

# 5. Distribuzione di energia elettrica e gas

## 5.1 Quadro regolatorio, aspetti organizzativi e istituzionali

---

Dal punto di vista regolatorio le principali novità sono riferite al servizio elettrico, con il completamento della liberalizzazione della vendita finale di energia elettrica e l'entrata in vigore del nuovo testo integrato per la regolazione della qualità del servizio (periodo 2008-2011). Nel settore del gas si segnalano l'approvazione del D.Lgs. 2 febbraio 2007, n. 26 – che ha recepito la direttiva 2003/96/CE in materia di tassazione dei prodotti energetici, modificando in modo significativo il regime di imposizione sul gas naturale – oltre ad alcuni interventi normativi che hanno ridefinito il periodo transitorio oltre il quale le concessioni di distribuzione devono essere affidate tramite gara.

### 5.1.1 Liberalizzazione della domanda di energia elettrica sul mercato della vendita finale

La completa liberalizzazione della vendita finale di energia elettrica – attuata il 1 luglio 2007 – ha esteso anche ai clienti domestici la *possibilità* di rivolgersi al libero mercato e quindi di scegliere un fornitore di energia diverso dal distributore di zona. Analogamente a quanto previsto per i piccoli utenti “non domestici” alimentati in bassa tensione (BT), anche per le utenze domestiche resta in ogni caso garantita – almeno in via transitoria – la possibilità di mantenere il *servizio di maggior tutela*, caratterizzato da condizioni standard di prezzo

e qualità commerciale stabiliti dall'Autorità per l'energia. I dati disponibili sugli effetti del processo di liberalizzazione, sia pure limitati al 2006 e quindi riferiti alle sole utenze non domestiche, mostrano chiaramente l'importanza che il mantenimento del mercato tutelato assume per le piccole imprese (Tav. 5.1).

Come si vede, se alla fine del 2006 si è rivolto al mercato libero solo il 9,2% dei consumatori potenzialmente interessati<sup>1</sup>, tale percentuale sale significativamente sia in termini di potenza impegnata (42%), sia soprattutto in termini di consumi effettivi (68%), testimoniando come il fenomeno abbia interessato solo marginalmente gli utenti con bassi

**Tav. 5.1 Consistenza potenziale ed effettiva del mercato libero per le utenze non domestiche al 31 dicembre 2006**

Area	Potenza impiegata			Numero clienti*			Prelievi		
	Potenziale (MW)	Effettiva		Potenziale (n.)	Effettivo		Potenziale (TWh)	Effettivi	
		MW	%		n.	%		TWh	%
NordEst	21.989	11.280	51,3	1.505.473	193.211	12,8	55,0	41,1	74,7
NordOvest	30.262	14.950	49,4	1.973.717	215.371	10,9	76,9	57,4	74,6
Centro	17.742	6.713	37,8	1.598.564	139.223	8,7	42,2	24,7	58,5
Sud	14.412	3.945	27,4	1.686.738	94.271	5,6	31,2	17,9	57,4
Isole	6.926	1.633	23,6	825.787	53.378	6,5	16,1	8,7	54,0
<b>Lazio</b>	<b>7.396</b>	<b>2.593</b>	<b>35,1</b>	<b>701.542</b>	<b>49.712</b>	<b>7,1</b>	<b>18,9</b>	<b>8,6</b>	<b>45,4</b>
<b>Italia**</b>	<b>91.269</b>	<b>38.520</b>	<b>42,2</b>	<b>7.590.279</b>	<b>695.279</b>	<b>9,2</b>	<b>221,5</b>	<b>149,7</b>	<b>67,6</b>

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

(\*\*) Non sono inclusi i dati relativi agli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

Fonte: elaborazioni su dati AEEG, Relazione annuale 2007.

**Tav. 5.2 Adesione al mercato libero per tipologie di utenza non domestica (2006)**

Tipologie di utenza	Totale mercato potenziale			Incidenza mercato libero		
	Numero clienti*	Prelievi (TWh)	Prelievo medio (kWh)	Clients (%)	Prelievi (%)	Prelievi medi**
BT	7.264.209	67	9.196	7,9	25,9	3,3
MT	96.723	102	1.055.592	57,5	82,9	1,4
AT	700	46	66.142.857	84,7	99,6	1,2
Regimi tariffari speciali	5.426	10	1.824.548	0,1	48,5	328,8
Illuminazione pubblica	228.647	6	27.553	28,3	27,0	1,0
<b>Totale***</b>	<b>7.595.705</b>	<b>232</b>	<b>30.478</b>	<b>9,2</b>	<b>66,8</b>	<b>7,3</b>

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

(\*\*) Prelievo medio del mercato libero in rapporto al prelievo medio del mercato potenziale totale.

(\*\*\*) Sono inclusi i dati relativi agli utenti che beneficiano di regimi tariffari speciali.

Fonte: elaborazioni su dati AEEG, Relazione annuale 2007.

<sup>1</sup> Al 2006 erano idonei tutti i clienti non domestici.

consumi. È d'altro canto significativo osservare come sulle piazze di contrattazione il prezzo medio del kWh decresce fortemente all'aumentare dei quantitativi domandati, evidenziando come le piccole imprese beneficino solo marginalmente dei vantaggi della liberalizzazione.

Osservando in particolare l'incidenza del mercato libero per le diverse tipologie di utenza non domestica (Tav. 5.2), la prevalenza delle adesioni tra gli utenti di maggiori dimensioni viene chiaramente confermata, sia pure con alcune distinzioni:

- da un lato, infatti, si osserva un'incidenza dei prelievi sistematicamente superiore all'incidenza in termini di numero di utenti, nonché un valore medio dei prelievi degli utenti che si sono rivolti al mercato libero nettamente superiore soprattutto per gli utenti BT (tre volte superiori), oltre che nel caso particolare dei regimi speciali;
- dall'altro si segnala il caso anomalo dell'illuminazione pubblica: mentre per le utenze media tensione (MT) e alta tensione (AT) accanto a prelievi medi poco differenziati si registrano percentuali di adesione elevatissime (rispettivamente dell'82,9% e del 99,6%), nel caso dell'illuminazione pubblica si registra al tempo stesso un'indifferenza dal punto di vista dimensionale e il più basso grado di adesione sia in termini di numero utenti che di corrispondenti prelievi; un dato, quest'ultimo, che

potrebbe segnalare da parte dei gestori dell'illuminazione pubblica una scarsa attenzione alle nuove opportunità offerte dal mercato liberalizzato.

Guardando al futuro è quindi prevedibile che le famiglie incontreranno difficoltà e/o inerzie ancora maggiori di quelle manifestate dalla piccole imprese.

### 5.1.2 Regolazione della qualità nel periodo 2008-2011

Nel corso del 2007 l'Autorità per l'energia ha approvato il *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica, riferito al periodo regolatorio 2008-2011*<sup>2</sup>, attraverso il quale la tutela in materia di qualità del servizio viene estesa a tutti i clienti, applicando la regolazione incentivante a tutte le imprese di distribuzione, comprese quelle di piccole dimensioni.

Per quanto riguarda la realtà romana, le novità regolamentari più rilevanti sono quelle relative alla continuità della fornitura (Tav. 5.3 e Tav. 5.4) e in particolare: 1) l'estensione del regime di regolamentazione incentivante al numero di interruzioni lunghe senza preavviso per tutte le tipologie di clienti<sup>3</sup>; 2) l'introduzione di un meccanismo di ristoro forfetario per tutti i clienti interessati da interruzioni prolungate al di sopra degli standard fissati per il tempo massimo di ripristino della fornitura.

**Tav. 5.3 Standard di continuità della fornitura: periodi di regolazione 2004/07 e 2008/11**

Indicatore	Clienti	Concentrazione territorio	2004/2007	2008/2009	2010/2011
NUMERO DI INTERRUZIONI LUNGHE SENZA PREAVVISO DI RESPONSABILITÀ DELL'ESERCENTE					
n./cliente/anno	MT/AT	Alta	3	3	2
		Media	4	4	3
		Bassa	5	5	4
	BT	Alta	-	1	
		Media	-	2	
		Bassa	-	4	

<sup>2</sup> Delibera 19 dicembre 2007, n. 333.

<sup>3</sup> In precedenza per i clienti alimentati in bassa tensione - e in media tensione ma con consumi inferiori a determinate soglie - l'unico indicatore soggetto a incentivi/penali era la durata media per cliente delle interruzioni senza preavviso, mentre il numero medio di interruzioni per cliente era soggetto a regolazione incentivante solo per i grandi consumatori. Il nuovo Testo integrato introduce valori standard del numero di interruzioni anche per i clienti BT, oltre che obiettivi progressivamente più stringenti per tutti i clienti MT.

**Tav. 5.3 Standard di continuità della fornitura: periodi di regolazione 2004/07 e 2008/11 (segue)**

Indicatore	Clienti	Centrazione territorio	2004/2007	2008/2009	2010/2011
<b>DURATA DELLE INTERRUZIONI LUNGHE SENZA PREAVVISO DI RESPONSABILITA' DELL'ESERCENTE</b>					
min/cliente/anno	TUTTI	Alta	25		25
		Media	40		40
		Bassa	60		60
<b>TEMPO MASSIMO DI RIPRISTINO DELLA FORNITURA</b>					
ORE interruzioni senza preavviso	MT/AT	Alta	-		8
		Media	-		12
		Bassa	-		16
	BT	Alta	-		4
		Media	-		6
		Bassa	-		8
ORE interruzioni con preavviso	TUTTI	TUTTO	-		8

Fonte: elaborazione su delibere Autorità per l'energia n. 4/04 e n. 333/07.

In via generale il meccanismo incentivante opera nel senso di penalizzare i distributori che non rispettano gli obiettivi di miglioramento stabiliti dall'Autorità per ogni esercente (in base ai rispettivi livelli di partenza) e contemporaneamente di incentivare quelli che registrano prestazioni migliori. Gli incentivi sono prelevati da un *Fondo oneri per recuperi di continuità* finanziato dai clienti finali mediante una specifica componente tariffaria e dalle penali eventualmente comminate<sup>4</sup>.

Il nuovo Testo integrato ha in parte modificato il sistema regolatorio, aumentando l'effetto incentivo e riducendo l'impatto delle penali per i gestori che non riescono a rispettare i propri obiettivi: per il 2008 l'eventuale penalità viene infatti divisa in tre rate e differita ai tre anni seguenti (fino alla fine del periodo regolatorio corrente, 2011), con la prospettiva

che per ogni anno successivo in cui verrà rispettato il livello tendenziale di miglioramento la rispettiva quota di penale potrà essere abbuonata; analogamente, per il 2009 un'eventuale penale viene divisa in due rate e differita ai due anni successivi.

L'assoggettamento al regime di penali e incentivi del numero di interruzioni per tutte le categorie di clienti, dovrebbe accrescere l'attenzione dei distributori allo stato della rete (e quindi alla manutenzione e alla prevenzione delle interruzioni), oltre che alla minimizzazione dei tempi di individuazione e circoscrizione del guasto, di intervento e ripristino della fornitura. Il maggior impegno richiesto ai distributori è peraltro attenuato da una disposizione più elastica in relazione alla possibilità di accorpate le interruzioni successive verificate entro un'ora dalla prima (in luogo dei tre minuti previsti nel periodo 2004/2007),

<sup>4</sup> Questo meccanismo, applicato dal 2005, si è rivelato particolarmente efficace: la durata cumulata delle interruzioni lunghe e brevi è diminuita del 12% nel 2005 e del 20% nel 2006, con una diminuzione totale del 67% negli ultimi sette anni; la durata di interruzioni media per cliente è passata dagli 80 minuti/anno del 2005 ai 64 minuti del 2006; il numero di interruzioni per cliente è passato da 9,5 nel 2002 a 7,2 nel 2006 (-24%, con un miglioramento più marcato per quelle brevi che per quelle lunghe).

sottraendo l'eventuale tempo di rialimentazione dal computo della durata: a parità di altre condizioni, tale misura consente di ridurre il numero medio annuo di interruzioni per cliente senza tuttavia aumentarne la durata media.

Altra innovazione importante, come si è accennato, è la previsione di un meccanismo di indennizzi auto-

matici per le interruzioni prolungate oltre le otto ore che, per i clienti in regola con i pagamenti, si applica indipendentemente dalle cause o dalla responsabilità dell'interruzione, sia pure in misura proporzionale al ritardo di riattivazione e salvo successivo diritto di rivalsa se la responsabilità dell'interruzione è imputabile a terzi (Tav. 5.4).

**Tav. 5.4 Rimborsi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione**

Violazioni al tempo massimo di ripristino	BT domestici	BT/MT non domestici fino a 100 kW	BT non domestici oltre 100 kW	MT non domestici oltre 100 kW
Superamento standard	30 €	150 €	2 €/kW	1,5 €/kW
Periodi ulteriori	15 € ogni 4 ore	75 € ogni 4 ore	1 €/kW ogni 4 ore	0,75 €/kW ogni 4 ore
Tetto massimo	300 €	1.000 €	3.000 €	6.000 €

Fonte: delibera Autorità per l'energia n. 333/07, allegato A.

Per evitare che questo meccanismo produca impatti destabilizzanti sulla gestione economica dei distributori e del gestore della rete di trasmissione, è stato creato un ulteriore *Fondo per eventi eccezionali* che provvede al rimborso degli indennizzi in caso di cause esterne, eventi eccezionali o di prolungamento delle interruzioni per motivi di sicurezza, ovvero se

l'importo complessivo dovuto supera il 2% dei ricavi dei primi o il 7% di quelli del secondo; il fondo è alimentato da un'aliquota annua pagata dai clienti finali e da quote corrisposte dai gestori della trasmissione e della distribuzione in proporzione al rispettivo numero di clienti interessati da interruzioni prolungate oltre gli standard nell'anno precedente (Tav. 5.5).

