

2.

Struttura,
prezzi e qualità
nel settore elettrico

Domanda e offerta di energia elettrica nel 2006

Secondo i primi dati (provvisori) diffusi dal gestore della rete nazionale, nel 2006 la domanda di energia elettrica, pari a 337,8 TWh, è aumentata del 2,2% rispetto all'anno precedente.

La crescita della domanda elettrica è stata trainata dal buon andamento dell'economia italiana: il Prodotto interno lordo (PIL) è cresciuto dell'1,9% nel 2006 rispetto al 2005, mentre la produzione industriale è salita del 2,3% in media giornaliera. Il 2006 si è caratterizzato anche per il proseguimento del *trend* positivo dell'intensità elettrica (+0,5%) che ha indotto un aumento della domanda superiore a quello del PIL; il fenomeno risulta tuttavia in rallentamento dato che nel quinquennio precedente aveva contribuito alla crescita media annua per circa l'1,4%. Significativo, inoltre, è il fatto che la crescita della domanda di elettricità si sia realizzata nonostante la stabilità della domanda di energia nel suo complesso (si veda il Capitolo 1 di

questo volume): la sua presenza nel sistema economico ed energetico italiano è quindi sempre più rilevante e segnala il progressivo avvicinamento dell'Italia ai principali paesi europei in termini di dotazioni elettriche nel settore dei servizi e nel comparto domestico.

L'aumento medio del 2,2% deriva, infatti, da crescite nei consumi abbastanza differenziate tra i settori. Nei dati provvisori diffusi da Terna (Rete elettrica nazionale Spa) l'incremento più significativo, pari al 3,7%, si è registrato nel terziario, mentre i consumi industriali sono cresciuti del 2%. Assai meno rilevanti sono risultati, invece, gli aumenti per gli usi domestici e agricoli: rispetto al 2005, i due settori hanno evidenziato, infatti, rispettivamente variazioni dello 0,5% e dello 0,7%. La produzione nazionale netta destinata al consumo ha fatto registrare una crescita del 3,8%, mentre il saldo estero è significativamente diminuito rispetto all'anno precedente (-9,0%).

	2005	2006	Variazione
Produzione lorda	303.672	315.016	3,7%
Servizi ausiliari	13.064	13.290	1,7%
Produzione netta	290.608	301.726	3,8%
Saldo estero	49.155	44.718	-9,0%
Energia destinata ai pompaggi	9.319	8.648	-7,2%
Fabbisogno	330.444	337.796	2,2%

Fonte: Terna, dati provvisori.

TAV. 2.1

Bilancio aggregato dell'energia elettrica in Italia nel 2006

GWh

Mercato e concorrenza

Struttura dell'offerta di energia elettrica

Produzione nazionale

La tavola 2.2 indica che nel corso del 2006 la produzione termoelettrica lorda è cresciuta del 4,1%, risultando pari a circa 257 TWh. Di conseguenza è lievemente aumentata anche la quota di tale produzione sulla generazione complessiva (da 81,3% nel 2005 a 81,6%), a scapito della produzione da pompaggio (da 2,3% a 2,0%).

La produzione da gas naturale è aumentata del 6,1%, parallelamente a una leggera contrazione della produzione da prodotti petroliferi (-1,8%).

La produzione da fonti rinnovabili è cresciuta in linea con l'incremento complessivo della produzione (+3,6%). Accanto a un lieve incremento della produzione idroelettrica da apporti naturali, che è tuttavia rimasta su valori molto inferiori rispetto a quelli registrati negli anni fino al 2004, va evidenziato un forte aumento della produzione eolica, il cui contributo sul totale della produzione da fonti rinnovabili ha superato il 6%. Superiore alla media è risultato anche l'incremento della produzione geotermica (+3,8%). Nella figura 2.1 vengono riportate le quote di generazione dei principali operatori nel 2006 confrontate con quelle dell'anno precedente. In linea con il *trend* degli ultimi anni, si evidenzia un'ulteriore contrazione della quota di mercato del gruppo Enel, pari a circa 4 punti percentuali, a favore soprattutto del gruppo Edison, che ha raggiunto una quota di mercato del 13% circa. Più contenute sono risultate le variazioni in aumento delle quote di mercato delle altre imprese maggiori, il gruppo Eni, Endesa Italia Spa ed Edipower Spa.

A livello complessivo, il calcolo dell'indice di Herfindahl-Hirschman (HHI) evidenzia una diminuzione della concentrazione del mercato, con riferimento alla generazione lorda; l'indice rela-

tivo al 2006 assume un valore pari a 1.643¹, mentre nel 2005 era di poco inferiore a 1.900.

Nel corso del 2006 è entrata in funzione nuova capacità efficiente lorda per circa 4.500 MW, in gran parte costituita da impianti termoelettrici. Edison ha visto aumentare la propria capacità di più di 800 MW grazie all'avvio della centrale di Torviscosa, mentre la capacità di EniPower Spa è aumentata di circa 350 MW a seguito dell'entrata in operatività della centrale di Brindisi.

La figura 2.3 riporta le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato a seguito dei ritiri obbligati, al netto dell'energia destinata ai pompaggi e delle esportazioni.

Si evidenzia rispetto al 2005 una forte diminuzione della quota di mercato ricoperta dal gruppo Enel, nell'ordine di quasi 7 punti percentuali, mentre l'operatore che ha visto la crescita più rilevante della sua quota è Edison che ha guadagnato più di 2 punti percentuali.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2005; in particolare, l'indice HHI nel 2006 risulta pari a 2.203², in diminuzione dal valore di circa 2.400 del 2005.

La tavola 2.3 riporta il contributo percentuale nazionale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica, con riferimento a ciascun combustibile.

Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica prodotta da carbone, sebbene la sua quota sia diminuita rispetto al 2005 di quasi 6 punti percentuali, e anche il primo produttore di energia da prodotti petroliferi e da gas naturale. Tuttavia, mentre la sua quota sulla produzione da prodotti petroliferi risulta in forte

¹ Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'indagine annuale dell' Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e del gruppo API.

² Il valore è stato calcolato stimando i dati di produzione non comunicati dagli operatori nell'indagine annuale dell' Autorità sui settori dell'energia elettrica e il gas. Tra gli operatori di rilievo tali dati sono quelli relativi alla produzione del gruppo ERG e del gruppo API.

TAV. 2.2

	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Produzione termoelettrica	218.549	216.792	227.646	238.291	240.488	246.918	256.969
Solidi	26.272	31.730	35.447	38.813	45.518	43.606	44.600
Gas naturale	97.608	95.906	99.414	117.301	129.772	149.259	158.300
Prodotti petroliferi	85.878	75.009	76.997	65.771	47.253	35.846	35.200
Altri	8.791	14.147	15.788	16.406	17.945	18.207	18.869
Produzione da fonti rinnovabili	51.386	55.087	49.013	47.971	55.669	49.894	51.682
Biomassa e rifiuti	1.906	2.587	3.423	4.493	5.637	6.155	6.283
Eolico	563	1.179	1.404	1.458	1.847	2.343	3.211
Fotovoltaico	6	5	4	5	4	4	4
Geotermico	4.705	4.507	4.662	5.341	5.437	5.325	5.527
Idroelettrico da apporti naturali	44.205	46.810	39.519	36.674	42.744	36.067	36.657
Produzione idroelettrica da pompaggi	6.695	7.115	7.743	7.603	7.164	6.860	6.365
Produzione totale	276.629	278.995	284.401	293.865	303.321	303.672	315.016
<i>Per memoria:</i>							
Produzione idroelettrica totale	50.900	53.925	47.262	44.277	49.908	42.927	43.022

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna. I dati relativi al 2006 sono provvisori.

Produzione lorda per fonte 2000-2006
GWh

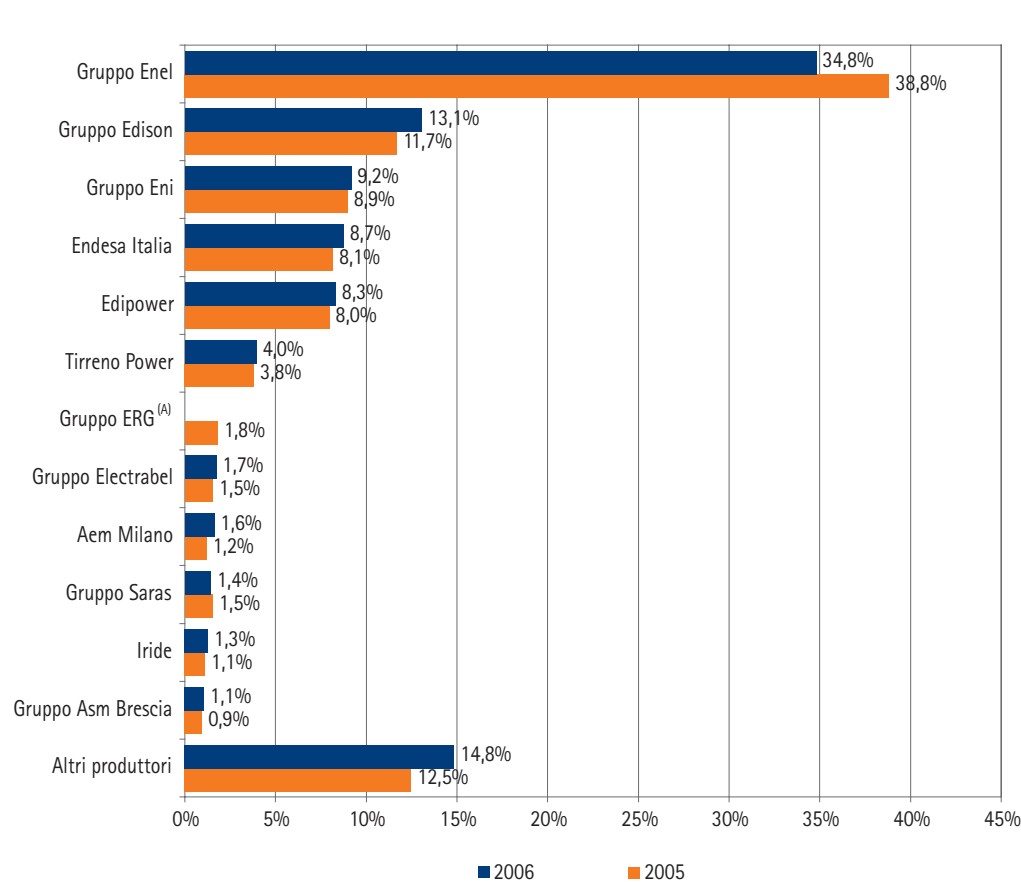


FIG. 2.1

Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Confronto 2005-2006, dati in percentuale

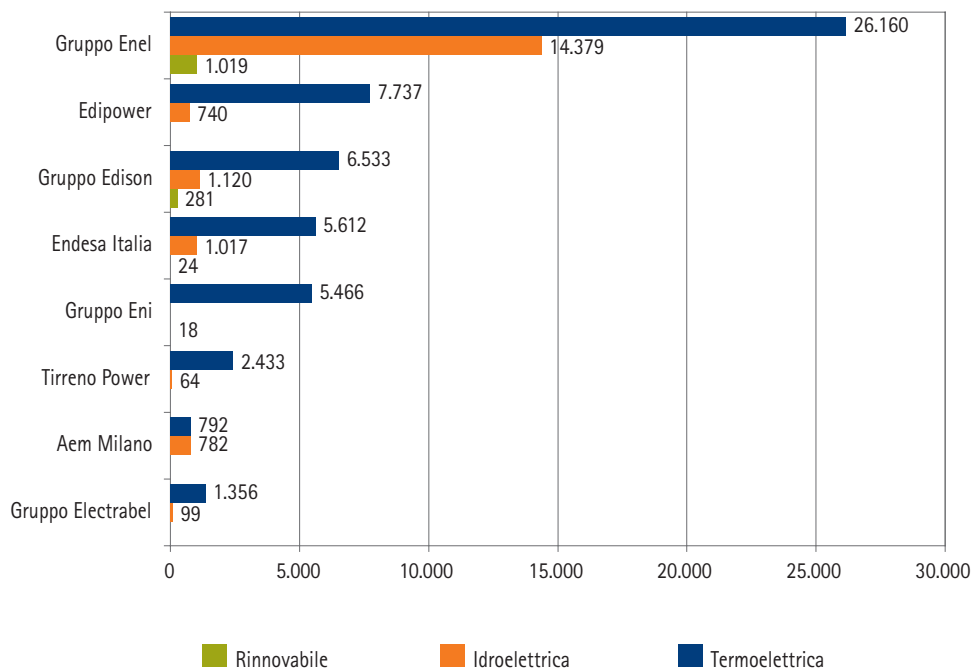
(A) I dati relativi alla produzione 2006 del gruppo ERG non sono stati comunicati.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.2

Disponibilità di capacità lorda per i maggiori gruppi

MW, anno 2006

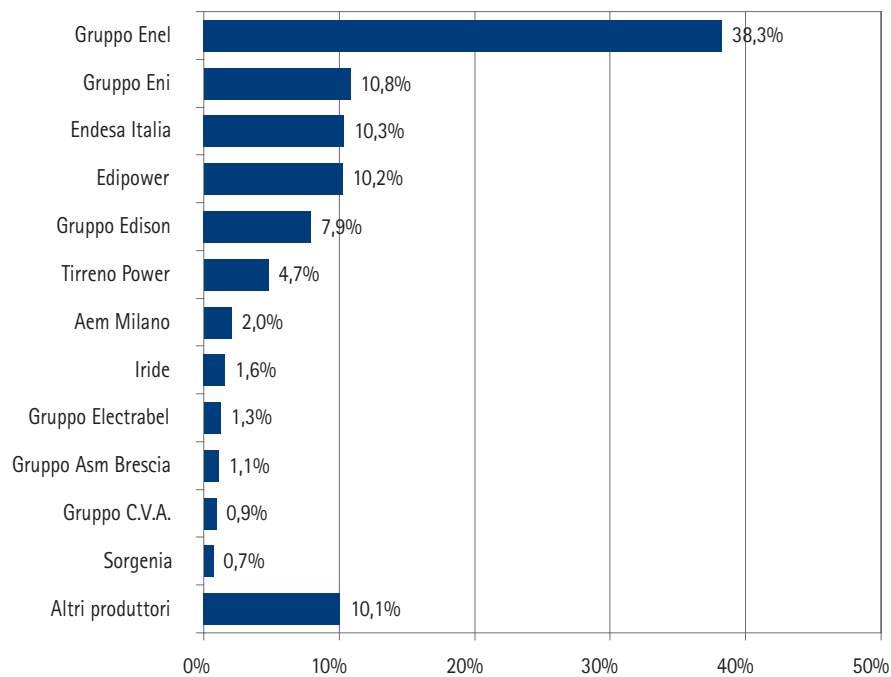


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

FIG. 2.3

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo

Dati in percentuale, anno 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.3

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati in percentuale, anno 2006

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Gruppo Enel	66,0	40,2	21,4	0,0
Gruppo Edison	0,0	7,3	20,7	43,0
Gruppo Eni	0,0	7,3	14,9	48,0
Endesa Italia	15,2	11,3	9,0	0,0
Edipower	6,4	15,4	9,9	0,0
Tirreno Power	10,3	1,0	4,6	0,0
Gruppo Electrabel	0,0	0,1	3,1	0,0
Gruppo Saras	0,0	11,9	0,0	0,0
Aem Milano	0,0	0,0	2,3	0,0
Iride	0,0	0,4	1,9	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,9	0,0	1,4	0,0
Sorgenia	0,0	0,0	1,1	0,0
Altri operatori	1,2	5,1	9,7	8,9
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende olio combustibile BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore ed espansione del gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale, anno 2006

	IDRO	GEOTERMO	EOLICO	BIOMASSA, BIOGAS E RIFIUTI
Gruppo Enel	50,7	99,4	12,5	1,4
Gruppo Edison	7,8	0,0	14,6	0,7
Gruppo C.V.A.	6,3	0,0	0,0	0,0
Endesa Italia	6,0	0,0	0,0	0,0
Edipower	4,9	0,0	0,0	0,0
Aem Milano	4,1	0,0	0,0	0,0
Trinergy	0,0	0,0	28,9	0,0
Gruppo Asm Brescia	0,1	0,0	0,0	11,0
Iride	1,8	0,0	0,0	0,0
Gruppo Electrabel	1,2	0,0	0,0	0,0
Amsa	0,0	0,0	0,0	6,2
Azienda Energetica	1,0	0,0	0,0	0,0
Altri operatori	15,9	0,6	44,0	80,6
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

TAV. 2.5

Ritiri obbligati del GSE

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
CIP6	49.752	50.361	52.398	50.296	48.308
di cui assimilata	41.165	40.723	42.268	40.463	39.054
di cui rinnovabile	8.586	9.638	10.131	9.833	9.254
Delibera n. 108/97	1.347	1.140	1.218	966	689
Delibera n. 62/02	2.897	2.411	3.064	-	-
TOTALE	53.996	53.912	56.680	51.262	48.997

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

aumento, quella da gas naturale risulta essersi ridotta di quasi 5 punti percentuali, in buona parte a vantaggio di Edison.

Per quanto riguarda le altre fonti, Eni ed Edison si confermano di gran lunga i principali operatori, grazie, soprattutto, al ruolo ricoperto nella generazione da gas derivati.

Nel settore delle energie rinnovabili, Enel è il primo produttore sia per quanto riguarda la produzione idroelettrica, con riferimento alla quale ha mantenuto una quota di poco inferiore al 51%, sia per quanto riguarda la produzione geotermoelettrica, della quale mantiene il quasi completo controllo. Trinergy è divenuto nel 2006 il primo operatore nel settore della produzione di energia eolica, mentre il gruppo Asm Brescia si conferma il primo produttore di energia da biomassa, biogas e rifiuti, della quale detiene l'11% circa. Il settore della generazione da biomassa, biogas e rifiuti si caratterizza per una presenza più significativa di imprese di dimensioni minori; la quota di mercato dei primi 12 gruppi nazionali in termini di produzione rinnovabile si ferma infatti sotto il 20% della produzione complessiva.

