

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.21

Volumi di
approvvigionamento
dell'Acquirente Unico
gennaio-dicembre 2005
GWh

	F1	F2	F3	F4	TOTALE
Acquisti di energia elettrica al di fuori del sistema delle offerte	1.404	5.618	3.415	15.868	26.304
di cui					
Import annuale	200	928	583	2.347	4.057
Import pluriennale (comprende energia di cui alla delibera dell'Autorità n. 85/04)	891	3.626	2.182	10.751	17.450
Altri contratti di importazione (extramaglia)	0	5	2	10	17
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	313	1.059	648	2.760	4.781
Acquisti di energia elettrica su MGP	9.704	38.746	20.970	69.760	139.180
di cui					
Contratti differenziali	6.753	23.461	11.586	25.183	66.984
CIP6	1.035	4.241	2.538	12.509	20.323
Acquisti a PUN	1.916	11.044	6.846	32.067	51.873
Sbilanciamento unità di consumo ^(A)	121	405	-199	1.190	1.517
TOTALE	11.229	44.769	24.185	86.818	167.001

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico, 7/4/2006.

TAV. 2.22

Composizione percentuale
del portafoglio
dell'Acquirente Unico
gennaio-dicembre 2005
Composizione percentuale

	INCIDENZA DELLE FONTI DI APPROVVIGIONAMENTO NON SOGGETTE AL RISCHIO PREZZO SUL TOTALE DEL FABBISOGNO 2005				
	F1	F2	F3	F4	TOTALE
CIP6	9	10	10	15	12
Importazioni	10	10	11	15	13
Differenziali	61	53	48	29	40

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

te l'accesso prioritario alla capacità di trasporto di energia elettrica sulle reti 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 di importazione necessaria all'esecuzione dei medesimi contratti. I contratti di importazione pluriennali con riferimento alla frontiera francese saranno quindi eseguiti per una quota pari al 50%, riducendo la quota del fabbisogno coperta dall'Acquirente Unico con tali contratti al 7%.

L'energia approvvigionata nel 2006 tramite contratti differenziali, finalizzati alla copertura del rischio di volatilità del prezzo dell'energia elettrica acquistata nel MGP, sarà legata:

- 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 2006 (contratti differenziali 2005);

- alla potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006 (contratti differenziali 2006).

I contratti differenziali 2005, in particolare, sono contratti "a una via" e prevedono un prezzo *strike* e un corrispettivo per la copertura del rischio di oscillazione del prezzo di mercato dell'energia elettrica, differenziati per ciascun prodotto (*carbone, olio, gas 1 e gas 2*). Tali contratti, conclusi dall'Acquirente Unico per l'anno 2005, hanno previsto, come già accennato, la possibilità di essere prorogati all'anno 2006. La facoltà di proroga comporta, per ciascun prodotto, una riduzione del premio pari al 5% e una diminuzione della quantità aggiudicata del 28%.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.23

Contratti differenziali
"a due vie" - Seconda
e terza asta 2006
MW assegnati

	I TRIM	II TRIM	III TRIM	IV TRIM
Seconda asta	1.750	1.675	750	350
Terza asta	650	525	375	600

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.24

Contratti differenziali
"a due vie" -
Quarta asta 2006
MW assegnati

	APR	MAG	GIU	LUG	AGO	SET	OTT	NOV	DIC
Ore di picco	400	400	400	402	-	-	-	402	677
Ore fuori picco	700	682	471	541	642	581	675	262	195

Fonte: Acquirente Unico.

TAV. 2.25

Approvvigionamenti
dell'Acquirente Unico
previsti per l'anno 2006

FONTE	DESCRIZIONE QUANTITÀ	STIMA QUANTITÀ PER IL 2006 (GWh)	PERCENTUALE DEL FABBISOGNO DELL'ACQUIRENTE UNICO	PREZZO
Import annuale	È previsto che l'Acquirente Unico disponga di diritti di utilizzo di capacità di trasporto per l'importazione per una quota non inferiore al 26% del totale della capacità di importazione	3.489	2	Definito nell'ambito del contratto
Import pluriennale	1.300 MW	10.918	7	66 €/MWh, corrispondente al prezzo massimo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 13 dicembre 2005
Energia elettrica di cui al DL n. 387/03	Energia acquistata da parte dell'Acquirente Unico dai gestori di rete ai sensi del DL n. 387/03	7.149	4	Prezzo definito ai sensi della delibera n. 34/05
Borsa elettrica (MGP) di cui	La quota di energia rimanente per soddisfare la domanda dei clienti vincolati	140.112	87	Prezzo unico nazionale
Energia CIP6	È previsto che l'Acquirente Unico disponga del 40% delle bande CIP6 complessivamente assegnate	19.622	12	55,5 €/MWh, corrispondente al prezzo previsto dal decreto del Ministero delle attività produttive 5 dicembre 2005
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 2006 (9.396 MW) e la potenza assegnata nelle gare d'asta bandite dall'Acquirente Unico per l'anno 2006	18.451 ^(A)	45 ^(A)	Asta discriminatoria al ribasso, rispetto al prezzo base d'asta, con prezzi strike fissi o indicizzati a seconda dei contratti
TOTALE FABBISOGNO		161.668	100	

A) Il dato fa riferimento ai mesi di gennaio, febbraio e marzo.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.26

Coperture sulla volatilità dei prezzi *strike* dell'Acquirente Unico previsti per l'anno 2006

GWh

	GAS 1	OLIO	GAS 2	IPE BRENT
Gennaio	1.060	150	560	270
Febbraio	880	220	520	250
Marzo	740	260	440	300
Aprile	740	190	200	160

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

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 2006. Per i mesi di gennaio, febbraio e marzo tale quota è risultata di poco superiore al 27% del totale del fabbisogno.

