

indicizzazione, il prezzo dell'energia elettrica ha preso a salire dall'autunno del 2007 e ha mantenuto il trend di ascesa sino all'inizio del 2009.

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)¹⁰, ha registrato, infatti, aumenti via via più consistenti dal luglio 2007 sino a tutto il 2008.

TAV. 2.50

Indici mensili Istat dei prezzi dell'energia elettrica

Numeri indice 1995 = 100
e variazioni percentuali

MESI	2007				2008			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2007-2006	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2007-2006	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2008-2007	PREZZO REALE ^(A)	VAR. % 2008-2007
Gennaio	121,5	11,7	93,4	9,9	127,9	5,3	95,5	2,3
Febbraio	121,5	11,7	93,1	9,8	127,9	5,3	95,3	2,4
Marzo	121,5	11,7	93,0	9,9	127,9	5,3	94,8	1,9
Aprile	121,0	5,9	92,4	4,3	132,1	9,2	97,7	5,7
Maggio	121,0	5,9	92,2	4,2	132,1	9,2	97,1	5,4
Giugno	121,0	5,9	92,0	4,2	132,1	9,2	96,7	5,1
Luglio	121,2	0,8	91,9	-0,8	136,9	13,0	99,8	8,6
Agosto	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,6	8,6
Settembre	121,2	0,8	91,7	-0,8	136,9	13,0	99,9	8,9
Ottobre	123,7	1,6	93,4	-0,6	137,7	11,3	100,5	7,7
Novembre	123,7	1,6	93,0	-0,8	137,7	11,3	100,9	8,5
Dicembre	123,7	1,6	92,7	-1,0	137,7	11,3	101,0	8,9
MEDIA ANNUA	121,9	4,8	92,6	2,9	133,7	9,7	98,2	6,2

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

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

Come si vede nella tavola 2.50, a partire dal quarto trimestre 2007 il prezzo dell'energia elettrica ha registrato ripetuti e notevoli incrementi su base congiunturale: al 2,1% dell'ottobre 2007 sono seguiti, infatti, il 3,4% di gennaio 2008, il 3,3% di aprile, il 3,6% di luglio e lo 0,6% di ottobre. A luglio 2008 il relativo tasso d'inflazione ha toccato un punto di massimo, pari al 13% in termini tendenziali. In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 4,8% nel 2007 e del 9,7% nel 2008. Poiché nel frattempo anche il livello generale dei prezzi è cresciuto, il rincaro dell'energia elettrica per le famiglie italiane è inferiore se valutato in termini reali; nei due anni considerati esso diviene rispettivamente pari al 2,9% e al 6,2%.

L'andamento del prezzo dell'energia elettrica italiana si può osservare anche nel confronto con i principali Paesi europei, utilizzando gli indici dei prezzi al consumo armonizzati raccolti da Eurostat (Fig. 2.27).

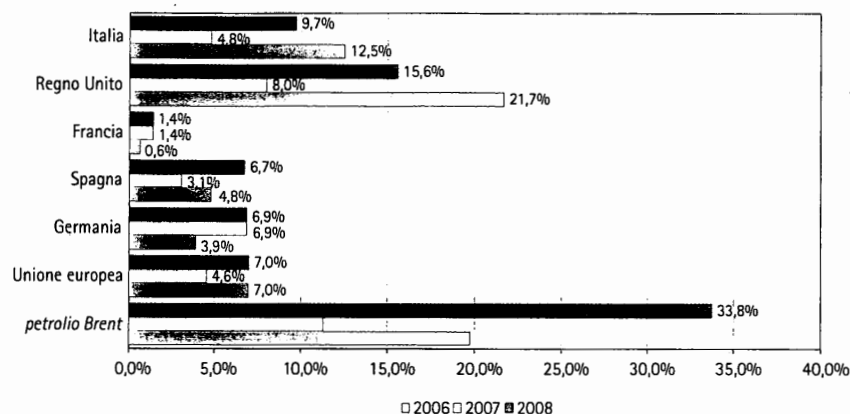
Nel 2006, con una risalita del 12,5%, la *performance* del prezzo italiano è risultata la peggiore dopo quella del Regno Unito (21,7%). Con un aumento del petrolio Brent quasi del 20%, nella media dei Paesi dell'Unione europea l'energia elettrica è rincarata solo del 7%. Nel 2007 il prezzo italiano ha evidenziato invece una variazione perfettamente in linea con i Paesi europei: il 4,8% della crescita italiana si confronta infatti con il 4,6% della media dell'Unione europea (a 27 Paesi). La crescita del prezzo italiano è risultata assai più

¹⁰ 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'1,4% nel 2007, è sceso all'1,2% nel 2008 ed è pari all'1,3% nel 2009.

FIG. 2.27

Variazioni dei prezzi dell'energia elettrica nei principali Paesi europei

Variazioni percentuali sull'anno precedente



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

contenuta di quella del Regno Unito (8%) e della Germania (6,9%), ma più elevata di quella della Spagna (3,1%) e della Francia (1,4%). Nel 2008, di nuovo, il risultato italiano appare come uno dei peggiori: l'aumento del 9,7% registrato nel nostro Paese è effettivamente inferiore solo al 15,6% ottenuto nel Regno Unito. In Germania e in Spagna il prezzo risulta cresciuto come nella media dell'Unione europea, intorno al 7%. La Francia, invece, si conferma come il luogo in cui i consumatori subiscono meno rincari: il prezzo risulta infatti più elevato rispetto al 2007 solo dell'1,4%. Come più volte ricordato anche nella *Relazione Annuale* degli scorsi anni, la variabilità dei tassi di crescita del prezzo dell'energia elettrica per i Paesi considerati tende a riflettere il peso della quota di generazione termoelettrica, rispetto alle altre fonti di produzione di elettricità, in questi stessi Paesi. In periodi di marcati aumenti nelle quotazioni internazionali del greggio, laddove la quota di produzione di energia elettrica proveniente da fonte termica (e dunque dipendente dai combustibili come il petrolio e il gas naturale) è elevata, il prezzo finale dell'elettricità tende a registrare gli incrementi più sensibili.