**Tav. 5.5 Aliquote annue di contribuzione al Fondo grandi eventi a carico dei clienti**

Contributi al fondo grandi eventi	BT domestici	BT/MT non domestici	MT
Aliquota annua per punto di prelievo	0,35 €	1 €	10 €
Quota distribuzione	70 € x n. clienti disalimentati oltre gli standard al t <sub>-1</sub>		
Quota Terna	10.000 € x MWh non forniti a causa di disalimentazioni prolungate oltre le 2 ore al t <sub>-1</sub>		

Fonte: elaborazioni su delibera Autorità per l'energia n. 333/07, allegato A.

Dal punto di vista degli obblighi di rilevazione delle interruzioni da parte dei distributori, il nuovo testo richiede ai distributori un'informazione in genere più completa e definisce i criteri di registrazione del numero *reale* di clienti in BT disalimentati, in luogo del metodo di *stima* precedentemente utilizzato<sup>5</sup>.

Per la qualità commerciale, le principali novità riguardano il regime di regolazione degli indennizzi automatici in caso di mancato rispetto dei tempi standard specifici fissati per le varie prestazioni<sup>6</sup>. Pur mantenendo per gli indennizzi gli stessi importi di base<sup>7</sup>, la nuova regolazione prevede importi progressivamente crescenti all'aumentare del ritardo rispetto allo standard obbligatorio (in misura doppia se il tempo di esecuzione è più del doppio dello standard e tripla se è più del triplo) e riduce i tempi di corresponsione, definendo anche un limite massimo per gli accrediti. I tempi standard per le

varie prestazioni restano invariati con la sola eccezione della fascia di puntualità per appuntamenti che dal 2009 sarà ridotta da 3 a 2 ore. È stata inoltre introdotta la possibilità di controlli a campione da parte dell'Autorità per verificare la correttezza e la completezza dei registri che gli esercenti sono obbligati a tenere sulle prestazioni oggetto di regolazione e sulla corresponsione dei relativi indennizzi; a partire dal 2010, eventuali mancanze daranno luogo anche a specifiche penali.

Tenendo conto della completa liberalizzazione della vendita finale, il nuovo Testo integrato approfondisce infine alcuni aspetti legati alla distinzione fra esercente della distribuzione e soggetto venditore (che si verifica per i clienti che si rivolgono al libero mercato), definendo le rispettive responsabilità e i tempi massimi con cui il venditore deve trasmettere al cliente le comunicazioni da parte del distributore e viceversa<sup>8</sup>.

## 5.2 Caratteristiche della domanda

Considerate le particolari caratteristiche dei mercati in esame, la domanda di energia elettrica e gas per consumi finali è una domanda che si rivolge, da un lato, alla fornitura del prodotto in quanto tale e, dall'altro, ad un insieme di servizi per la trasmissione e distribuzione al consumatore finale. Dal punto di vista economico le due componenti assumono caratteristiche molto diverse: mentre i servizi di rete (trasporto) rappresentano il tipico monopolio naturale regolamentato in quanto legato alla presenza territoriale delle infrastrutture, la somministrazione dell'energia (fornitura) è invece potenzialmente concorrenziale e – almeno teoricamente – svincolata dalla dimensione territoriale. Ne segue che il cliente è obbligato a fruire dei servizi di trasporto offerti dal distributore territorialmente competente rispetto al punto di prelievo, ma può scegliere il fornitore indipendentemente dalla

localizzazione. Il fornitore può quindi acquistare energia sul mercato all'ingrosso (o produrla se è integrato verticalmente) e rivenderla al cliente, occupandosi di assicurare il trasporto dell'energia dal punto di approvvigionamento fino al punto di prelievo del cliente, secondo le condizioni tariffarie regolamentate (trasmissione e/o distribuzione).

Ne deriva che, ai fini della soddisfazione della domanda, devono essere contemporaneamente verificate: a) la disponibilità fisica di energia (di cui è responsabile il fornitore) e b) una sufficiente capacità di trasporto sulle reti (di cui sono responsabili il gestore della rete di trasmissione e quello di distribuzione). In ogni caso, le politiche di gestione della domanda – sia essa riferita all'energia fisica o ai servizi di trasporto – esulano in gran parte dalla sfera amministrativa locale.

<sup>5</sup> Le imprese distributrici dotate di gruppi di misura elettronici (secondo il piano di installazione previsto dall'Autorità per l'energia: 90% dei clienti al 2010 e 95% al 2011), dal 1 gennaio 2010 avranno l'obbligo di registrare il numero reale di clienti BT interrotti. In via transitoria, per il 2008/09 le stesse imprese potranno rilevare anche con sistemi non automatici il numero reale di clienti BT disalimentati (vedi anche delibera AeeG 20 giugno 2006, n. 122).

<sup>6</sup> Il nuovo regime di regolazione degli indennizzi entrerà in vigore dal 1 gennaio 2009.

<sup>7</sup> Gli indennizzi base rimangono invariati rispetto al periodo 2004/2007, essendo – per le prestazioni eseguite fuori standard – pari a: 30 Euro per i clienti BT domestici, 60 Euro per i BT non domestici e 120 Euro per i clienti MT.

<sup>8</sup> Due giorni lavorativi per qualsiasi comunicazione; nel 2008 in via transitoria il tempo massimo è fissato a 3 giorni lavorativi.

Nel regime liberalizzato la competizione fra fornitori per la domanda di energia – com'è noto relativamente rigida rispetto al prezzo – si realizza sul mercato attraverso il confronto tra costi e prezzi offerti al consumatore. Nel settore elettrico, ad esempio, una delle tendenze è quella di puntare a prezzi differenziati per fasce orarie in modo da orientare parte dei consumi verso le fasce vuote e quindi minimizzare lo scarto fra domanda massima e minima, ottimizzando in tal modo l'utilizzo del sistema elettrico e la capacità di trasporto e di generazione, nonché diminuendo i costi delle aziende e la produttività del capitale. Il trasferimento almeno parziale delle economie realizzate ai clienti finali dipende tuttavia dal reale grado di concorrenzialità del mercato e, in definitiva, dalla qualità della regolazione.

Nel caso italiano sono soprattutto agli squilibri proprietari esistenti sui mercati all'ingrosso e la permanenza di posizioni dominanti da parte degli ex monopolisti pubblici a limitare il grado di concorrenzialità sui mercati finali, come testimoniano la forte discriminazione di prezzo fra clienti di diverse dimensioni (Cfr. Par. 5.4), la scarsa adesione della domanda potenziale al mercato e, quindi, la sopravvivenza di un ampio mercato tutelato. Per i soggetti fornitori di energia, le potenzialità di espansione del mercato si scontrano perciò sia con i *competitors*, sia con il servizio di maggior tutela, che rappresenta ancora una garanzia fondamentale per molti piccoli consumatori.

Oltre alla discriminazione dimensionale, le quote di domanda potenziale non domestica effettivamente rivolte al mercato libero risultavano al 2006 anche

piuttosto differenziate dal punto di vista territoriale (Tav. 5.1) con percentuali di adesione più consistenti nelle zone settentrionali e progressivamente decrescenti verso il Centro, il Sud e le Isole. Nel Lazio, in particolare, la quota di domanda rivolta al mercato libero risulta inferiore alla media delle regioni del Centro – oltre che del Nord – e solo poco più sviluppata rispetto a quella del Mezzogiorno in termini di punti di prelievo e potenza impegnata, mentre per livello dei prelievi è addirittura inferiore alle stesse regioni del Mezzogiorno.

Un'ultima criticità si riferisce alle asimmetrie informative che sembrano caratterizzare i piccoli consumatori e in particolare i clienti domestici. Un'indagine svolta nell'autunno del 2007 per conto dell'Autorità per l'energia su un campione di 1000 famiglie, mette in luce come il 72% del campione era a conoscenza dell'avvenuta liberalizzazione, ma solo il 3% aveva già cambiato fornitore. Il 7% affermava di essere propenso a cambiare fornitore nei mesi successivi, mentre la quota di coloro che non prevedevano di cambiare era nel complesso pari al 93%, con un 56% assolutamente sicuro di non voler cambiare. I principali timori nei confronti del cambiamento sono risultati il rischio di incremento delle interruzioni e di bollette più alte, oltre alla complessità del cambiamento, evidenziando la confusione esistente tra i consumatori circa la responsabilità del soggetto distributore (da cui dipendono le interruzioni e che non cambia anche se si cambia fornitore) e le responsabilità del soggetto fornitore, oltre che probabilmente la scarsa capacità degli utenti di valutare gli effetti delle offerte commerciali disponibili sui propri livelli di spesa<sup>9</sup>.

## 5.3 Distribuzione e vendita

### 5.3.1 La distribuzione

La distribuzione di energia elettrica e gas avviene nell'ambito di monopoli locali regolamentati in cui i gestori sono obbligati a erogare il servizio di trasporto senza discriminazioni fra i diversi fornitori e clienti.

Nel settore del gas, tuttavia, la posizione dominante di Eni sui mercati entrava in conflitto con la partecipazione di controllo dell'azienda sul gestore della rete di trasporto (50% di Snam Rete Gas); pertanto sono state vietate, a partire dal 1 luglio 2007, partecipazioni superiori al 20% in società proprietarie di

<sup>9</sup> Analoghe difficoltà si erano manifestate nel 2003 quando era stata completata la liberalizzazione della vendita finale di gas e tuttora in questo settore la percentuale di clienti che ha cambiato fornitore è relativamente contenuta, con l'Eni che conserva una posizione nettamente dominante sia sul mercato all'ingrosso che su quello finale, seguito a distanza da Enel Trade, Edison e Enel Gas.

reti di trasporto da parte di aziende operanti nel settore<sup>10</sup>. Per assicurare una reale terzietà dei gestori delle reti e la non discriminazione degli utenti, l'Unione Europea sta valutando la sostituzione del vigente obbligo di separazione gestionale e contabile con quello di separazione assoluta della proprietà (*full unbundling*) fra soggetti operanti nei mercati concorrenziali dell'energia (generazione e vendita) e gestori delle reti.

La regolamentazione ordinaria delle reti è gestita a livello nazionale dall'Autorità per l'energia, che stabilisce i criteri di determinazione delle tariffe di trasporto sulle reti di trasmissione e distribuzione e adotta misure di regolazione incentivante per garantire la continuità e la sicurezza del servizio. Tuttavia, mentre per l'energia elettrica le tariffe di distribuzione sono soggette a massimali identici in tutto il territorio nazionale, nel caso del gas sono differenziate in ragione del fatto che i costi di gestione sono fortemente condizionati dallo stato delle reti locali.

Tutti i clienti con punti di prelievo nel territorio servito da un soggetto distributore sono obbligati ad essere serviti da quel distributore, indipendentemente dal soggetto fornitore scelto. Il distributore, da parte sua, è obbligato ad erogare il servizio a tutti i clienti nella propria zona, senza discriminazioni. Ciò significa – ad esempio – che se un cliente di Acea Distribuzione decide di scegliere un fornitore diverso da Acea Electrabel Elettricità non rischia un servizio di distribuzione più scadente, così come Italgas deve garantire il trasporto sulle sue reti del gas fornito da altri soggetti venditori.

Per quanto riguarda l'aspetto qualitativo, bisogna distinguere la continuità, in termini di sicurezza e qualità della fornitura, dalla qualità commerciale. La continuità viene misurata inversamente al numero e durata delle interruzioni della fornitura e dipende in gran parte dallo stato della rete di distribuzione e dall'organizzazione degli interventi di ripristino del servizio. Nel caso del servizio elettrico, è determinante la presenza di dispositivi di telecomando e telecontrollo in grado di circoscrivere le porzioni di rete interessate da eventuali guasti (limitando così l'estensione delle disalimentazioni); per il gas sono fondamentali le ispezioni programmate della rete (oggetto di specifica regolazione). Anche qualora il fornitore sia un soggetto estraneo al distributore, quest'ultimo è comunque responsabile nei confronti del cliente per il

rispetto dei tempi di adempimento standard stabiliti dall'Autorità e riferiti ad attività connesse con l'esercizio delle reti (qualità commerciale)<sup>11</sup>.

A Roma la distribuzione di energia elettrica è erogata da Acea Distribuzione, soggetto contemporaneamente proprietario e gestore delle reti, che rappresenta il secondo operatore nazionale nella distribuzione elettrica con oltre 1,5 milioni di clienti. Nel caso del gas la gestione della rete è invece affidata in concessione fino al 2009 dal Comune di Roma ad Italgas, ovvero al più grande distributore di gas in Italia, con circa 4,5 milioni di clienti e 40.000 km di rete (Cfr. Par. 5.5.1).

### 5.3.2 La vendita di energia elettrica e gas

La vendita di energia è gestita in concorrenza sul mercato libero e i soggetti fornitori possono essere grossisti puri ovvero essere integrati verticalmente nella produzione e/o nella distribuzione. L'Autorità per l'energia pubblica un elenco di fornitori previo accertamento della solidità finanziaria e controllo contabile dei bilanci. In ogni caso tutti i fornitori devono rispettare le regole dell'Autorità per la presentazione delle offerte commerciali e per la trasparenza delle bollette. Dal punto di vista della qualità commerciale sono responsabili del rispetto dei tempi standard per le comunicazioni fra cliente e distributore, per le rettifiche di fatturazione (fattispecie soggetta a indennizzo automatico) e per le risposte a richieste scritte e reclami concernenti l'attività di vendita. Come nel caso dello sviluppo delle *multiutility* per l'erogazione dei servizi locali, anche nel ramo della vendita finale dei prodotti energetici è frequente l'integrazione orizzontale sui mercati dell'energia elettrica e del gas, cosa che garantisce ai clienti rapporti commerciali con un unico gestore, oltre ad offrire alle aziende l'opportunità di realizzare economie di scopo e/o di scala. A questo proposito l'estensione della liberalizzazione della vendita di energia elettrica anche ai clienti domestici ha favorito i processi di integrazione orizzontale e moltiplicato le cosiddette offerte *dual fuel*.

L'azienda del gruppo Acea che si occupa della vendita finale ai clienti alimentati in bassa tensione è Acea Electrabel Elettricità, mentre una possibile apertura al mercato del gas è legata al progetto di fusione Electrabel/Gaz de France (Cfr. Par. 5.5.1).

<sup>10</sup> Legge 27 ottobre 2003, n. 290.