Per quanto riguarda i contratti differenziali 2006, l'Acquirente Unico ha bandito quattro differenti procedure concorsuali per la stipula di contratti differenziali "a due vie". In esito alla prima gara sono stati assegnati 2.500 MW, costanti in tutte le ore dell'anno. La potenza assegnata nella seconda e nella terza asta è relativa alle ore di picco² ed è suddivisa in ciascun trimestre secondo quanto riportato nella tavola 2.23. Infine, la potenza assegnata nella quarta asta, riportata nella tavola 2.24, varia in ciascun mese e fa riferimento, come nelle precedenti aste, a ore di picco e a ore fuori picco. La quota di portafoglio coperta con i contratti differenziali 2006 è prevista collocarsi intorno al 20% del fabbisogno.

La tavola 2.25 riporta la stima dei volumi di approvvigionamento e le relative modalità di valorizzazione per il 2006.

Occorre infine evidenziare che l'Acquirente Unico ha stipulato per l'anno 2006 contratti differenziali "a due vie" per coprirsi anche dalla volatilità:

- » degli *strike* dei prodotti gas 1 e gas 2 dei contratti differenziali 2005, indicizzati all'indice gas naturale, così come definito nella delibera 26 giugno 1997, n. 70;
- » dello *strike* del prodotto olio dei contratti differenziali 2005, indicizzato all'indice olio combustibile, così come definito nella delibera n. 70/97;

- » degli *strike* dei contratti differenziali 2006, indicizzati al prezzo del contratto *future* IPE Brent.

La tavola 2.26 riporta la quantità di riferimento delle suddette coperture per ciascun prodotto.

Energia elettrica e inflazione

Nonostante un andamento delle quotazioni internazionali dei prodotti petroliferi in sostanziale e continua ascesa dalla primavera 2003, la dinamica della tariffa elettrica è rimasta molto contenuta, almeno sino al primo trimestre del 2005.

Sino alla prima metà del 2004 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)³, ha mantenuto un andamento decrescente. Nella seconda parte del 2004 e più ancora nel 2005 ha registrato invece aumenti via via più consistenti.

Più in dettaglio, con l'ausilio della tavola 2.27, è possibile osservare che nella prima metà del 2004 l'indice ha registrato due importanti riduzioni; negli ultimi due trimestri dell'anno, invece, il proseguire del rafforzamento delle tensioni sui mercati internazionali dei combustibili, ha dato origine a due aumenti dell'indice (rispettivamente dello 0,9% in luglio e dell'1% in ottobre), che non sono tuttavia riusciti a invertire il segno della dinamica tendenziale. Il 2004 si è dunque chiuso con un tasso d'inflazione per l'elettricità che, in ragione d'anno, si è ridotta del 3,2%; poiché nel frattempo il livello generale dei prezzi è cresciuto del 2,1%, il prezzo dell'energia elet-

² Le ore di picco sono quelle comprese tra le ore 8:00 e le ore 21:00 dei giorni dal lunedì al venerdì, escluse le festività infrasettimanali del 6 gennaio, 17 aprile, 1 maggio, 2 giugno, 1 novembre, 8 dicembre, 25 dicembre, 26 dicembre e i giorni dal 14 al 20 agosto.

³ 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 è pari all'1,1%.

TAV. 2.27

Indici mensili Istat
dei prezzi dell'energia
elettricaNumeri indice 1995=100;
variazioni percentuali

MESI	2004				2005			
	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2004-2003	PREZZO REALE ^{A)}	VAR. % 2004-2003	PREZZO NOMINALE	VAR. % 2005-2004	PREZZO REALE ^{A)}	VAR. % 2005-2004
Gennaio	101,2	-2,0	82,1	-4,1	101,0	-0,2	80,7	-1,8
Febbraio	101,2	-2,0	81,9	-4,3	101,0	-0,2	80,4	-1,8
Marzo	101,2	-2,0	81,8	-4,0	101,0	-0,2	80,2	-2,0
Aprile	98,6	-4,8	79,5	-6,8	102,6	4,1	81,2	2,2
Maggio	97,8	-5,6	78,6	-7,6	102,6	4,9	81,0	3,1
Giugno	97,8	-5,6	78,5	-7,7	102,6	4,9	81,0	3,2
Luglio	98,7	-3,8	79,1	-5,9	102,6	4,0	80,7	2,0
Agosto	98,7	-3,8	79,0	-5,9	102,8	4,2	80,8	2,3
Settembre	98,7	-3,8	79,0	-5,7	102,8	4,2	80,8	2,3
Ottobre	99,7	-1,5	79,8	-3,4	106,8	7,1	83,8	5,0
Novembre	99,7	-1,5	79,7	-3,2	106,8	7,1	83,7	5,0
Dicembre	99,7	-1,5	79,6	-3,2	106,8	7,1	83,6	5,0
Media annua	99,4	-3,2	79,9	-5,2	103,3	3,9	81,5	2,0

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

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

trica risulta diminuito in termini reali di oltre cinque punti percentuali. Nel 2005, eccettuando il terzo trimestre, l'energia ha registrato incrementi consistenti; il più alto si è avuto in ottobre, quando si è rilevato un aumento del 3,9% rispetto al mese precedente. A dicembre il relativo tasso d'inflazione ha toccato il 7,1%.