Produzione incentivata

Il totale della produzione ritirata dal GSE ai sensi dell'art. 3, comma 12, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, per il 2006 è ammontato a 48.997 GWh, pari al 16,2% della produzione nazionale.

I ritiri obbligati, che riguardano quasi interamente energia prodotta in impianti in convenzione CIP6, si sono ridotti di circa 2,3 TWh rispetto all'anno precedente, soprattutto a seguito di una contrazione della generazione da fonti assimilate in convenzione, il cui apporto si è ridotto del 4% circa.

L'analisi di dettaglio dell'energia assimilata che beneficia dell'incentivazione CIP6 evidenzia come la riduzione complessiva registrata nel 2006 sia stata interamente determinata da una diminuzione dell'energia prodotta da impianti nuovi che usano combustibili fossili con idrocarburi, mentre l'energia generata da impianti esistenti risulta essere aumentata di più di 3 TWh nel corso dell'anno.

L'energia assimilata in convenzione CIP6 ha rappresentato nel 2006 il 15,2% della produzione termoelettrica nazionale, in diminuzione rispetto al 16,4% del 2005.

La leggera riduzione della produzione CIP6 da fonti rinnovabili nel 2006, pari a circa 0,6 TWh, è invece principalmente imputabile a una flessione della generazione di impianti nuovi eolici e geotermici; da evidenziare è anche l'ulteriore diminuzione rispetto al

2005 della produzione da impianti idroelettrici, a seguito degli scarsi apporti naturali afferiti agli impianti nel corso dell'anno. Le convenzioni CIP6 relative all'energia rinnovabile ricoprono il 17,9% della generazione rinnovabile, in forte diminuzione rispetto al 19,7% dell'anno precedente.

I costi relativi alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati sono risultati in aumento rispetto al 2005, essendo passati da circa 3.989 milioni di euro a 4.362 milioni di euro, al netto della componente di costo addizionale, pari a più di 200 milioni di euro, derivante dalla revisione dei prezzi applicati per il I trimestre all'energia assimilata e rinnovabile. Tale aumento trova giustificazione nell'aumento dell'energia prodotta e della relativa remunerazione per gli impianti esistenti e, secondariamente, per gli impianti nuovi che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia.

I costi per la remunerazione dell'energia CIP6 rinnovabile sono invece rimasti sostanzialmente stabili rispetto al 2005, al netto della componente legata alla revisione dei prezzi. Infatti, l'aumento delle remunerazione unitaria di 13-21 €/MWh per tutte le tipologie è stato generalmente bilanciato da una diminuzione dell'energia incentivata, con l'unica eccezione dell'energia prodotta da impianti eolici e geotermici, la cui remunerazione complessiva è aumentata di circa 100 milioni di euro.

I costi totali dei ritiri obbligati del GSE nella tavola 2.9 sono stimabili in 6.417 milioni di euro, per la maggior parte legati alla remunerazione dell'energia CIP6 prodotta da impianti assimilati. I ricavi derivati dalla vendita dell'energia sul mercato del giorno prima (MGP), al netto dei corrispettivi inerenti i contratti per differenze e degli oneri di sbilanciamento, sono risultati pari a circa 2.763 milioni di euro, in aumento rispetto al 2005 a seguito dell'incremento del prezzo di cessione sul mercato; a tali ricavi si aggiungono 2,8 milioni di euro derivanti dalla cessione dei Certificati verdi ai soggetti sottoposti all'obbligo di acquisto. La diminuzione dei costi di incentivazione del CIP6 grazie alla vendita dei Certificati verdi intestati alla società Gestore dei servizi elettrici Spa (GSE), tuttavia, deve essere valutata nella considerazione del fatto che i produttori e gli importatori di energia termoelettrica ingloberanno nei prezzi di offerta di energia elettrica i costi di acquisto di tali certificati. Complessivamente i ricavi sono aumentati rispetto al 2005 di circa 80 milioni di euro.

Il costo da recuperare in tariffa, pari alla differenza tra costi e ricavi dei ritiri obbligati, è risultato pari a circa 3.680 milioni di euro (75,1 €/MWh), in aumento di circa 600 milioni di euro rispetto al 2005.

TAV. 2.6

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate negli anni 2002-2006

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
Impianti nuovi	35.119	33.963	34.182	25.097	20.451
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	16.954	16.530	17.773	12.891	13.291
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	18.165	17.433	16.409	12.206	7.161
Impianti esistenti	6.046	6.760	8.086	15.366	18.603
TOTALE	41.165	40.723	42.268	40.463	39.054

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.7

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti rinnovabili negli anni 2002-2006

GWh

	2002	2003	2004	2005	2006
Impianti nuovi	7.839	9.547	10.031	9.685	8.940
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	1.348	1.450	1.397	1.181	987
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	500	383	334	184	137
di cui impianti eolici e geotermici	3.116	3.850	3.418	3.040	2.566
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	2.672	3.666	4.648	5.084	5.180
di cui impianti idroelettrici potenziati	203	199	234	196	70
Impianti esistenti	747	90	100	148	314
TOTALE	8.586	9.638	10.131	9.833	9.254

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.8

Dettaglio costi e quantità per fonte dell'energia CIP6 incentivata nel 2006

	REMUNERAZIONE TOTALE (MILIONI DI EURO)	QUANTITÀ (GWh)	REMUNERAZIONE UNITARIA (€/MWh)
Fonti assimilate	4.361,7	39.054	111,7
Fonti assimilate nuove	2.544,9	20.451	124,4
di cui impianti che utilizzano combustibili di processo o residui o recuperi di energia	1.772,8	13.291	133,4
di cui impianti che utilizzano combustibili fossili con idrocarburi	772,1	7.161	107,8
Fonti assimilate esistenti	1.816,8	18.603	97,7
Fonti rinnovabili	1.758,0	9.254	190,0
Fonti rinnovabili nuove	1.727,3	8.940	193,2
di cui impianti idroelettrici a serbatoio; a bacino; ad acqua fluente oltre 3 MW	162,9	987	165,0
di cui impianti ad acqua fluente fino a 3 MW	18,3	137	133,6
di cui impianti eolici e geotermici	403,1	2.566	157,1
di cui impianti fotovoltaici, a biomasse, a RSU e impianti equiparati	1.133,9	5.180	218,9
di cui impianti idroelettrici potenziati	9,1	70	130,0
Fonti rinnovabili esistenti	30,7	314	97,8
TOTALE	6.119,8	48.308	126,7

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

TAV. 2.9

Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2006

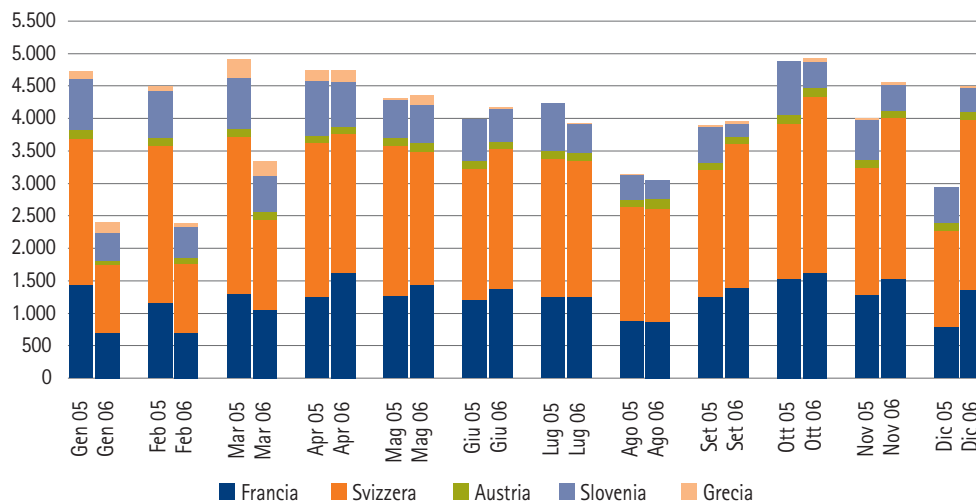
MILIONI DI EURO	
Remunerazione impianti assimilati	4.361,7
Remunerazione impianti rinnovabili	1.758,1
Totale remunerazione energia CIP6	6.119,8
Revisione prezzi I trimestre	222,4
Altri costi associati	17,2
Remunerazione energia delibera n. 108/97	57,6
Totale costi dei ritiri	6.417,0
Ricavi da cessione energia	2.736,3
Ricavi da cessione certificati verdi	2,8
Totale ricavi	2.739,1
Costo da recuperare in tariffa (componente A₃)	3.677,9

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

FIG. 2.4

Importazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006

GWh

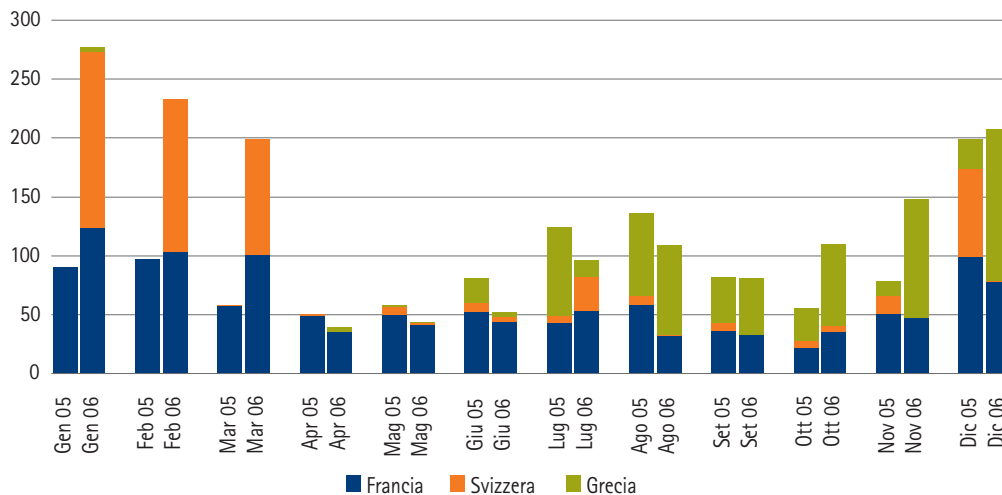


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

FIG. 2.5

Esportazioni di energia elettrica per frontiera nel 2005 e nel 2006

GWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

Importazioni

Il saldo estero per il 2006 è ammontato a 44.718 GWh quale differenza tra le importazioni pari a 46.323 GWh (-7,8%), e le esportazioni pari a 1.605 GWh (+44,7%). Rispetto al 2005 il saldo estero è diminuito del 9,0%, attestandosi su valori in linea con quelli del 2004; esso ha garantito nel 2006 la copertura del fabbisogno nella misura del 13,2%, in netta diminuzione rispetto al 14,9% dell'anno precedente. La massima capacità di trasporto, per il periodo invernale, è risultata variabile giornalmente fra i valori 7.490 MW e 6.840 MW; durante il periodo estivo (maggio-settembre 2006 escluso agosto) tali valori sono stati pari a 6.390 MW e 5.840 MW.

Come evidenziato dalla figura 2.4, il calo delle importazioni rispetto all'anno precedente è risultato particolarmente evidente nei primi tre mesi dell'anno.

Le importazioni dalla Svizzera e dall'Austria sono diminuite rispettivamente del 7,0% e del 5,7%, mentre quelle dalla Francia, pur essendosi ridotte molto nel primo trimestre, su base annuale sono cresciute del 2,2%. Da evidenziare è anche una forte riduzione delle importazioni dalla Slovenia, pari a circa 2.600 GWh.

Il significativo aumento delle esportazioni su base annuale è stato determinato da un incremento dei flussi verso la Svizzera (290 GWh) e la Grecia (175 GWh).

Infrastrutture elettriche

Trasmissione

Nel novembre 2005, con la nascita di Terna è divenuta operativa la riunificazione di proprietà e gestione della rete di trasmissione nazionale. Terna è una società per azioni quotata in borsa; attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa depositi e prestiti, che detiene il 29,99% del pacchetto azionario.

La società è proprietaria di oltre il 97% della rete di trasmissione nazionale, disponendo di circa 39.000 km di linee, 357 stazioni di trasformazione e smistamento e 3 centri di teleconduzione.

La quota di infrastrutture detenuta da Terna è significativamente aumentata nel corso del 2006, a seguito dell'acquisizione, attraverso la società interamente controllata R.T.L. - Rete Trasmissione Locale Spa (R.T.L. Spa), dell'intero capitale sociale di Edison Rete Spa e del 99,99% del capitale di Aem Trasmissione Spa, nell'ottobre del 2006; nel novembre del 2006 l'Autorità garante per la concorrenza e il mercato ha approvato l'operazione.

Alla data di sottoscrizione dei contratti, Edison Rete possedeva circa 2.800 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione

e 29 sottostazioni elettriche dislocate nel Nord Italia, mentre Aem Trasmissione era proprietaria di circa 1.100 km di linee elettriche di trasmissione ad alta tensione e di 12 sottostazioni elettriche, anch'esse dislocate nel Nord Italia. A seguito dell'acquisizione la denominazione sociale di Edison Rete è diventata "Rete Trasmissione Milano 1 Società per azioni" (in forma abbreviata RTM1 Spa), mentre quella di Aem Trasmissione è diventata "Rete Trasmissione Milano 2 Società per azioni" (in forma abbreviata RTM2 Spa).

Tale acquisizione si inquadra nella strategia di unificazione da parte di Terna della rete di trasmissione nazionale, in ottemperanza alle disposizioni di cui alla legge 27 ottobre 2003, n. 290, in materia di riassetto del settore energetico, nonché al successivo decreto del Presidente del Consiglio dei ministri dell'11 maggio 2004.

Nel gennaio del 2007 Terna ha diffuso il Piano di sviluppo 2007-2016 della rete elettrica di trasmissione nazionale, soggetto all'approvazione del Ministero dello sviluppo economico. Il nuovo Piano prevede circa 75 nuovi interventi, destinati in prevalenza a opere prioritarie in Italia e all'incremento della capacità di interconnessione con l'estero.

TAV. 2.10

**Cessioni di porzioni
di rete da parte
di Enel Distribuzione**

IMPRESA ACQUIRENTE	CITTÀ	N. COMUNI OGGETTO DI CESSIONE	N. CLIENTI FINALI	STIPULA DEL CONTRATTO	EFFICACIA DEL CONTRATTO
AC.E.G.A.S. (oggi Acegas – Aps)	Trieste	1	812	29/03/2000	31/03/2000
Amias (oggi AMIAS Servizi)	Selvino (BG)	1	10	23/09/2000	12/12/2000
Amps	Parma	1	40.669	27/12/2000	01/01/2001
Amps (oggi AEB Distribuzione)	Seregno (MI)	1	111	29/03/2001	31/03/2001
Aem Tirano	Tirano (SO)	1	20	24/05/2001	01/06/2001
Acea (oggi ACEA Distribuzione)	Roma	2	710.000	27/06/2001	01/07/2001
Aem Torino	Torino	1	293.000	21/12/2001	31/12/2001
Assm	Tolentino (MC)	1	25	21/12/2001	01/01/2002
Aspm di Soresina	Soresina (CR)	1	26	28/02/2002	01/03/2002
Azienda San Severino Marche	San Severino Marche (MC)	1	1.224	01/03/2002	01/03/2002
Aem Cremona	Cremona	1	2.286	21/03/2002	01/04/2002
Asm Sondrio	Sondrio	1	40	28/03/2002	01/04/2002
Sem Morbegno	Morbegno (SO)	4	6.464	23/04/2002	01/05/2002
Ami Imola (incorporata in Hera)	Imola (BO)	4	104	28/06/2002	01/07/2002
Siec Chiavenna	Chiavenna (SO)	2	198	28/06/2002	01/07/2002
Aem Milano	Milano	2	387.625	29/10/2002	01/11/2002
Aqsm Verona	Verona	2	91.403	29/11/2002	01/12/2002
A.S.P. Polverigi (oggi ASTEA)	Polverigi (AN)	1	186	19/12/2002	01/01/2003
Idroelettrica Valcanale	Tarvisio (UD)	1	754	19/12/2002	01/01/2003
A.T.En.A.	Vercelli	1	2.137	20/12/2002	01/01/2003
Amet	Trani (BA)	1	2.182	31/01/2003	01/02/2003
Amg (oggi Iris)	Gorizia	1	1.617	28/02/2003	01/03/2003
Aim	Vicenza	1	7.929	30/05/2003	01/06/2003
A.M.E.A.	Paliano (FR)	1	244	29/08/2003	01/09/2003
Asm Terni	Terni	1	6.300	29/12/2003	31/12/2003
Asm Brescia (oggi Asmea)	Brescia	46	100.205	30/12/2003	31/12/2003
Asm Voghera	Voghera (PV)	1	1.671	26/02/2004	01/03/2004
Camuna Energia	Cedegolo (BS)	2	457	27/04/2004	01/05/2004
Astea	Recanati (MC)	2	4.084	21/12/2004	31/12/2004
Odoardo Zecca	Ortona (CH)	2	9.000	23/12/2004	01/01/2005
Set Distribuzione	Rovereto (TN)	207	230.701	27/06/2005	01/07/2005
Hera	Bologna (BO)	18	82.104	27/06/2006	30/06/2006
Secab Società Cooperativa	Paluzza (UD)	1	882	13/12/2006	01/01/2007
TOTALE		314	1.984.470		

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Enel.

Gli interventi, in particolare, dovrebbero garantire un incremento degli elettrodotti di circa 4.600 km e la costruzione di 72 nuove stazioni elettriche, consentendo un aumento dei margini di riserva per un valore compreso tra il 5% e il 15% della domanda di punta 2006, una riduzione delle congestioni di rete per un valore pari a oltre 8.000 MW in più di capacità di generazione utilizzabile e un aumento della capacità di interconnessione con l'estero per un valore compreso tra 3.000 MW e 6.000 MW.

Ulteriori opportunità sono legate alle interconnessioni in cavo sottomarino con alcuni paesi dell'area dei Balcani, per consentire

di aumentare ulteriormente la capacità di *import* migliorando la sicurezza e l'efficienza degli approvvigionamenti di energia.