Condizioni economiche per il servizio di maggior tutela

La dinamica dell'indice mensile dell'Istat per il prezzo dell'energia elettrica trova conferma nell'andamento delle condizioni economiche di maggior tutela per un consumatore

domestico residente con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza di 3 kW. Dal terzo trimestre 2007 i prezzi di maggior tutela sono infatti aumentati gradualmente fino a raggiungere nel quarto trimestre 2008 il livello più alto dell'ultimo biennio. Nel secondo trimestre del 2009 i prezzi sono scesi del 7% rispetto a tale massimo ma sono ancora superiori di circa l'8% rispetto al livello di due anni fa (Fig. 2.28).

In un'ottica di lungo periodo, a fronte di un prezzo del petrolio che si è quadruplicato (in euro in termini nominali) nel periodo 1999-2009, il prezzo complessivo del kilowattora pagato dal consumatore domestico tipo è aumentato di circa il 65%. La ristrutturazione del settore elettrico e il processo di liberalizzazione hanno permesso di contenere l'impatto, sul prezzo dell'energia elettrica, delle forti tensioni che si sono manifestate sui mercati internazionali dei combustibili a partire dalla primavera del 2004 (Fig. 2.29)

All'1 aprile 2009 il prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico residente con consumi annui di 2.700 kWh e 3 kW di potenza è pari a 14,44 c€/kWh al netto delle imposte e a 16,80 c€/kWh al lordo delle imposte. La componente a copertura dei costi di trasmissione, distribuzione e misura (incluse le componenti tariffarie UC₃ e UC₆ in quanto attinenti alla perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione e ai recuperi di continuità del servizio) incide per il 15% sul prezzo lordo complessivo, in leggero aumento rispetto al contributo registrato nel secondo trimestre 2008 (14%).

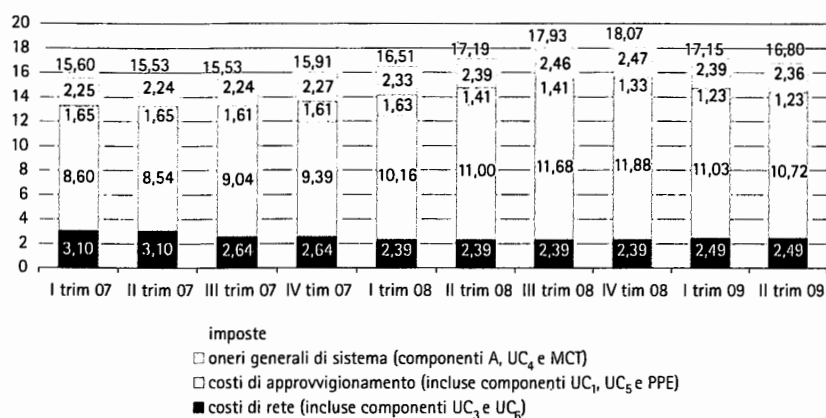


FIG. 2.28

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW
 €/KWh; 2007-2008

(A) Prima del 1° luglio 2007 i costi di rete includevano i costi di commercializzazione dell'attività di vendita (non identificabili, in quanto non esisteva una componente tariffaria specifica per la tariffa domestica D2), mentre dal secondo semestre 2007 è stata introdotta la componente PCV a copertura dei suddetti costi; dalla medesima data, questa componente è inclusa, più propriamente, nei costi di approvvigionamento.

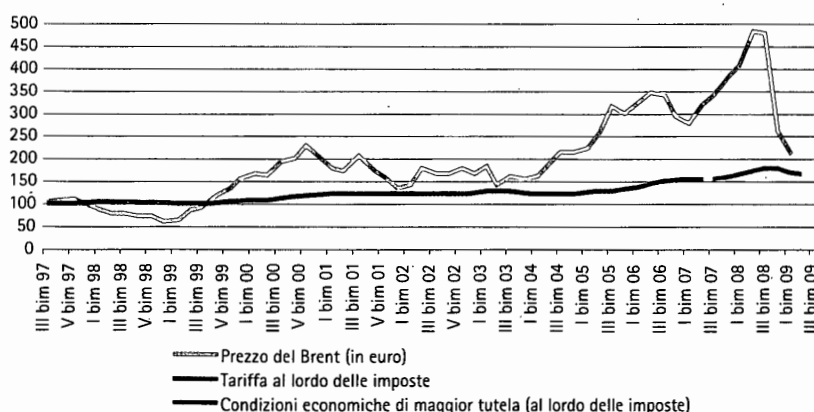


FIG. 2.29

Andamento della tariffa elettrica (poi condizioni economiche di maggior tutela) e andamento del prezzo del petrolio

Numeri indici
 III bimestre 1997=100^(A)

(A) Consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3 kW.

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

Le componenti a copertura dei costi di approvvigionamento e di commercializzazione dell'energia elettrica ad aprile 2009 presentano la stessa incidenza di un anno prima sul prezzo lordo (64%). Tali componenti comprendono anche le seguenti voci:

- la componente UC₁, relativa alla copertura degli squilibri residui del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato fino al 30 giugno 2007, e dell'energia

elettrica destinata al servizio di maggior tutela per il periodo compreso tra l'1 luglio e il 31 dicembre 2007; all'1 aprile 2009 è pari a 0,148 c€/kWh;

- la componente PPE, in vigore dall'1 gennaio 2008 e attivata nel gennaio 2009, preposta al finanziamento degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto e di dispacciamento dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; all'1 aprile 2009 è pari a 0,525 c€/kWh;
- i corrispettivi che nel regime di definizione delle componenti tariffarie del mercato vincolato erano esplicitati attraverso, rispettivamente, la componente UC₅ (differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti) e gli elementi CD (remunerazione della disponibilità della capacità produttiva) e INT (remunerazione del servizio di interrompibilità); questi sono stati inglobati in un unico elemento (l'elemento PD) a copertura dei costi di dispacciamento, a partire dal terzo trimestre 2007.

La componente a copertura dei costi di commercializzazione della vendita all'1 aprile 2009, è pari a 0,7 c€/kWh e pesa per circa il 4% sul prezzo totale.