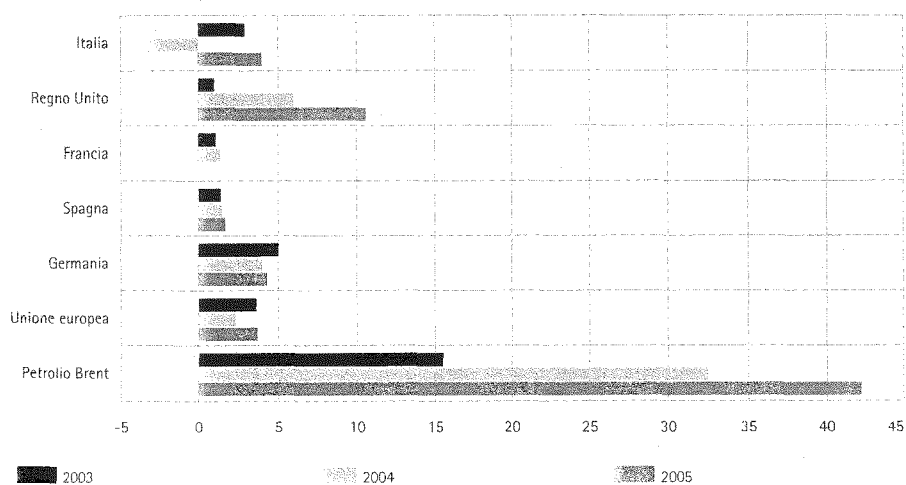
In ragione d'anno, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie italiane è cresciuto del 3,9%, mentre il tasso di inflazione generale

è stato dell'1,8%: in termini reali, quindi, il prezzo dell'energia elettrica per le famiglie è aumentato del 2%.

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. 2.19).

A fronte di una variazione del prezzo del petrolio Brent superiore al

FIG. 2.19

Variazioni dei prezzi
dell'energia elettrica nei
principali paesi europeiVariazioni percentuali
sull'anno precedente

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

40% nel 2005 (riprodotta per memoria nel grafico), si nota come l'andamento del prezzo italiano sia in linea con quello della media europea (3,7%) e anzi migliore rispetto alla Germania (4,3%) e al Regno Unito (10,6%), vale a dire nei due paesi in cui, similmente all'Italia, elevata è la quota di generazione termoelettrica. Solo in Francia e in Spagna si sono registrati aumenti assai più contenuti (in Francia, per precisione, la variazione è stata addirittura nulla): la *performance* è stata migliore dove maggiore è la quota di energia elettrica prodotta con fonti non legate al petrolio (nucleare nel caso della Francia e idroelettrica nel caso della Spagna).

Tariffa elettrica media nazionale

L'andamento dell'indice Istat dei prezzi al consumo per la voce energia elettrica trova conferma nel movimento della tariffa media nazionale al netto delle imposte calcolata dall'Autorità. A partire dal terzo trimestre 2004 la tariffa media nazionale ha seguito un *trend* crescente che ha spinto il tasso tendenziale di crescita dallo zero dell'ultimo trimestre 2004 al 15,6% del secondo trimestre 2006. Ad aprile 2006 la tariffa, al netto del carico fiscale, risultava pertanto pari a 12,33 c€/kWh.

FIG. 2.20

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

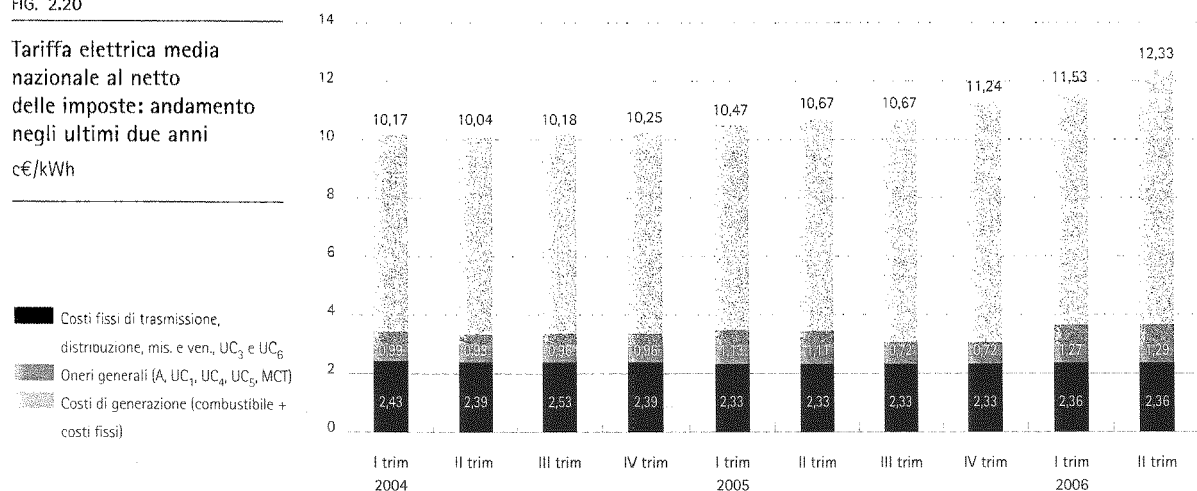
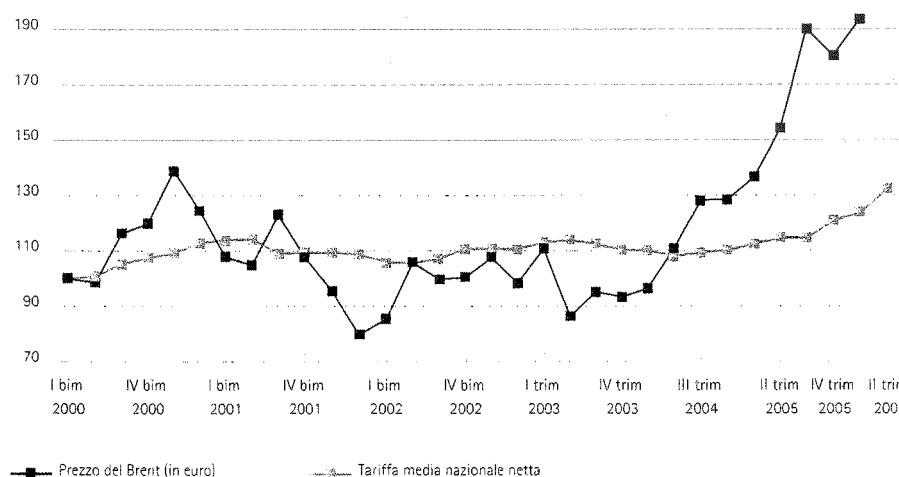


FIG. 2.21

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio (Brent dated)

Numeri indici, 1° bimestre 2000=100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati interni e su dati Platts.