Distribuzione

Il decreto legislativo n. 79/99, prevedendo il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale e attribuendo alle società partecipate dagli enti locali la facoltà di chiedere all'ex monopolista Enel la cessione dei rami d'azienda operanti l'attività di distribuzione nel territorio comunale, ha dato il via a

un processo di graduale razionalizzazione dell'attività, destinato a proseguire negli anni a venire.

Complessivamente dal 2000 al 2005 il processo di riorganizzazione ha comportato il trasferimento di porzioni di rete da Enel a 31 società partecipate da enti locali per un totale di 295 comuni e 1.901.484 clienti.

Nel corso del 2006 è stata finalizzata la cessione da parte di Enel a Hera Spa delle reti di distribuzione di 18 comuni, per un totale

di circa 82.000 clienti, e la cessione a SECAB Alto But Soc. Coop. Arl della rete nel comune di Sutrio, che riguarda circa 900 clienti. Nella tavola 2.11 è rappresentata la distribuzione territoriale dei gestori e delle reti di distribuzione per tipologia di rete come emerge dai dati raccolti dall'Autorità presso i distributori. È interessante notare come nella regione Trentino Alto Adige si concentri un numero elevatissimo di distributori a fronte di una rete che, in termini di lunghezza, rappresenta il 2,4% del totale nazionale.

TAV. 2.11

Lunghezza delle reti di distribuzione al 31 dicembre 2006

REGIONE	ALTA E ALTISSIMA TENSIONE (km)	MEDIA TENSIONE (km)	BASSA TENSIONE (km)	NUMERO DISTRIBUTORI ^(A)
Val d'Aosta	57	1.388	2.205	2
Piemonte	1.428	27.955	59.234	5
Liguria	738	6.949	22.211	2
Lombardia	2.892	39.740	77.266	13
Trentino A.A.	452	7.609	20.069	61
Veneto	2.162	25.830	60.336	3
Friuli V.G.	539	8.104	15.917	6
Emilia Romagna	1.927	31.024	62.507	3
Toscana	1.190	26.035	56.869	2
Lazio	1.783	28.037	60.930	3
Marche	565	11.438	28.190	6
Umbria	57	7.918	16.623	1
Abruzzo	530	9.758	23.101	4
Molise	45	3.589	7.348	1
Campania	1.267	23.689	54.646	2
Puglia	1.719	28.279	60.233	3
Basilicata	629	9.719	13.594	1
Calabria	504	17.377	48.881	1
Sicilia	1.171	35.347	74.260	5
Sardegna	488	17.533	34.359	5
TOTALE	20.143	367.318	798.780	129

(A) Il numero dei rispondenti all'indagine (117) corrisponde al 69% dei distributori attivi nel 2006 (169). In questa colonna i distributori vengono contati tante volte quante sono le regioni in cui operano.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati dei distributori.

Mercato all'ingrosso

Il mercato regolamentato gestito dalla società Gestore del mercato elettrico Spa (GME) si suddivide in due sottomercati: il mercato del giorno prima (MGP), in cui si scambiano blocchi orari di

energia per il giorno successivo, e il mercato di aggiustamento (MA), che consente agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o

vendita. Successivamente a questi vi è poi il mercato per il servizio di dispacciamento (MSD) in cui prima il GRTN e ora Terna si approvvigionano delle risorse necessarie all'esercizio dell'attività di trasmissione e dispacciamento e alla garanzia di sicurezza del sistema elettrico. La disciplina del dispacciamento a regime prevede la partecipazione attiva della domanda in tutti questi mercati, ma le disposizioni transitorie per l'anno 2006, analogamente a quanto previsto con riferimento all'anno precedente, stabiliscono che essa partecipi solamente all'MGP.

La partecipazione della domanda al solo MGP ha reso necessario attivare meccanismi transitori che compensassero la ridotta flessibilità di negoziazione che essa si sarebbe trovata a fronteggiare nell'impossibilità di partecipare all'MA e all'MSD. Questi meccanismi sono rappresentati da:

- lo sbilanciamento a programma, che consente ai soggetti titolari di contratti conclusi al di fuori del sistema delle offerte di presentare programmi di immissione e prelievo non bilanciati sull'MGP;
- la Piattaforma di aggiustamento bilaterale per la domanda (PAB), nella quale si possono effettuare scambi orari bilanciati di energia elettrica tra gli operatori che gestiscono i punti di offerta in prelievo appartenenti alla stessa zona geografica.

Anche per l'anno 2006 è stato inoltre previsto un sistema semplificato per la valorizzazione degli sbilanciamenti, tale da ridurre il costo per gli operatori in prelievo rispetto a quanto previsto per il meccanismo a regime in cui essi potranno partecipare all'MSD.

Per questa stessa ragione, e per consentire alla domanda il necessario tempo di apprendimento per gestire in modo efficiente le proprie negoziazioni sull'MGP, è stato inoltre previsto nella disciplina del mercato elettrico che Terna potesse presentare offerte integrative sull'MGP per far sì che il livello di domanda risultante dall'MGP non si discostasse di più del 5% in valore assoluto dalle proprie previsioni.

Borsa elettrica: domanda

La domanda di energia elettrica nel Sistema Italia nel 2006 è stata di 329,8 TWh, con una crescita del 2,0% rispetto al 2005. La domanda nazionale è aumentata dell'1,8%, con incrementi più sostenuti nelle zone Sicilia (+4,9%) e Sardegna (+3,3%), mentre gli acquisti sulle zone estere hanno registrato un incremento del 18,3%.

Le operazioni sulla borsa elettrica hanno raggiunto i 196,5 TWh, in riduzione del -3,2% rispetto al 2005; di conseguenza la liquidità media del mercato è scesa dal 62,8% al 59,6%.

La riduzione della domanda in borsa deriva in buona parte da una significativa riduzione della domanda della società Acquirente Unico Spa, pari a circa 7,0 TWh, in ragione di una contrazione del mercato vincolato, per il quale l'Acquirente Unico si approvvigiona in larga misura in borsa. Questa tendenza è stata solo parzialmente contrastata da un aumento della domanda da parte degli altri operatori, pari a circa 1,9 TWh.

La domanda attraverso contratti bilaterali è aumentata di quasi l'11% rispetto al 2005, a seguito di un aumento della richiesta superiore a 17 TWh da parte di operatori nazionali diversi dall'Acquirente Unico.

Borsa elettrica: offerta

Per quanto riguarda le offerte in Borsa, nel corso del 2006 si è evidenziata una tendenza alla crescita del peso delle zone estere, le cui offerte sono aumentate di circa 7,0 TWh; in parallelo è diminuita l'offerta da parte di operatori nazionali (-7,7%) e dei soggetti titolari di impianti CIP6 (-6,8%), per un totale di circa 14 TWh.

Gli sbilanciamenti a programma sono stati pari a 13,6 TWh, in aumento del 6,1% rispetto all'anno precedente. A livello mensile il valore massimo è stato registrato nei mesi di gennaio e aprile, quando ha raggiunto 1,4 TWh.

Le offerte integrative dal lato dell'offerta sono risultate pari a 3,0 TWh, in diminuzione di circa 500 GWh rispetto al 2005.

Nella figura 2.10 si riporta il profilo mensile delle offerte integrative di Terna in vendita, confrontate con le offerte integrative dal lato domanda; queste sono risultate pari a 3,8 TWh in diminuzione di circa 1,3 TWh rispetto al 2005.

Mentre le offerte in acquisto hanno raggiunto il massimo in termini relativi sulla domanda complessiva sull'MGP nel mese di agosto (2,1%), le offerte in vendita hanno fatto registrare il valore più elevato nel mese di dicembre (1,9% della domanda).

Nel complesso si può notare come il volume delle offerte integrative presentate sull'MGP da Terna, pur essendo diminuito rispetto al 2005, non abbia dato chiari segnali di stabilizzazione nel corso dei mesi, a seguito di un progressivo apprendimento organizzativo e previsivo da parte dei soggetti operanti sul lato della domanda.

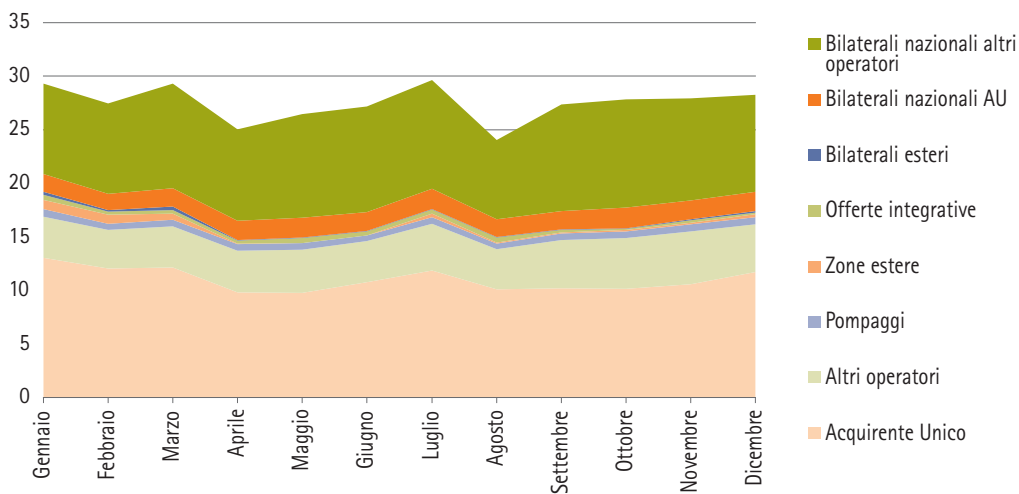


FIG. 2.6
Andamento mensile della domanda di energia elettrica nel 2006
 TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

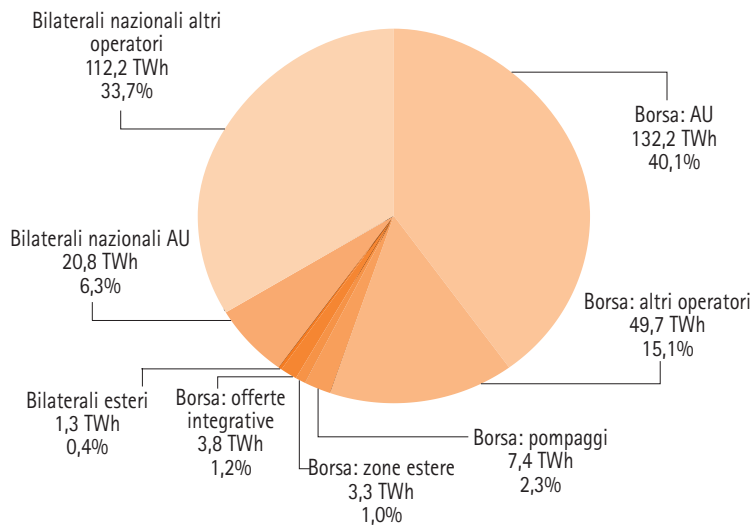
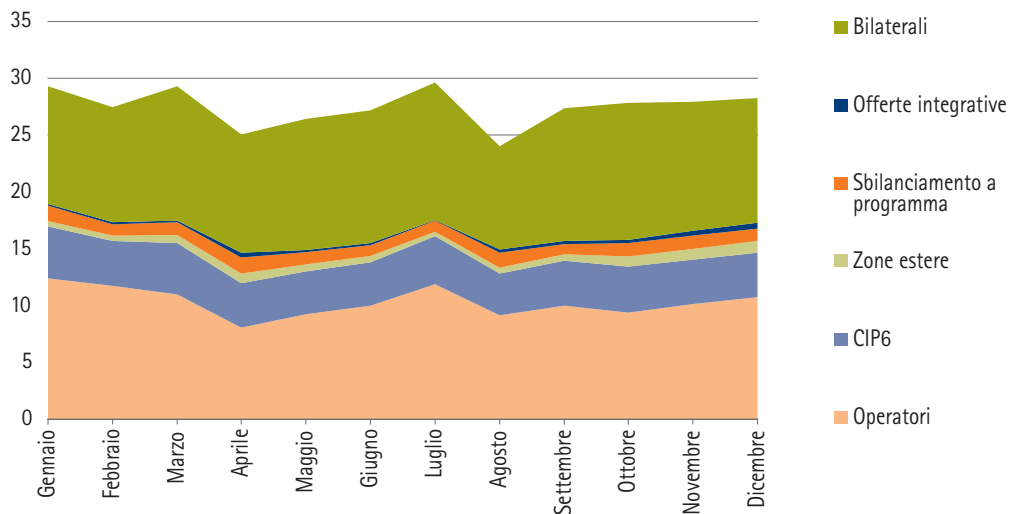


FIG. 2.7
Composizione percentuale della domanda di energia elettrica nel 2006

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.8

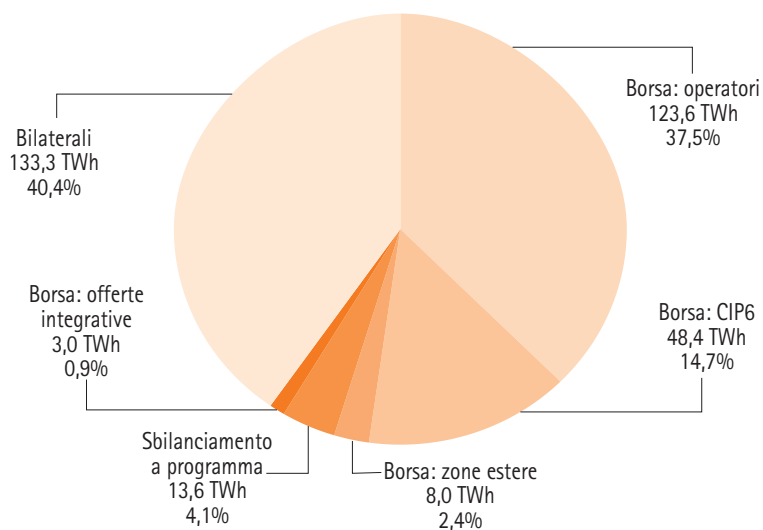
Composizione dell'offerta di energia elettrica nel 2006
TWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.9

Composizione percentuale dell'offerta di energia elettrica nel 2006



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

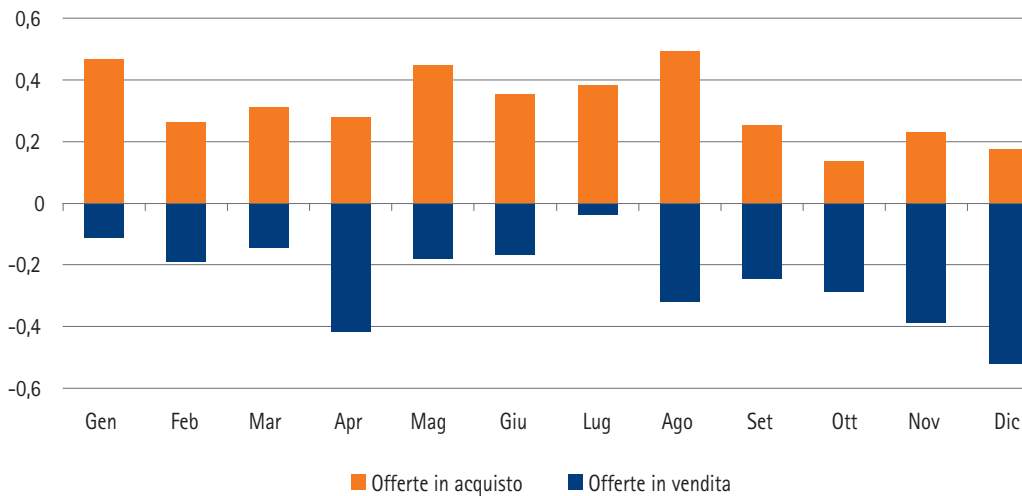


FIG. 2.10

Offerte integrative di Terna in acquisto e in vendita nel 2006

TWh

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 zonal 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%.