<sup>11</sup> Si tratta di tutti gli standard specifici (soggetti ad indennizzo automatico in caso di inadempimento) con l'esclusione delle rettifiche di fatturazione e di tutti gli standard generali (non soggetti ad indennizzo automatico, ma a degli obblighi di adempimento medio sul totale delle richieste di prestazione) con l'esclusione dei tempi di risposta a richieste scritte e reclami concernenti l'attività di vendita; delle citate eccezioni è responsabile il soggetto fornitore.

**Tav. 5.6** Quadro dell'offerta di energia per i clienti in BT di Roma: venditori di energia registrati sul sito dell'Autorità per l'energia (2007)

Società	Sede	Regioni servite (n.)	Società	Sede	Regioni servite (n.)
AB Energie S.r.l.	BG	14	Flyenergia S.p.A.	BS	20
<b>Acea Electrabel Elettricità S.p.A.</b>	<b>RM</b>	<b>20</b>	Fontel S.p.A.	NA	20
<b>AEM Acquisto e Vendita Energia S.p.A.</b>	<b>MI</b>	<b>20</b>	Gala S.r.l.	RM	20
<b>AIM Vendite S.r.l.</b>	<b>VI</b>	<b>20</b>	Gelsia Energia S.r.l.	MI	13
Arkesia	FR	1	Global Power S.p.A.	VR	20
<b>ASM Energia e Ambiente S.r.l.</b>	<b>BS</b>	<b>20</b>	Green Network S.p.A.	RM	20
Azienda Energetica Trading S.r.l.	BZ	15	<b>Hera Comm S.r.l.</b>	<b>BO</b>	<b>20</b>
BAS – Omniservizi S.r.l.	BG	20	<b>Iride Mercato S.p.A.</b>	<b>GE</b>	<b>20</b>
Benaco Energia S.p.A.	BS	20	Italcogim Vendita S.p.A.	MI/BA	19
Bluenergy Group S.p.A.	UD	20	La 220 S.p.A.	BS	20
CMV Energia S.r.l.	FE	19	Lumenenergia S.p.A.	BS	20
COIMEPA Servizi S.u.r.l.	MO	20	Metamer S.r.l.	CH	20
Consorzio Romagna Energia	CE	20	Modula S.p.A.	RM	20
Duferco Energia S.r.l.	BO	20	MPE Energia S.r.l.	MI	20
Dynameeting S.p.A.	MI	20	Multiutility S.p.A.	VR	20
E.On vendita S.r.l.	VR	9	Pandora S.p.A.	RM/PG	20
Edison Energia S.p.A.	MI	20	Roma Gas S.r.l.	RM	4
Electra Italia S.p.A.	MI	20	Soenergy S.r.l.	FE	20
Eneide S.r.l.	IS	5	Sorgenia S.p.A.	MI	20
<b>Enel Energia S.p.A.</b>	<b>RM</b>	<b>20</b>	Tidonergie S.r.l.	PC	20
Energetic Source S.p.A.	BS	20	Tradecom S.r.l.	RM	20
Eni S.p.A.	RM	20	<b>Umbria Energy S.p.A.*</b>	<b>TR</b>	<b>1</b>
<b>Enia Energia S.p.A.</b>	<b>RE</b>	<b>20</b>	Unogas Energia S.p.A.	IM/GE	20
Erogasmet Vendita – Vivigas S.p.A.	BS	6	Utilità S.p.A.	MI	20

Note: in grassetto le aziende collegate a imprese di distribuzione.

(\*) Umbria Energy opera in Umbria, ma è stata inserita nella tavola in quanto partecipata al 50% da Acea Electrabel.

Fonte: elaborazioni su dati [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Ad aprile 2008, secondo l'elenco pubblicato dall'Autorità, risulterebbero attivi a Roma 48 fornitori, di cui 37 operanti in tutto il territorio nazionale (Tav. 5.6). Tuttavia la grande maggioranza (35 fornitori) ha sede al Nord, mentre quelli con sede nel Lazio sono

una decina (quasi tutti operanti a livello nazionale) e solo 4 con sede principale nelle altre regioni. Da segnalare come non tutte queste imprese abbiano presentato offerte commerciali e che diverse non hanno attivato alcuna attività di vendita effettiva.

### 5.3.3 Il comparto energia del gruppo Acea

Il comparto energia del gruppo Acea è organizzato in una serie di società specializzate in diversi campi (Tav. 5.7). L'azienda che eroga il servizio di trasporto dell'energia sulla rete romana e quello di illuminazione pubblica per il Comune di Roma è Acea Distribuzione. Le attività liberalizzate (produzione, commercializzazione e vendita per usi finali) sono invece gestite principalmente da Acea Electrabel (*joint venture* con Electrabel S.A.), ma Acea detiene anche una quota di minoranza in Tirreno Power, uno dei produttori nazionali di maggiori dimensioni. Per gestire le iniziative volte al risparmio energetico, è stata costituita una società di consulenza e servizi energetici finalizzati all'uso efficiente delle risorse (Acea Rse) che, fra le altre cose, gestisce i controlli sulle emissioni delle caldaie e dei motori per conto del Comune di Roma<sup>12</sup>. Acea Rse ha realizzato ottimi risultati, conseguendo in anticipo gli obiettivi di produzione di certificati bianchi fissati dai DM di luglio 2004 per il periodo fino al 2009 e poi fino al 2012<sup>13</sup>. La gestione del servizio di illuminazione pubblica in Comuni extra-Roma è stata inoltre affidata alla società dedicata Acea Luce.

Di recente, infine, è stata acquisita la TAD Energia e Ambiente (TEA), azienda specializzata nella termovalorizzazione dei rifiuti, attraverso la quale Acea gestisce tre aziende operative nella termovalorizzazione: EALL S.r.l., che ha realizzato e gestisce l'impianto di termovalorizzazione alimentato a combustibile da rifiuti (CDR) di S. Vittore nel Lazio<sup>14</sup>; Terni EN.A. S.p.A., che ha realizzato e gestisce un impianto di termovalorizzatore da biomasse a Terni; Enercombustibili S.r.l., che gestisce l'impianto di Paliano per la produzione di CDR destinato all'impianto di S. Vittore. Sempre sul

fronte della produzione di elettricità da rifiuti, Acea e Ama S.p.A. hanno ottenuto dalla Regione Lazio l'autorizzazione alla realizzazione di un nuovo impianto di termovalorizzazione, per il quale si attende ancora la localizzazione definitiva (l'ipotesi di realizzarlo nel Comune di Albano incontra infatti una forte opposizione a livello locale).

Il piano economico-finanziario approvato dal gruppo Acea per il periodo 2008-2012 prevede un'ulteriore espansione nel comparto della termovalorizzazione, stanziando complessivamente a tale scopo 426 milioni di Euro per investimenti<sup>15</sup>; ulteriori 150 milioni di Euro sono destinati alla produzione di energia eolica (per 185 MW), al bilanciamento di produzione e vendita di energia elettrica (circa 20 TWh), nonché allo sviluppo nella vendita di gas (con un obiettivo di circa 750 mmc); 500 milioni sono infine destinati agli investimenti sulle reti per migliorare la qualità del servizio (circa 100 milioni/anno per Acea Distribuzione).

Fra le strategie di mercato del gruppo Acea, al momento si parla di una *partnership* commerciale elettricità-gas con Gaz de France (GdF), come effetto del completamento della fusione di GdF con Suez (Electrabel), atteso per l'estate 2008. Il rafforzamento nel settore del gas è particolarmente importante in vista della scadenza a breve della concessione a Italgas per la distribuzione nel Comune di Roma.

### 5.3.4 Acea Distribuzione

Nel periodo di osservazione 2003-2006 il servizio svolto da Acea Distribuzione ha registrato un incremento dei clienti serviti (+2,1%), più elevato in termini percentuali nei territori a bassa concentrazione (+11,7%), anche se in termini assoluti la crescita è avvenuta in massima parte nei territori ad alta e media concentrazione<sup>16</sup>.

<sup>12</sup> Regolato da Contratto di Servizio attualmente in regime di proroga.

<sup>13</sup> Tale attività ha generato l'accreditamento di oltre 550.000 TEE (Titoli di efficienza energetica), equivalenti alla produzione di quattro anni di una centrale da 120 MW e al consumo annuo di circa 800.000 famiglie. La Società, inoltre, si è affermata come uno dei più importanti operatori nazionali avendo stipulato contratti bilaterali di vendita di certificati bianchi in esubero con primarie aziende nazionali.

<sup>14</sup> Impianto che dovrebbe essere ampliato in virtù di una recente autorizzazione della Regione Lazio.

<sup>15</sup> L'obiettivo è un incremento di potenza installata da 20 MWe a 80 MWe, da realizzare mediante il potenziamento dell'impianto di San Vittore (da 10 MWe a 30 MWe) e la realizzazione del nuovo impianto di Albano da 40 MWe.

<sup>16</sup> Per territori ad bassa, media e alta concentrazione si intendono rispettivamente i comuni con numero di abitanti minore di 5.000, compreso fra 5.000 e 50.000, maggiore di 50.000.

**Tav. 5.7 Il comparto energia del gruppo Acea**

Società del gruppo Acea	Quota di proprietà	Attività
Acea Distribuzione	100%	Distribuzione di energia elettrica, costruzione e la manutenzione dei sistemi di telecomando e telecontrollo e gestione del servizio di illuminazione pubblica nel Comune di Roma. Conduzione e manutenzione del sistema di illuminazione perpetua nei 12 cimiteri nel Comune di Roma
Acea Electrabel (AE) di cui:	60%	Joint Venture tra Acea S.p.A. ed Electrabel S.A.. Produzione, trading e vendita di energia elettrica e combustibili vari
AE Produzione	50%	Produzione di energia, progettazione e realizzazione nuovi impianti, valorizzazione energie rinnovabili. Teleriscaldamento nei comprensori romani di Mostacciano e Torrino sud
AE Trading	84%	Acquisto, intermediazione e vendita di energia elettrica e, in prospettiva, di gas metano e di altri combustibili
AE Elettricità	100%	Vendita di energia elettrica e gas ai clienti del mercato libero italiano e vendita di energia elettrica per il mercato vincolato di Roma. Consulenze per ottimizzazione dei costi e raggiungimento massima efficienza energetica
Umbria Energy	50%	Vendita di energia elettrica e gas ai clienti del mercato libero in tutto il territorio dell'Umbria
Tirreno Power	15%	Produzione di energia
Acea Reti e Servizi Energetici (Rse)	100%	Energy Service Company (ESCO) del Gruppo ACEA. Studi e progetti per recupero di efficienza energetica nei consumi finali. Rispetto obiettivi risparmio energetico Acea (TEE, certificati bianchi). Gestione controlli Sanacaldaia, Caldaie sicure e Bollino Blu per conto del Comune di Roma
Acea Luce	100%	Gestione del servizio di illuminazione pubblica a Fiumicino, Foggia e in altri 11 comuni per un totale di oltre 33.000 punti luce.
Tad Energia Ambiente	100%	Waste to energy, gestione termovalorizzatori

Fonte: elaborazioni da dati Acea, [www.aceaspa.it](http://www.aceaspa.it).

**Tav. 5.8 Dimensioni operative di Acea Distribuzione (2003-06)**

Indicatori	2003	2004	2005	2006	2006/05	2006/03
<b>N. clienti*, di cui:</b>	<b>1.530.001</b>	<b>1.543.982</b>	<b>1.549.500</b>	<b>1.561.533</b>	<b>0,8%</b>	<b>2,1%</b>
Territori alta concentrazione	1.295.843	1.305.055	1.303.582	1.307.736	0,3%	0,9%
Territori media concentrazione	171.288	173.425	178.175	183.565	3,0%	7,8%
Territori bassa concentrazione	62.870	65.502	67.743	70.232	3,7%	11,7%
<b>Energia immessa GWh, di cui:</b>	<b>10.824,5</b>	<b>10.805,9</b>	<b>11.152,7</b>	<b>11.567,5</b>	<b>3,7%</b>	<b>6,9%</b>
Destinata al mercato vincolato	8.781,5	8.294,5	8.058,3	7.169,9	-11,0%	-18,4%
Destinata al mercato libero	2.041,1	2.509,2	3.092,2	4.395,2	42,1%	115,3%
Destinata a Distributori sottesi**	1,9	2,2	2,2	2,4	9,1%	26,3%
Variazioni annuali in GWh						
Variazione energia mercato vincolato	-	-487,0	-236,2	-888,4	-	-
Variazione energia mercato libero	-	+468,1	+583,0	+1.303,0	-	-
Variazione totale (libero+vincolato)	-	-18,9	+346,8	+414,6	-	-

(\*) Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

(\*\*) Impresa elettrica del Comune di Saracinesco.

Fonte: elaborazioni su dati Acea Distribuzione S.p.A., *Relazione sulla gestione allegata al Bilancio di esercizio, vari anni.*

In termini di energia distribuita, dopo il leggero calo registrato nel 2004 dovuto alla scarsa capacità di recupero sul mercato libero, nel complesso del quadriennio si è comunque registrato un significativo incremento (+6,9%) ottenuto proprio grazie al mercato libero (+115,3%; Tav. 5.8).

Con riferimento ai soli clienti non domestici alimentati in bassa tensione, dalla Tav. 5.9 si può osservare come lo scarto tra i consumatori serviti da Acea Distribuzione e da Acea Electrabel Elettricità sia piuttosto limitato (circa il 3%) e in diminuzione nell'ultimo anno considerato.