Il grafico della figura 2.21 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 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 24% della tariffa totale al netto delle imposte nel primo trimestre 2004. Nel secondo trimestre 2006 l'aggregato corrispondente è pari a 2,36 c€/kWh e rappresenta il 19,1% della tariffa netta (il 17% della tariffa al lordo delle imposte). La componente a coper-

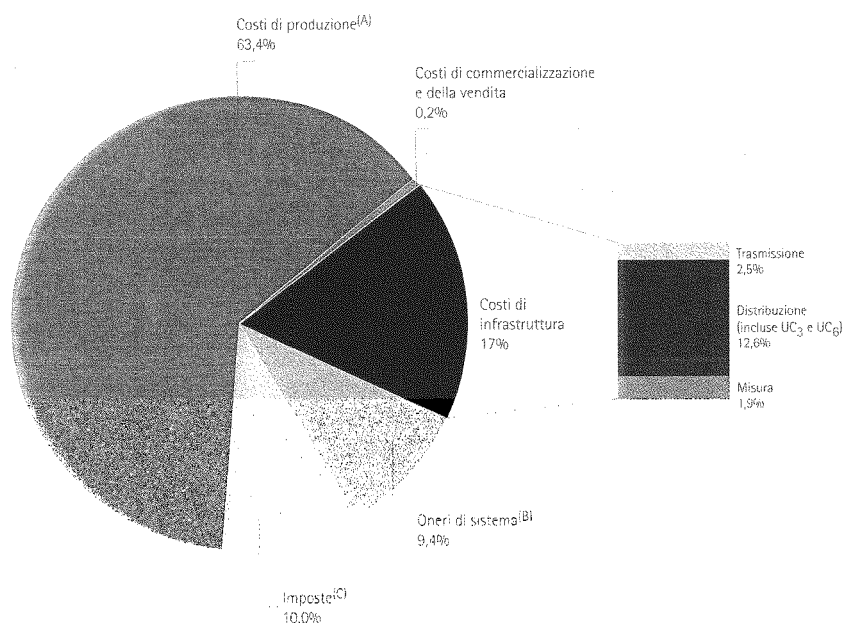
tura dei costi di commercializzazione della vendita, che dall'aprile 2004 è possibile evidenziare separatamente, è pari a 0,03 c€/kWh. Complessivamente i costi di produzione pesavano per il 66,3% della tariffa netta nel primo trimestre 2004, mentre ad aprile 2006 tale incidenza è aumentata di quattro punti percentuali (70,4% al netto delle imposte e 63,4% al lordo delle imposte). I costi di produzione, corrispondenti a 8,68 c€/kWh, comprendono, oltre alla componente a copertura dei costi fissi e variabili di generazione, le seguenti ulteriori voci di costo:

- 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.

FIG. 2.22

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale
all'1 aprile 2006



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

B) Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC₁, UC₄, UC₅ e la componente MCT.

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

Queste due voci di costo sono state introdotte nel secondo trimestre 2004 in concomitanza con l'entrata in operatività della borsa elettrica, mentre nel luglio 2005 è stata soppressa la componente oneri per i certificati verdi (componente VE); essa era stata introdotta nel primo trimestre 2003 per consentire ai produttori, che cedevano la propria energia al mercato vincolato, di coprire i costi per l'acquisto di certificati verdi; con l'avvio della borsa elettrica i produttori possono ora recuperare tali costi modificando opportunamente i prezzi offerti per cui il valore di tale componente è stato ridimensionato nel tempo fino al suo completo esaurimento una volta recuperati i costi pregressi.

L'entità degli oneri generali di sistema (incluse alcune componenti tariffarie UC) e la loro incidenza sulla tariffa media, dopo un periodo di relativa stabilità nel 2004, sono aumentate all'inizio del 2005 in seguito alla valorizzazione della componente per la perequazione dei costi di approvvigionamento (UC_1), all'introduzione della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare e all'incremento della componente tariffaria a copertura degli *stranded cost* (A_6). Nella seconda metà del 2005 l'aggregato in questione è diminuito per il ridimensionamento della componente per l'incentivazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate (A_3); tale componente è stata poi aumentata all'inizio del 2006 sulla base della nuova stima del gettito

richiesto per coprire gli oneri di competenza del conto in questione per l'anno in corso. Anche la componente UC_1 (a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di approvvigionamento dell'energia elettrica destinata ai clienti del mercato vincolato) è stata aumentata nel primo trimestre 2006 per tener conto degli scostamenti residui tra la valorizzazione *ex ante* ed *ex post* dei costi di acquisto e di dispacciamento sostenuti dall'Acquirente Unico nell'anno 2005 e quantificabili solamente al momento degli aggiornamenti trimestrali riguardanti l'anno 2006. Questi scostamenti, pertanto, non vengono recuperati tramite la correzione delle componenti tariffarie PC e OD a copertura dei costi di generazione, ma concorrono all'adeguamento della componente per la perequazione.

Nel secondo trimestre 2006 tali oneri ammontano in media a 1,29 c€/kWh e incidono sulla tariffa complessiva al netto delle imposte per il 10,5% (9,4% della tariffa lorda).

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

Gli oneri di sistema includono tutte le componenti A, le componenti UC_1 , UC_4 , UC_5 e la componente MCT.

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 2005 si è registrato un ulteriore 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 significativamente diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni senza preavviso.