Nel secondo trimestre 2009 gli oneri generali di sistema (incluse le componenti UC₄, relativa alle integrazioni tariffarie, e MCT, per le misure di compensazione territoriale, oltre che la nuova componente A₅ a copertura del bonus sociale) ammontano, per il consumatore domestico tipo in regime di maggior tutela, a 1,23 c€/kWh e incidono sul prezzo lordo per il 7%.

La componente A₃, in particolare, è destinata a finanziare i programmi di incentivazione delle fonti rinnovabili e assimilate. Con riferimento all'anno 2008, i costi da recuperare, per oltre 3.000 milioni di euro, hanno riguardato:

- i ritiri dell'energia elettrica CIP6 e come da delibera 108/97, effettuati dal GSE, per circa 2.400 milioni di euro, ai quali vanno aggiunti gli oneri per l'acquisto sia di certificati verdi in capo ai produttori da fonti assimilate, sia di permessi di emissione di anidride carbonica per coprire la differenza tra quote assegnate ed emissioni effettive, ai sensi della Direttiva 2003/87/CE che ha istituito il Sistema europeo per lo scambio di quote di emissioni; tali ulteriori oneri possono essere quantificati in circa 500 milioni di euro per il 2008, ma sono destinati a ridursi negli anni successivi per la progressiva conclusione delle convenzioni;
- l'incentivazione per gli impianti fotovoltaici per circa 112 milioni di euro;
- l'incentivazione per gli impianti di potenza nominale inferiore a 1 MW (per la sola fonte eolica la soglia di impianto è pari a 200 kW) che hanno optato per un meccanismo di incentivazione a tariffa fissa per un importo complessivo pari a circa 20 milioni di euro;
- i costi che il ritiro dedicato¹¹ ha indotto sul sistema elettrico in quanto saldo positivo tra i costi sostenuti dal GSE per il ritiro dell'energia elettrica e i ricavi ottenuti dal GSE dalla vendita di tale energia sul mercato e quantificabili in circa 40 milioni di euro.

¹¹ Il ritiro dedicato, che si pone quale alternativa al normale regime di vendita dell'energia elettrica prodotta dagli impianti di piccola taglia e dagli impianti alimentati da fonti rinnovabili, prevede delle semplificazioni e non degli incentivi in senso stretto, che sono invece definiti dall'ordinaria attività legislativa.

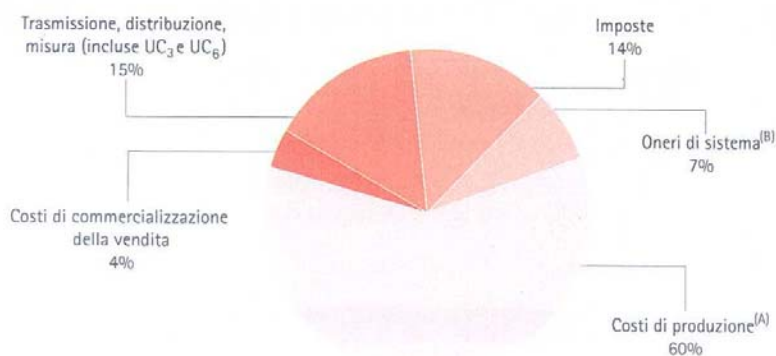


FIG. 2.30

Condizioni economiche di maggior tutela per il consumatore domestico tipo con consumi annui pari a 2.700 kWh e potenza pari a 3kW
Composizione percentuale all'1 aprile 2009

(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, le componenti UC₁, UC₅ e PPE.

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

Qualità del servizio

Qualità del servizio di trasmissione

L'anno 2008 ha registrato un miglioramento della continuità del servizio di trasmissione rispetto agli anni precedenti. Nel settore della trasmissione, la continuità del servizio viene comunemente misurata mediante l'indicatore di energia non fornita (ENS). L'andamento di questo indicatore negli ultimi tre anni è presentato nella tavola 2.51, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2008 si è inoltre registrata una significativa riduzione degli incidenti rilevanti (vale a dire le disalimentazioni con maggiore impatto in termini di ENS). Si è verificato, infatti, un unico incidente rilevante nel mese di dicembre, in occasione di precipitazioni nevose eccezionali (Tav. 2.52). La definizione di incidente rilevante è stata modificata a partire dal 1° gennaio 2008: nell'ambito del procedimento per la regolazione del periodo 2008-2011, la delibera 7 novembre 2007, n. 281/07, ha infatti definito gli incidenti rilevanti come le

TAV. 2.51

**Energia non fornita
per le disalimentazioni
di tutti gli utenti**MWh/anno; inclusi gli incidenti
rilevanti^(A)

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Nazionale	3.477	8.469	2.440

(A) Il dato è calcolato per l'intera area nazionale con riferimento alle disalimentazioni subite da tutti gli utenti connessi con la rete rilevante, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione di origine della disalimentazione.

Fonte: Terna.

TAV. 2.52

**Energia non fornita
in occasione
di incidenti rilevanti^(A)**

	NUMERO	MWh
2006	2	2.548
2007	11	7.468
2008	1	560

(A) Incidenti rilevanti definiti come da delibera n. 250/04 per gli anni 2006 e 2007 e da delibera n. 281/07 per l'anno 2008.

Fonte: Terna.

disalimentazioni che comportano un livello di energia non servita superiore a 250 MWh; fino al 31 dicembre 2007, la delibera 30 dicembre 2004, n. 250/04, prevedeva che l'incidente rilevante fosse caratterizzato da energia non servita maggiore di 150 MWh e una durata superiore a 30 minuti.

A seguito della delibera 27 dicembre 2007, n. 341/07, è entrata in vigore nel 2008 la regolazione della qualità del servizio di trasmissione, a sostanziale modifica delle precedenti disposizioni che riguardavano principalmente la trasparenza delle performance dell'operatore di trasmissione. La regolazione della qualità del servizio di trasmissione è basata sui dati di continuità del servizio, registrati da Terna in attuazione del Titolo VIII della delibera n. 250/04, e sui documenti pubblicati da Terna per effetto di tale delibera.

