

2.

Struttura, prezzi e qualità nel settore elettrico

PAGINA BIANCA

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.

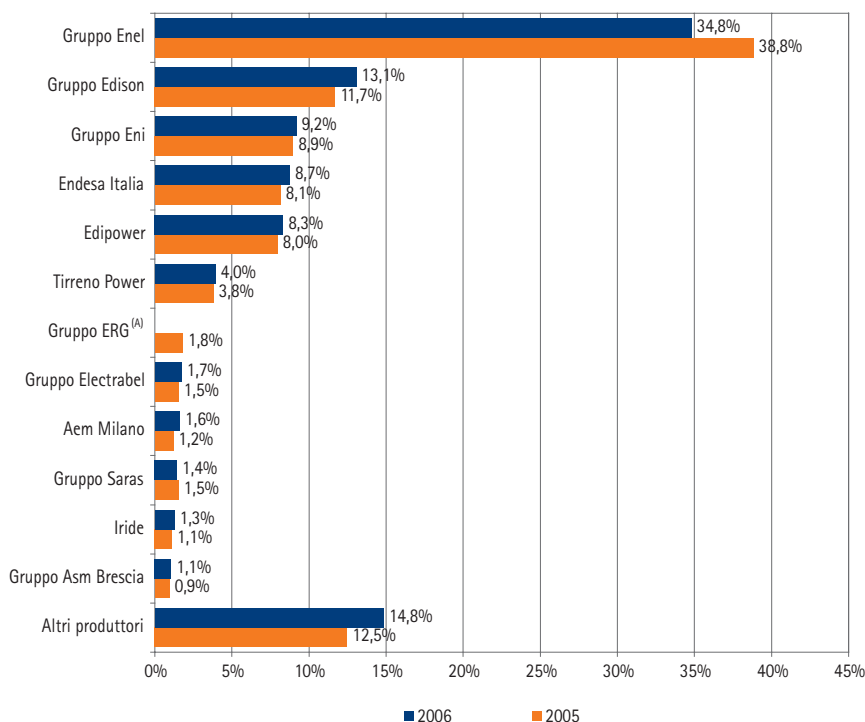
TAV. 2.2

**Produzione lorda
per fonte 2000-2006**

GWh

	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
Per memoria:							
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.



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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