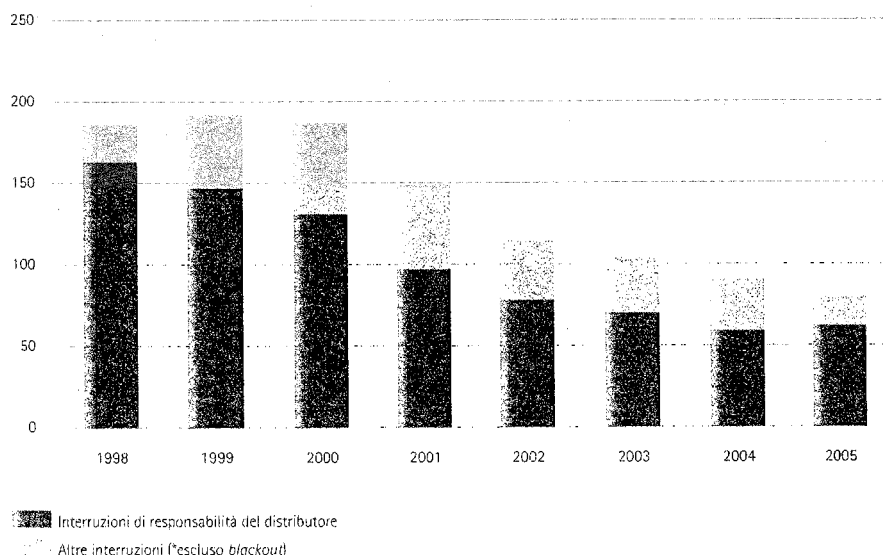
La durata complessiva delle interruzioni, in particolare, è passata da 91 minuti all'anno per cliente nel 2004 a 80 minuti all'anno per cliente nel 2005 (considerando tutte le interruzioni); il miglioramento rispetto al 1999 è del 58%. Il numero di interruzioni lunghe (durata superiore a 3 minuti) è passato da 2,5 interruzioni per cliente nel 2004 a 2,3 interruzioni per cliente nel 2005 (considerando anche in questo caso tutte le interruzioni); il miglioramento complessivo rispetto al 1999 è del 39% (Figg. 2.23, 2.24 e 2.25).

Al miglioramento complessivo registrato a livello nazionale nel 2005 contribuiscono in modo rilevante i risultati positivi ottenuti nelle regioni del Nord; per le regioni del Sud, invece, si riscontra un aumento della durata delle interruzioni rispetto al 2004, sostanzialmente a causa delle interruzioni prolungate ed estese che si sono verificate nelle regioni Abruzzo e Basilicata a seguito di ripetuti episodi di maltempo. Anche il numero medio di interruzioni per cliente nelle regioni del Sud risulta essere leggermente aumentato, mentre si è mantenuto stabile nelle regioni del Centro ed è diminuito in quelle del Nord. Analizzando i miglioramenti al netto dei contributi dovuti a eventi eccezionali, continua il progressivo avvicinamento dei valori di durata delle interruzioni per cliente tra regioni del Nord e regioni del Centro-Sud (Tav. 2.28).

FIG. 2.23

Durata delle interruzioni per cliente in bassa tensione

Minuti persi per cliente; valori annuali medi; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.24

Numero delle interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

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

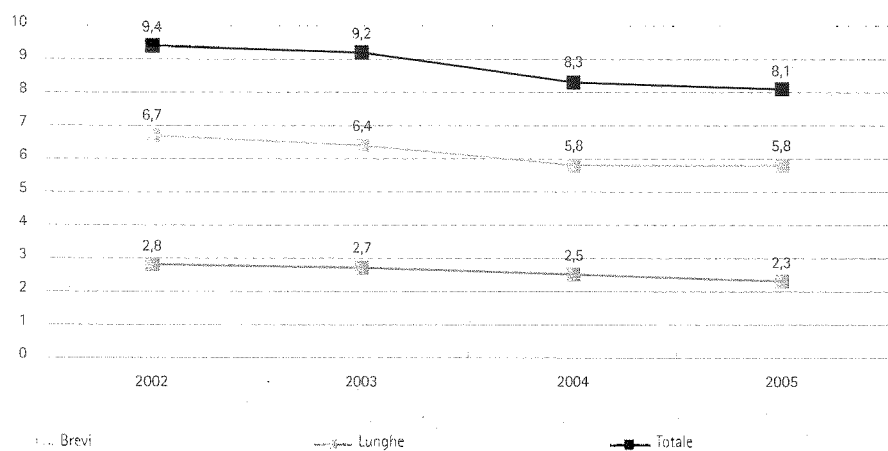
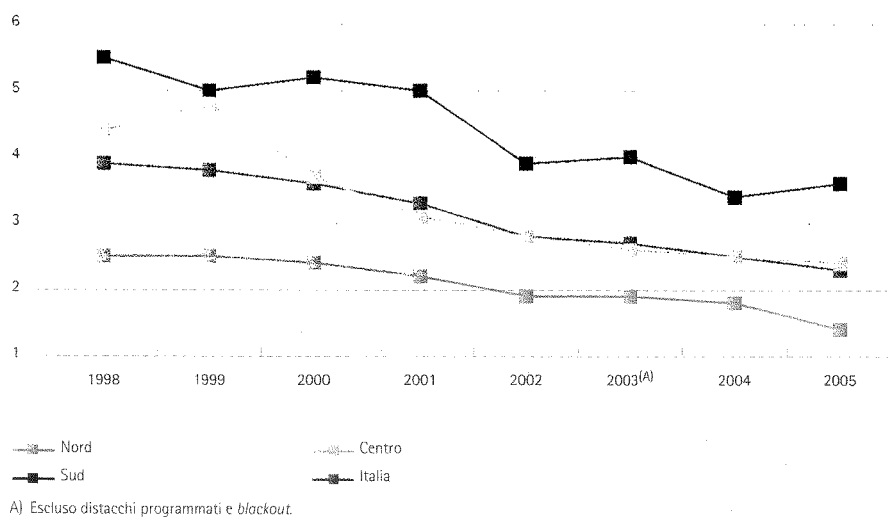


FIG. 2.25

Numero delle interruzioni senza preavviso lunghe per cliente in bassa tensione

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



A) Escluso distacchi programmati e blackout.