La regolazione della qualità del servizio di trasmissione ha un forte carattere innovativo e pertanto è da considerarsi di natura sperimentale. La finalità principale è la promozione del miglioramento della qualità del servizio di trasmissione attraverso adeguati interventi operativi e investimenti, evitando l'aggravio

delle risorse necessarie per il servizio di dispacciamento. La disciplina relativa alla qualità del servizio di trasmissione prevede uno schema di incentivi e penalità per la continuità del servizio basato su 3 indicatori principali: l'energia non fornita per eventi che abbiano interessato, anche parzialmente, la RTN¹², il numero medio di disalimentazioni (lunghe – vale a dire con durata superiore a tre minuti – o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN e la percentuale di utenti direttamente connessi con la RTN che non hanno subito alcuna disalimentazione. Quest'ultimo indicatore svolge una funzione correttiva degli incentivi ottenuti mediante il confronto tra risultati effettivi e livelli annuali attesi, per quanto riguarda i due indicatori principali.

L'andamento del numero medio di disalimentazioni (dovute a tutte le cause, anche estranee alla responsabilità di Terna) è riportato nella tavola 2.53, dove le informazioni relative all'anno 2008 fanno riferimento a dati ricevuti da Terna durante il mese di aprile 2009, ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

12 Ai fini regolatori si adotta la variante ENSR, energia non fornita di riferimento.

AREA	ANNO 2006	ANNO 2007	ANNO 2008
Torino	0,32	0,13	0,71
Milano	0,11	0,25	0,22
Padova	0,21	0,41	0,37
Firenze	0,25	0,46	0,27
Roma	0,79	0,34	0,41
Napoli	0,29	0,37	0,48
Palermo	1,05	0,94	0,75
Cagliari	0,75	0,82	0,22
TOTALE ITALIA	0,38	0,39	0,42

TAV. 2.53

Numero medio di disalimentazioni (lunghe o brevi) per utente direttamente connesso con la RTN di Terna

Numero/anno; inclusi gli incidenti rilevanti^(A)

(A) I dati sono calcolati per l'intera area nazionale e per le 8 aree territoriali di Terna con riferimento alle disalimentazioni subite dagli utenti direttamente connessi con la RTN di Terna, coinvolti nei disservizi dovuti a tutte le cause, compresi gli incidenti rilevanti e senza distinzione per l'origine della disalimentazione.

Fonte: elaborazione AEEG su dati di Terna.

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

Il numero e la durata delle interruzioni senza preavviso hanno registrato un trend di miglioramento ininterrotto (70% per la durata e 45% per il numero) dal 2000, anno di prima introduzione della regolazione incentivante della continuità del servizio per le imprese di distribuzione, fino al 2007. Il 2008 ha evidenziato un valore in controtendenza a livello nazionale, principalmente a causa di eventi meteorologici eccezionali che si sono verificati in particolare nei mesi di novembre e dicembre. Considerando le interruzioni sulle reti di *distribuzione* e di *trasmissione* (esclusi gli "incidenti rilevanti" e gli interventi dei sistemi di difesa), nel 2008:

- la *durata complessiva* delle interruzioni per cliente è stata pari a 88 minuti (Fig. 2.31);
- la *durata netta* delle interruzioni per cliente (vale a dire di responsabilità delle imprese distributrici, escludendo in particolare gli effetti di eventi meteorologici eccezionali) è

stata di circa 51 minuti a livello nazionale, di 36 minuti nel Nord Italia, 50 minuti nel Centro Italia e 73 minuti nel Sud Italia (Fig. 2.32);

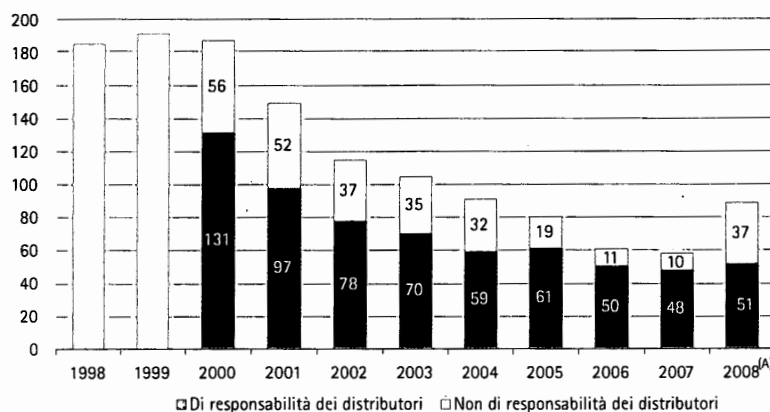
- il *numero complessivo* di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente si è attestato a 2,37 interruzioni per cliente (Fig. 2.33).

L'aumento della durata e del numero di interruzioni registrato nel 2008 (durata +51%, numero +9%) è da attribuire principalmente a cause di forza maggiore, mentre il valore di durata netta di responsabilità delle imprese distributrici conferma i trend già registrati nel corso del 2006 e del 2007. Negli ultimi mesi dell'anno, infatti, nevicate eccezionali nel Nord Italia e alluvioni in Centro Italia hanno comportato un numero di scatti delle linee elettriche molto superiore ai valori medi mensili registrati negli anni precedenti, con difficoltà e ritardi nel ripristino dell'alimentazione, anche per ragioni di sicurezza.