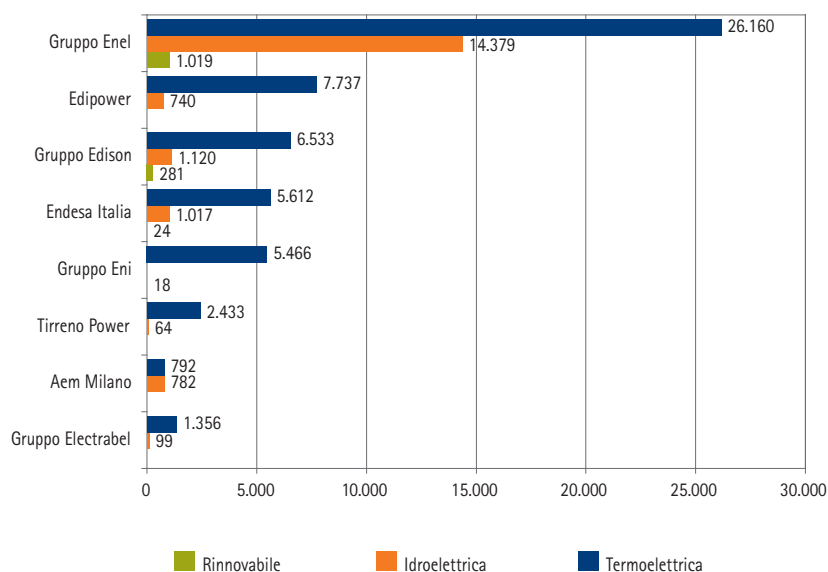
FIG. 2.1

**Contributo dei principali
operatori alla produzione
nazionale lorda**Confronto 2005-2006,
dati in percentuale

FIG. 2.2

**Disponibilità di capacità
lorda per i maggiori
gruppi**

MW, anno 2006

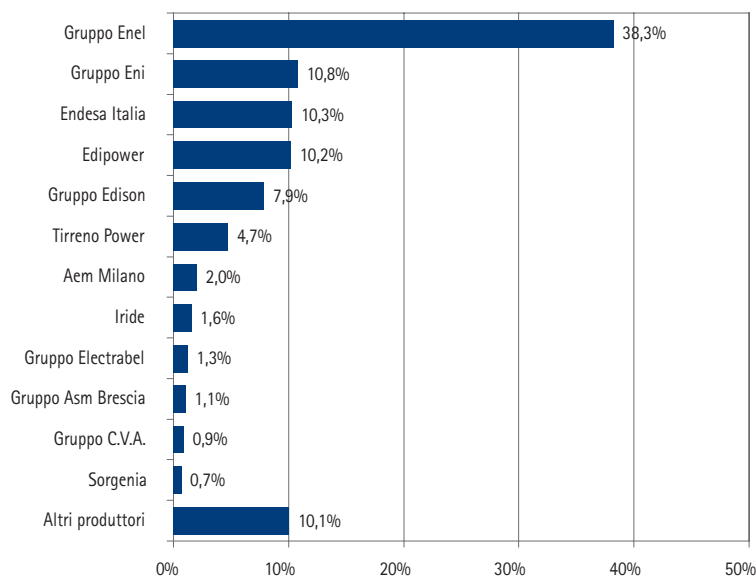


Fonte: Elaborazione AEEG su dati degli operatori.

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.

	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. 2.3

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica 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. 2.4

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione rinnovabile per fonte

Dati in percentuale, anno 2006

	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.

TAV. 2.5

Ritiri obbligati del GSE

GWh

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.

	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. 2.6

Dettaglio dei ritiri di energia da fonti assimilate 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. 2.7

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

GWh

	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. 2.8

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

TAV. 2.9

Costi e ricavi dei ritiri obbligati nel 2006

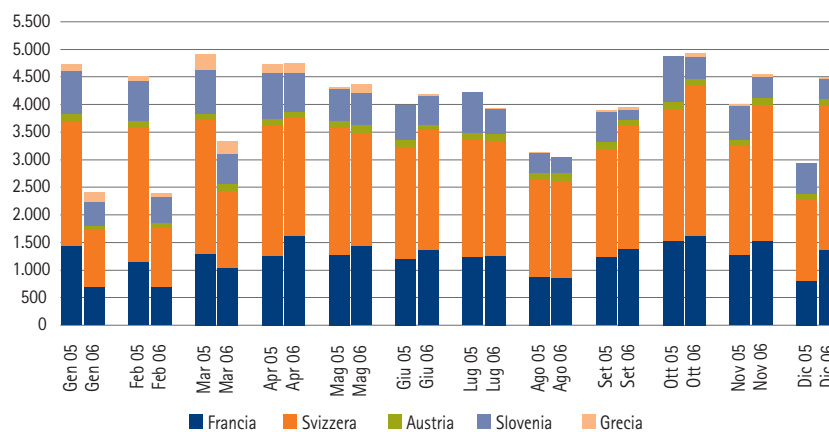
MILIONI DI EURO	
Remunerazione impianti assimilati	4.361,7
Remunerazione impianti rinnovabili	1.758,1
Totale remunerazione energia CIP6	6.119,8
Revisione prezzi I trimestre	222,4
Altri costi associati	17,2
Remunerazione energia delibera n. 108/97	57,6
Totale costi dei ritiri	6.417,0
Ricavi da cessione 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

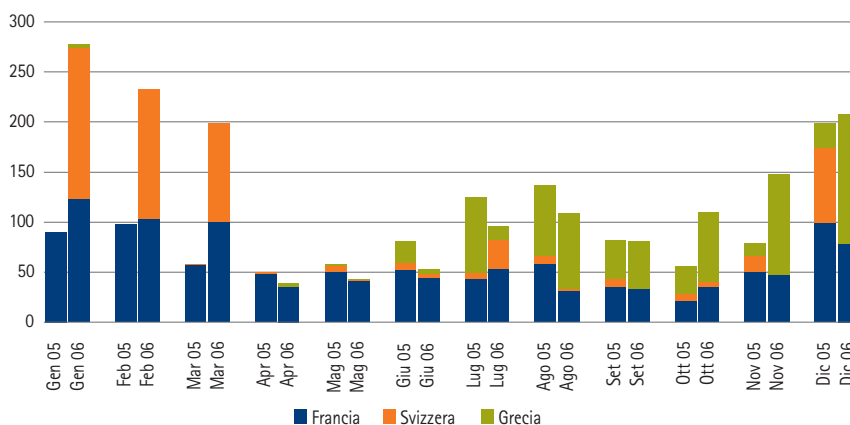


Fonte: Elaborazione AEEG su dati Terna.

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.GA.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
Agsm 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 concentrino 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 GRN 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.