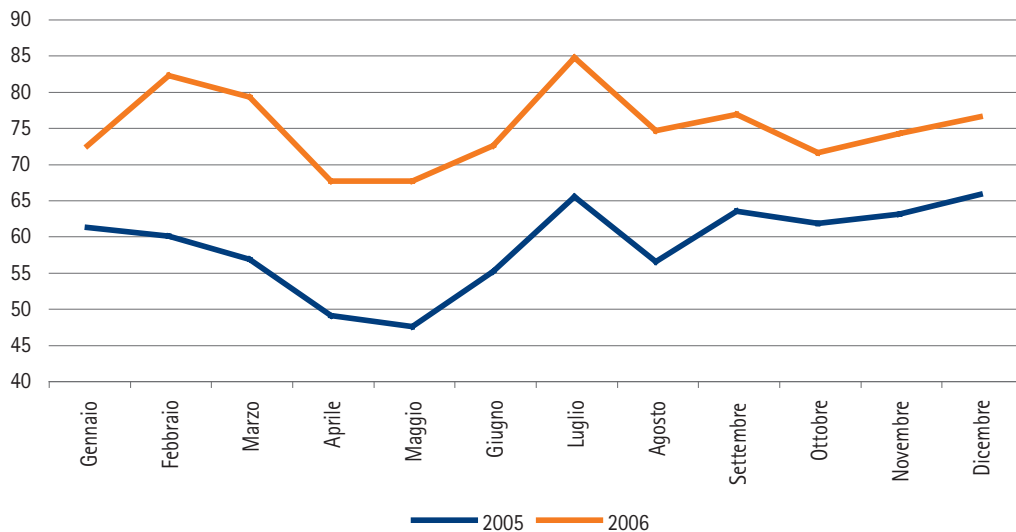
L'analisi mensile dei prezzi evidenzia come questi in Sardegna abbiano superato la media soprattutto nei periodi giugno-luglio e settembre-ottobre, mentre i prezzi in Sicilia si sono differenziati dagli altri in modo più marcato da aprile a giugno e a dicembre. L'andamento dei prezzi in Sardegna è imputabile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

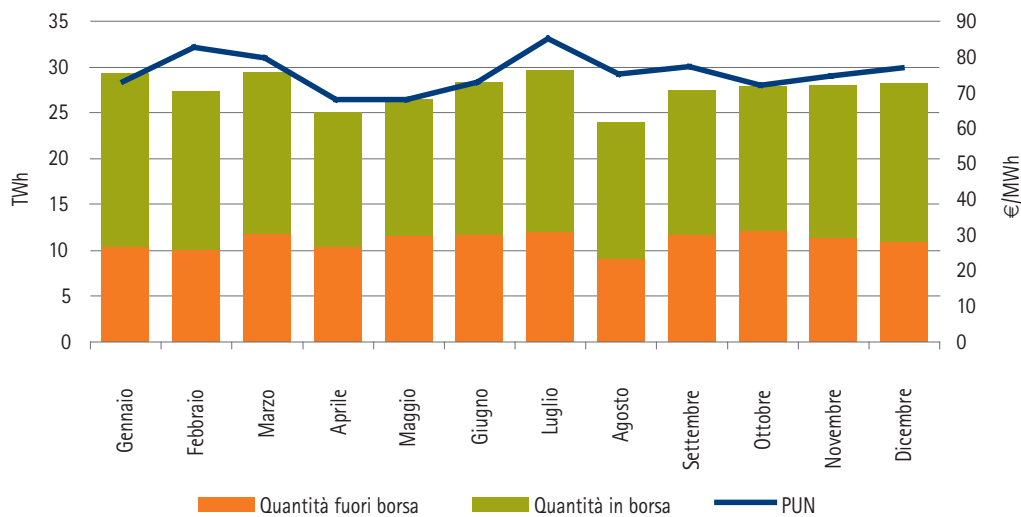
Andamento del PUN
€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.12

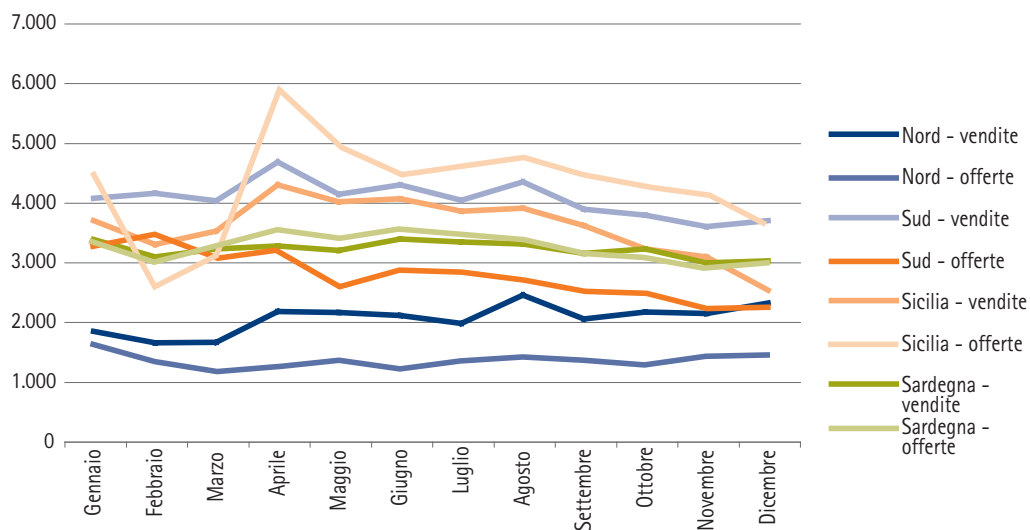
Volumi scambiati sull'MGP nel 2006
TWh, €/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.13

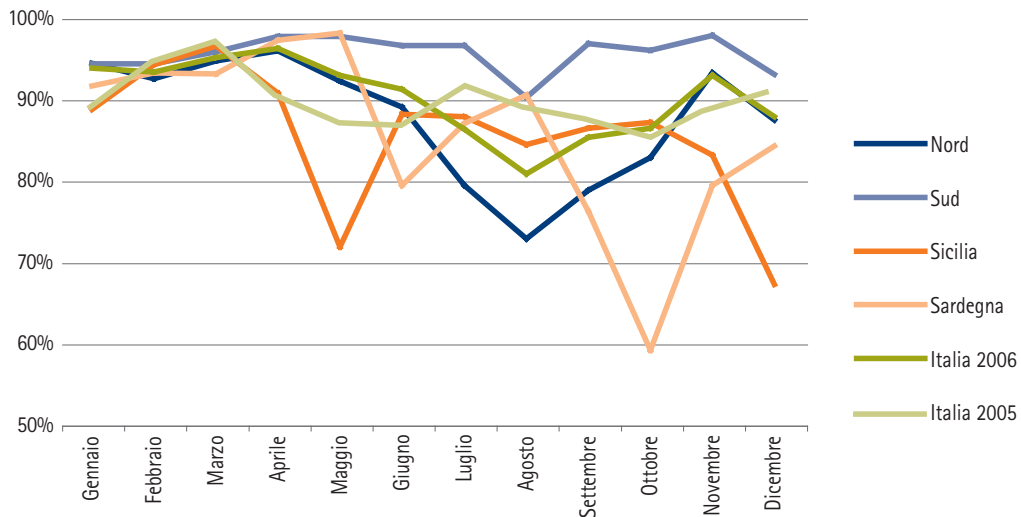
Valori dell'indicatore HHI nel 2006



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

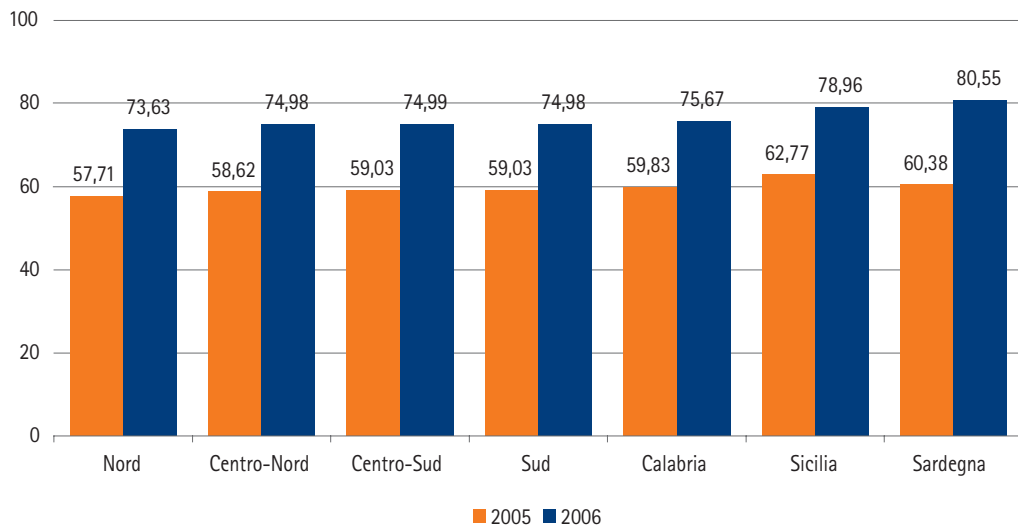


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.15

Variazione dei prezzi zionali nel 2006

€/MWh

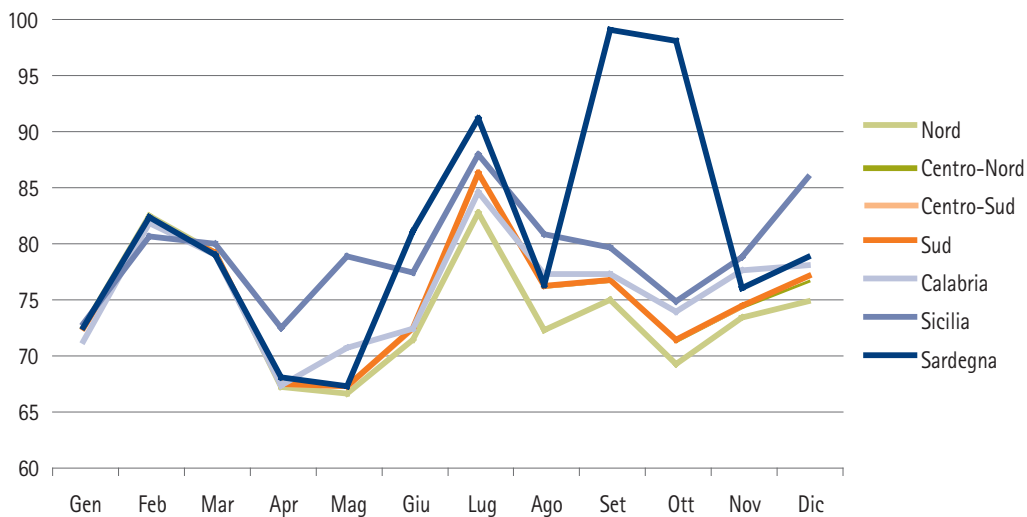


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.16

Andamento mensile dei prezzi zionali

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

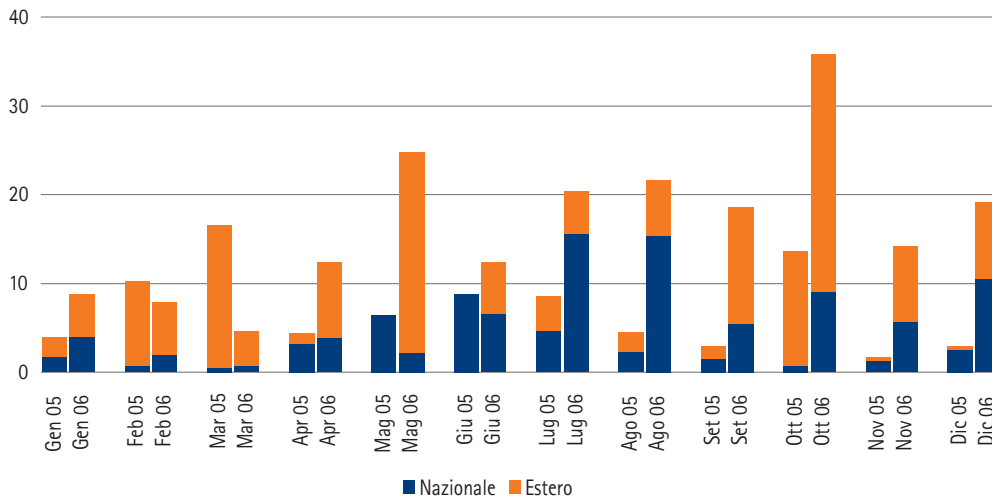


FIG. 2.17

**Rendita da congestione
nel 2005 e nel 2006**
Milioni di euro

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.

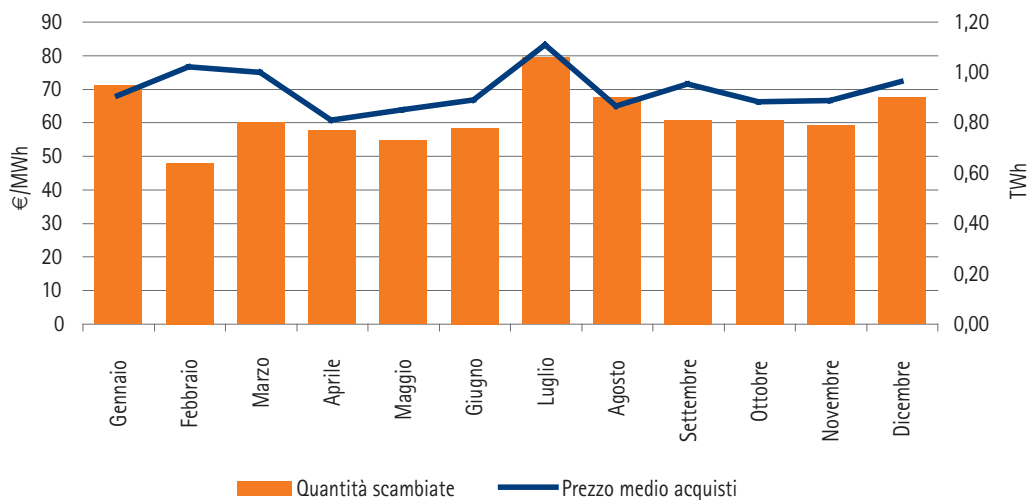
I prezzi medi di vendita degli operatori risultano sensibilmente più elevati rispetto alla valorizzazione dell'energia sull'MGP, mentre i prezzi di acquisto si rivelano inferiori, come riflesso della diversa struttura di questo mercato e della differente natura delle risorse in esso contrattate. Il differenziale 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

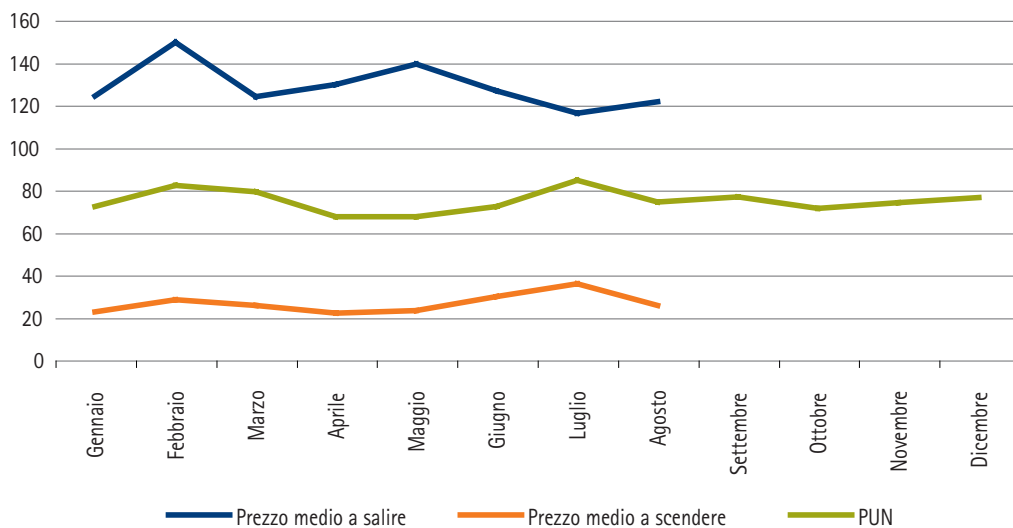


Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

FIG. 2.19

Prezzo medio sul mercato per il servizio di dispacciamento ex ante

€/MWh



Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

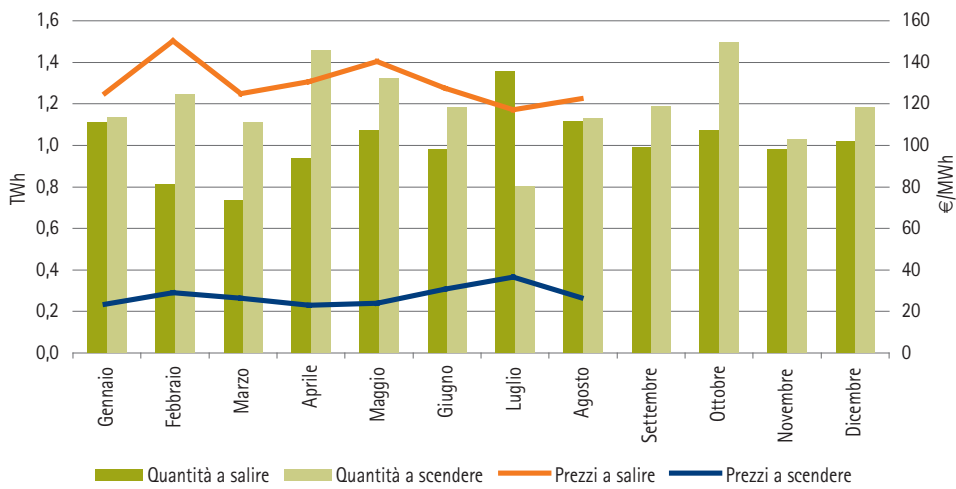


FIG. 2.20

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

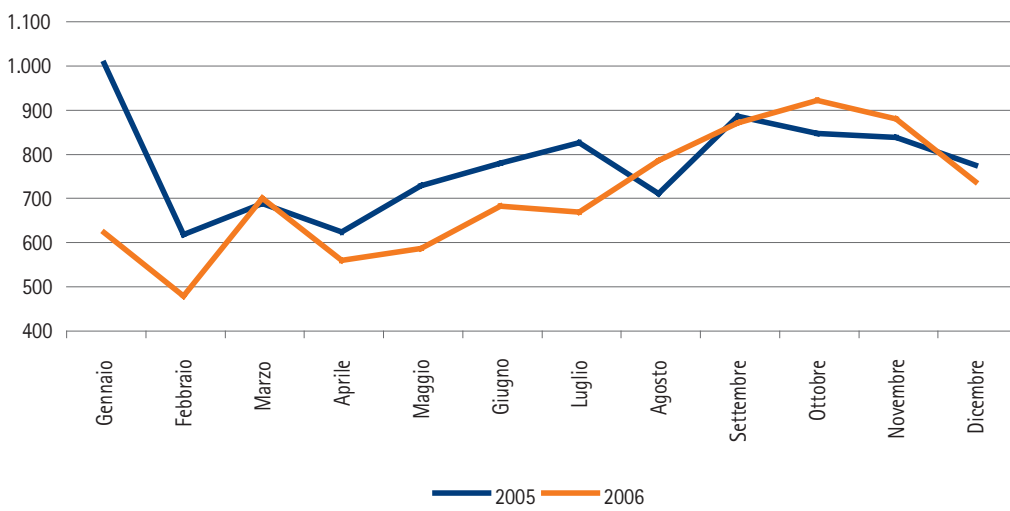


FIG. 2.21

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

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

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

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.