Per effetto dell'avvio dal 2005 di un nuovo meccanismo di regolazione delle interruzioni attribuibili a cause esterne (descritto nel par. *Regolamentazione della qualità dei servizi elettrici* del Capitolo 2, nel secondo volume), in precedenza escluse dalla regolazione, la durata delle interruzioni attribuite alla responsabilità delle imprese distributrici è sensibilmente aumentata rispetto al 2004. In effetti, la revisione del meccanismo di regolazione ha comportato una maggiore assunzione di responsabilità da parte delle imprese distributrici (in particolare, Enel Distribuzione, Aim Vicenza Spa e SET Distribuzione) rispetto al regime precedente, quando le interruzioni attribuite a cause esterne erano escluse dalla responsabilità delle imprese distributrici. Questa maggior assunzione di responsabilità, e non un peggioramento sostanziale nella fornitura del servizio, è alla base dell'incremento dell'indicatore "interruzioni attribuite al distributore".

Per quanto riguarda le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti ma superiore a un secondo) si riscontra una sostanziale stabilità in termini di risultati ottenuti: nel 2005, come nel 2004, si sono registrate infatti 5,8 interruzioni brevi all'anno per cliente (Tav. 2.28).

Considerando globalmente il numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente BT si assiste nel 2005 a una ulteriore riduzione del numero di interruzioni brevi, pari a 8,1 all'anno per cliente, con un miglioramento negli ultimi tre anni di circa il 13%. Tutti i dati relativi alla continuità del servizio elettrico sono consultabili sul sito Internet dell'Autorità.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.28

**Interruzioni per cliente
in bassa tensione**Valori annuali medi regionali
per Enel Distribuzione e
imprese elettriche locali
con più di 5.000 clienti finali

	2004			2005		
	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	134	2,3	4,2	78	1,7	3,8
Valle d'Aosta	80	1,0	2,9	36	0,8	2,3
Liguria	51	1,7	5,0	46	1,6	5,4
Lombardia	44	1,3	2,3	57	1,2	2,2
Trentino Alto Adige	71	2,8	4,1	48	1,8	4,4
Veneto	152	2,2	3,8	55	1,5	3,6
Friuli Venezia Giulia	52	1,8	3,1	26	0,9	2,2
Emilia Romagna	96	1,8	3,3	36	1,4	3,0
Toscana	87	2,3	4,7	70	2,0	5,1
Marche	54	1,8	3,7	63	2,0	3,7
Umbria	68	2,2	5,1	49	1,7	4,0
Lazio	97	2,8	5,9	101	3,0	7,0
Abruzzo	73	2,3	5,3	232	3,2	6,8
Molise	39	1,8	4,4	38	1,9	3,5
Campania	120	4,3	12,1	131	4,1	12,4
Puglia	80	2,4	5,5	68	2,6	5,4
Basilicata	52	2,2	6,5	193	4,2	11,0
Calabria	107	3,9	10,7	101	3,6	11,4
Sicilia	98	3,6	12,1	105	3,9	10,3
Sardegna	115	3,9	9,2	120	3,8	9,6
NORD	88	1,8	3,4	54	1,4	3,2
CENTRO	86	2,5	5,2	82	2,4	5,7
SUD	98	3,4	9,6	115	3,6	9,5
ITALIA	91	2,5	5,8	80	2,3	5,8

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).

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

La regolazione della qualità commerciale, in vigore sin dall'1 luglio 2000, ha previsto l'introduzione di standard nazionali di qualità relativi ai tempi massimi per l'effettuazione delle principali prestazioni richieste dai clienti (allacciamenti, attivazioni, preventivi, verifiche tecniche, risposta a reclami ecc.) e che costituiscono la base minima che ogni impresa deve assicurare ai propri clienti. La regolazione della qualità commerciale è stata aggiornata in occasione del periodo di regolazione 2004-2007 nel Testo integrato della qualità dei servizi elettrici, per tenere conto dell'evoluzione del grado di liberalizzazione nel settore e delle modifiche legislative intervenute, mettendo a punto le necessarie separazioni tra le prestazioni relative alle attività di distribuzione, misura e vendita in prospettiva dell'apertura del mercato a tutti i clienti finali che avverrà l'1 luglio 2007.

La regolazione della qualità commerciale è a beneficio di tutti i clienti, siano essi appartenenti al mercato vincolato o al mercato libero, e prevede interventi di garanzia e promozione della qualità del servizio affinché la liberalizzazione non comporti un indebolimento della tutela dei consumatori, soprattutto di quelli con minore forza contrattuale, nel rispetto del diritto di scelta delle parti interessate nelle attività in concorrenza.

Ogni cliente che faccia richiesta di una prestazione soggetta a standard specifico viene informato, a cura dell'impresa, 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'impresa esercente 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, come dichiarati dalle imprese esercenti, e i relativi parametri di controllo degli standard (percentuale di casi fuori standard, per cause imputabili alla stessa impresa esercente, 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. 2.29). 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 riesca a rispettare 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 nel 2005 si è assistito a un leggero aumento del numero dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità soggetti a rimborso e del numero di indennizzi pagati ai clienti (Tav. 2.29). In particolare, esaminando le prestazioni soggette a standard specifico, si registra un aumento del numero dei casi di mancato rispetto dovuto alle riattivazioni per morosità; per tutte le altre prestazioni (preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT, esecuzione di lavori semplici, attivazione della fornitura, disattivazione della fornitura e fascia di puntualità per appuntamenti) si assiste, invece, a una diminuzione dei casi di mancato rispetto (Fig. 2.26).

