

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

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

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

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

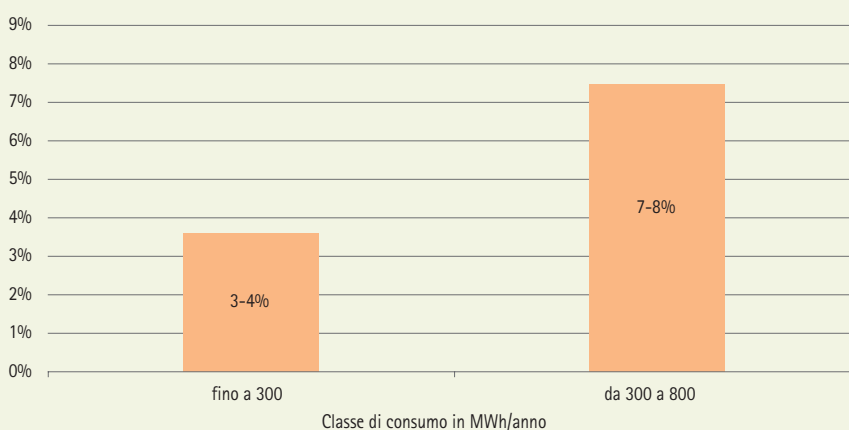
mappare i profili di consumo dei siti produttivi sulla piazza di Milano e provincia; dall'altro, offrire una quantificazione dei costi sostenuti dalle imprese e dei risparmi attivabili con il passaggio dal mercato vincolato al mercato libero.

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

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

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

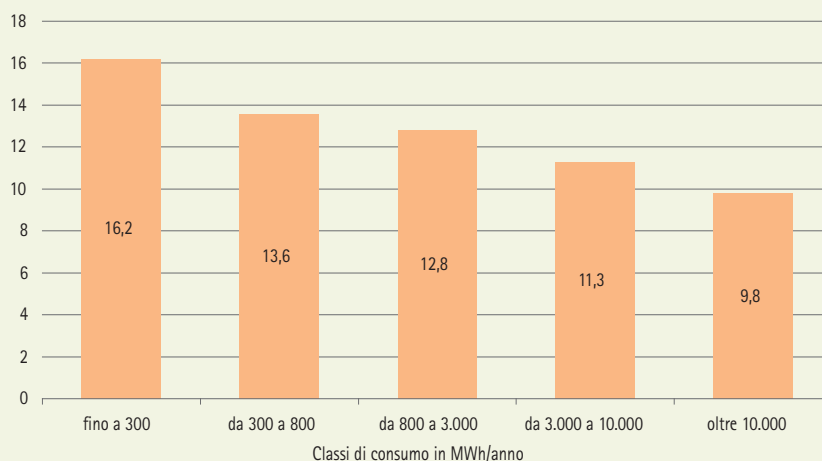
Primo rapporto sulla domanda di energia elettrica - Anno 2005



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

c€/kWh

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

media tensione e in prevalenza dotata di misuratore orario.

È un'impresa che compra energia indifferentemente attraverso un consorzio o da un grossista/venditore e che negozia ancora uno sconto rispetto ai parametri del vincolato (PC o CCA).

In questa classe di consumo il risparmio sul costo medio del kWh delle imprese che si approvvigionano sul mercato libero è del 7-8%, corrispondente a uno sconto sulla componente del costo di generazione tra il 10 e il 12%.

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

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

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

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

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

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

Mercato finale vincolato

Nel corso del 2006 i consumi di energia del mercato vincolato, calcolati sui dati forniti dai distributori, si assestano sui 138,5 TWh⁴, di cui 61,6 TWh corrispondono ai prelievi delle utenze domestiche e 76,9 TWh ai prelievi delle utenze non domestiche. Come risulta dalla tavola 2.17, nell'ambito dell'utenza domestica la categoria più rilevante sia per numerosità dei clienti sia per volumi di energia prelevata è costituita dai consumatori residenziali cui è stata applicata la tariffa D2 (tariffa domestica residen-

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

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

TAV. 2.17

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG sui dati forniti dai distributori.

Prezzi e tariffe

Tariffe per l'uso delle infrastrutture

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

nuovi investimenti realizzati dalle imprese esercenti.

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

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

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

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

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

TAV. 2.18

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

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

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

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

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

Tariffe del mercato vincolato

Approvvigionamento dell'Acquirente Unico

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

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

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

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

La quota del fabbisogno coperta con contratti pluriennali di

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.19

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.20

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

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

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

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

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

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

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

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

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

TAV. 2.21

**Quantità assegnate
in ogni singola asta
per i contratti
base 2007**

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.22

**Quantità assegnata per la
capacità produttiva
virtuale (VPP) 2007**

PRODOTTO	MW
Baseload	65
On Peak	25
Off Peak	30

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

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

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

Energia elettrica e inflazione

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

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

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

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

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

TAV. 2.23

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

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

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

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Acquirente Unico.