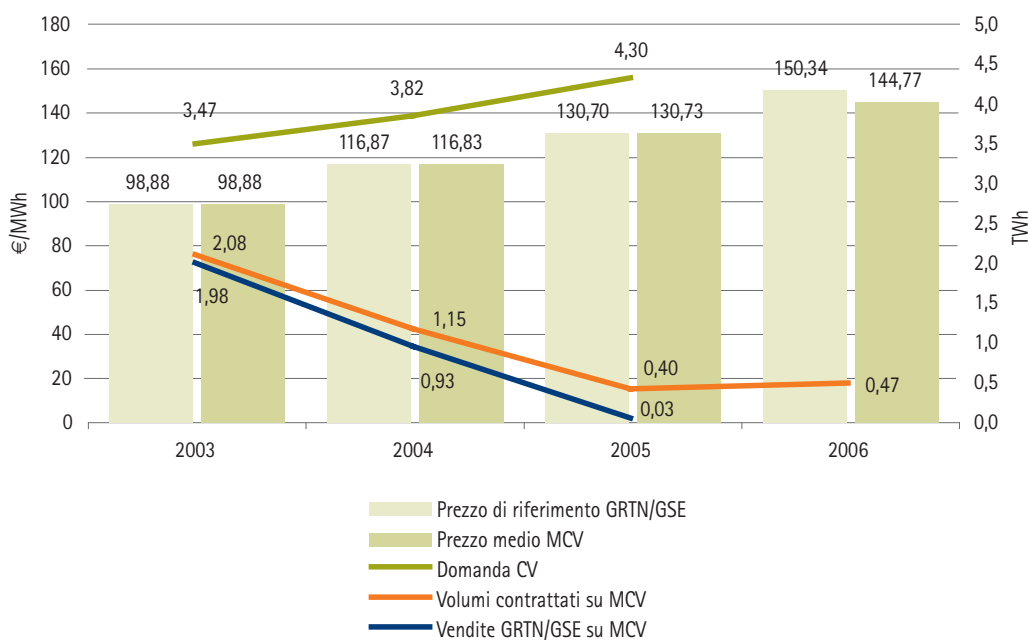


FIG. 2.22

Mercato dei Certificati verdi: prezzi di mercato e prezzi di riferimento del GRTN/GSE

€/MWh, TWh

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE e GME.

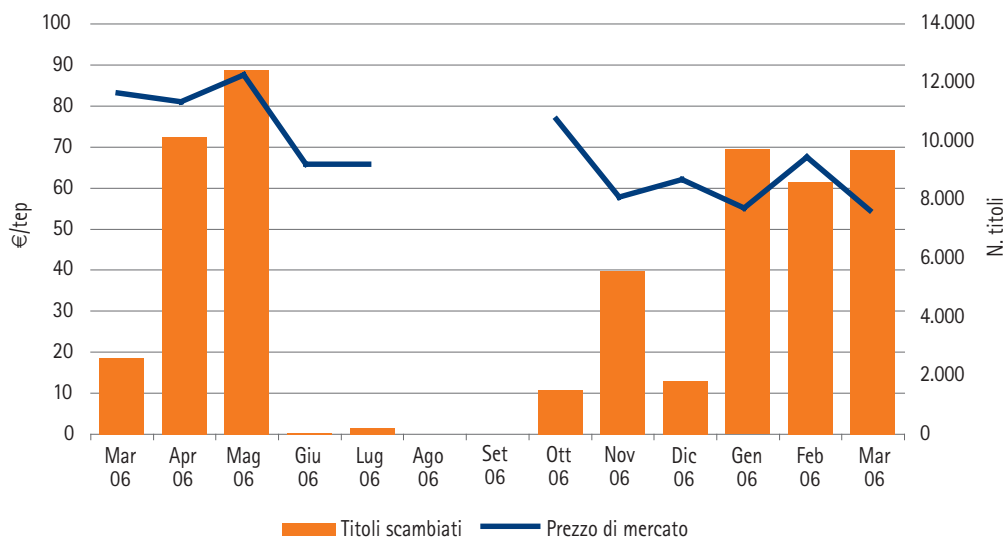


FIG. 2.23

Andamento dei prezzi e delle quantità sul mercato dei TEE

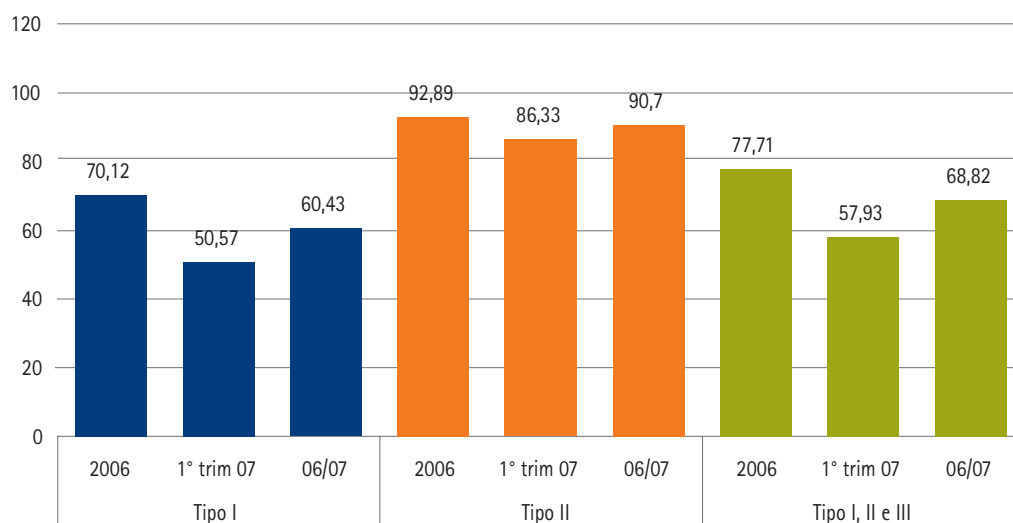
€/tep, numero Titoli

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GME.

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.

TAV. 2.14

**Mercato potenziale
al 31 dicembre 2006**

	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. 2.15

**Mercato libero
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.

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.

Nell'ottica di promuovere la trasparenza e favorire il funzionamento del mercato, l'**Indis**, organismo specializzato di Unioncamere, e la **Camera di commercio di Milano** hanno promosso nel 2006 la realizzazione di un *Rapporto sulla domanda di energia elettrica: un'analisi del costo del servizio di fornitura pagato dalle categorie produttive*.

La Camera di commercio di Milano, con il supporto scientifico del centro ricerche **ref.**, ha realizzato la prima sperimentazione a livello provinciale prendendo come anno di riferimento il 2005.

L'indagine analizza i diversi aspetti della fornitura di energia elettrica ai clienti finali non domestici e offre una quantificazione dei costi d'acquisto sul mercato libero. Vengono indagate le principali caratteristiche del ciclo produttivo (numero dei turni, struttura tipo della settimana lavorativa ecc.), dei prelievi di energia elettrica (volumi consumati, potenza impegnata, tensione di allacciamento ecc.), le condizioni contrattuali e i corrispettivi del servizio di fornitura.

L'obiettivo dell'indagine è duplice: da un lato

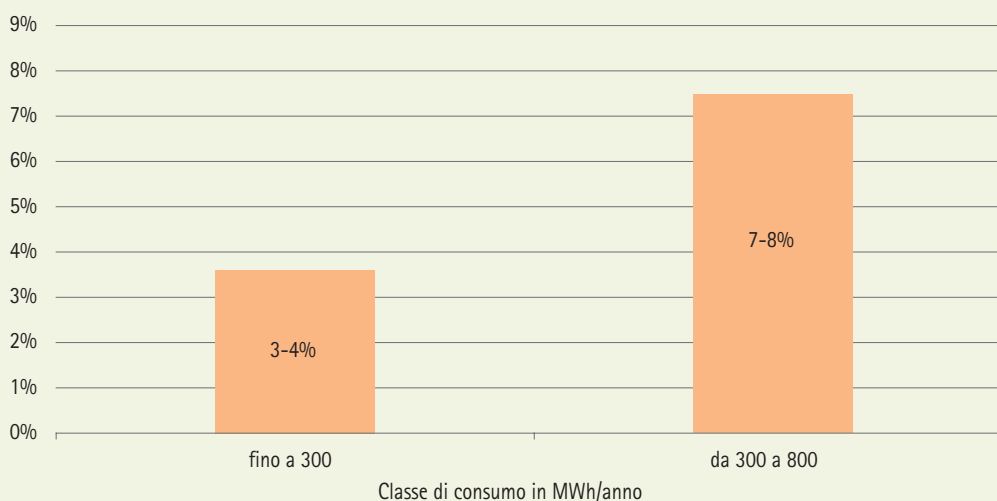
mappare i profili di consumo dei siti produttivi sulla piazza di Milano e provincia; dall'altro, offrire una quantificazione dei costi sostenuti dalle imprese e dei risparmi attivabili con il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero.

L'indagine è rivolta a un campione di siti produttivi, con l'esclusione delle sedi amministrative, aventi forma giuridica di società di capitali con più di 9 addetti nei 9 settori del manifatturiero indagati (alimentare, tessile, legno e mobili, carta ed editoria, chimica, materiali per costruzione, metallurgia, meccanica e altra manifattura) e con più di 5 addetti nei 4 settori dei servizi (commercio all'ingrosso/dettaglio, turismo, ospedali).

I 664 siti produttivi rispondenti dichiarano, nel complesso, un consumo di 502 GWh: un volume pari a oltre il 3% dei consumi non domestici registrati da Terna sull'intera provincia di Milano e al 5% dei consumi di energia elettrica dei settori inclusi nel dominio di osservazione dell'indagine.

A fronte di un consumo medio per sito produttivo di 756 MWh all'anno, i consumi all'in-

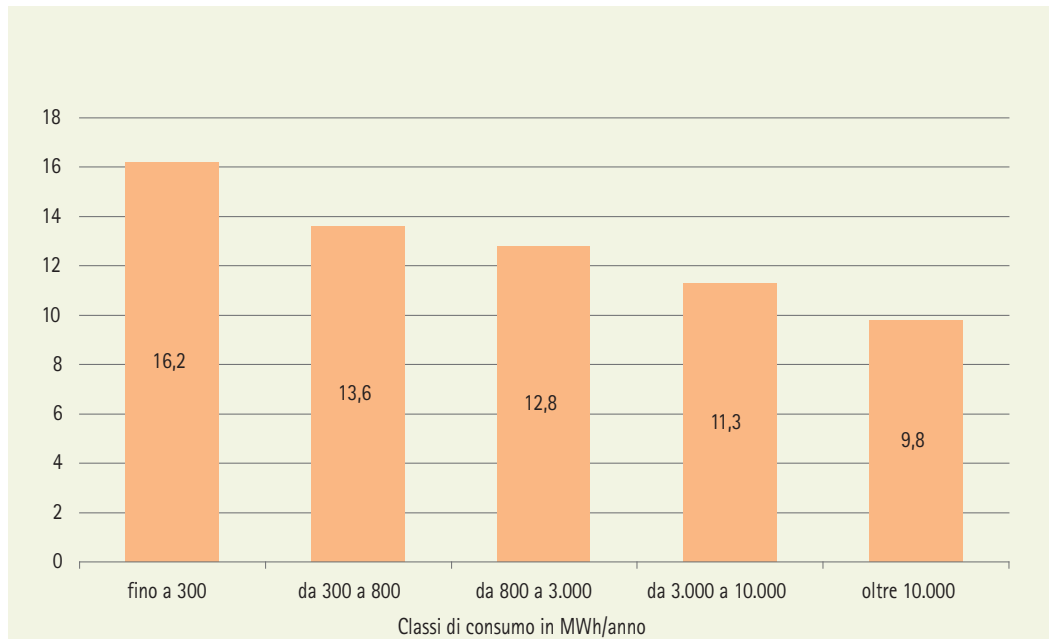
Primo rapporto sulla domanda di energia elettrica - Anno 2005



Costo medio del kWh sul mercato libero nella piazza di Milano e provincia - Anno 2006

c€/kWh

Risparmio medio dei clienti liberi rispetto ai vincolati nella piazza di Milano e provincia



terno del campione risultano particolarmente variegati e vanno da meno di 10 MWh all'anno nei siti a minore consumo sino a oltre 30 GWh annui nei siti a maggiore consumo. Il 50% dei siti produttivi del campione consuma meno di 130 MWh annui.

Acquistano sul mercato libero il 25% dei rispondenti. Si tratta di 165 siti produttivi che consumano in un anno 403 GWh, il 75% dei consumi di energia elettrica dichiarati dall'intero campione.

Le imprese che acquistano attraverso un consorzio sono il 28% e consumano il 48% dei volumi complessivi negoziati sul mercato libero: sulla piazza di Milano e provincia i consorzi sono dunque aggregazioni di medi e grandi consumatori.

Il 66% delle imprese è allacciata in bassa tensione, il 30% in media tensione. Le prime registrano un consumo pari ad appena l'8% dei consumi totali del campione, mentre le seconde ne coprono il 76%. Nel campione convivono dunque una ampia maggioranza di piccoli consumatori e una ristretta minoranza di medi e grandi consumatori.

Le dichiarazioni evidenziano una realtà polarizzata rispetto alle modalità di fornitura: piccoli consumatori da un lato, medi e grandi consumatori dall'altro.

Tra i primi è utile distinguere le imprese che operano in settori energivori e non.

Il piccolo consumatore non energivoro è un'impresa con consumi annui inferiori ai 300 MWh, allacciata in bassa tensione e non dotata di misuratore orario. Per la fornitura di energia si rivolge prevalentemente a un grossista/venditore con il quale negozia un corrispettivo non differenziato per fasce e aggiornato con cadenza trimestrale, che ha tipicamente la forma di uno sconto rispetto ai parametri del vincolato (PC o CCA).

Per questa tipologia di consumatore il risparmio sulla bolletta dell'energia elettrica attivabile con il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero è del 3-4% corrispondente a uno sconto sulla sola componente del costo di generazione del 5-6%.

Il "piccolo consumatore energivoro" è, invece, un'impresa anche di piccole dimensioni che consuma sino a 800 GWh all'anno, allacciata in

media tensione e in prevalenza dotata di misuratore orario.

È un'impresa che compra energia indifferentemente attraverso un consorzio o da un grossista/venditore e che negozia ancora uno sconto rispetto ai parametri del vincolato (PC o CCA). In questa classe di consumo il risparmio sul costo medio del kWh delle imprese che si approvvigionano sul mercato libero è del 7-8%, corrispondente a uno sconto sulla componente del costo di generazione tra il 10 e il 12%.

Nelle classi di consumo superiori si trovano medi e grandi consumatori, imprese di settori energivori allacciate in media tensione e dotate di misuratore orario, che negoziano 4 prezzi per fascia indicizzati al vecchio Ct ovvero aggiornati mediante formule di indicizzazione proposte dal fornitore.

Nel complesso i risultati mostrano un costo medio del kWh che diminuisce all'aumentare dei consumi: dai 16,2 c€/kWh per consumi inferiori a 300 MWh annui, ai circa 13 c€/kWh

per consumi superiori a 300 MWh e inferiori a 3 GWh, sino ai 9,8 c€/kWh per consumi maggiori di 10 GWh annui.

Tra i fattori che spiegano il minore costo della bolletta per i grandi consumatori del manifatturiero:

- una struttura regressiva delle imposte erariali e dell'addizionale provinciale;
- un'aliquota IVA differenziata, minore per le attività del manifatturiero (10%) rispetto al commercio (20%);
- una minore incidenza dei costi fissi di distribuzione;
- i maggiori risparmi sul costo di acquisto dell'energia.

Tra gli altri aspetti l'indagine analizza anche il comportamento dei clienti finali che si approvvigionano sul libero, in termini di grado di soddisfazione, numero di cambi del fornitore, durata contrattuale e incidenza dei costi dell'energia sui costi totali.

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2006 i consumi di energia del mercato vincolato, calcolati sui dati forniti dai distributori, si assestano sui 138,5 TWh⁴, di cui 61,6 TWh corrispondono ai prelievi delle utenze domestiche e 76,9 TWh ai prelievi delle utenze non domestiche.

Come risulta dalla tavola 2.17, nell'ambito dell'utenza domestica la categoria più rilevante sia per numerosità dei clienti sia per volumi di energia prelevata è costituita dai consumatori residenziali cui è stata applicata la tariffa D2 (tariffa domestica residen-

ziale). Il prelievo medio della categoria risulta pari a circa 2.320 kWh annui. I clienti non domestici, escluse le utenze soggette a regimi tariffari speciali e l'illuminazione pubblica, che al 31 dicembre 2006 risultavano approvvigionarsi sul mercato vincolato, sono prevalentemente utenze di piccole dimensioni con prelievi medi pari a 9.986 kWh; più del 60% dei relativi consumi sono riconducibili a utenti in bassa tensione, il cui prelievo medio si attesta sui 7.400 kWh.

⁴ Sulla base delle stime preliminari di fonte Terna, nel 2006 i consumi di energia elettrica dei clienti vincolati si attesterebbero su 142,0 TWh.

TAV. 2.17

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

	NUMERO CLIENTI ^(A)	PRELIEVI (TWh)
BT Domestici	27.445.574	61,6
D2	20.339.445	47,4
D3	5.618.887	9,7
Opzioni ulteriori potenzialmente D2	549.348	1,7
Opzioni ulteriori potenzialmente D3	559.751	2,4
Opzioni ulteriori non residenti	318.143	0,5
BT Altre utenze	6.689.892	49,5
- Fino a 1,5 kW	1.500.459	1,5
- 1,5-10 kW	4.231.853	15,8
- 10-15 kW	514.306	7,7
- 15-30 kW	267.521	10,4
- 30-50 kW	59.193	4,6
- Oltre 50 kW	52.950	8,9
- Altri ^(B)	63.610	0,5
MT Altre utenze	41.076	17,5
AT Altre utenze	107	0,2
Regimi tariffari speciali	5.418	5,1
Illuminazione pubblica	163.925	4,6
TOTALE	34.345.992	138,5

(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.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

Con le delibere n. 203 del 22 settembre 2006 e n. 275 del 5 dicembre 2006 sono state aggiornate le tariffe relative ai servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica al mercato vincolato per l'anno 2007. L'aggiornamento ha comportato l'applicazione del *price cap*, per la parte relativa a costi operativi e ammortamenti e l'adeguamento della quota parte della tariffa che remunera il capitale investito per tener conto dei

nuovi investimenti realizzati dalle imprese esercenti.