L'incidenza dei casi di mancato rispetto degli standard specifici di qualità commerciale risulta generalmente inferiore al 4,5%, e, con riferimento ad alcune prestazioni (attivazioni e disattivazioni, fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati), si rivela inferiore anche dell'1%. Si evidenzia che lo standard relativo alle rettifiche di fatturazione è stato introdotto nel corso del 2004 come standard specifico soggetto a indennizzo, per ovviare alle criticità

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

TAV. 2.29

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

Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali dall'1 luglio 2000

	CARTA DEI SERVIZI				REGOLAZIONE QUALITÀ COMMERCIALE					
	1997	1998	1999	2000 II°SEM.	2001	2002	2003	2004 ^(A)	2005	
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	
Rimborsi effettivamente pagati nell'anno	21	54	22	4.771	12.437	52.229	79.072	48.305	62.725	

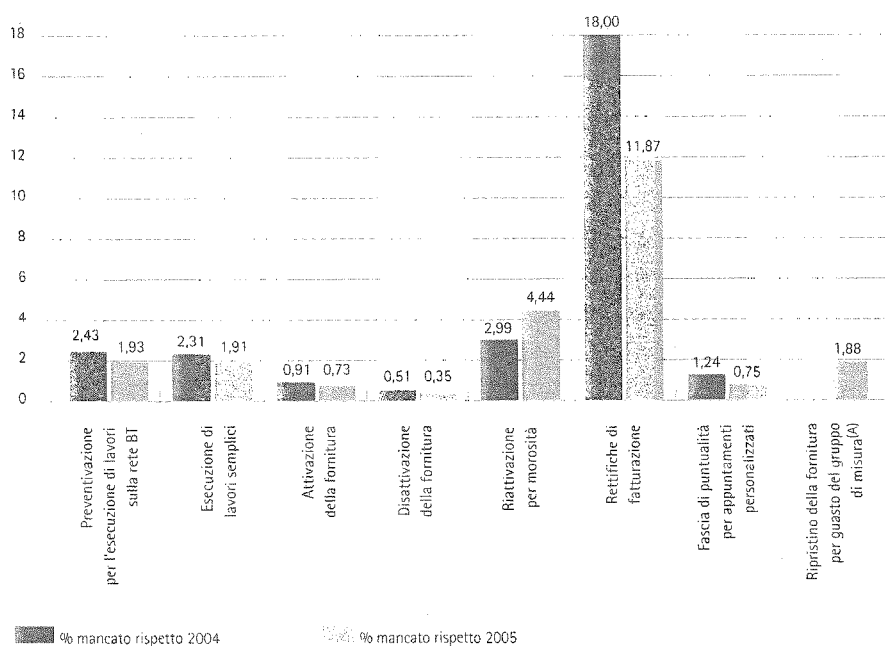
A) Dati da febbraio a dicembre 2004.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.26

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

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

emerse dall'utilizzo del precedente standard generale di mancato rispetto dei tempi; il passaggio da standard generale a specifico sembra aver prodotto effetti positivi, dal momento che già nel 2005 si è registrata una decisa riduzione della percentuale di casi di mancato rispetto dello standard, e per gli anni futuri si attendono ulteriori miglioramenti.

Per alcune prestazioni, l'Autorità ritiene che non sia opportuno determinare 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 molte prestazioni, il tempo medio effettivo risulta pari a circa i 2/3 del tempo massimo definito dall'Autorità (Fig. 2.27). Gli obiettivi fissati dagli standard generali di qualità risultano conseguiti nella maggior parte dei casi; nel 2005 gli standard non sono stati raggiunti solo per quanto riguarda la risposta ai reclami e alle richieste di informazioni scritte per l'attività di distribuzione e la verifica di tensione.

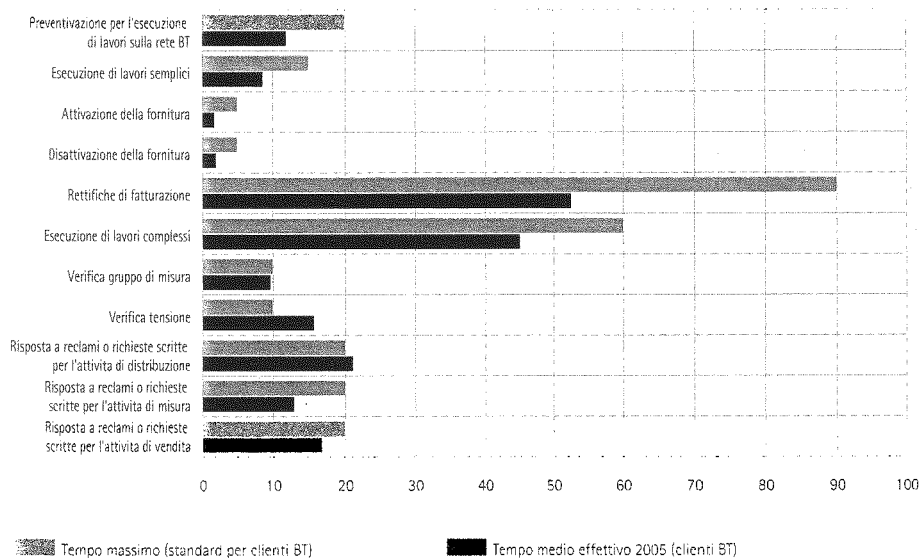
La tavola 2.30 presenta, per gli anni 2004 e 2005, i principali dati riguardanti le prestazioni soggette a indennizzo automatico (numero annuo di richieste, tempo medio effettivo e numero di indennizzi automatici corrisposti ai clienti), con riferimento ai clienti finali domestici e non domestici BT, che costituiscono la tipologia di utenza più diffusa.