FIG. 2.31

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)



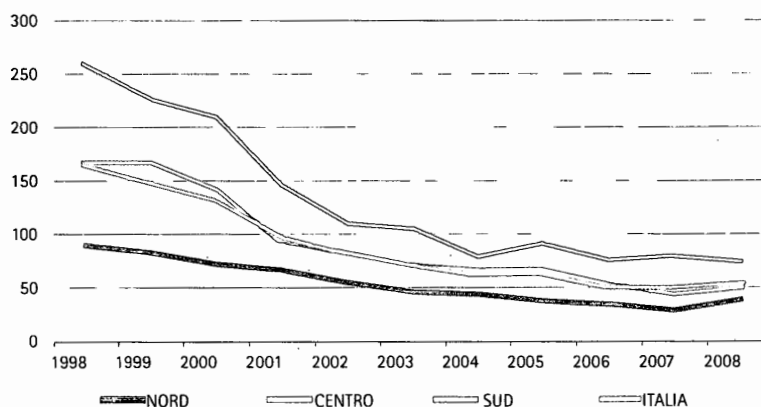
(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 (51 minuti) è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.32

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione di responsabilità delle imprese distributrici

Minuti persi per cliente all'anno; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)^(A)

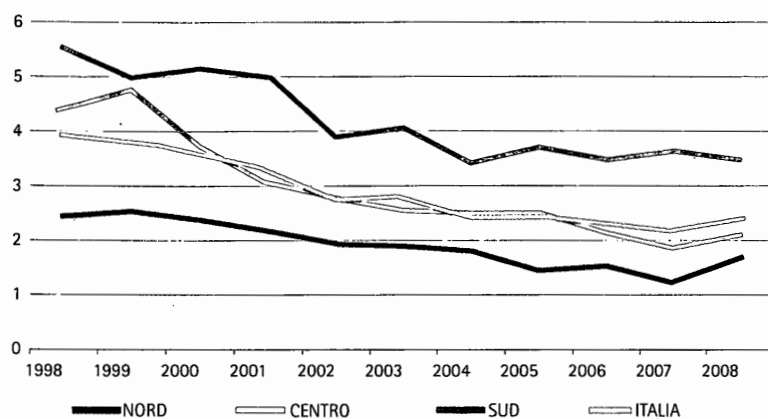


(A) La quota di minuti di interruzione di responsabilità delle imprese distributrici per l'anno 2008 è ancora oggetto di verifiche da parte dell'Autorità.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'impatto degli eventi meteorologici appare inoltre chiaro dall'osservazione dei dati territoriali: a fronte dell'incremento degli indicatori di durata netta e di numero nelle aree del Nord e Centro Italia, al Sud si sono registrati il minimo storico di durata netta (73 minuti persi per anno per cliente) e un numero totale di interruzioni lunghe (3,46 per cliente all'anno) molto vicino al minimo raggiunto nel 2004.

Il trend di miglioramento della durata delle interruzioni registrato nel periodo 2000-2008 è stato ottenuto grazie al sistema di incentivi e penalità che l'Autorità ha applicato ai distributori di energia elettrica a partire dal 2000. Tale sistema, come indicato in maggior dettaglio nel secondo Volume di questa relazione, colloca l'Italia fra gli Stati europei più virtuosi in termini complessivi di continuità del servizio e ha inoltre permesso di ridur-



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

FIG. 2.33

Numero di interruzioni senza preavviso lunghe per cliente BT

Numero medio: Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa)

re sensibilmente i differenziali di continuità del servizio elettrico tra Nord e Sud, con beneficio non solo per le famiglie ma anche per la competitività dei settori produttivi. Il nuovo siste-

ma di incentivi e penalità introdotto dall'Autorità con la delibera 19 dicembre 2007, n. 333/07, per il quadriennio 2008-11 prevede che dal 2008 le imprese distributrici siano soggette a

	MINUTI PERSI PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE PER CLIENTE ALL'ANNO	NUMERO DI INTERRUZIONI BREVI PER CLIENTE ALL'ANNO
Piemonte	201	2,50	3,37
Val d'Aosta	69	1,86	2,50
Liguria	67	2,17	3,69
Lombardia	47	1,32	1,64
Trentino Alto Adige	116	3,58	2,58
Veneto	56	1,76	2,53
Friuli Venezia Giulia	49	1,34	2,38
Emilia Romagna	30	1,08	1,65
Toscana	53	1,59	2,20
Marche	50	1,64	2,59
Umbria	40	1,49	2,20
Lazio	81	2,65	3,23
Abruzzo	62	2,09	3,11
Molise	24	1,30	1,44
Campania	104	4,04	8,14
Puglia	90	2,61	3,67
Basilicata	46	1,47	2,48
Calabria	132	4,16	6,45
Sicilia	197	4,20	7,24
Sardegna	115	3,16	5,26
NORD	72	1,68	2,27
CENTRO	65	2,09	2,74
SUD	122	3,46	5,94
ITALIA	88	2,37	3,61

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.54

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione e numero medio di interruzioni lunghe (> 3 minuti) e brevi (> 1 secondo e ≤ 3 minuti) per cliente all'anno

Enel Distribuzione e imprese elettriche con più di 5.000 clienti finali (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa); anno 2008

incentivi e penalità riferiti non solo alla durata delle interruzioni (come negli anni precedenti), ma anche, per la prima volta in Europa, al miglioramento del numero delle interruzioni lunghe e brevi, cioè tutte quelle di durata superiori a un secondo.

La tavola 2.54 mostra i valori di continuità del servizio relativi a disservizi sulle reti di distribuzione e trasmissione (esclusi gli incidenti rilevanti sulla rete di trasmissione e gli interventi dei sistemi di difesa) nel 2008 a livello regionale. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

Standard di qualità individuali per clienti MT

I clienti MT che subiscono un numero di interruzioni in misura superiore agli standard fissati dall'Autorità, possono ricevere il relativo indennizzo solo dopo aver inviato all'impresa

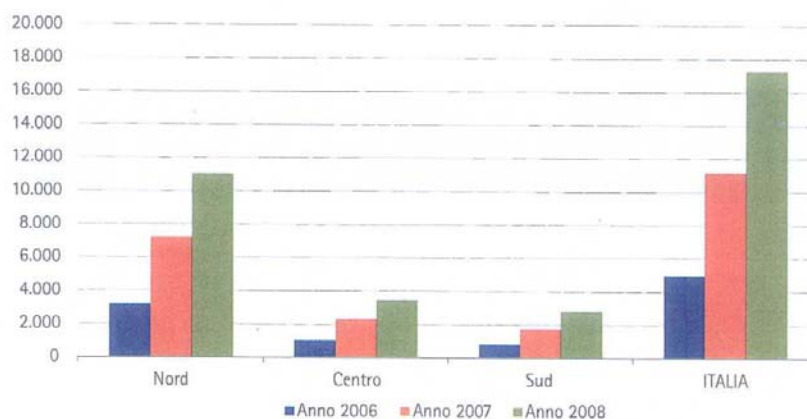
distributrice una dichiarazione di adeguatezza che certifichi la conformità dell'impianto elettrico ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità. Qualora i clienti non presentino tale dichiarazione sono soggetti al versamento di un Corrispettivo tariffario specifico (CTS) che l'impresa distributrice può trattenere in parte, dovendo versare la rimanenza alla Cassa conguaglio per il settore elettrico. A quest'ultima è destinata anche la quota residuale delle penalità che le imprese distributrici devono accantonare per finanziare gli indennizzi ai clienti MT che hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza.