In particolare, con la delibera n. 203/06 sono state aggiornate le tariffe di trasmissione e distribuzione. Con riferimento al servizio di trasmissione l'Autorità, tenuto conto dell'introduzione delle nuove fasce orarie a partite dall'1 gennaio 2007 (delibera 2 agosto 2006, n. 181), ha previsto che le tariffe a partire dalla stessa data, siano applicate in maniera indifferenziata nelle tre fasce

orarie. Di conseguenza, la nuova tariffa di trasmissione prevede una differenziazione tra le tipologie di utenza unicamente riconducibile al diverso livello di perdite previsto per le utenze in bassa, media e alta/altissima tensione. Il superamento della differenziazione multioraria della tariffa di trasmissione ha anche fatto venire meno l'esigenza di perequazione dei costi di trasmissione sostenuti dalle imprese distributrici, consentendo la soppressione del relativo meccanismo di perequazione.

Relativamente al servizio di distribuzione, le variazioni registrate dalla tariffa tra il 2006 e il 2007 sono in gran parte riconducibili all'adeguamento della componente UC₆ (il gettito obbiettivo per l'anno 2007 è stato fissato pari a circa 195 milioni di euro con un aumento di oltre 100 milioni di euro rispetto all'anno 2006), destinata a garantire la copertura dei costi riconosciuti alle imprese distributrici per recuperi di qualità del servizio.

Con la successiva delibera n. 275/06, l'Autorità ha anche previsto l'aggiornamento per l'anno 2007 delle tariffe di misura e di vendita per il mercato vincolato (componente tariffaria COV). L'aggiornamento tariffario del servizio di misura (componente tariffaria MIS) si è reso necessario al fine di garantire la remunerazione degli importanti investimenti in nuovi apparati di misura realizzati tra il 2003 e il 2005 da alcune imprese distributrici.

Per quanto riguarda, invece, la componente che garantisce la copertura dei costi commerciali sostenuti dalle imprese distributrici per fornire i clienti del mercato vincolato (componente COV), l'Autorità è intervenuta per tener conto della progressiva riduzione del numero dei clienti vincolati e dei ricavi da questi garantiti a fronte di costi del servizio in parte rilevante fissi (quantomeno nel breve periodo).

TAV. 2.18

Tariffa media per i servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita negli anni 2006-2007

c€/kWh, al netto delle imposte e delle componenti A per le diverse tipologie contrattuali

	TRASMISSIONE E DISTRIBUZIONE		DIFFERENZA 2007-2006
	2006	2007	
BT usi domestici	3,75	3,85	0,10
BT illuminazione pubblica	1,65	1,82	0,17
BT altri usi	3,15	3,19	0,04
MT illuminazione pubblica	0,97	1,12	0,15
MT altri usi	1,31	1,31	-
AT	0,41	0,45	0,04

	MISURA (COMPONENTE MIS)		DIFFERENZA 2007-2006
	2006	2007	
BT usi domestici	0,74	0,84	0,10
BT illuminazione pubblica	0,10	0,11	0,01
BT altri usi	0,30	0,34	0,04
MT illuminazione pubblica	0,06	0,06	-
MT altri usi	0,06	0,06	-
AT	0,05	0,05	-

	VENDITA (COMPONENTE COV)		DIFFERENZA 2007-2006
	2006	2007	
BT usi domestici	0,08	0,10	0,02
BT illuminazione pubblica	0,01	0,01	-
BT altri usi	0,03	0,04	0,01
MT illuminazione pubblica	0,01	0,01	-
MT altri usi	0,01	0,01	-
AT	0,01	0,01	-

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

L'entrata in operatività del sistema delle offerte e del dispacciamento di merito economico avvenuta l'1 aprile 2004 ha profondamente modificato le modalità di approvvigionamento di energia elettrica. È in tale contesto che il decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003 ha assegnato all'Acquirente Unico la titolarità della funzione di garante della fornitura ai clienti del mercato vincolato, precedentemente espletata da Enel. L'Acquirente Unico è pertanto incaricato di approvvigionarsi dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato, minimizzando i costi e i rischi connessi con le diverse modalità di approvvigionamento a cui può ricorrere. La tavola 2.19 riporta i volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico relativi al periodo gennaio-dicembre 2006. Dalla tavola è possibile constatare come per i propri approvvigionamenti l'Acquirente Unico abbia sottoscritto contratti al di fuori del sistema delle offerte per un ammontare pari a circa il 14% del suo fabbisogno, mentre la restante parte del fabbisogno è stata coperta con contratti differenziali e con l'energia elettrica corrispondente alla capacità produttiva da impianti CIP6.

La quantità di energia elettrica di sbilanciamento attribuita all'Acquirente Unico, in qualità di utente per il servizio di dispacciamento per le suddette unità di consumo, si è attestata su valori pari a quelli del 2005 e corrispondenti a circa l'1% del fabbisogno.

Nella tavola 2.20 sono riportate le quote del portafoglio dell'Acquirente Unico non soggette al rischio prezzo connesso con la volatilità dei prezzi di borsa.

Con riferimento al 2007, il peso previsto per ciascuna fonte di approvvigionamento rispetto al totale del fabbisogno dell'Acquirente Unico si attesta su valori simili a quelli del 2006 per quanto riguarda il CIP6 e le importazioni annuali, ma cambia sensibilmente per quanto riguarda i contratti di importazione pluriennale (Tav. 2.23).

La quota del fabbisogno coperta con contratti pluriennali di

importazione si è ridotta del 30%. Tale riduzione è imputabile alla riduzione dell'apporto di energia elettrica derivante dai contratti pluriennali di importazione dalla Francia. Infatti, a seguito della sentenza della Corte di Giustizia europea del 7 giugno 2005 sul caso C - 17/03, concernente l'accesso prioritario alla capacità di trasporto di energia elettrica sulla rete di interconnessione per un operatore che abbia sottoscritto contratti di lungo termine prima della liberalizzazione del mercato elettrico, le Autorità francesi hanno ritenuto di non riconoscere ai titolari di contratti pluriennali la priorità sull'intera capacità d'importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti.

Con riferimento alla frontiera elettrica svizzera l'energia elettrica sottostante tali contratti risulta pari a 5.231 GWh ed è valorizzata a un prezzo di 66 €/MWh, secondo quanto previsto dal decreto 15 dicembre 2006 del Ministero dello Sviluppo Economico.

Per quanto attiene ai contratti differenziali, la quota del portafoglio dell'Acquirente Unico coperta con contratti differenziali per la copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel mercato del giorno prima, prevista per l'anno 2007, fa riferimento:

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (contratti differenziali 2005);
- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007 (contratti differenziali 2007);
- alla potenza sottostante il contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2007 stipulato tra l'Acquirente Unico ed Enel Produzione Spa.

I contratti differenziali 2005 sono contratti differenziali a "una via" con un prezzo *strike* e un corrispettivo per la copertura del rischio di fluttuazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica

TAV. 2.19

Volumi di approvvigionamento dell'Acquirente Unico
Gennaio-dicembre 2006, GWh

ACQUISTI DI ENERGIA ELETTRICA	F1	F2	F3	F4	TOTALE
al di fuori del sistema delle offerte	1.129	4.476	2.690	12.583	20.878
<i>di cui:</i>					
import annuali	200	742	488	1.609	3.038
importazioni pluriennali	580	2.339	1.356	6.873	11.147
altri contratti di importazione	1	4	2	9	16
energia ritirata ai sensi del DL n. 387/03	349	1.392	844	4.091	6.677
in borsa elettrica	9.250	36.806	19.232	66.943	132.231
<i>di cui:</i>					
contratti differenziali	6.010	26.752	14.515	34.572	81.849
CIP6	927	3.872	2.281	11.257	18.338
acquisti a PUN	2.313	6.182	2.436	21.114	32.045
<i>Sbilanciamento unità di consumo^(A)</i>	<i>204</i>	<i>59</i>	<i>161</i>	<i>829</i>	<i>1.254</i>
TOTALE	10.583	41.341	22.084	80.355	154.363

(A) Per fini di semplicità non si è rispettato il segno convenzionale (positivo/negativo) fissato dalla delibera n. 168/03 e successive integrazioni e modifiche.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.20

Composizione percentuale del portafoglio dell'Acquirente Unico
Gennaio-dicembre 2006

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	9	9	10	14	12
Importazioni	7	7	8	11	9
Contratti differenziali	57	65	66	43	53

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

(premio) differenziato per ciascun prodotto combustibile utilizzato. Tali contratti, conclusi dall'Acquirente Unico per l'anno 2005, prevedevano la possibilità di essere prorogati all'anno 2006 e per il 2007. La facoltà di proroga ha comportato, per ciascun prodotto e con riferimento all'anno 2007, una riduzione del premio pari al 10% e una riduzione della quantità aggiudicata del 40%.

La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2005, cioè la quantità per cui il contratto differenziale viene esercitato, dipende dai prezzi di borsa effettivi, disponibili a oggi solo per il primo trimestre del 2007. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco inferiore al 27% del totale del fabbisogno.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2007, l'Acquirente Unico ha bandito 3 aste per la stipula di contratti differenziali a "due vie". In esito a tali aste sono stati assegnati 1.081 MW costanti in tutte le ore dell'anno.

La potenza assegnata singolarmente in ogni asta è riportata nella tavola 2.21. La quota di portafoglio coperta con i contrat-

ti differenziali 2007 è prevista collocarsi intorno all'8% del fabbisogno per l'interno.

Questi prodotti sono contratti differenziali a "due vie" con prezzo *strike* pari a una componente fissa di prezzo, risultante dal processo di assegnazione. Le differenze tra prezzo orario (PUN) e il prezzo *strike* dei contratti devono essere versate/ricevute all'/dall'Acquirente Unico.

Infine, l'Acquirente Unico ha stipulato con Enel Produzione un contratto di cessione di capacità produttiva virtuale (contratto VPP) per l'anno 2007. Con questo contratto, in relazione a ciascuna ora, Enel Produzione si impegna:

- a pagare all'Acquirente Unico, se positiva, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata;
- a ricevere dall'Acquirente Unico, se negativa, la differenza tra il prezzo di mercato e il prezzo *strike* di assegnazione moltiplicata per la quantità assegnata.

TAV. 2.21

Quantità assegnate in ogni singola asta per i contratti base 2007

ASTA	MW
asta del 24 novembre 2006	100
asta del 30 novembre 2006	237
asta del 6 dicembre 2006	744

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.22

Quantità assegnata per la capacità produttiva virtuale (VPP) 2007

PRODOTTO	MW
Baseload	65
On Peak	25
Off Peak	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

Il prezzo di mercato è definito nel contratto come la media dei prezzi dell'MGP nelle zone componenti la macrozona Sud. La quantità aggiudicata all'Acquirente Unico in esito alla procedura di assegnazione e i relativi prodotti sono riportati nella tavola 2.22.

Infine per quanto concerne le coperture sulla variabilità dei prezzi *strike* dei contratti differenziali, contrariamente a quanto accaduto nel 2006, nel 2007 l'Acquirente Unico ha provveduto a effettuare esclusivamente coperture dirette sul prezzo del petrolio in euro. Tali coperture sono rappresentate da contratti *swap* aventi come sottostante il prezzo IPE Brent primo mese; nel mese di marzo le coperture risultavano essere pari a 11.000 barili di petrolio con riferimento all'intero 2007. La tavola 2.23 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2007.

Energia elettrica e inflazione

Le quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi hanno mantenuto un *trend* di sostanziale e continua ascesa per tutto il 2005 e per buona parte del 2006. Nell'ultimo trimestre dello scorso anno hanno finalmente registrato un sensibile calo. A fronte di questi andamenti internazionali, il biennio 2005-2006 è stato critico per la dinamica della tariffa elettrica, che ha evidenziato un analogo *trend* di costante incremento. L'indice di prezzo dell'energia elettrica, rilevato dall'Istituto nazionale di statistica nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività

(NIC)⁵, ha registrato, infatti, aumenti via via più consistenti nel corso del 2005 e più ancora nel 2006.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.24, è possibile osservare che nel 2005, eccettuando il terzo trimestre, l'energia ha registrato incrementi consistenti (1,3% in gennaio e 1,6% in aprile); il più alto si è avuto in ottobre, quando si è registrato un aumento del 3,9% rispetto al mese precedente. A dicembre il relativo tasso d'inflazione ha toccato il 7,1%. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 3,9%. Poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto soltanto dell'1,8%, in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2%. Il 2006 si è aperto con una crescita dell'1,9%, seguita da due aumenti del 5% circa, in aprile e in giugno e da un incremento più contenuto, pari all'1,3%, in ottobre. Il risultato di questi ripetuti rincari ha condotto il tasso d'inflazione (che indica l'incremento del prezzo rispetto all'anno precedente) dell'energia elettrica nel mese di dicembre al 14%, il doppio rispetto a dicembre 2005. In ragione d'anno, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 12,6% nel 2006, mentre il tasso di inflazione generale si è fermato al 2,1%. Valutato in termini reali, il prezzo dell'elettricità per le famiglie è aumentato del 10% circa.

Interessante è però osservare, per lo stesso periodo, l'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana nel confronto con i principali paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.25).

⁵ Più precisamente, nell'ambito del paniere nazionale dei prezzi al consumo per l'intera collettività, l'Istat rileva il prezzo dell'energia elettrica all'interno della categoria della "spesa per l'abitazione". Il peso dell'indice elementare dell'energia elettrica nel paniere al netto dei tabacchi, pari all'1,1% nel 2005 e nel 2006, è salito all'1,4% nel 2007.

TAV. 2.23

**Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2007**

FORTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2007 (GWh)	% SUL TOTALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Importazioni annuali	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 30% del totale della capacità di importazione	2.803	2	Definito nell'ambito del contratto
Importazioni pluriennali	600 MW con riferimento alla frontiera svizzera	5.231	4	66 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 dicembre 2006 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 82/07)
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	L'energia elettrica acquistata dall'Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del DL n. 387/03	10.950	9	Prezzo definito ai sensi della delibera n. 34/05
Contratti bilaterali	La potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007	1.787	2	Definito nell'ambito del contratto
Borsa elettrica (mercato del giorno prima) di cui	La quota rimanente per soddisfare la domanda del vincolato	95.818	82	Prezzo unico nazionale
Bande CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 35% delle bande CIP6 assegnate	16.023	14	64 €/MWh corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto 15 dicembre 2006 (aggiornato trimestralmente ai sensi della delibera n. 82/07)
Contratti differenziali	È la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2005 per le quali è stata esercitata la facoltà di proroga di efficacia del contratto per l'anno 2007 (7.785 MW), la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2007 (1.081 MW) e la potenza assegnata in esito ai contratti di cessione di capacità produttiva virtuale (VPP)	12.282 ^(A)	40 ^(A)	Asta discriminatoria al ribasso, rispetto al prezzo base d'asta, con prezzi strike fissi o indicizzati a seconda dei contratti.
TOTALE FABBISOGNO		116.589	100	

(A) Il dato fa riferimento al primo trimestre 2007.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.24

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995 = 100 e variazioni percentuali

MESI	2005				2006			
	PREZZO NOMINALE	VAR% 2005-2004	PREZZO REALE ^(A)	VAR% 2005-2004	PREZZO NOMINALE	VAR% 2006-2005	PREZZO REALE ^(A)	VAR% 2006-2005
Gennaio	101,0	-0,2	80,7	-1,8	108,8	7,7	85,5	5,4
Febbraio	101,0	-0,2	80,4	-1,8	108,8	7,7	85,3	5,5
Marzo	101,0	-0,2	80,2	-2,0	108,8	7,7	85,1	5,4
Aprile	102,6	4,1	81,2	2,2	114,3	11,4	89,1	9,1
Maggio	102,6	4,9	81,0	3,1	114,3	11,4	88,9	9,1
Giugno	102,6	4,9	81,0	3,2	114,3	11,4	88,8	9,1
Luglio	102,6	4,0	80,7	2,0	120,2	17,2	93,0	14,5
Agosto	102,8	4,2	80,8	2,3	120,2	16,9	92,9	14,4
Settembre	102,8	4,2	80,8	2,3	120,2	16,9	93,0	14,5
Ottobre	106,8	7,1	83,8	5,0	121,8	14,0	94,4	12,1
Novembre	106,8	7,1	83,7	5,0	121,8	14,0	94,2	12,0
Dicembre	106,8	7,1	83,6	5,0	121,8	14,0	94,2	12,0
Media annua	103,3	3,9	81,5	2,0	116,3	12,6	90,4	10,3

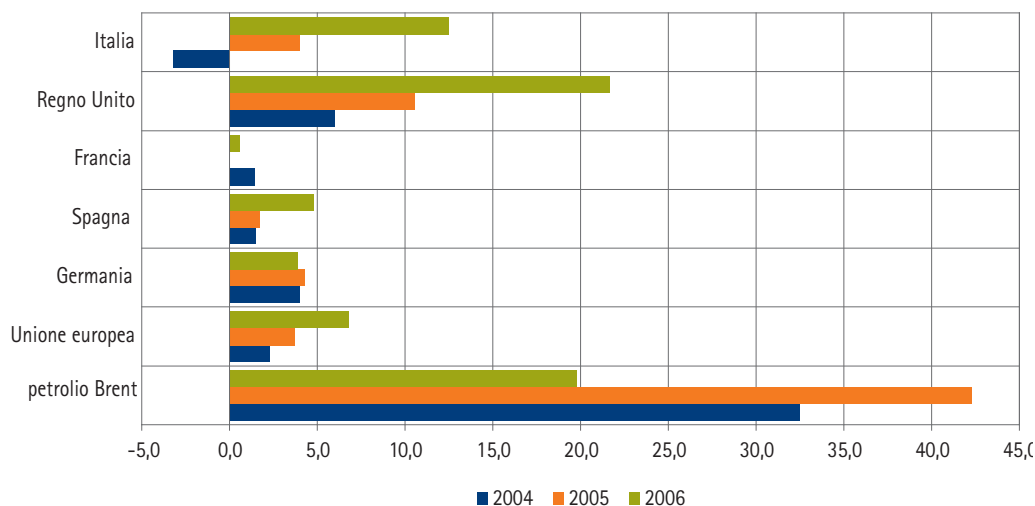
(A) Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo dell'energia elettrica e l'indice generale (esclusi i tabacchi).