TAV. 2.24

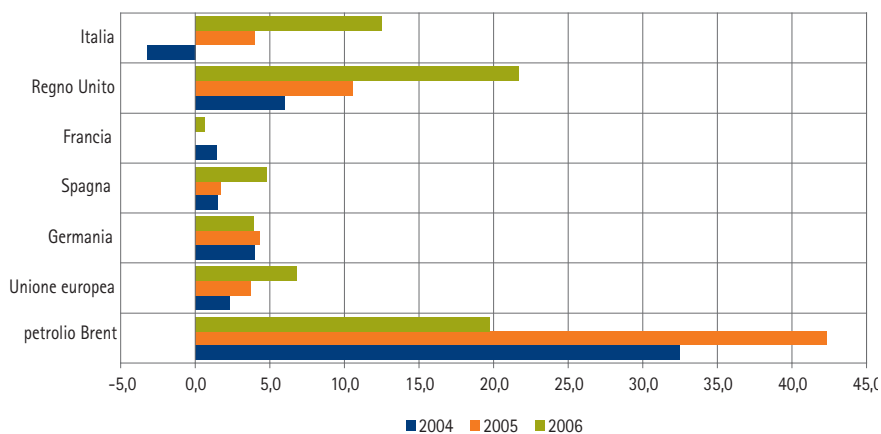
**Indici mensili Istat
dei prezzi dell'energia
elettrica**Numeri indice 1995 = 100
e variazioni percentuali

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

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

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

FIG. 2.25

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

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

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

Tariffa elettrica media nazionale

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

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

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

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

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

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

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

FIG. 2.26

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

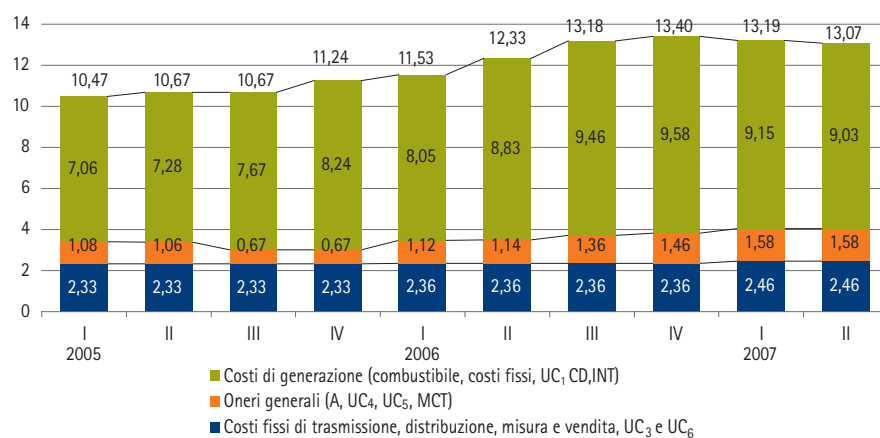
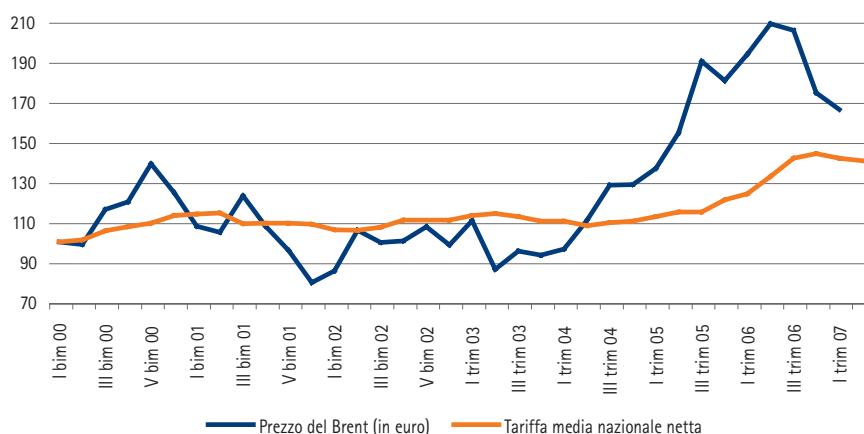