Rispetto al 2006 il numero di dichiarazioni di adeguatezza è triplicato, con un incremento annuo costante e che ha interessato tutto il territorio nazionale. Da quando sono in vigore gli standard di qualità individuali, circa un quinto dei clienti MT (più o meno 100.000) ha adeguato i propri impianti elettrici ai requisiti tecnici fissati dall'Autorità (Fig. 2.34).

FIG. 2.34

Dichiarazioni di adeguatezza degli impianti di clienti in media tensione

Numero cumulo delle dichiarazioni inviate a fine 2006, a fine 2007 e a fine 2008



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

L'incremento del CTS raccolto dalle imprese distributrici nel corso del 2008 (Tav. 2.55) risente della gradualità di applicazione introdotta con il *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici*: dal 2007 per i soli clienti in media tensione con

potenza disponibile superiore a 500 kW che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, dal 2008 per tutti i clienti in media tensione che non hanno prodotto la dichiarazione di adeguatezza, indipendentemente dalla potenza disponibile.

	CTS RACCOLTO	CTS TRATTENUTO
2007	12,8	5,2
2008	44,9	5,5

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

TAV. 2.55

CTS raccolto
e trattenuto dalle imprese
distributrici
Milioni di euro

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

La regolazione della qualità commerciale è in vigore dal 1° luglio 2000 con la determinazione degli standard nazionali di qualità commerciale che esprimono i tempi massimi per l'effettuazione delle prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposte a reclami ecc.) e definiscono la prestazione di base che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. 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 per le prestazioni erogate dai venditori.

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 del servizio di maggior tutela 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

controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard per cause imputabili alla stessa impresa esercente, al netto di 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 del cliente stesso, ha fatto crescere nel tempo il numero di indennizzi effettivamente pagati ai clienti rispetto al regime delle Carte dei servizi precedentemente in vigore (Tav. 2.56). 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.

Dal 1° gennaio 2009 è entrata in vigore la nuova disciplina degli indennizzi automatici che prevede il raddoppio o la triplicazione dell'indennizzo automatico in base al ritardo nell'effettuazione della prestazione rispetto agli standard stabiliti dall'Autorità, e non più in ragione del ritardo di pagamento.

Con il 2008 la regolazione della qualità commerciale è stata estesa a tutte le aziende, comprese quelle minori, del settore elettrico ed è stata allineata all'analogo *Testo integrato per la qualità dei servizi gas*, compresa l'adozione del metodo di verifica per l'effettuazione dei controlli dei dati di qualità commerciale.

Dal 2008 la regolazione della qualità commerciale tiene inoltre conto dell'estensione della liberalizzazione a tutti i clienti BT avvenuta il 1° luglio 2007 e del nuovo assetto di separazione societaria e funzionale previsto dalla normativa. In conseguenza di ciò la regolazione della qualità commerciale relativa alla vendita è stata oggetto di revisione con un apposito processo di consultazione, focalizzato tra l'altro sul tema della gestione tempestiva e risolutiva dei reclami; è stata quindi stralciata dal *Testo integrato della qualità dei servizi elettrici* ed è confluita nel *Testo integrato della qualità della vendita approvato* con la delibera 18 novembre 2008, ARG/com 164/08.

Dai dati forniti dagli esercenti si osserva che fino all'anno 2007 sono sostanzialmente stabili il numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso

e il numero di indennizzi pagati ai clienti, mentre nel corso del 2008 si assiste a più che un dimezzamento dei casi di mancato rispetto degli standard specifici e a una conseguente riduzione, di circa due terzi, del numero di rimborsi effettivamente pagati (Tav. 2.56). Tale miglioramento trova conferma nell'esame delle singole prestazioni soggette a standard specifico (Fig. 2.35): la riduzione del numero dei casi di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale riguarda ogni tipologia di prestazione. Le prestazioni relative alla verifica della tensione di alimentazione e alla verifica del gruppo di misura, soggette a standard generale fino al 2007, dal 2008 sono soggette a standard specifico. Per tali prestazioni non è possibile un riscontro con i dati del 2007 dal momento che anche lo standard è cambiato, anche sotto l'aspetto procedurale, per entrambe: da 10 giorni a 30 giorni per la verifica della tensione di alimentazione e da 10 giorni a 15 giorni per la verifica del gruppo di misura. In particolare la verifica della tensione di alimentazione evidenzia una percentuale elevata di casi di mancato rispetto, probabilmente a causa della completa revisione della prestazione introdotta a partire dal 2008.