**Tav. 5.9 Clienti non domestici alimentati in bassa tensione (idonei): distribuzione (Acea Distribuzione) e vendita (Acea Electrabel Elettricità)**

Azienda	2004	2005	2006	Media
Acea Distribuzione (Acea D)	333.961	325.628	327.410	329.000
Acea Electrabel Elettricità (Acea EE)	331.010	309.936	317.452	319.466
Scarto (Acea D – Acea EE)	2.951	15.692	9.958	9.534
Grado di copertura potenziale (%)	99,1%	95,2%	97,0%	2,9%

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

## Costi e ricavi

Acea Distribuzione ha registrato negli ultimi anni un crescente miglioramento del rapporto costi/ricavi, con utili positivi e crescenti a partire dal 2004 (Tav. 5.10). Dal 2003 al 2007 lo scarto fra valore e costi della produzione è più che quintuplicato: il valore della produzione è cresciuto di oltre il 50% e i ricavi

da vendite e prestazioni del 40%; nello stesso periodo i costi sono cresciuti solo del 27%, soprattutto grazie ad una contenuta crescita dei costi per il personale e ad una diminuzione di quelli per il godimento di beni terzi, cui si accompagna una dinamica fortemente crescente solo per la spesa per materiali. Il risultato netto d'esercizio, ha raggiunto i 76,7 milioni di Euro nel 2007.

**Tav. 5.10 Acea Distribuzione: costi, ricavi e risultato d'esercizio** (dati in migliaia di Euro)

Voci di conto economico	2003	2004	2005	2006	2007
Ricavi da vendite e prestazioni	296.501	339.878	377.038	393.554	416.357
<b>TOTALE Valore della produzione</b>	<b>324.140</b>	<b>379.086</b>	<b>416.104</b>	<b>460.604</b>	<b>490.235</b>
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	18.072	22.614	38.437	60.998	72.480
Costi per servizi	82.206	87.684	94.172	104.436	106.200
Costi per godimento beni di terzi	7.070	4.569	2.996	3.033	3.004
Costi per il personale	82.215	76.359	84.173	87.718	86.881
Ammortamenti e svalutazioni	92.467	100.025	102.844	99.239	104.482
<b>TOTALE Costi della produzione</b>	<b>304.817</b>	<b>311.795</b>	<b>331.337</b>	<b>365.131</b>	<b>386.359</b>
Valore - Costi della produzione	19.323	67.290	84.767	95.473	103.876
TOTALE Proventi e oneri finanziari	-31.268	-30.918	-32.987	-28.521	-31.624
TOTALE Rettifiche valore attività finanziarie	35	-	-	-	-
TOTALE Proventi e oneri straordinari	285	20.772	267	4.196	3.850
Risultato prima delle imposte	-11.625	57.144	52.047	71.148	76.102
Imposte	6.528	12.670	-7.774	-4.504	-608
<b>UTILE/PERDITA dell'esercizio</b>	<b>-18.223</b>	<b>44.474</b>	<b>59.821</b>	<b>75.652</b>	<b>76.710</b>

Fonte: Bilanci d'esercizio Acea Distribuzione, anni 2004-2007.

È in ogni caso interessante notare come la forte crescita dei costi per materie prime (quadruplicati nel periodo considerato), rappresentino in

termini assoluti meno della metà dell'aumento registrato nell'ammontare dei ricavi da vendite e prestazioni.

### Investimenti di Acea sulla rete

Il piano economico-finanziario 2008-2012 del gruppo Acea ha stanziato oltre 500 milioni di Euro per investimenti finalizzati alla modernizzazione delle reti e degli impianti di distribuzione e di illuminazione pubblica, al miglioramento dell'efficien-

za operativa e della qualità del servizio, nonché allo sviluppo dei servizi di risparmio ed efficientamento energetico. Già nel periodo precedente tuttavia gli importi dedicati agli investimenti sulle reti sono stati consistenti e crescenti, arrivando al 2007 ad essere quasi il doppio di quelli del 2003 (Tav. 5.11).

**Tav. 5.11 Investimenti di Acea Distribuzione** (dati in migliaia di Euro)

Tipologia di investimenti	2003	2004	2005	2006	2007
Investimenti immateriali	1.589	1.237	1.384	1.034	1.492
Investimenti materiali, di cui:	64.493	78.050	87.080	112.126	121.836
<i>terreni e fabbricati</i>	<i>nd</i>	<i>1.434</i>	<i>1.273</i>	<i>1.710</i>	<i>2.760</i>
<i>impianti e macchinari</i>	<i>nd</i>	<i>35.212</i>	<i>39.202</i>	<i>39.230</i>	<i>48.735</i>
<i>attrezzature industriali e commerciali</i>	<i>nd</i>	<i>26.345</i>	<i>30.984</i>	<i>61.740</i>	<i>65.505</i>
<i>altri beni</i>	<i>nd</i>	<i>3.233</i>	<i>1.773</i>	<i>510</i>	<i>860</i>
<i>immobilizzazioni in corso e acconti</i>	<i>nd</i>	<i>11.826</i>	<i>13.848</i>	<i>8.936</i>	<i>3.976</i>
INVESTIMENTI TOTALI	66.082	79.434	88.464	113.160	123.328
Piano investimenti 2003/06	77.900	81.500	83.700	87.300	-

Fonte: elaborazioni su dati Acea Distribuzione S.p.A., Bilancio di esercizio, vari anni.

Per il 2007, gli investimenti di Acea Distribuzione sulle reti riguardano l'ampliamento per la connessione di nuovi comprensori, nonché il potenziamento, il rinnovamento e la razionalizzazione degli impianti, sia dal punto di vista ambientale (interramento di parte delle linee aeree), sia funzionale, intervenendo da quest'ultimo punto di vista sulla gestione integrata delle due reti (è stata ultimata una linea di connessione in AT di 2 km fra quella Acea Storica, Ostiense, e quella ex-Enel, Flaminia), mentre stanno inoltre procedendo il rinnovo degli impianti obsoleti (dorsali, linee e cabine da trasformare a 150kV), la standardizzazione della tensione sulle reti MT (da 8,4kV a 20 kV) e l'estensione del telecomando e del telecontrollo.

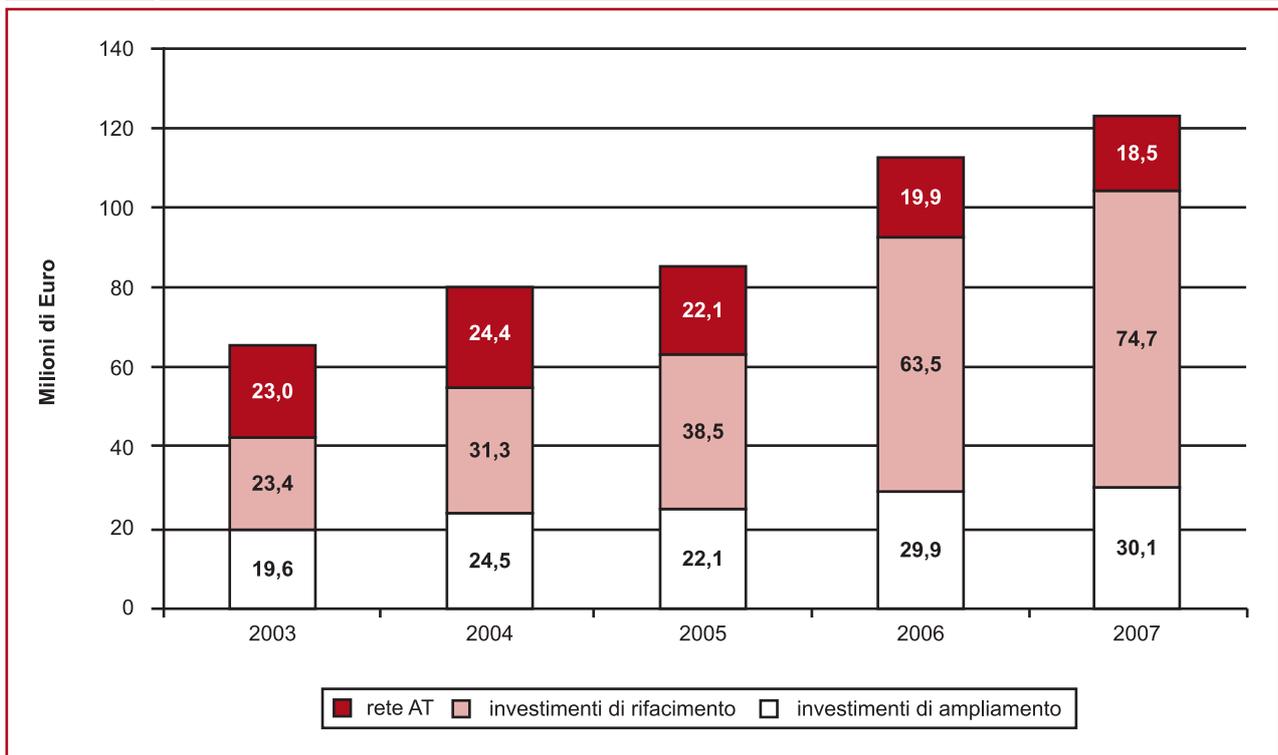
La Fig. 5.1 mostra la destinazione degli investimenti di Acea Distribuzione fra ampliamenti della rete (nuovi clienti e aumento dei consumi per espansione del servizio alle zone di nuova urbanizzazione, ad aree produttive e commerciali), interventi sulla rete AT e investimenti di razionalizzazio-

ne e ammodernamento della rete esistente. A partire dal 2003, la voce che ha avuto maggiore impulso è proprio quella della razionalizzazione degli impianti, il cui importo è più che triplicato raggiungendo i 75 milioni di Euro nel 2007.

Questo notevole sforzo di miglioramento dello stato delle reti non ha per il momento portato al conseguimento degli obiettivi prefissati in termini di qualità della fornitura. Si tenga presente che la durata media delle interruzioni per cliente registrata da Acea Distribuzione negli ultimi anni non rispettava gli obiettivi assegnati dall'Autorità per l'energia, dando luogo a forti penali. Per le zone ad alta concentrazione come il Comune di Roma, gli investimenti realizzati cominciano a mostrare i loro effetti nel 2007, anno in cui i dati Acea (non ancora ufficiali in quanto in corso di approvazione da parte dell'Autorità) indicano una netta diminuzione delle interruzioni, avvicinandosi al livello tendenziale e prefigurando una riduzione delle penali.

Fig. 5.1

## Tipologia di investimenti di Acea Distribuzione sulle reti (2003-2007)



Per quanto riguarda il progetto contatori digitali, Acea Distribuzione nel 2007 ne ha installati circa 418 mila, arrivando ad un totale di circa 881,5 mila complessivi su Roma, in pieno rispetto degli obblighi previsti dall'Autorità. Il programma prevede la sostituzione di tutti i contatori entro il 2009, con l'installazione di ulteriori 350 mila contatori digitali nel 2008 e dei residui 318,5 mila nel 2009.

### 5.3.5 Italgas Roma

Italgas svolge il servizio di distribuzione del gas naturale a Roma in forza di una concessione trentennale in esclusiva, rilasciata con un contratto firmato dalle parti nel 1991, che avrebbe dovuto scadere nel maggio del 2021. In seguito, la sopravvenuta normativa comunitaria e nazionale sulla concorrenza nel settore del gas<sup>17</sup> ha disposto la riduzione del tempo massimo della concessione per la distribuzione del gas a 12 anni, stabilendo contestualmente per le concessioni in essere (come quella di Italgas per il Comune di Roma) un periodo tran-

sitorio con scadenza 31 dicembre 2005, poi prorogato al 31 dicembre 2007, con la possibilità di estendere tale periodo a tutto il 2009 nei casi di distributori privati e/o di servizio dimensionalmente rilevante. Alla luce di queste innovazioni normative, Italgas e l'Amministrazione romana hanno quindi ricontrattato la concessione, definendo la nuova scadenza al 31 dicembre 2009, secondo l'accordo approvato con DCC 21 dicembre 2005, n. 375<sup>18</sup>.

Nel nuovo accordo, fra le altre cose, è stata aggiornata la misura del canone annuo dovuto dalla società al Comune di Roma come corrispettivo per il conferimento del diritto di svolgere l'attività imprenditoriale di distribuzione del gas, passato dal valore simbolico di 10 milioni di Lire (riferito al contratto del 1991) a 12 milioni di Euro.

Italgas serve a Roma circa 1,28 milioni di clienti (28% del totale Italgas), di cui la grande maggioranza sono piccoli consumatori. La rete dell'impianto di Roma, prevalentemente in media e alta pressione, supera i 5 mila km (circa il 13% del totale gestito dall'azienda; Tav. 5.12 e Tav. 5.16).

<sup>17</sup> Direttiva 2003/55/CE; D.Lgs. 23 maggio 2000, n. 164; l. 23 agosto 2004, n. 239; d.l. 30 dicembre 2005, n. 273, convertito in l. 23 febbraio 2006, n. 51; l. 29 novembre 2007, n. 222 (art. 46 bis, comma 3); l. 24 dicembre 2007, n. 244 (art. 2, comma 175).

<sup>18</sup> Il Comune ha scelto invece di non utilizzare la possibilità prevista dalla legge di prolungare ulteriormente di un anno il periodo transitorio per motivi di interesse pubblico.

**Tav. 5.12** Dati dimensionali di Italgas per l'impianto di Roma (2006)

Clienti finali (n.)	Contatori fino a classe G6	Contatori classe G10-G25	Contatori da classe G40	Totale
	1.253.106	23.471	7.915	1.284.492
Estensione Rete (km)	Bassa pressione	Media Pressione	Alta pressione	Totale
	3.208	1.904	152	5.264

Fonte: Italgas.

In un recente comunicato stampa<sup>19</sup>, Eni ha indicato fra gli asset da cedere a Suez nell'ambito dell'acquisizione del 57,243% di Distrigas anche i 5.300 km della rete di Roma e di alcuni comuni limitrofi.

#### Investimenti di Italgas sulla rete di distribuzione romana

Nell'ambito della citata DCC n. 375/05, l'Amministrazione Comunale ha richiesto all'Italgas di realizzare un piano straordinario per l'ammodernamento della rete entro il 2009. È prevista la posa di nuove tubazioni in polietilene ed acciaio per la sostituzione di circa 60 km all'anno di tubazioni in ghisa e di 20 km all'anno di allacciamenti interrati, senza obbligo di rimozione delle vecchie tubazioni, che restano a disposizione del Comune.

I tentativi fatti dall'Agenzia al fine di ottenere lo stato di attuazione degli investimenti, sia in termini di indicatori di monitoraggio fisico con il XII Dipartimento del Comune di Roma, sia in termini di monitoraggio finanziario direttamente con Italgas Roma, non hanno avuto fino al momento delle predisposizione della presente Relazione esito positivo.

