziale, si ripropone anche nel mercato libero effettivo; il prelievo medio varia infatti da 0,36 GWh per Lombardia e Basilicata a 0,09 GWh per la Liguria.

I prelievi *pro capite* risultano sensibilmente sotto la media nazionale anche in Calabria (0,10 GWh), Sicilia (0,14 GWh),

Puglia e Marche (0,15 GWh). L'espansione del mercato libero non si è manifestata in modo omogeneo in tutto il territorio nazionale, avendo interessato maggiormente il Nord Italia rispetto al Sud. Le regioni in cui una quota maggiore di consumatori potenzialmente liberi ha deciso di approvvigionarsi effettivamente sul mercato libero sono infatti risultate essere il Friuli Venezia Giulia (84,2%), la Val d'Aosta (78,5%), l'Umbria (76,1%), il Piemonte e il Veneto (75,4%). Rispetto all'anno precedente le regioni che hanno registrato la maggiore espansione in termini sia di clienti sia di energia prelevata sono risultate la Lombardia (3,8 TWh), il Piemonte (1,8 TWh), l'Emilia Romagna (1,7 TWh) e il Lazio (1,5 TWh).

Nella tavola 2.16 si riporta un dettaglio della struttura del mercato libero per tipologia di utenza, considerando anche i consumi degli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

TAV. 2.16

Struttura del mercato libero in base alle diverse tipologie d'utenza

	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
BT altre utenze	574.317	17,3
- Fino a 1,5 kW	46.215	1,4
- 1,5-10 kW	278.218	1,6
- 10-15 kW	91.274	1,6
- 15-30 kW	85.577	3,1
- 30-50 kW	26.627	2,0
- Oltre 50 kW	42.482	7,3
- Altri ^(B)	3.924	0,2
MT Altre utenze	55.647	84,6
AT Altre utenze	593	46,1
Regimi tariffari speciali	8	4,8
Illuminazione pubblica	64.722	1,7
TOTALE	695.287	154,6

(A) Numero dei punti di prelievo. Per l'illuminazione pubblica si tratta prevalentemente di contratti attivi o punti di consegna.

(B) Rientrano in questa categoria le utenze e i prelievi di energia per i quali non è stato fornito il dettaglio della potenza impegnata da parte dei distributori.

Fonte: Elaborazione AEEG sui dati forniti dai distributori.