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

FIG. 2.27

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

Anno 2005; giorni lavorativi, giorni solari per le rettifiche di fatturazione; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali



Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG

TAV. 2.30

Prestazioni soggette a indennizzo automatico per clienti finali in bassa tensione (domestici e non domestici)

Anni 2004 e 2005; Enel Distribuzione e imprese elettriche locali con più di 5.000 clienti finali

PRESTAZIONE	STANDARD	2004				2005	
		NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI	NUMERO ANNUO DI RICHIESTE	TEMPO MEDIO DI EFFETTIVO	NUMERO DI INDENNIZZI AUTOMATICI
Preventivazione per esecuzione lavori sulla rete BT	20 gg. lavorativi	504.422	11.11	11.082	389.241	11.95	7.160
Esecuzione di lavori semplici	15 gg. lavorativi	437.457	8.70	11.001	438.380	8.61	8.563
Attivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	1.664.078	1.83	16.495	1.760.852	1.59	12.777
Disattivazione della fornitura	5 gg. lavorativi	767.877	2.09	4.158	835.294	1.78	2.793
Riattivazione per morosità	1 g. feriale	310.540	0,72	4.692	644.240	0.84	24.427
Rettifica di fatturazione	90 gg. solari	32.908	47,73	103	13.136	52.51	1.694
Ripristino fornitura a seguito guasto gruppo di misura	3 ore 4 ore	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	n.d. ^(A)	136.770	1,73	1.592
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati	3 ore	69.952		602	72.358		491

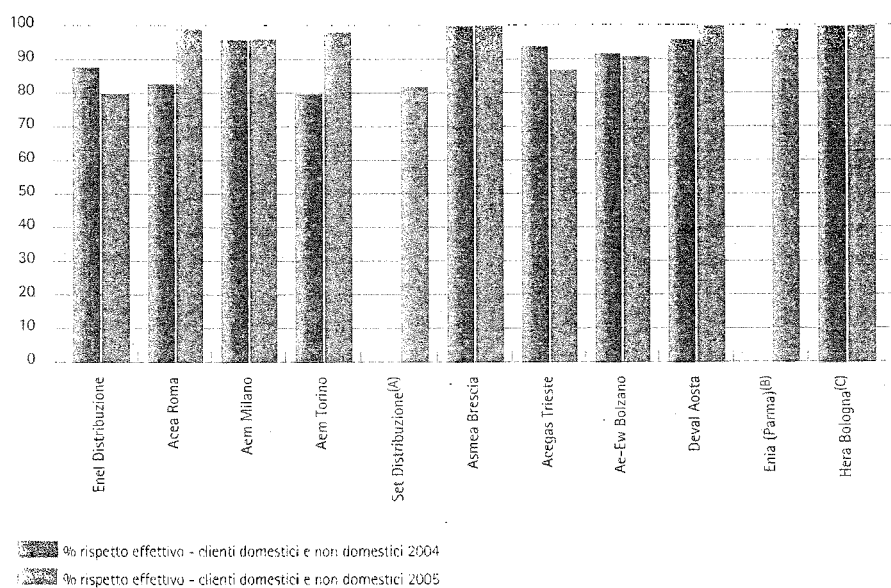
A) Standard vigente dal 2005.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

FIG. 2.28

**Rispetto effettivo
dei tempi di risposta
ai reclami dei clienti finali
in bassa tensione
(domestici e non domestici)**

Anni 2004 e 2005;
Enel Distribuzione e imprese
elettriche locali con più di
100.000 clienti finali



A) Dato dell'anno 2004 non confrontabile.

B) Nell'anno 2004 Enia Parma non ha dichiarato reclami per l'attività di distribuzione.

C) I dati dell'anno 2004 si riferiscono a Hera Bologna e Meta Modena.

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'AEEG.

Rilevazione della soddisfazione dei clienti domestici

L'Autorità ha il compito di svolgere periodicamente rilevazioni sulla soddisfazione delle famiglie per l'uso domestico dell'energia elettrica e del gas e l'efficacia dei servizi. Sin dal 1998, l'Istat, nell'ambito dell'Indagine multiscopo sulle famiglie "Aspetti della vita quotidiana", ha condotto, per conto dell'Autorità, sondaggi volti a rilevare la soddisfazione degli utenti domestici e l'efficacia dei servizi nel settore dell'energia elettrica e del gas. La collaborazione con Istat si protrarrà fino al 2009, al fine di continuare a rilevare la soddisfazione dei clienti domestici e assicurare continuità alla serie di dati storici.

L'indagine Istat coinvolge in media 22.000 famiglie e 60.000 individui. Il campione di famiglie garantisce la rappresentatività dei risul-

tati a livello regionale, in modo da monitorare efficacemente gli effetti della regolazione della qualità, uno dei cui obiettivi è la riduzione dei divari regionali dei livelli di servizio. Fino al 2003 l'indagine si svolgeva nel corso del mese di novembre; dal 2004 viene invece condotta nel mese di febbraio. Per questo motivo, alla data della pubblicazione, non si dispone dei risultati della rilevazione per l'anno 2004. Nel corso del tempo, l'indagine ha riguardato un numero crescente di aspetti di interesse, quali il comportamento degli utenti rispetto alla lettura delle bollette, la conoscenza del ruolo dell'Autorità e il grado di apertura del mercato della fornitura di gas.

Per l'intero periodo 1998-2005 il livello generale di soddisfazione dell'utenza è risultato complessivamente buono, sebbene si evi-

XV LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

denzino situazioni diversificate sulla base del profilo geografico. Si sottolinea che la soddisfazione dei clienti nel settore dell'energia elettrica è legata fortemente alla continuità del servizio (mancanza di interruzioni nell'erogazione dell'energia elettrica agli utenti). La soddisfazione globale è però attualmente penalizzata dalla presenza di giudizi negativi su dimensioni strettamente commerciali del servizio (frequenza della lettura, comprensibilità della bolletta, informazioni sul servizio).

L'auspicio dell'Autorità è che la liberalizzazione favorisca lo sviluppo della competizione tra gli operatori anche per quanto riguarda il livello qualitativo del servizio commerciale reso al cliente. Per facilitare il perseguimento di tale obiettivo, l'Autorità ha formulato proposte al fine di accrescere la trasparenza dei documenti di fatturazione dei consumi di elettricità; ciò per migliorare la funzione informativa della bolletta e garantire la comprensibilità della stessa.

TAV. 2.31

Soddisfazione complessiva per il servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.32

Soddisfazione per la continuità del servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

TAV. 2.33

Soddisfazione globale e per i diversi aspetti del servizio elettrico

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

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

Fonte: Indagine multiscopo Istat anni 1998-2005.

PAGINA BIANCA