Fonte: Elaborazione su dati Istat, numeri indice per l'intera collettività - indici nazionali.

FIG. 2.25

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



Fonte: Elaborazione su dati Eurostat, numeri indice dei prezzi al consumo armonizzati.

Dopo un 2005 nel quale il prezzo italiano, a fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al 40% (riprodotta per memoria nella figura 2.25), era riuscito a mantenersi in linea con quello della media europea (3,7%) e a risultare, anzi, migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), nel 2006, con un aumento del 12,5%, la *performance* del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Nello stesso anno, in concomitanza con un aumento del petrolio Brent del 20%, nella media dei paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata del 6,8%.

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nella dinamica della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. Nel corso del 2005 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* crescente che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 23,5% del terzo trimestre 2006 per poi scendere al 6% del secondo trimestre 2007. Ad aprile 2007 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 13,07 c€/kWh (Tav. 2.26).

La figura 2.27 evidenzia come sia il nuovo meccanismo di aggiornamento tariffario in vigore dall'avvio della borsa elettrica sia le modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico abbiano consentito di contenere e diluire nel tempo l'impatto delle tensioni, che hanno caratterizzato i mercati internazionali dei combustibili a partire dal secondo trimestre 2004, riducendo in tal modo i possibili effetti negativi sulla fascia più debole della clientela derivanti dalla transizione da un mercato all'ingrosso amministrato a un mercato basato su meccanismi concorrenziali.

La componente a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura (inclusi quelli per la commercializzazione del servizio di vendita nonché le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incideva per il 22,3% della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2005. Nel secondo trimestre 2007 l'aggregato corrispondente è pari a 2,46 c€/kWh e rappresenta il 18,8% della tariffa netta (il 16,7% della tariffa al lordo delle imposte). La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,04 c€/kWh.

Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 67,4% della tariffa netta nel primo trimestre 2005 mentre ad aprile 2007 tale incidenza è aumentata di quasi 2 punti percentuali (69,1% al netto delle imposte e 62,2% al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 9,03 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- perequazione dei costi di approvvigionamento pari a 0,54 c€/kWh (componente UC₁); si tratta della componente a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato. Tale componente è stata aumentata nel primo trimestre 2007 per tener conto sia degli scostamenti residui tra la valorizzazione *ex ante* ed *ex post* dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2006, sia di uno squilibrio residuo relativo agli anni 2004 e 2005;
- remunerazione della capacità produttiva pari a 0,04 c€/kWh (componente CD); si tratta di un incentivo, collegato all'andamento dei prezzi di borsa, ai produttori affinché rendano disponibili gli impianti nei periodi di maggiore richiesta di energia elettrica;
- remunerazione dei contratti interrompibili (componente INT), pari a 0,12 c€/kWh.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media sono aumentati nel corso del 2006 e all'inizio del 2007 in seguito all'adeguamento della componente A₂ (a copertura degli oneri nucleari) al fine di garantire adeguate risorse per il funzionamento di Sogin Spa e l'assolvimento degli impegni in capo alla medesima; all'incremento della componente A₃ (per l'incentivazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate), per consentire un graduale rientro dal disavanzo relativo a periodi pregressi; e alla riattivazione della componente A₆, a partire dall'aprile 2006, per poter disporre di nuove risorse per la copertura dei costi non recuperabili (i cosiddetti *stranded cost*) in conseguenza dell'esaurimento degli effetti di contingentamento delle partite economiche previsti dal decreto del Ministero della attività produttive del 22 giugno 2005.

Nel secondo trimestre 2007 tali oneri ammontano in media a 1,58 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 12,1% (10,9% della tariffa lorda).

FIG. 2.26

Tariffa elettrica media nazionale al netto delle imposte: andamento negli ultimi due anni
 €€/KWh

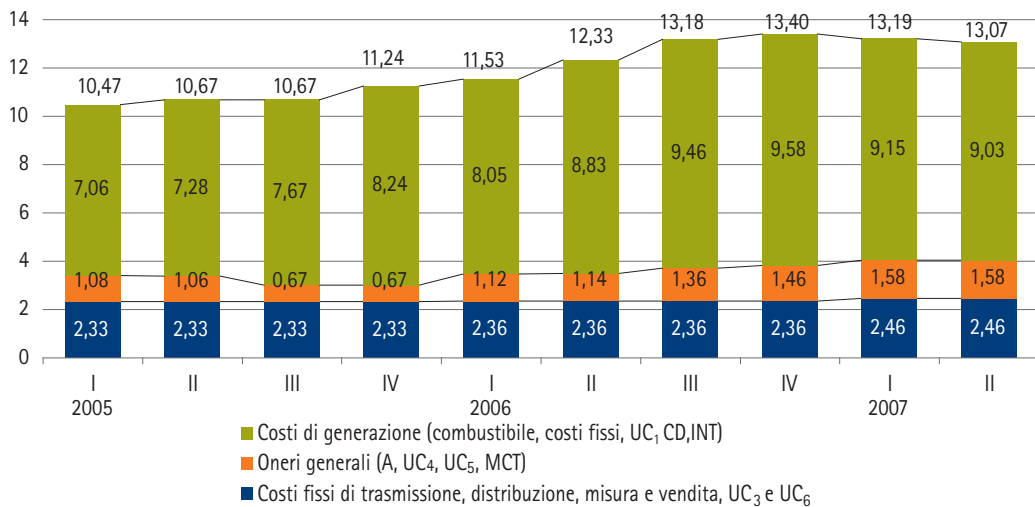
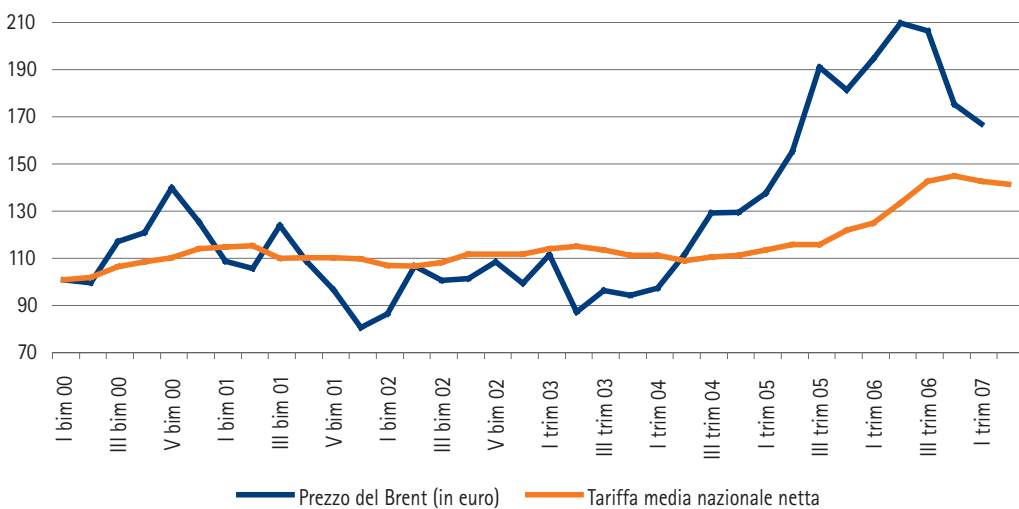


FIG. 2.27

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio

Numeri indici,
 1° bimestre 2000 = 100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platt's.

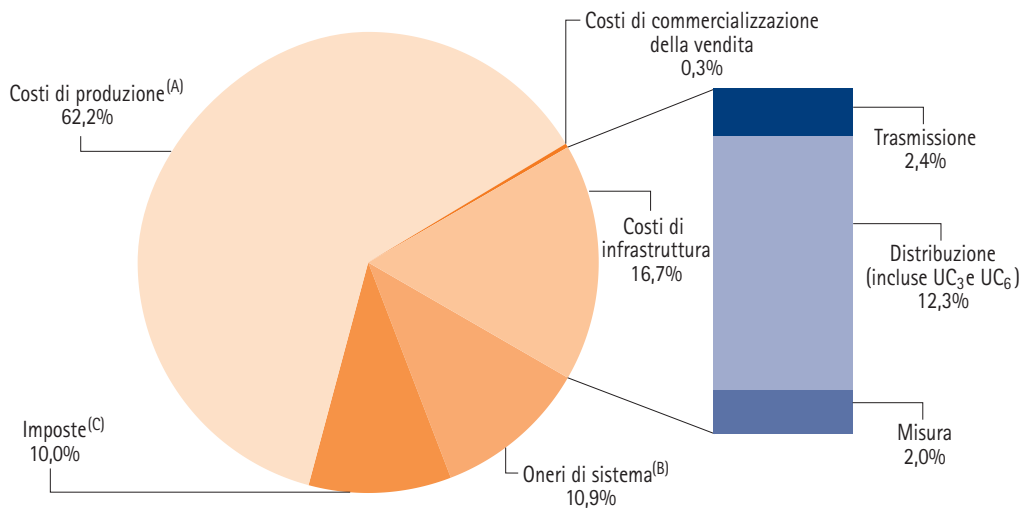


FIG. 2.28

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale all'1 aprile 2007

(A) I costi di produzione comprendono il costo del combustibile, i costi fissi di generazione, il costo del dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità e la componente UC₁.

(B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₄, UC₅ e la componente MCT.

(C) Le imposte sono calcolate pro forma pari al 10% della tariffa media nazionale.

Qualità del servizio

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

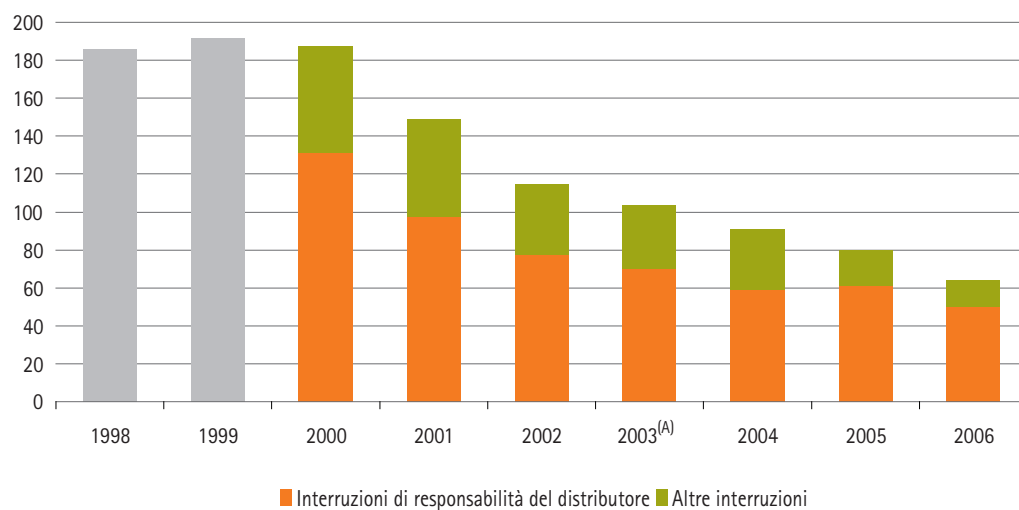
Nel corso del 2006 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000, sono diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso. La durata complessiva di interruzione è passata da 80 minuti di interruzione all'anno per cliente nel 2005 a 64 minuti di interruzione all'anno

per cliente nel 2006 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 67%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) per cliente è di 2,4 interruzioni per cliente (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo è del 37% rispetto al 1999. Anche per quanto riguarda il numero di interruzioni brevi per cliente (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo), si assiste a un miglioramento

FIG. 2.29

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



(A) Escluso *black out* del 2003.

TAV. 2.25

Durata e numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

BREVİ	2005			2006		
	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)	DURATA INTERRUZIONI LUNGHE ^(A)	NUMERO INTERRUZIONI LUNGHE ^(B)	NUMERO INTERRUZIONI BREVI ^(C)
Piemonte	79	1,8	3,9	58	2,0	3,3
Valle d'Aosta	36	0,8	2,3	43	1,2	2,7
Liguria	46	1,6	5,5	50	2,3	4,4
Lombardia	52	1,3	2,3	33	1,3	1,9
Trentino Alto Adige	48	1,8	3,0	47	1,8	3,2
Veneto	55	1,5	3,7	65	1,7	3,1
Friuli Venezia Giulia	27	0,9	2,3	36	1,0	2,2
Emilia Romagna	36	1,4	3,0	28	1,3	2,1
Toscana	70	2,0	5,2	43	1,6	3,1
Marche	63	2,0	3,8	47	1,9	3,9
Umbria	49	1,8	4,1	39	1,7	3,7
Lazio	102	3,0	7,2	77	2,7	5,2
Abruzzo	233	3,2	6,9	60	2,4	5,0
Molise	38	2,1	3,7	32	1,9	3,3
Campania	132	4,3	12,7	87	3,9	10,1
Puglia	69	2,7	5,4	79	2,8	5,4
Basilicata	193	4,2	11,1	94	2,7	5,1
Calabria	102	3,6	11,6	93	3,6	8,5
Sicilia	108	4,2	10,7	130	4,7	9,8
Sardegna	121	3,9	9,7	96	3,9	8,1
NORD	52	1,4	3,2	44	1,6	2,6
CENTRO	83	2,5	5,8	59	2,2	4,2
SUD	117	3,7	9,7	95	3,7	8,1
ITALIA	80	2,4	5,9	64	2,4	4,8

(A) Minuti di interruzione all'anno per cliente (tutte le cause).

(B) Numero medio di interruzioni con durata superiore a 3 minuti, all'anno per cliente (tutte le cause).

(C) Numero medio di interruzioni con durata compresa tra un secondo e 3 minuti, all'anno per cliente (tutte le cause).

dell'indicatore a livello nazionale, passando da 5,9 interruzioni brevi registrate per cliente nel 2005 a 4,8 interruzioni brevi nel 2006 con un miglioramento dal 2002 (primo anno per cui sono disponibili i dati sulle interruzioni brevi) di circa il 29% (Tav. 2.25 e Figg. 2.29, 2.30 e 2.31).

Al miglioramento della durata complessiva di interruzione a livello nazionale contribuiscono nel 2006 in particolare le regioni del Centro e del Sud; la riduzione del numero di interruzioni a livello nazionale è maggiore nelle regioni del Centro-Sud, mentre al Nord si riscontra una sostanziale stabilità rispetto all'anno 2005. Al miglioramento complessivo a livello nazionale si affianca quindi la progressiva convergenza tra i valori di continuità del servizio delle regioni del Nord e del Centro-Sud.

Dal 2005 è stato avviato un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne, in precedenza escluse dalla regolazione, per cui il valore delle interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese distributrici (in par-

ticolare di Enel Distribuzione, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione) prevede una maggiore assunzione di responsabilità rispetto al regime precedente, quando le interruzioni attribuite a cause esterne erano escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici.

Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente BT registrate nel 2006 si assiste a una ulteriore riduzione del numero di interruzioni brevi a 7,18 all'anno per cliente (Fig. 2.30).

Le interruzioni brevi non sono attualmente soggette alla regolazione; il miglioramento del numero di interruzioni brevi per cliente dimostra che la regolazione della continuità del servizio riferita alla durata delle interruzioni lunghe non ha avuto effetti indesiderati: la riduzione delle interruzioni lunghe non è stata realizzata aumentando le interruzioni brevi. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

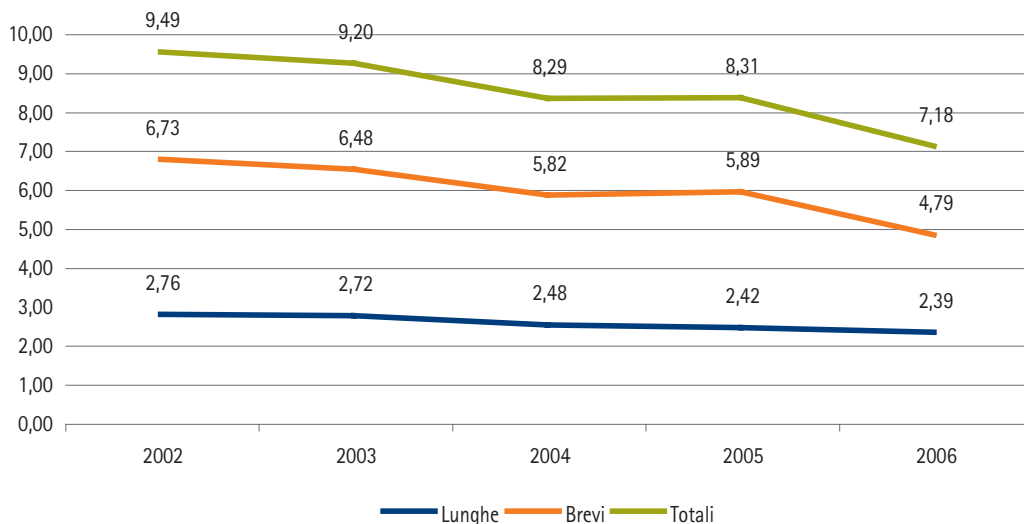


FIG. 2.30

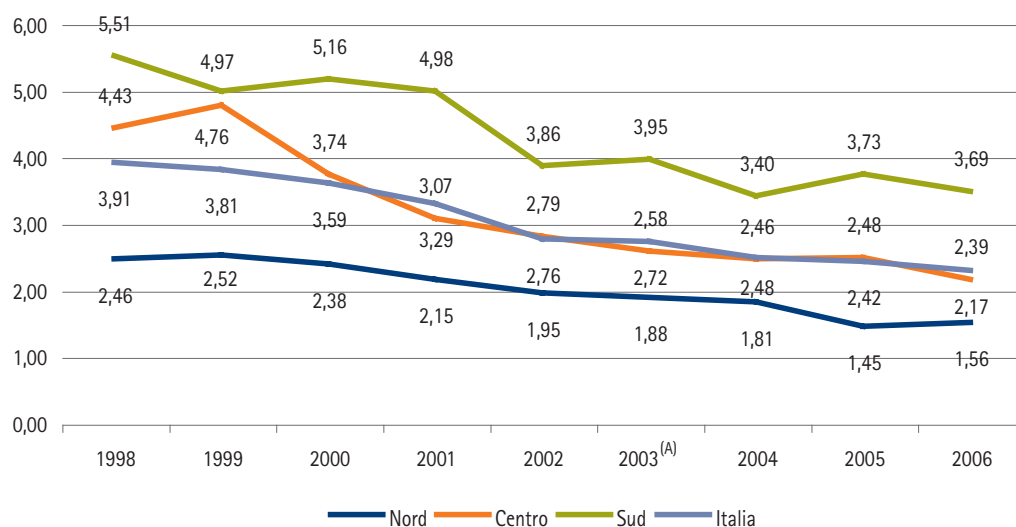
Numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

FIG. 2.31

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

Valori annuali medi nazionali; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Qualità commerciale dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dall'1 luglio 2000 con gli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) richieste dai clienti e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. Per tenere conto dell'avanzamento della liberalizzazione nel settore e per effetto delle conseguenti modifiche legislative intervenute, la regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*. Sono state introdotte le necessarie separazioni tra le prestazioni relative all'attività di distribuzione, all'attività di misura e all'attività di vendita in prospettiva dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti finali BT, che avverrà l'1 luglio 2007. La regolazione della qualità commerciale

ha lo scopo di tutelare i clienti finali con interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio affinché la liberalizzazione non comporti l'indebolimento della tutela soprattutto per i clienti con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta in regime di concorrenza.