TAV. 2.56

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

Per la regolazione della qualità commerciale: Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dal 1° luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI			REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE								
	1997	1998	1999	2000 II SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)	2005	2006	2007	2008
Casi di mancato rispetto standard soggetti a rimborso	6.099	4.167	8.418	7.902	25.650	61.881	67.344	57.424	64.696	73.868	73.903	32.509
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	63.822	73.714	70.712	27.716
Ammontare effettivamente pagato nell'anno (milioni di €)	0,001	0,002	0,001	0,22	0,82	3,11	4,21	3,41	4,43	4,07	4,25	2,23

(A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

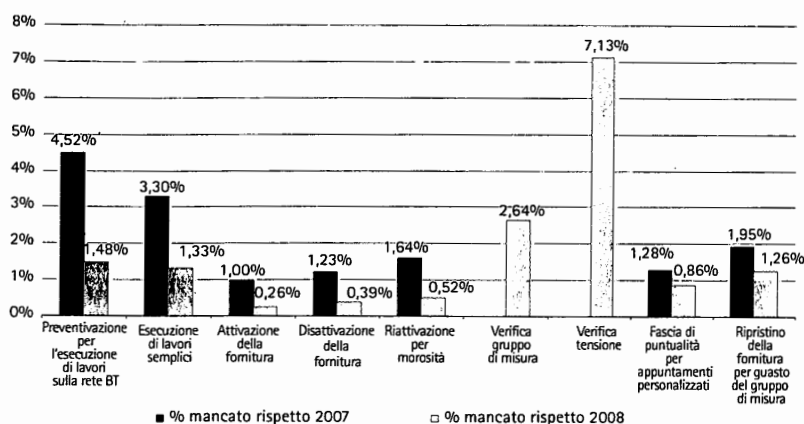


FIG. 2.35

Percentuale di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale per gli utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

Per alcune prestazioni, non sono previsti al momento standard specifici associati a indennizzi automatici, mentre si prevedono standard generali di qualità, che permettono di effettuare il monitoraggio dell'andamento della qualità commerciale.

Dall'esame dei dati le maggiori criticità si rilevano sui tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività-

tà di distribuzione (Fig. 2.36) per i quali si osserva un valore superiore allo standard (26,92 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni), mentre per i tempi di risposta ai reclami e alle richieste di informazione per l'attività di misura si osserva un valore inferiore allo standard (15,66 giorni medi contro uno standard pari a 20 giorni).

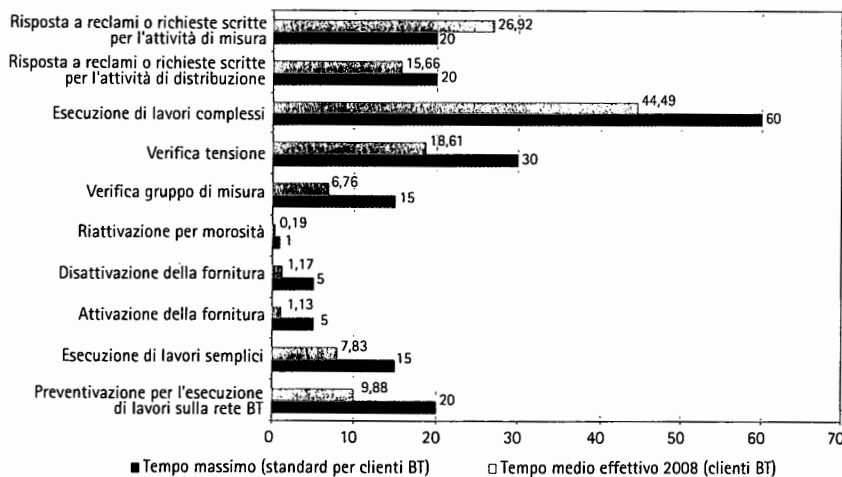


FIG. 2.36

Standard di qualità commerciale e tempi medi effettivi, utenti in bassa tensione domestici e non domestici

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

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità.

La tavola 2.57 presenta, dati di riepilogo (anni 2007 e 2008) 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.

TAV. 2.57

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione domestici e non domestici
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	ANNO 2007			ANNO 2008		
		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	336.423	13,71	14.657	330.595	9,88	5.274
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	411.978	8,96	12.403	344.938	7,83	5.196
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.576.899	1,56	15.104	1.502.079	1,13	5.448
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	814.666	1,50	9.683	805.068	1,17	3.932
Riattivazione per morosità	1 gg. feriale	946.624	0,36	15.393	1.159.628	0,19	5.478
Verifica gruppo di misura	15 gg. lavorativi				12.191	6,76	284
Verifica tensione	30 gg. lavorativi				1.805	18,61	40
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	46.483		493	47.682		373
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore/4 ore	114.259	1,66	1.819	106.316	1,68	1.302

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

La tavola 2.57 evidenzia una riduzione consistente dei tempi effettivi medi dal 2007 al 2008 per tutte le prestazioni soggette a standard specifico, con una conseguente diminuzione del numero di indennizzi pagati. In particolare, i tempi

medi effettivi relativi all'attivazione e alla disattivazione della fornitura e alla riattivazione per morosità beneficiano della diffusione dei contatori elettronici e dei sistemi di tele-gestione dei contatori.

Qualità dei servizi telefonici

La regolazione della qualità dei servizi telefonici commerciali è confluita nel *Testo integrato della qualità dei servizi di vendita* con l'approvazione della delibera ARG/com 164/08. Gli standard di qualità sui servizi telefonici commerciali sono stati introdotti con lo scopo di tutelare i clienti che contattano i venditori tramite i *call center*, garantendo allo stesso tempo le

esigenze di differenziazione e competitività degli operatori. L'Autorità ha fissato livelli standard per il tempo medio di attesa, per il livello di servizio (percentuale di chiamate andate a buon fine) e per l'accessibilità al servizio, al fine di limitare code di attesa troppo elevate e di ridurre il fenomeno delle linee occupate.

Lo standard minimo sul livello di servizio, rappresentato dal rapporto tra il numero di chiamate andate a buon fine sul numero di chiamate ai *call center* in cui si chiede di parlare con un operatore, è fissato pari all'80%. Per quanto riguarda il livello di servizio, dall'esame dei dati dichiarati dagli operatori con più di 100.000 clienti finali elettrici e gas (la regolazione bisettoriale è entrata in vigore il 1° gennaio 2008), per il primo e il secondo semestre 2008 si osserva che le *performance* aziendali semestrali sono caratterizzate da forti disomogeneità (Fig. 2.37).

Sul totale di 31 aziende di vendita, relativamente alle richieste di parlare con un operatore, si registrano 3 casi di non rispetto degli standard fissati per il tempo medio di attesa¹³ nel primo semestre 2008 e di 2 casi nel secondo semestre 2008.