Ci si limita pertanto in questa sede a ricordare come il tema degli investimenti sia tra quelli che ha suscitato particolare attenzione nell'ambito del dibattito

sviluppatosi nel corso dell'ultimo periodo con riferimento al tema delle concessioni.

Si ricorda, al proposito, come nell'avvicinarsi della scadenza del periodo transitorio<sup>20</sup> (31 dicembre 2007 previsto dalla L. 239/04 e confermato con L. 51/06), la L. 222/07<sup>21</sup> avesse disposto una proroga di due anni sia per la scadenza ordinaria (spostata al 31 dicembre 2009), sia per il tempo massimo previsto in casi particolari (due anni in più a cui si può aggiungere un ulteriore anno su richiesta dell'amministrazione locale per motivate e comprovate ragioni di pubblico interesse). Ciò significa che, nel caso fossero verificate le condizioni particolari suddette, il termine ultimo per l'avvio delle gare sarebbe stato prorogato al 31 dicembre 2011 o al 2012 nel caso di ragioni di pubblico interesse. Questa norma è stata tuttavia modificata dalla legge finanziaria per il 2008<sup>22</sup>, prevedendo che "la gara per l'affidamento del servizio di distribuzione di gas è bandita per ciascun bacino ottimale di utenza entro due anni dall'individuazione del relativo ambito territoriale, che deve avvenire entro un anno dalla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto" (art. 2, comma 175).

Recentemente l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito i primi orientamenti per l'identificazione di bacini ottimali di utenza<sup>23</sup>, in base a crite-

<sup>19</sup> Comunicato stampa del 29 maggio 2008, pubblicato sul sito web dell'azienda alla pagina:

[http://www.eni.it/portal/search/search.do?keyword=gas&area=media&locale=it\\_IT&tag=true](http://www.eni.it/portal/search/search.do?keyword=gas&area=media&locale=it_IT&tag=true).

<sup>20</sup> Periodo transitorio per l'affidamento del servizio tramite gara, riferito ai casi di concessione o affidamento attribuiti con procedura diversa dalla gara e con scadenza naturale oltre il periodo transitorio stesso. Le concessioni e gli affidamenti con scadenza naturale precedente, devono essere affidati tramite gara.

<sup>21</sup> Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, recante interventi urgenti in materia economico-finanziaria, per lo sviluppo e l'equità sociale". Art. 46 bis, comma 3.

<sup>22</sup> Legge 24 Dicembre 2007, n. 244, pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 300 del 28 dicembre 2007.

<sup>23</sup> Si tratta degli orientamenti definiti nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 2 aprile 2008, ARG gas 9/08, in relazione alle proposte che l'Autorità deve formulare, ai sensi delle disposizioni dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1 ottobre 2007, n. 159, convertito con modifiche dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 e successivamente modificato dalla legge 24 dicembre 2007, n. 244.

ri di efficienza e riduzione dei costi, e la successiva definizione degli ambiti territoriali minimi per lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas. In questa sede, secondo l'Autorità, il combinato disposto dei diversi provvedimenti legislativi che si sono succeduti porta a prefigurare per le concessioni la seguente situazione:

- concessioni affidate successivamente al D.Lgs. 164/2000 che sono titolate a proseguire fino alla scadenza naturale;
- concessioni affidate sulla base di procedure concorsuali prima del D.Lgs. 164/2000 che possono proseguire fino al 2012;
- concessioni affidate nell'ambito dei programmi di metanizzazione delle regioni del Mezzogiorno<sup>24</sup>, per le quali la scadenza è a 12 anni, che decorrono - tenuto conto del tempo necessario alla costruzione delle reti - dopo quattro anni dalla data di entrata in vigore del decreto di concessione del

contributo da parte del Ministero del Tesoro, del bilancio e della programmazione economica;

- altre concessioni che obbligatoriamente scadranno nel biennio 2009- 2010.

Sia le incertezze sui tempi di realizzazione delle gare, sia il tema della durata prevista per le concessioni stesse, hanno costituito elementi di preoccupazione circa le conseguenze che da tali scelte possono derivare sulla propensione all'investimento sulle reti in una logica di interesse aziendale. In assenza di un adeguato sistema di vincoli ed incentivi già nella fase di gara, che da un lato consideri gli investimenti fra gli impegni del concessionario entrante e al tempo stesso preveda anche forme di compensazione per l'*incumbent* in proporzione agli investimenti realizzati e non ammortizzati, c'è infatti il rischio di orientare i concessionari, vecchi e nuovi, verso un'ottica di investimento di breve periodo che a lungo andare rischia di compromettere la qualità e la sicurezza del servizio.

## 5.4 Prezzi e tariffe

In via generale il prezzo complessivo pagato dal cliente per i servizi energetici è composto da una parte tariffaria regolata (per i servizi di rete gestiti in monopolio)<sup>25</sup>, da un prezzo calcolato sui consumi del cliente in base all'offerta commerciale del venditore e dalle imposte. È bene tenere presente che i margini di riduzione dei prezzi per i consumatori nel caso dell'energia sono piuttosto limitati rispetto ad altri settori già liberalizzati (come le telecomunicazioni) e i vantaggi tendono ad essere più contenuti se non per particolari categorie di utenti caratterizzati da grandi consumi.

### 5.4.1 Prezzi dell'energia elettrica

Anche se la liberalizzazione della vendita finale di energia elettrica è troppo recente per trarre conclusioni significative dalle analisi comparative, una

recente indagine condotta sulla piazza di Milano ha evidenziato l'esistenza di un fenomeno di discriminazione dimensionale dei clienti, con alti prezzi unitari per i piccoli consumatori e prezzi più contenuti per i grandi<sup>26</sup>. Alcune iniziative specifiche di tutela sono comunque state avviate per aiutare i piccoli clienti BT - e in particolare quelli domestici - a orientarsi nel nuovo regime liberalizzato.

In primo luogo, per facilitare il confronto delle diverse offerte commerciali di energia elettrica, a partire da luglio 2007 tutti i venditori devono presentare i prezzi delle singole opzioni secondo un identico schema predefinito e allegare una scheda che evidenzii la spesa annua per cinque livelli di consumo standard, calcolata sia sulla base dell'offerta in questione che sulle tariffe di maggior tutela dell'Autorità, segnalando in tutti i casi le differenze assolute e percentuali. Inoltre, per consentire al cliente di valutare la conve-

<sup>24</sup> Ai sensi dell'articolo 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784, e successive modificazioni, e dell'articolo 9 della legge 7 agosto 1997, n. 266, come modificato dall'articolo 28 della legge 17 maggio 1999, n. 144.

<sup>25</sup> Come le tariffe di trasmissione e distribuzione, i servizi di misura e agli oneri generali di sistema.

<sup>26</sup> Cfr. Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione annuale 2007, volume I, pp. 69-71.

nienza delle tariffe rispetto al proprio profilo di consumo effettivo, l'Autorità ha imposto ai gestori l'obbligo di installare contatori elettronici – secondo un piano di sostituzione pluriennale – che permettano la fatturazione dei consumi effettivi in luogo di quelli presunti e l'adozione di offerte multiorarie. Viene favorita in tal modo anche una maggiore consapevolezza del cliente circa le proprie abitudini di consumo, anche orarie, accrescendone la capacità di cogliere le opportunità offerte dal mercato<sup>27</sup>.

La Tav. 5.13 riporta l'andamento del prezzo medio dell'energia elettrica sul mercato tutelato per i clienti domestici, determinato dalle condizioni economiche di fornitura stabilite dall'Autorità: analogamente a quello del gas, il prezzo dell'energia elettrica è rimasto stabile o decrescente fino al terzo trimestre del 2007, per poi aumentare bruscamente alla fine dell'anno in seguito all'incremento dei prezzi dei prodotti energetici, portando il prezzo lordo dell'elettricità a 17,19 c€/kWh.

**Tav. 5.13 Prezzo medio dell'energia elettrica per clienti domestici alimentati in BT al lordo delle imposte (trimestri 2007-08)**

Indicatore	I 2007	II 2007	III 2007	IV 2007	I 2008	II 2008
Prezzo lordo imposte (c€/kWh)	15,60	15,53	15,53	15,91	16,51	17,19
Variazione rispetto al trimestre precedente (%)	0,0%	-0,4%	0,0%	+2,4%	+3,8%	+4,1%
Variazione spesa annua della famiglia media (€/kWh)*	0,00	-2,00	0,00	+10,00	+16,00	+18,00

(\*) Calcolata per 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh/anno di consumi.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Le tariffe dell'Autorità, dopo il 1 luglio 2007, tendono a eliminare i sussidi incrociati che penalizzavano i clienti con potenza superiore a 3 kW, riproducendo anche nel servizio di maggior tutela condizioni economiche che riflettono i prezzi di mercato. È anche evidente, tuttavia, come si perda in tal modo un elemento redistributivo, oltre che un incentivo indiretto alla limitazione dei consumi.

#### 5.4.2 Prezzi del gas

Nel mercato finale del gas, completamente liberalizzato dal 2003, i prezzi medi al netto delle imposte sui mercati libero e tutelato presentano forti differenze (rispettivamente 28,53 c€/mc e 41,57 c€/mc al 2006), che tuttavia si sono progressivamente ridotte nel corso dei tre anni considerati, portando il rapporto tra libero e tutelato dal 56% del 2004 al 69% del

2006 (Tav. 5.14). Tale differenza, che resta significativa, è in ogni caso il risultato di una ponderazione in cui assume un diverso peso la componente legata ai grandi utenti (prevalente nel mercato libero) e gli utenti di minori dimensioni (che restano largamente legati al mercato tutelato).

Osservando infatti il risultato delle ponderazioni sui prezzi tra le diverse tipologie di utenti, si capisce come il mercato libero resti fortemente caratterizzato dalla presenza dei grandi clienti con consumi superiori a 200.000 mc/anno, mentre quello tutelato comprende prevalentemente i piccoli consumi (inferiori a 5.000 mc/anno). Un andamento che rispecchia d'altro canto la maggiore convenienza che il mercato libero è in grado di offrire ai grandi utenti (86% del prezzo tutelato) rispetto ai medi e piccoli consumatori (rispettivamente al 94% e 97% del prezzo tutelato).

<sup>27</sup> Mentre, ad esempio, il controllo del profilo di consumo della telefonia fissa o mobile è relativamente semplice per l'utente, il controllo di quello elettrico domestico è molto meno immediato, in quanto dipende in modo combinato dalla potenza assorbita dagli apparecchi utilizzati e dal tempo di utilizzo, ma soprattutto in quanto dipende anche da apparecchi ad alto assorbimento che non vengono azionati volontariamente, come il frigorifero, lo scaldabagno o il riscaldamento a termostato.

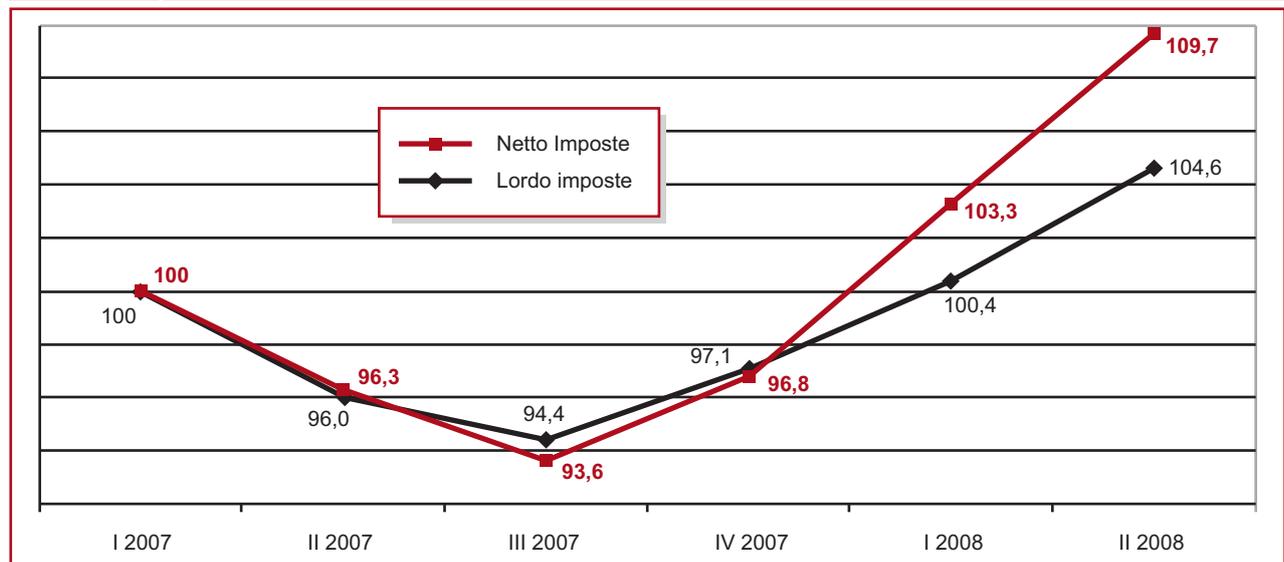
**Tav. 5.14** Prezzi medi unitari del gas al netto delle imposte sul mercato libero e tutelato (c€/mc)

Dimensioni clienti	2004	2005	2006	2006/05
<b>Mercato tutelato</b>				
Consumi inferiori a 5.000 mc	35,32	37,01	43,32	17,0%
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 mc	30,44	32,12	37,94	18,1%
Consumi superiori a 200.000 mc	27,04	29,39	32,64	11,1%
<b>Media ponderata mercato tutelato</b>	<b>33,65</b>	<b>35,36</b>	<b>41,57</b>	<b>17,6%</b>
<b>Mercato libero</b>				
Consumi inferiori a 5.000 mc	32,99	31,95	41,99	31,4%
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 mc	27,24	29,76	35,53	19,4%
Consumi superiori a 200.000 mc	18,46	23,00	28,07	22,0%
<b>Media ponderata mercato libero</b>	<b>18,76</b>	<b>23,23</b>	<b>28,53</b>	<b>22,8%</b>
<b>Rapporto Prezzo Mercato libero / Prezzo Mercato tutelato</b>				
Consumi inferiori a 5.000 mc	93%	86%	97%	11%
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 mc	89%	93%	94%	1%
Consumi superiori a 200.000 mc	68%	78%	86%	8%
<b>Media ponderata libero/tutelato</b>	<b>56%</b>	<b>66%</b>	<b>69%</b>	<b>3%</b>

Fonte: Autorità per l'energia, Relazione annuale, 2007.