FIG. 2.27

Andamento della tariffa elettrica media nazionale e del prezzo del petrolio

Numeri indici,
 1° bimestre 2000 = 100



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

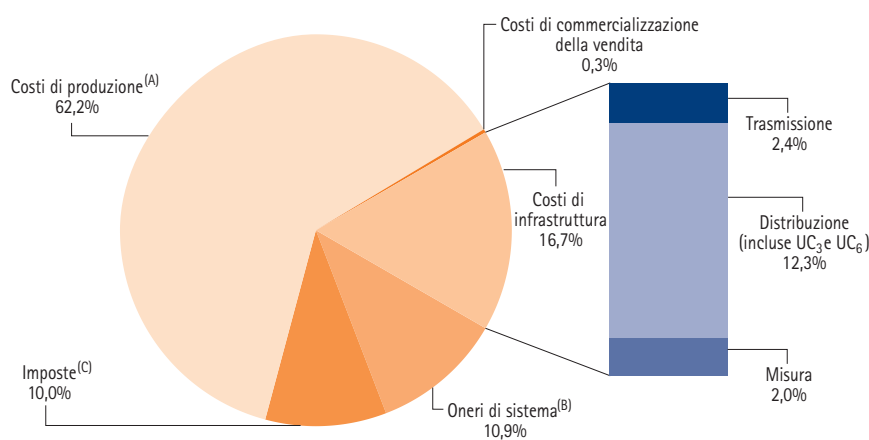


FIG. 2.28

Tariffa elettrica media nazionale al lordo delle imposte

Composizione percentuale all'1 aprile 2007

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

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

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

Qualità del servizio

Qualità e continuità del servizio di distribuzione di energia elettrica

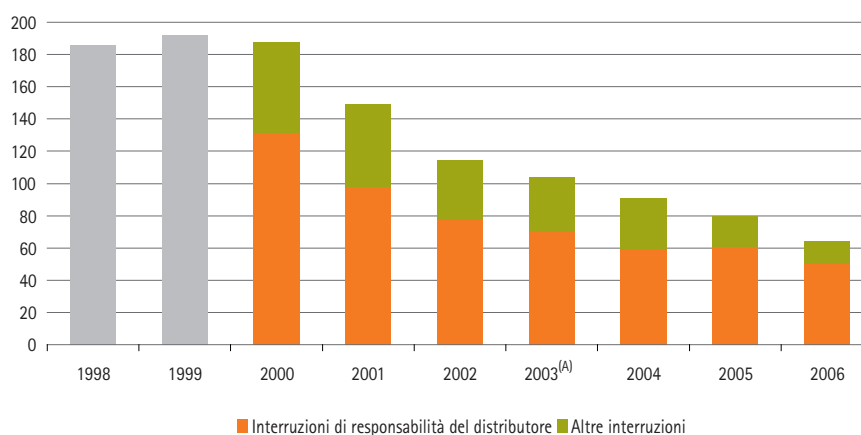
Nel corso del 2006 è proseguito il miglioramento della continuità del servizio sulle reti di distribuzione dell'energia elettrica. Per effetto della regolazione della continuità del servizio introdotta dall'Autorità a partire dall'anno 2000, sono diminuiti sia il numero sia la durata delle interruzioni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

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

FIG. 2.29

Durata di interruzione per cliente in bassa tensione

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



(A) Escluso black out del 2003.

TAV. 2.25

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

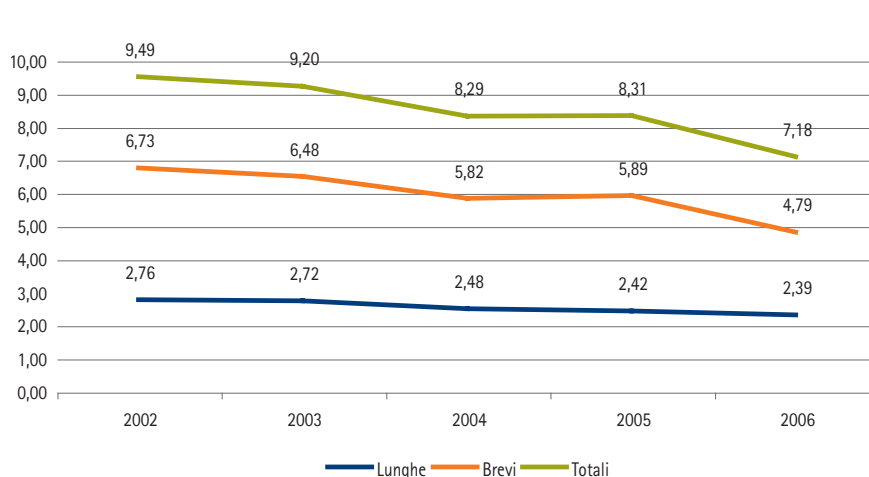


FIG. 2.30

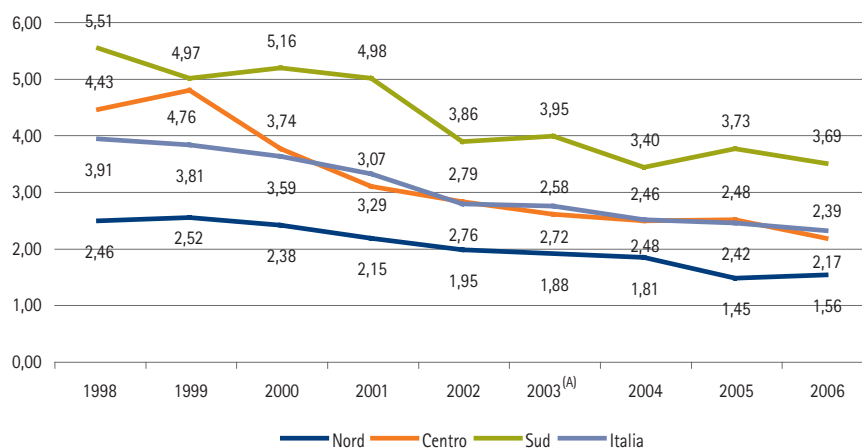
Numero di interruzioni lunghe e brevi per cliente in bassa tensione

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

FIG. 2.31

**Numero di interruzioni
senza preavviso lunghe
per cliente in bassa
tensione**

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



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

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

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

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