Per quanto riguarda invece l'indicatore di accessibilità al ser-

vizio, pari al rapporto tra il numero di unità di tempo in cui almeno una delle linee è libera e il numero complessivo di unità di tempo di apertura del *call center* con presenza di operatori, dai dati dichiarati si registrano 3 casi di non rispetto dello standard fissato (90%) per il primo semestre, e il rispetto dei livelli fissati dall'Autorità per tutte le aziende di vendita nel secondo semestre per entrambi i settori.

Nei casi in cui il venditore svolga più servizi (per esempio, servizi idrici, rifiuti ecc.), il livello registrato dagli indicatori potrebbe tuttavia essere influenzato dalla difficoltà di stabilire a quale servizio si rivolge la chiamata telefonica. In tal caso, infatti, concorrono al computo degli indicatori tutte le chiamate telefoniche dei clienti finali che hanno richiesto di parlare con un operatore o che sono stati reindirizzati da parte di servizi automatici a un operatore, indipendentemente dal servizio fornito.

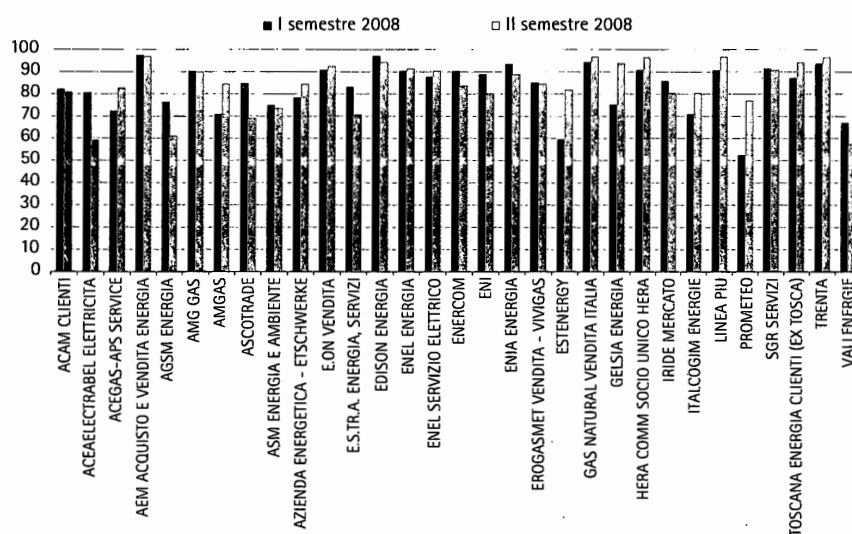


FIG. 2.37

Livello di servizio dei servizi telefonici dei venditori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti finali I e II semestre 2008

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli esercenti.

¹³ Gli standard di 240 secondi comprendono i tempi necessari per l'attraversamento dell'albero fonico o IVR.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

Sin dal 1998 l'Istat propone per conto dell'Autorità, all'interno dell'Indagine multiscopo sulle famiglie intitolata "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. L'indagine prevede infatti un modulo *ad hoc* sulla soddisfazione delle famiglie per i servizi di fornitura di energia elettrica e gas. L'indagine raggiunge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui su tutto il territorio nazionale. L'esteso campione di famiglie permette di ottenere risultati rappresentativi a livello regionale, garantendo un monitoraggio costante della soddisfazione complessiva della qualità del servizio elettrico e dei fattori che influenzano maggiormente la soddisfazione dei clienti. 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.

Nel corso del tempo, intorno a un nucleo stabile di quesiti relativi alla soddisfazione delle famiglie per l'uso dell'energia elettrica e del gas si sono avvicendati quesiti volti a rilevare altri aspetti quali la leggibilità delle bollette da parte degli utenti, la conoscenza dell'Autorità e delle sue funzioni, il grado di apertura del mercato o la soddisfazione per il servizio di *call center* eventualmente attivato dalle aziende.

Nel 2008 l'andamento del livello di soddisfazione generale dei clienti risulta leggermente in flessione rispetto agli anni precedenti su tutto il territorio nazionale, ma in ogni caso attestato su un buon livello. La flessione si inquadra in un trend di minore soddisfazione che si registra già dal 2005, in coincidenza con la crescita del prezzo dei combustibili e dei prodotti energetici avvenuta nel corso di questi ultimi anni e culminata durante il 2008. Si confermano inoltre livelli di soddisfazione differenti sotto il profilo geografico (Tavv. 2.58 e 2.59).

TAV. 2.58

**Soddisfazione complessiva
per il servizio elettrico**
Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti" e
"abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Nord-Ovest	94,6	94,5	94,1	94,5	94,9	93,2	90,4	91,8	91,3	90,4
Nord-Est	93,1	94,1	92,0	94,3	92,9	91,5	88,0	88,8	90,1	86,4
Centro	89,4	91,3	89,6	91,1	90,9	89,4	87,1	87,5	89,1	85,4
Sud	86,4	88,1	88,7	89,2	89,5	89,9	87,8	87,9	88,5	85,2
Isole	83,7	83,9	84,5	84,5	85,6	84,2	80,4	82,7	83,3	78,8
ITALIA	90,3	91,2	90,6	91,7	91,5	90,3	87,7	88,6	89,2	86,3

Fonte: Indagine multiscopo Istat.

TAV. 2.59

**Soddisfazione per
la continuità del servizio
elettrico**
Percentuali ottenute dai giudizi
"molto soddisfatti" e
"abbastanza soddisfatti"

	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2005	2006	2007	2008
Nord-Ovest	95,4	95,4	95,1	94,5	95,6	94,1	93,5	94,3	93,7	94,1
Nord-Est	94,2	94,8	93,9	95,8	95,0	93,1	93,1	93,5	95,0	94,3
Centro	89,5	90,6	89,0	91,9	91,7	89,9	89,4	90,5	92,3	90,9
Sud	85,9	87,5	88,3	88,5	89,2	89,6	90,0	89,7	90,8	89,8
Isole	85,0	83,1	85,8	85,9	88,4	86,4	83,5	86,6	88,4	81,9
ITALIA	90,8	91,1	91,2	92,0	92,5	91,1	90,8	91,6	92,5	91,3

Fonte: Indagine multiscopo Istat.