Per avere un'indicazione circa l'evoluzione dei prezzi registrata successivamente al 2006, è possibile fare riferimento al prezzo medio nazionale per i consumatori domestici fissato dall'Autorità per l'energia, che al secondo trimestre 2008 è risultato

pari a 72,75 centesimi di Euro al mc. Si tenga presente che, oltre a riguardare la sola componente domestica, tale valore si riferisce al prezzo medio al lordo delle imposte (pari al 40% circa) anziché al netto considerato nella tavola precedente.

**Fig. 5.2****Andamento del prezzo medio nazionale di riferimento del gas naturale per i consumatori domestici (I TRIM 2007 = 100)**

Come si vede nella Fig. 5.2, dopo la riduzione registrata nei primi trimestri del 2007, il prezzo ha subito un sensibile incremento dovuto soprattutto alle tensioni sul mercato internazionale dei prodotti petroliferi, mentre la componente fiscale ha contribuito ad attenuare il fenomeno nei primi due trime-

stri del 2008, con una riduzione di circa due punti percentuali nel complesso del periodo<sup>28</sup>. Secondo le stime dell'Autorità, alla fine del periodo (II trimestre 2008), l'aggravio sul bilancio delle famiglie è di circa 40 Euro su base annua rispetto al dato iniziale (I trimestre 2007).

## 5.5 Benchmarking

### 5.5.1 Aspetti dimensionali

Un quadro comparativo dei maggiori distributori di energia elettrica in Italia è offerto nelle Tav. 5.15 e 5.16, rispettivamente con riferimento all'energia elettrica e al gas.

Nel primo caso, gli indici dimensionali al 2006 mostrano ancora la netta prevalenza dell'ex monopolista Enel nella distribuzione (86,5% dei clienti), seguito da Acea Distribuzione – secondo operatore nazionale – con oltre 1,5 milioni di clienti (4,5% del totale)<sup>29</sup>. Dal punto di vista dinamico, nel biennio

**Tav. 5.15** Numero di clienti delle principali imprese e quota di mercato nel settore elettrico (anni 2005 e 2006)

Esercente	2006		2005		Var.% n. clienti 2006/2005
	n. clienti	% sul totale	n. clienti	% sul totale	
Enel Distribuzione	30.317.999	86,0%	29.973.476	86,5%	1,1%
<b>Acea Roma</b>	<b>1.561.533</b>	<b>4,4%</b>	<b>1.549.500</b>	<b>4,5%</b>	<b>0,8%</b>
Aem Milano	859.279	2,4%	854.814	2,5%	0,5%
Aem Torino	558.200	1,6%	554.107	1,6%	0,7%
Hera Bologna	249.245	0,7%	-	-	-
Asm Brescia	222.970	0,6%	220.053	0,6%	1,3%
Agsm Verona	160.209	0,5%	158.826	0,5%	0,9%
Acegas Trieste	140.571	0,4%	140.507	0,4%	0,0%
Ae-Ew Bolzano	127.173	0,4%	124.556	0,4%	2,1%
Enia (PR)	118.620	0,3%	116.893	0,3%	1,5%
Aim Vicenza	69.886	0,2%	69.623	0,2%	0,4%
Asm Terni	62.336	0,2%	61.844	0,2%	0,8%
Aem Cremona	45.364	0,1%	44.453	0,1%	2,0%
<b>Totale Italia</b>	<b>35.272.990</b>	<b>100,0%</b>	<b>34.636.999</b>	<b>100,0%</b>	<b>1,8%</b>

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

<sup>28</sup> Il D.Lgs. 2 febbraio 2007, n. 26, ha infatti recepito le indicazioni contenute nella direttiva 2003/96/CE eliminando la differenziazione delle accise per tipologia d'uso e rendendole proporzionali solo ai consumi a partire dal 1 gennaio 2008; a determinare i vantaggi per i consumatori domestici è la previsione di un regime agevolato (minori accise e IVA al 10%) per la quota di consumi annui inferiore a 480 mc, indipendentemente dall'uso.

<sup>29</sup> Una situazione analoga si osserva ovviamente in termini di prelievi, che vede tuttavia Enel coprire l'88,2% del mercato, mentre la quota di Acea Distribuzione scende in questo caso al 3,4% (Cfr. [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it)).

2005-2006 è da rilevare la crescita relativamente contenuta registrata da Acea, pari al +0,8%, rispetto a un dato medio del +1,8% e le punte registrate nei casi di Ae-Ew Bolzano (2,1%) e Aem Cremona (2%). Una minore concentrazione si registra nel settore del gas (Tav. 5.16), dove il primo operatore (Italgas) serve il 32% dei clienti e gestisce circa il 30% della rete del mercato dei grandi distributori (> 200 mila

clienti), seguito da Enel Rete Gas con il 14% dei clienti e il 20% della rete.

Sono solo 26 gli esercenti con più di 100 mila clienti, di cui ben 16 contano più di 200 mila clienti e 6 fanno parte di grandi *multiutility* localizzate al Nord. Una posizione significativa è assunta dall'impianto di Roma, gestito da Italgas, con un'estensione di 5.264 km di rete e un'utenza servita di quasi 1,3 milioni di clienti.

**Tav. 5.16** Numero di clienti delle principali imprese e quota di mercato nel settore del gas (2005)

Gestori	N. di clienti per classe di contatore*					Rete (km)	
	fino a G6	da G10 a G 25	da G40	Totale	Quota mercato	Totale	Quota mercato
ITALGAS	4.474.857	75.599	21.046	4.571.502	31,5%	39.511	29,9%
<b>Italgas Roma (2006)</b>	<b>1.253.106</b>	<b>23.471</b>	<b>7.915</b>	<b>1.284.492</b>	<b>8,9%</b>	<b>5.264</b>	<b>4,0%</b>
ENEL RETE GAS	1.909.749	34.638	9.256	1.953.643	13,5%	25.681	19,5%
HERA	928.530	26.364	7.900	962.794	6,6%	11.790	8,9%
AEM DGeC - MI	832.110	11.318	7.638	851.066	5,9%	2.950	2,2%
NAPOLETANAGAS	677.815	4.347	2.019	684.181	4,7%	4.304	3,3%
ITALCOGIM RETI	552.467	4.047	772	557.286	3,8%	6.407	4,9%
AES - TO	445.550	12.140	3.562	461.252	3,2%	1.309	1,0%
ENIA	354.009	8.629	2.450	365.088	2,5%	5.030	3,8%
FIorentINAGAS	315.303	9.196	1.571	326.070	2,2%	2.505	1,9%
AMGA - GE	319.483	3.325	2.545	325.353	2,2%	1.596	1,2%
ASCOPIAVE - TV	292.142	6.504	1.423	300.069	2,1%	6.211	4,7%
TOSCANAGAS	252.150	4.879	1.330	258.359	1,8%	3.273	2,5%
ACEGAS-APS - TS	246.822	6.858	2.105	255.785	1,8%	2.072	1,6%
ASM BRESCIA	233.182	3.841	1.187	238.210	1,6%	1.946	1,5%
SICILIANA GAS	215.514	1.220	428	217.162	1,5%	2.507	1,9%
<b>Totale gestori &gt; 200.000 clienti</b>	<b>14.173.319</b>	<b>248.245</b>	<b>74.394</b>	<b>14.495.958</b>	<b>100,0%</b>	<b>131.940</b>	<b>100,0%</b>

(\*) La classe di contatore (identificato dalla sigla G = gruppo di misura) individua la portata massima di gas erogabile dal contatore.  
Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

### 5.5.2 Confronti di prezzo nazionali e internazionali

La liberalizzazione della vendita di energia elettrica consente ai soggetti venditori di presentare al pubblico offerte alternative rispetto al servizio di maggior tutela regolamentato dall’Autorità per l’energia, analogamente a quanto avviene nel caso del gas, dove i venditori possono proporre offerte differenziate. La possibilità di competere sui prezzi al fine di attirare nuovi clienti è tuttavia limitata alle componenti di prezzo legate ai mercati liberi – e quindi essenzialmente al corrispettivo per l’acquisto di energia elettrica e di gas<sup>30</sup> – incidendo pertanto solo in parte sul costo globale sostenuto dal consumatore. La concorrenza prende la forma di sconti percentuali praticati rispetto al prezzo fissato trime-

stralmente dall’Autorità ovvero di offerte specifiche in termini di Euro per kWh o per mc.

Come si può osservare nella Tav. 5.17, Acea Elettrel Electricità (Acea EE) ed Eni offrono un identico sconto del 4,17% sul corrispettivo a copertura degli acquisti di energia elettrica fissato dall’Autorità nell’ambito del servizio di maggior tutela (ma Eni lo estende anche alle opzioni biorarie); la percentuale adottata corrisponde a 1/24 della spesa e quindi viene pubblicizzato come un’ora di energia gratis al giorno. Questo tipo di offerte si caratterizza per garantire un prezzo al pubblico ancorato all’andamento dei prezzi dell’energia (varia infatti trimestralmente al variare dei corrispettivi fissati dall’Autorità), anziché uno sconto fisso in valore assoluto.

**Tav. 5.17 Offerte di sconto praticate dai principali operatori nella vendita sul corrispettivo AEEG per l’acquisto dell’energia elettrica** (aggiornate al 1 giugno 2008)

Fornitore	Offerta	Sconto su corrispettivo AEEG per acquisto energia elettrica
ACEA EE	Monoraria	4,17% = (1/24)x100 = un’ora al giorno)
	Bioraria	---
ENI	Monoraria	4,17% = (1/24)x100 = un’ora al giorno)
	Bioraria	4,17% = (1/24)x100 = un’ora al giorno)

Nota: il costo dell’energia elettrica si intende la netto degli oneri di dispacciamento, trasporto e commercializzazione.  
 Fonte: elaborazioni su offerte commerciali delle aziende e dati Autorità per l’energia, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

**Tav. 5.18 Offerta di sconto per energia elettrica e gas: sconti praticati da ACEA EE rispetto al servizio di maggior tutela AEEG** (aggiornata al 1 giugno 2008)

Fornitore	Sconto per acquisto energia elettrica e gas	
	Elettricità (€/kWh)	Gas (€/kWh)
AEEG (SMT) - ACEA EE	4,17%	3,33%

Nota: il costo dell’energia elettrica si intende la netto degli oneri di dispacciamento, trasporto e commercializzazione; il costo del gas corrisponde al corrispettivo di riferimento dell’Autorità a copertura del corrispettivo variabile per il commercio all’ingrosso (CCI), al netto di tutte le altre componenti tariffarie.  
 Fonte: elaborazioni su offerte commerciali delle aziende e dati Autorità per l’energia, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

<sup>30</sup> Mentre tutte le altre componenti, fra cui trasporto, dispacciamento e commercializzazione sono fisse.



Come si vede, anche lo sconto proposto per il gas appare significativo (3,33%) rispetto al servizio di maggior tutela fissato dall'Autorità (Tav. 5.18). La Tav. 5.19 riporta invece le offerte biennali, sia monorarie che biorarie, dei principali operatori nella vendita dell'energia su scala nazionale. Oltre allo sconto inizialmente praticato, la caratteristica di questo tipo

di offerta è quella garantire un prezzo predeterminato nell'arco di un biennio, anche se l'adesione all'offerta non obbliga il cliente a rimanere legato all'offerta stessa per tutto il biennio. La monoraria può essere richiesta da tutti i clienti e può essere associata ad un unico contratto per la fornitura congiunta di elettricità e gas.

**Tav. 5.19 Offerte biennali dei principali operatori nella vendita di energia** (aggiornate al 1 giugno 2008)

OFFERTE BIENNALI MONORARIE			
Fornitore	Anno	Offerte per acquisto energia elettrica e gas	
		Elettricità (€/kWh)	Gas (€/kWh)
ENI	I	0,085	0,32
	II	0,083	0,31
ENEL	I	0,088	0,32
	II	0,088	0,32

OFFERTE BIENNALI BIORARIE			
Fornitore	Anno	Offerte per acquisto energia elettrica	
		Elettricità F1* (€/kWh)	Elettricità F23** (€/kWh)
ENI	I	0,118	0,069
	II	0,116	0,067
ENEL	I	0,121	0,072
	II	0,121	0,072

Nota: il costo dell'energia elettrica si intende la netto degli oneri di dispacciamento, trasporto e commercializzazione; il costo del gas corrisponde al corrispettivo di riferimento dell'Autorità a copertura del corrispettivo variabile per il commercio all'ingrosso (CCI), al netto di tutte le altre componenti tariffarie.

(\*) lunedì-venerdì, dalle 8.00 alle 19.00.

(\*\*) lunedì-venerdì dalle 19.00 alle 24.00 e dalle 0.00 alle 8.00, sabato, domenica e festivi.

Fonte: elaborazioni su offerte commerciali delle aziende e dati Autorità per l'energia, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Come si può osservare, entrambe le offerte sono tutte inferiori a quelle di maggior tutela dell'Autorità e quelle dell'Eni sono più favorevoli rispetto a quelle dell'Enel, con la sola eccezione del gas in cui Eni e Enel offrono lo stesso prezzo nel primo anno (ma quello Eni decresce nel secondo).