Il cliente che richiede una prestazione soggetta a standard specifico, viene informato dall'impresa che eroga il servizio del tempo massimo e dell'indennizzo automatico previsto in caso di mancato rispetto dello standard. Almeno una volta all'anno, tutti i clienti devono ricevere dall'esercente, attraverso la fattura commerciale, le informazioni sugli standard di qualità garantiti e sui risultati effettivamente raggiunti nel corso dell'anno. L'Autorità pubblica annualmente, nell'ambito della propria indagine sulla qualità del servizio, i tempi medi reali di effettuazione delle prestazioni dichiarati dalle imprese esercenti e i relativi parametri di control-

lo degli standard (percentuale di casi fuori standard, sia per cause imputabili alla stessa impresa esercente sia per cause di forza maggiore o di responsabilità di terzi).

L'introduzione degli indennizzi automatici, riconosciuti ai clienti in caso di mancato rispetto degli standard specifici di qualità per cause imputabili agli esercenti e non per cause dovute a forza maggiore o a responsabilità di terzi o al cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi in vigore prima dell'attuale regolazione (Tav. 2.26). L'entità dei rimborsi definita dall'Autorità è maggiore per i clienti che hanno costi di uso dell'energia e della rete più elevati. I rimborsi automatici sono corrisposti al cliente attraverso detrazione dall'importo addebitato nella prima fatturazione utile, e comunque entro 90 giorni solari dalla scadenza del tempo massimo per l'esecuzione della prestazione richiesta dal cliente. L'esercente che non rispetta questo termine deve pagare un rimborso di entità doppia o quintupla, in ragione del ritardo di pagamento.

Dai dati forniti dagli esercenti si rileva che nell'anno 2006 è aumentato il numero sia dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso sia degli indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.26). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si assiste a un lieve aumento del numero dei casi di mancato rispetto per alcune tipologie di prestazione (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazioni della fornitura, disattivazioni della fornitura). L'incidenza delle situazioni di mancato rispetto in questi casi è sempre inferiore al 3% del totale delle prestazioni (i casi di mancato rispetto per quanto riguarda le attivazioni e disattivazioni della fornitura sono inferiori all'1%).

Per le altre prestazioni (riattivazione per morosità, rettifiche di fatturazione, fascia di puntualità per gli appuntamenti personalizzati, ripristino della fornitura per guasto del gruppo di misura) si

assiste invece a un miglioramento grazie alla diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.32). In particolare lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto, ulteriormente confermata nel 2006 con una diminuzione dei casi di mancato rispetto al 7,10% dei casi totali, a conferma del fatto che il passaggio da standard generale a standard specifico ha prodotto effetti positivi.

Per alcune prestazioni, al momento non sono previsti standard specifici associati a indennizzi automatici. Per esse sono fissati standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale. Per tutte le prestazioni soggette a standard generale, analogamente a quanto avviene per le prestazioni soggette a standard specifico, l'Autorità verifica il tempo medio effettivo di espletamento.

Per quasi tutte le prestazioni (con l'eccezione per le verifiche di tensione e la risposta ai reclami per l'attività di distribuzione, anche se con uno sfioramento minimo), il tempo medio effettivo registrato per le diverse prestazioni risulta in genere inferiore al tempo massimo definito dall'Autorità e in parecchi casi anche con tempi che sfiorano la metà dei tempi prestabiliti (Fig. 2.33). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano infatti raggiunti da 10 tipologie di prestazioni su 12.

La tavola 2.27 presenta, per gli anni 2005 e 2006, dati di riepilogo riguardanti il complesso delle prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento alla tipologia di utenza più largamente diffusa, vale a dire i clienti finali domestici e non domestici BT.

	CARTA DEI SERVIZI					REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE				
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)	2005	2006
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.479	64.696	73.838
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.711	12.437	52.229	79.072	53.006	62.725	73.690

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.26

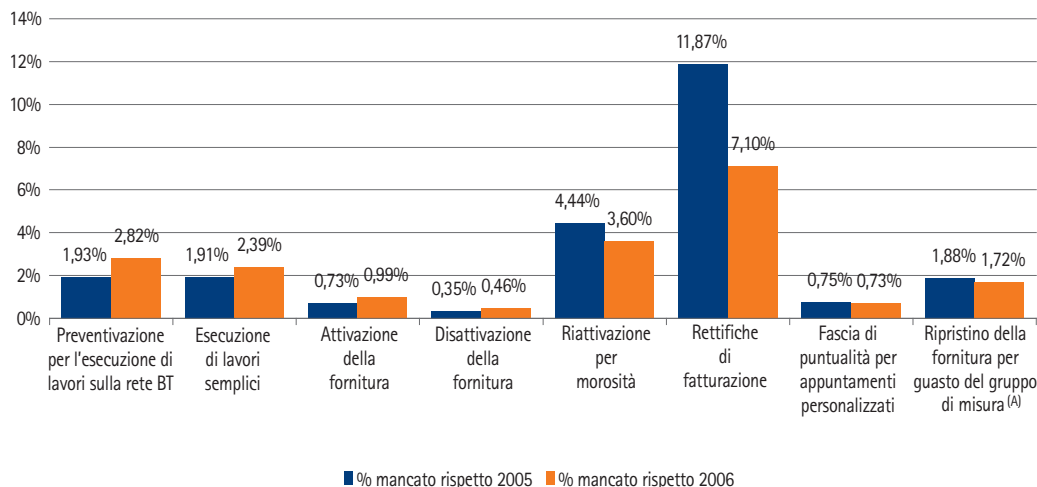
Numero di rimborsi pagati per il mancato rispetto degli standard di qualità commerciale

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

FIG. 2.32

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per utenti in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



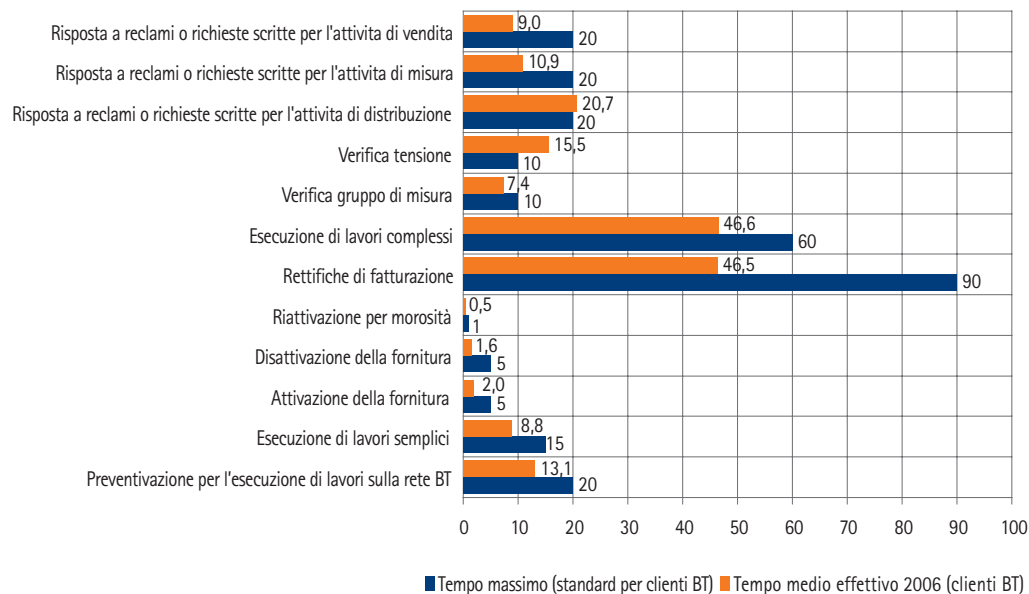
(A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.33

Confronto tempo effettivo medio e standard (in giorni) definito dall'Autorità per le prestazioni di qualità commerciale per clienti in bassa tensione

Anno 2006; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

TAV. 2.27

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2005			ANNO 2006		
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg lavorativi	389.241	11,95	7.313	326.343	13,13	8.431
Esecuzione di lavori semplici	15 gg lavorativi	438.380	8,61	8.632	417.929	8,79	9.688
Attivazione della fornitura	5 gg lavorativi	1.760.852	1,59	12.985	1.697.137	1,97	16.644
Disattivazione della fornitura	5 gg lavorativi	835.294	1,78	2.827	823.173	1,58	3.134
Riattivazione per morosità	1 gg feriale	644.240	0,84	28.130	862.967	0,51	32.361
Rettifica di fatturazione	90 gg solari	13.136	52,51	1.638	11.433	46,46	515
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	136.770	1,73	1.592	130.137	1,71	2.499
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	72.358	-	493	52.541	-	259

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Qualità dei servizi telefonici

Con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* (delibera 30 gennaio 2004, n. 4) l'Autorità ha avviato il monitoraggio sulla qualità dei servizi telefonici.

Dal secondo semestre del 2004, sono stati raccolti i dati riguardanti il tempo medio di attesa e di rinuncia delle chiamate telefoniche, e il livello di servizio.

Il monitoraggio riguarda fino a ora le imprese elettriche che svolgono l'attività di distribuzione o vendita con più di 100.000 clienti finali.

Per quanto riguarda il livello del servizio (rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate che giungono ai *call center* e chiedono di parlare

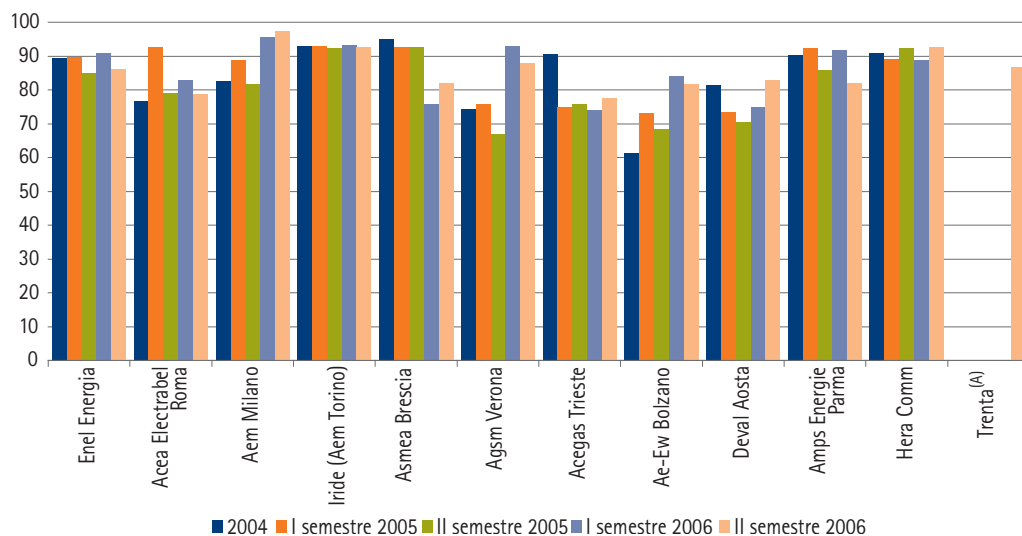
con un operatore), i valori semestrali sono caratterizzati da una forte disomogeneità delle *performance* aziendali. Quelle delle singole imprese soggette al monitoraggio talvolta sono incostanti e nel secondo semestre 2006 i valori registrati dal livello di servizio solo in 3 casi su 12 superano il 90%.

Anche i tempi medi di attesa dei clienti che hanno richiesto di parlare con un operatore di una delle imprese soggette al monitoraggio mostrano forti disomogeneità tra le *performance* aziendali. In 4 casi su 12 si registrano tempi medi di attesa per parlare con un operatore (comprensivi dei tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico) superiori ai 3 minuti.

FIG. 2.34

Livello qualitativo dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



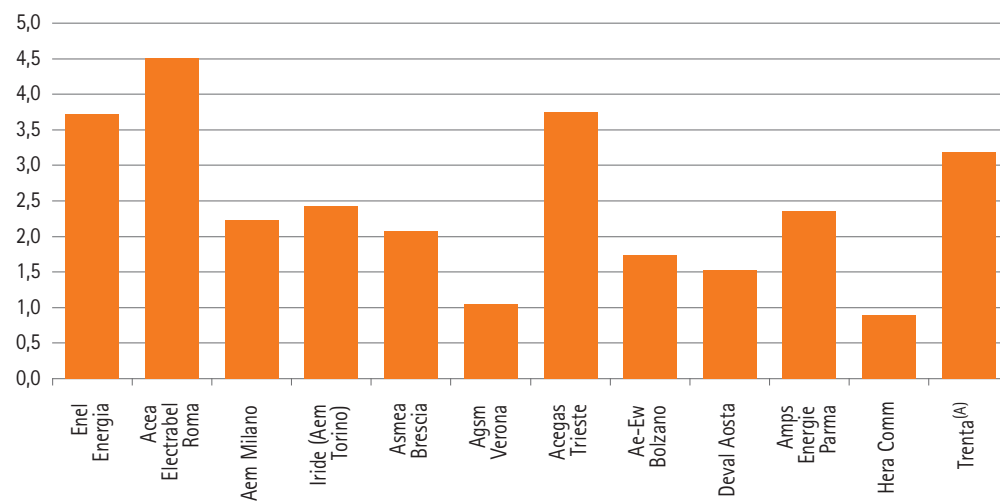
(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

FIG. 2.35

Tempo medio di attesa per i clienti dei venditori di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali

Minuti; valori medi per il primo semestre 2006



(A) Soggetta al monitoraggio dal secondo semestre 2006.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Nell'ambito delle rilevazioni periodiche sulla soddisfazione dei clienti domestici (prevalentemente famiglie) per l'uso dell'energia elettrica e del gas, l'Istat anche nell'anno 2006 ha posto, per conto dell'Autorità, all'interno dell'indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana" alcuni quesiti specifici volti a rilevare la soddisfazione e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. Fin dal 1998 è stato inserito nell'indagine nazionale, che raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui, un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas.

L'ampio campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, in modo da permettere un monitoraggio costante degli effetti della regolazione della qualità, mirata tra l'altro alla riduzione dei divari regionali di qualità. Dal 2004 l'indagine viene svolta nel mese di febbraio mentre fino al 2003 la rilevazione si svolgeva nel corso del mese di novembre; a causa di ciò non sono disponibili i risultati della rilevazione per l'anno 2004. Intorno a un nucleo stabile di quesiti se ne avvicendano periodicamente alcuni volti a rilevare altri aspetti quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità, il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

L'andamento del livello generale di soddisfazione dell'utenza risulta nel tempo relativamente costante e attestato su un buon livello,

anche se si evidenziano situazioni diverse sotto il profilo geografico.

Tra i fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica, la continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti) è il fattore che ha il maggior peso. La soddisfazione globale è leggermente penalizzata dai giudizi negativi sulle dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio) che rappresentano però fattori percepiti dai clienti come meno importanti rispetto alla continuità.

L'imminente liberalizzazione, che inevitabilmente è orientata a portare un maggior sviluppo della competizione tra gli operatori, comporta che l'Autorità sia chiamata in misura maggiore rispetto al passato, anche in relazione agli aspetti legati al livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente, a creare un ambiente competitivo favorevole all'utilizzo delle leve a disposizione degli operatori.

Le recenti proposte dell'Autorità hanno infatti lo scopo sia di tenere costantemente monitorate le *performance* aziendali sia, allo stesso tempo, di stimolare il miglioramento costante dei servizi, soprattutto per gli aspetti legati al rapporto con la clientela (come, per esempio, i meccanismi per la valutazione della qualità dei servizi telefonici, le pubblicazioni comparative ecc.).

TAV. 2.28

Soddisfazione complessiva

Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti" e
"abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7
ITALIA	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.29

**Soddisfazione per la
continuità del servizio
elettrico**

Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti" e
"abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6
ITALIA	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

TAV. 2.30

**Soddisfazione globale
per i diversi aspetti del
servizio elettrico**

Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti" e
"abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006
Continuità	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6
Sbalzi di tensione	86,3	87,2	87,1	87,8	86,2	86,1	85,4	86,0
Frequenza lettura	72,8	74,1	73,5	72,5	72,5	70,7	71,5	79,1
Comprensibilità bollette	75,0	76,1	74,3	76,3	72,9	72,8	70,3	70,7
Informazioni sul servizio	73,2	74,1	73,4	73,5	71,6	69,5	67,4	69,0
Soddisfazione globale	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2006.