Per facilitare le scelte dei clienti, i venditori sono obbligati a pubblicizzare, insieme a ogni specifica offerta, una scheda di confrontabilità che evidenzia l'effetto della singola proposta sulla spesa annuale del cliente, mettendola a confronto con la spesa riferita alle condizioni di maggior tutela dell'Autorità. Per ragioni di omogeneità, le stime della spesa e del relativo risparmio devono essere calcolate per 5 livelli di

consumo e per 3 tipologie contrattuali standard. Di fronte a queste informazioni, il cliente può valutare i vantaggi delle varie offerte tenendo presente da un lato il proprio profilo contrattuale e di consumo, compresi gli orari di prelievo, e dall'altro le tendenze del mercato, gli sconti *una tantum* e i meccanismi di attribuzione di eventuali premi (come nel caso Enel). Poiché lo sconto si applica solo su alcune componenti della tariffa, per avere una misura dell'effettivo impatto sul costo sostenuto dagli utenti, nella Tav. 5.20 si evidenziano le percentuali di riduzione della spesa complessiva annua al netto delle imposte rispetto alle condizioni di maggior tutela fissate trimestralmente dall'Autorità per l'energia.

**Tav. 5.20** Offerte monorarie di vendita dell'energia elettrica ai clienti domestici da parte dei principali operatori: stima della variazione percentuale della spesa annua al netto delle imposte rispetto alle condizioni economiche di riferimento dell'Autorità per l'energia per varie ipotesi di consumo annuo

Consumo annuo (kWh)	Sconto (monorarie)		Monorarie biennali	
	Acea EE	Eni	Eni	Enel*
Cliente con potenza impegnata 3 kW abitazione di residenza				
1.200	-2,97%	-2,97%	-2,39%	-0,31%
2.700	-2,62%	-2,62%	-2,10%	-0,28%
3.500	-2,22%	-2,22%	-1,78%	-0,23%
4.500	-2,01%	-2,01%	-1,61%	-0,21%
7.500	-2,08%	-2,08%	-1,67%	-0,22%
Cliente con potenza impegnata 3 kW abitazione non di residenza				
1.200	-1,60%	-1,60%	-1,28%	-0,17%
2.700	-1,88%	-1,88%	-1,51%	-0,20%
3.500	-1,95%	-1,95%	-1,56%	-0,20%
4.500	-2,00%	-2,00%	-1,60%	-0,21%
7.500	-2,07%	-2,07%	-1,66%	-0,22%
Cliente con potenza impegnata 4,5 kW				
1.200	-1,49%	-1,49%	-1,20%	-0,16%
2.700	-1,81%	-1,81%	-1,45%	-0,19%
3.500	-1,89%	-1,89%	-1,52%	-0,20%
4.500	-1,95%	-1,95%	-1,56%	-0,20%
7.500	-2,04%	-2,04%	-1,64%	-0,21%

Note: per le offerte con SCONTO, la percentuale di riduzione viene applicata sull'elemento PE a copertura dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata ai clienti in maggior tutela; per le BIENNALI la percentuale di vantaggio rispetto alle condizioni dell'Autorità è calcolata confrontando l'offerta dell'azienda relativa al primo anno con le condizioni dell'Autorità per il II trim. 2008.

(\*) Enel associa a tutte le proprie offerte un sistema di raccolta punti (legato ai consumi, all'attivazione dell'offerta e a servizi opzionali) che consente di cumulare un bonus da utilizzare per regali o per sconti in bolletta.

Fonte: elaborazioni su offerte commerciali e schede di confrontabilità pubblicate sui siti societari: [www.aceaelectrabel.it](http://www.aceaelectrabel.it), [www.eni.it](http://www.eni.it), [www.enel.it](http://www.enel.it). Aggiornamento giugno 2008.

Il confronto delle offerte con i prezzi di riferimento dell'Autorità al II trimestre del 2008 evidenzia, ad esempio, la relativa convenienza delle offerte di sconto praticate sulla tariffa monoraria da Acea Electrabel Elettricità ed Eni per i consumatori con bassa potenza installata. La stessa cosa si verifica per le opzioni biennali, dove tuttavia Eni garantisce i maggiori risparmi, anche se Enel associa alle proprie offerte un sistema di premialità a punti di cui non è stato possibile valutare gli effetti. Per le biennali c'è inoltre da considerare che la convenienza

viene calcolata rispetto alle condizioni di maggior tutela *attuali*, per cui – nella prospettiva di una tendenza all'aumento dei prezzi dell'energia – la convenienza relativa di queste offerte rispetto alle opzioni con sconto dovrebbe tendere ad aumentare. Per quanto riguarda i confronti di prezzo a livello europeo, al gennaio 2007 il prezzo medio unitario nazionale lordo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo con domanda pari a 3.500 kWh/anno risultava pari a 23,29 c€/kWh, corrispondente a 21,71 c€/kWh a Parità di Potere d'Acquisto

(PPA)<sup>31</sup>, in aumento del 10,5% rispetto all'anno precedente (+8,1% PPA). Si tratta di un prezzo tra i più elevati in Europa, sia al netto che al lordo delle imposte, peraltro caratterizzato da dinamiche più accentuate della media (Tav. 5.21). Pur non fornendo analoghe informazioni comparative dei prezzi al netto delle imposte, l'Autorità segnala tuttavia come al netto delle imposte i clienti con consumi inferiori a 1.200 kWh annui pagano un prezzo unitario sensibilmente inferiore alla media europea. Permane in ogni caso l'anomalia italiana di una struttura sia tariffaria sia impositiva progressiva, che determina prezzi unitari dell'energia fortemente crescenti al crescere dei consumi domestici.

Il confronto europeo mostra un prezzo unitario lordo fra i più elevati anche per il consumatore industriale tipo (2.000 MWh/anno): 15,26 c€/kWh (14,23 c€/kWh PPA), peraltro in aumento del 14,8% (12,4% PPA), contro una media europea di 10,59 c€/kWh (10,50 c€/kWh PPA) e una dinamica media del 9,7% (6,2% PPA). Sempre secondo le indicazioni dell'Autorità, al confronto con gli altri paesi i consumatori industriali italiani pagano prezzi unitari netti decisamente superiori a quelli di Francia, Spagna e Regno Unito per tutti i livelli di consumo, mentre rispetto alla Germania il prezzo unitario è inferiore per bassi consumi e superiore per consumi annui eccedenti 1.250 MWh.

**Tav. 5.21 Confronto dei prezzi finali dell'energia elettrica al lordo delle imposte nei principali paesi europei per consumi-tipo domestici e industriali (al gennaio 2007 con parità dei poteri d'acquisto)**

Paese	Consumatore domestico-tipo 3.500 kWh/anno		Consumatore industriale-tipo 2.000 MWh/anno	
	c€/kWh	Variazione % gen '07/gen '06	c€/kWh	Variazione % gen '07/gen '06
<b>Italia</b>	<b>21,71</b>	<b>8,1</b>	<b>14,23</b>	<b>12,4</b>
Germania	18,24	5,1	11,91	9,1
Paesi Bassi	13,62	1,1	11,22	5,5
Spagna	12,58	3,5	10,13	8,7
Regno Unito	11,27	21,7	9,80	11,7
Francia	10,86	-0,4	6,29	-0,3
<b>EU 27</b>	<b>14,64</b>	<b>5,5</b>	<b>10,50</b>	<b>6,2</b>

Fonte: elaborazioni Autorità per l'energia su dati Eurostat, in Relazione annuale 2007.

Per quanto riguarda il gas (Tav. 5.22), il consumatore domestico risulta più penalizzato di quello industriale nel confronto europeo. Nonostante una crescita rispetto al 2006 inferiore alla media, al gennaio 2007 il cliente domestico italiano sopporta infatti un prezzo unitario lordo piuttosto alto (69,82 c€/mc e pari a 65,06 c€/mc PPA), mentre quello industriale è inferiore alla media europea (37,61 c€/mc, pari a 35,06 c€/mc PPA), ancorché cresciuto sensibilmente nell'ultimo anno. Fra gli elementi penalizzanti il consumatore domestico italiano, va segnalato un livello di tassazione molto elevato

(terzo in Europa dopo Danimarca e Svezia). Pur non disponendo di dati puntuali, secondo le indicazioni dell'Autorità, il prezzo unitario netto pagato dai consumatori domestici italiani rimane al di sotto di quello tedesco e al di sopra di quello del Regno Unito per tutte le classi di consumo, mentre rispetto a Spagna e Francia è più basso per le classi di consumo inferiori e più alto per quelle superiori. Viceversa, il prezzo unitario netto pagato dai clienti industriali italiani per tutte le classi di consumo è superiore a quelli francesi e spagnoli e inferiore a quelli tedeschi e inglesi.

<sup>31</sup> Le Parità di Potere d'Acquisto (PPA) sono tassi di conversione delle valute grazie ai quali è possibile convertire indicatori economici in una valuta comune. parificandone il potere d'acquisto ed eliminando le differenze esistenti nei livelli dei prezzi dei vari paesi.

**Tav. 5.22** Confronto dei prezzi finali del gas naturale al lordo delle imposte nei principali paesi europei per consumi-tipo domestici e industriali (al gennaio 2007 con parità dei poteri d'acquisto)

Paese	Consumatore domestico-tipo 2.200 mc/anno		Consumatore industriale-tipo 1.100.000 mc/anno	
	c€/mc	Variazione % gen '07/gen '06	c€/mc	Variazione % gen '07/gen '06
<b>Italia</b>	<b>65,06</b>	<b>8,7</b>	<b>35,06</b>	<b>15,0</b>
Paesi Bassi	64,26	6,7	40,43	1,8
Spagna	55,62	1,1	32,05	-5,4
Francia	45,95	4,0	31,60	-7,1
Regno Unito	38,34	34,6	41,57	11,1
<b>EU 27</b>	<b>54,67</b>	<b>12,4</b>	<b>42,86</b>	<b>6,5</b>

Fonte: elaborazioni Autorità per l'energia su dati Eurostat, in *Relazione annuale 2007*.

**Tav. 5.23** Durata media delle interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni lunghe senza preavviso imputabili alla responsabilità dell' esercente, nei territori ad alta concentrazione (2005-2006)

Esercente	Minuti di interruzione per cliente/anno		Variazione percentuale	
	2006	2005	2006/2005	2005/2004
<b>Acea Roma</b>	<b>57,95</b>	<b>59,77</b>	<b>-3,0%</b>	<b>-5,9%</b>
Enel Distribuzione	32,59	34,81	-6,4%	24,4%
Aim Vicenza	27,98	22,23	25,9%	41,6%
Aem Milano	25,44	34,50	-26,3%	32,8%
<i>Obiettivo Aeeg</i>	<i>25,00</i>	<i>25,00</i>	-	-
Asm Terni	24,97	28,71	-13,0%	39,7%
Aem Torino	23,57	26,92	-12,4%	30,6%
Enia (PR)	19,83	23,43	-15,4%	7,5%
Acegas Trieste	18,50	29,35	-37,0%	-17,6%
Agsm Verona	17,68	24,66	-28,3%	-49,1%
Hera Bologna	17,45	nd	nd	nd
Asm Brescia	14,28	11,32	26,1%	-6,1%
Ae-Ew Bolzano	11,22	2,40	367,5%	-71,3%
Aem Cremona	7,55	15,68	-51,8%	235,0%
<b>Media Italia</b>	<b>33,97</b>	<b>36,76</b>	<b>-7,6%</b>	<b>12,9%</b>

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

### 5.5.3 Livelli di qualità erogata: energia elettrica

I parametri di qualità del servizio si riferiscono sia alla continuità del servizio (qualità della fornitura) sia ai tempi di esecuzione delle prestazioni richieste dai clienti (qualità commerciale). L'Autorità per l'energia stabilisce per entrambi gli aspetti gli standard che le aziende devono rispettare, prevedendo in alcuni casi penali o indennizzi automatici. Gli indicatori più recenti delle *performance* aziendali sono riferiti al 2006, anno in cui era ancora in vigore il precedente Testo integrato di regolazione (anni 2004-2007): la più rilevante differenza rispetto al nuovo Testo integrato per il periodo 2008-2011 è che fino al 2007 la regolazione della continuità del servizio non prevedeva livelli standard per il numero medio di interruzioni per cliente (Cfr. Par. 5.1.2).

#### Gli standard di continuità

Gli indicatori di continuità che definiscono la qualità della fornitura sono la *durata media* e il *numero medio* per cliente di interruzioni lunghe senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente. Nonostante la tendenziale diminuzione (prevista soprattutto per il 2007), ancora al 2006 Acea non è riuscita a rispettare né gli standard previsti per la durata media negli ambiti territoriali ad alta concentrazione (pari a 25 minuti), né i propri livelli tendenziali (54 minuti, da confrontare con la media biennale 2005/06 di Acea pari a 58,84 minuti), presentando l'indicatore più alto fra le principali aziende di distribuzione (58 minuti; Tav. 5.23).

Con la sola eccezione di Enel Distribuzione, infatti, tutte le altre aziende considerate presentano in almeno un'annualità valori al di sotto dello standard, con punte di eccellenza a Cremona, Bolzano e Brescia. La condizione di criticità manifestata da Acea appare decisamente aggravata dall'analisi dinamica: in entrambe le annualità le percentuali di miglioramento di Acea restano infatti dimezzate rispetto a quelle mediamente registrate dalle altre aziende.

Da segnalare come le anticipazioni fornite da Acea circa i dati relativi al 2007, già inviati e in corso di verifica da parte dell'Autorità per l'energia, prefigurano tuttavia un netto miglioramento della situazione: il valore delle interruzioni per le aree ad alta concentrazione scenderebbe ad esempio a 49,1 minuti, con una riduzione di oltre il 15% rispetto al dato del 2006<sup>32</sup>.

In ogni caso, sempre per gli anni 2005 e 2006, le conseguenze in termini di applicazione del sistema di incentivi e sanzioni (Tav. 5.24) è piuttosto eloquente: le alte sanzioni comminate ad Acea nel 2006, in forte crescita rispetto al 2005, portano l'ammontare delle penali ad un importo complessivo nel biennio di oltre 4,5 milioni di Euro. Si consideri come solo nel caso dell'Agsm di Verona si verifica un bilancio tra incentivi e penali negativo nel biennio 2005-2006, peraltro di dimensioni decisamente ridotte rispetto ad Acea, sia in termini assoluti, sia in termini di penale media per cliente servito, dato ai nostri fini chiaramente più significativo.

Se si concentra tuttavia l'attenzione sul dato relativo al numero medio di interruzioni per cliente nelle aree ad alta densità, Acea si trova una posizione relativamente migliore: oltre a non presentare il peggior indicatore del campione, lo scostamento dalla media nazionale è più limitato che nel caso della durata media (Tav. 5.25 e Tav. 5.26).

Il numero di interruzioni per cliente di Acea è infatti superiore alla media nazionale solo del 10%, mentre la durata media del 71%; inoltre, rispetto allo standard che entrerà in vigore del 2008 (1 interruzione per cliente/anno), il numero di interruzioni è in eccesso del 38%, contro un eccesso del 132% relativo alla durata rispetto allo standard attuale.

#### Gli standard di qualità commerciale

Gli standard di qualità commerciale sono distinti in *specifici* e *generali*. Gli standard *specifici* sono i tempi massimi, fissati per varie prestazioni richieste dai clienti, oltre i quali l'esercente è tenuto a erogare al cliente un indennizzo automatico di base. Poiché anche per l'accredito dell'indennizzo sono previsti tempi massimi e relative penali, importi medi degli indennizzi più onerosi del livello minimo di base indicano ritardi nei tempi di corresponsione. Gli standard *generali* sono invece riferiti al complesso degli adempimenti per ogni singola prestazione e stabiliscono il tempo entro cui una data percentuale di richieste deve essere soddisfatta. Questa caratteristica non consente di applicare indennizzi automatici in favore dei clienti.

In termini di qualità commerciale, Acea Distribuzione registra indicatori nel complesso soddisfacenti, proseguendo il *trend* di miglioramento avviato negli ultimi anni.

<sup>32</sup> Il dato non può essere confrontato con quelli delle altre aziende in quanto i dati 2007 sono ancora soggetti all'approvazione dell'Autorità e non sono quindi ancora pubblicati. Tale miglioramento viene invece approfondito nel Par. 5.6.1

**Tav. 5.24** Regolazione della qualità della fornitura: incentivi e penali per le principali imprese di distribuzione (2005-2006)

Esercente	Incentivi (+) / Penali (-)				
	2006	2005	TOTALE (2005+2006)	totale/cliente 2006	totale/cliente 2005
<b>Acea Roma</b>	<b>-3.934.681</b>	<b>-573.840</b>	<b>-4.508.521</b>	<b>-2,52</b>	<b>-0,37</b>
Agsm Verona	188.036	-217.366	-29.330	1,17	-1,37
Acegas Trieste	127.683	-88.360	39.323	0,91	-0,63
Asm Terni	-50.653	115.903	65.250	-0,81	1,87
Enia (PR)	48.912	32.455	81.367	0,41	0,28
Aem Torino	0	314.988	314.988	0,00	0,57
Hera Bologna	402.375	0	402.375	1,61	nd
Aem Cremona	208.754	199.282	408.036	4,60	4,48
Aim Vicenza	344.974	352.383	697.357	4,94	5,06
Ae-Ew Bolzano	575.716	553.721	1.129.437	4,53	4,45
Aem Milano	791.859	972.626	1.764.485	0,92	1,14
Asm Brescia	1.388.356	897.432	2.285.788	6,23	4,08
Enel Distribuzione	160.306.482	118.016.916	278.323.398	5,29	3,94
<b>Totale Italia</b>	<b>164.978.421</b>	<b>124.368.325</b>	<b>289.346.746</b>	<b>4,68</b>	<b>3,59</b>

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Deliberazioni n. 257/06 e n. 288/07.

**Tav. 5.25** Numero medio di interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni lunghe senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente, nei territori ad alta concentrazione (2005-2006)

Esercente	Numero interruzione per cliente/anno		Variazione percentuale	
	2006	2005	2006/2005	2005/2004
Asm Terni	2,46	2,10	17,1%	29,6%
Hera Bologna	1,59	n.d.	n.d.	n.d.
Aim Vicenza	1,47	1,16	26,7%	118,9%
Enel Distribuzione	1,42	1,32	7,7%	23,9%
<b>Acea Roma</b>	<b>1,38</b>	<b>1,25</b>	<b>10,4%</b>	<b>-6,7%</b>
Aem Torino	0,95	0,83	14,5%	12,2%
Aem Milano	0,90	0,84	7,1%	31,3%
Enia (PR)	0,78	2,06	-62,1%	59,7%
Agsm Verona	0,59	0,70	-15,7%	-35,8%
Asm Brescia	0,52	0,40	30,0%	29,0%
Acegas Trieste	0,45	0,64	-29,7%	-54,9%
Ae-Ew Bolzano	0,31	0,12	158,3%	-58,6%
Aem Cremona	0,23	0,39	-41,0%	14,7%
<b>Media Italia</b>	<b>1,25</b>	<b>1,16</b>	<b>7,8%</b>	<b>17,2%</b>

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

**Tav. 5.26** Indicatori di continuità di Acea Distribuzione per le zone ad alta concentrazione: confronti con gli standard e con la media nazionale (2006)

Indicatore	Durata media per cliente (minuti)	Numero medio per cliente (n.)
Acea Distribuzione	57,95	1,38
Standard Autorità	25	(1)*
Media Italia	33,97	1,25
Scarto Acea/Standard Autorità	+131,8%	+38,0%
Scarto Acea/Media Italia	+70,6%	+10,4%

(\*) Lo standard riferito al numero medio di interruzioni per cliente all'anno non è riferito al 2006, anno in cui non esiste un valore standard di riferimento; è riportato solo per valutare in prospettiva lo scarto che Acea dovrà recuperare in ottemperanza alla regolazione che entrerà in vigore nel corso del periodo regolatorio 2008/2011.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

È invece Acea Electrabel Elettricità, la società del gruppo responsabile della vendita, a evidenziare le maggiori criticità (Tav. 5.27): rispetto al numero di richieste ricevute, il numero e l'importo degli indennizzi dovuti da Acea Electrabel Elettricità sono molto

più elevati di quelli dovuti da Acea Distribuzione e, in ogni caso, l'importo medio relativo ad Acea Electrabel Elettricità è più del triplo di quello di Acea Distribuzione, indicando i maggiori ritardi nei tempi di accredito degli indennizzi.

**Tav. 5.27** Indennizzi dovuti da Acea Distribuzione e Acea Electrabel Elettricità (2006)

Indennizzi	Acea Distribuzione	Acea Electrabel Elettricità
Richieste totali	67.608	1.110
Indennizzi totali (n.)	748	220
Importo complessivo (€)	27.450,00	26.610,00
Importo/richiesta (c€)	40,60	2.397,30
Indennizzi/richieste (%)	1,1%	19,8%
Importo/cliente (c€)	2,22	2,16
Importo medio (€)	36,70	120,95

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Scendendo nel dettaglio, per le prestazioni soggette al regime di indennizzi automatici (standard specifici; Tav. 5.28), si osserva che Acea Distribuzione registra sempre tempi medi di adempimento effettivo inferiori agli standard dell'Autorità e percentuali di fuori standard relativamente contenute: se non si colloca mai fra le imprese più rapide, in nessun caso presenta tuttavia i dati peggiori del campione. Acea Electrabel Elettricità, viceversa, per le rettifiche di

fatturazione (unica prestazione di competenza del soggetto venditore), oltre ad avere i risultati peggiori, con più di una prestazione su quattro fuori standard, registra anche tempi medi effettivi di adempimento eccedenti lo standard. Osservando le altre aziende del *benchmark*, una relativa criticità si segnala solo nel caso di Hera Modena e Agsm Verona per gli standard riguardanti preventivazione ed esecuzione di lavori sulla rete BT, mentre si segna-

**Tav. 5.28 Standard specifici soggetti ad indennizzo automatico e dati di qualità commerciale delle imprese elettriche con più di 100.000 clienti BT**

Dati 2006 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Impresa	Enel Distribuzione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Asm Brescia	Hera Modena	Agsm Verona	Acegas Trieste	Italia
Clienci BT	23.571.655	<b>1.234.123</b>	697.697	448.730	175.611	149.608	124.392	112.625	<b>27.482.161</b>
<b>Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT (Standard: 20 giorni lavorativi)</b>									
N. annuo di richieste	114.198	<b>2.132</b>	670	105	1.341	609	673	404	<b>127.825</b>
Tempo effettivo medio	12,7	<b>10,4</b>	10,4	8,4	4,1	17,9	11,6	10,8	<b>12,3</b>
% fuori standard	1,7	<b>1,1</b>	3,1	1,0	0,0	20,2	11,0	6,4	<b>1,8</b>
N. indennizzi	2.130	<b>21</b>	5	2	-	121	74	16	<b>2.395</b>
Ammontare indennizzi (€)	71.700,00	<b>780,00</b>	900,00	60,00	-	9.210,00	8.760,00	480,00	<b>93.630,00</b>
<b>Esecuzione di lavori semplici (Standard: 15 giorni lavorativi)</b>									
N. annuo di richieste	154.741	<b>1.895</b>	2.216	1.448	789	300	387	135	<b>169.327</b>
Tempo effettivo medio	9,4	<b>7,3</b>	8,2	3,6	3,4	9,5	8,3	3,4	<b>9,08</b>
% fuori standard	2,6	<b>1,1</b>	0,1	1,3	0,0	4,3	7,0	1,5	<b>2,5</b>
N. indennizzi	4.101	<b>17</b>	1	11	-	11	13	1	<b>4.195</b>
Ammontare indennizzi (€)	180.780,00	<b>600,00</b>	60,00	420,00	-	450,00	1.950,00	60,00	<b>187.200,00</b>
<b>Attivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>									
N. annuo di richieste	1.202.627	<b>22.702</b>	5.678	12.104	8.993	5.193	4.697	2.618	<b>1.313.262</b>
Tempo effettivo medio	1,9	<b>3,0</b>	3,0	2,4	3,2	3,1	2,4	2,7	<b>1,94</b>
% fuori standard	0,8	<b>0,1</b>	0,1	0,3	0,0	4,4	0,4	0,0	<b>0,8</b>
N. indennizzi	9.848	<b>12</b>	3	18	-	221	16	-	<b>10.269</b>
Ammontare indennizzi (€)	340.950,00	<b>420,00</b>	150,00	660,00	-	28.350,00	2.400,00	-	<b>385.350,00</b>
<b>Disattivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>									
N. annuo di richieste	479.898	<b>11.197</b>	6.618	174	5.268	2.992	4.027	2.983	<b>547.352</b>
Tempo effettivo medio	1,2	<b>3,0</b>	4,0	2,9	3,7	3,3	2,8	3,0	<b>1,38</b>
% fuori standard	0,3	<b>0,2</b>	0,8	2,5	0,0	4,4	1,2	0,0	<b>0,3</b>
N. indennizzi	1.425	<b>17</b>	1	4	-	128	12	-	<b>1.673</b>
Ammontare indennizzi (€)	53.160,00	<b>540,00</b>	150,00	120,00	-	12.650,00	1.410,00	-	<b>74.420,00</b>
<b>Riattivazione per morosità (Standard: 1 giorno feriale)</b>									
N. annuo di richieste	626.706	<b>13.825</b>	1.320	11.314	1.600	193	370	479	<b>662.368</b>
Tempo effettivo medio	0,5	<b>0,6</b>	0,2	0,8	0,2	0,1	0,3	0,6	<b>0,5</b>
% fuori standard	3,8	<b>0,7</b>	0,5	0,3	0,2	0,5	2,2	0,0	<b>3,6</b>
N. indennizzi	24.317	<b>87</b>	6	39	3	1	2	-	<b>24.460</b>
Ammontare indennizzi (€)	905.790,00	<b>2.610,00</b>	180,00	1.170,00	450,00	30,00	120,00	-	<b>910.980,00</b>
<b>Rettifiche di fatturazione (Standard: 90 giorni solari)*</b>									
N. annuo di richieste	6.454	<b>1.110</b>	874	96	-	-	9	87	<b>9.097</b>
Tempo effettivo medio	43,9	<b>101,0</b>	18,7	58,0	-	-	31,9	26,0	<b>46,96</b>

**Tav. 5.28 Standard specifici soggetti ad indennizzo automatico e dati di qualità commerciale (segue) delle imprese elettriche con più di 100.000 clienti BT**

Dati 2006 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Impresa	Enel Distribuzione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Asm Brescia	Hera Modena	Agsm Verona	Acegas Trieste	Italia
% fuori standard	5,5	<b>27,8</b>	1,5	6,3	-	-	11,1	0,0	7,3
N. indennizzi	142	<b>220</b>	7	5	-	-	-	-	376
Ammontare indennizzi (€)	5.820,00	<b>26.610,00</b>	240,00	150,00	-	-	-	-	32.910,00
<b>Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (Standard: 3 ore**)</b>									
N. annuo di richieste	5.020	<b>4.876</b>	15.606	224	705	1.648	784	1.078	32.579
% fuori standard	2,4	<b>0,5</b>	0,4	2,1	0,0	0,2	1,0	0,0	0,7
N. indennizzi	105	<b>22</b>	1	1	-	3	-	-	132
Ammontare indennizzi (€)	5.220,00	<b>660,00</b>	60,00	30,00	-	370,00	-	-	6.340,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle 8.00 alle 18.00 (Standard: 3 ore)</b>									
N. annuo di richieste	45.819	<b>5.634</b>	1.247	891	368	83	401	308	58.120
Tempo effettivo medio	1,5	<b>2,4</b>	2,2	1,5	1,2	0,7	1,4	2,0	1,6
% fuori standard	1,4	<b>5,0</b>	16,2	2,1	5,4	8,4	4,0	3,3	2,0
N. indennizzi	663	<b>371</b>	182	29	19	6	3	5	1.285
Ammontare indennizzi (€)	34.410,00	<b>13.170,00</b>	6.630,00	870,00	1.050,00	1.189,00	180,00	180,00	58.099,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle 18.00 alle 8.00 e nei giorni non lavorativi (Standard: 4 ore)</b>									
N. annuo di richieste	4.537	<b>5.347</b>	1.313	793	278	29	404	259	24.661
Tempo effettivo medio	1,6	<b>3,8</b>	2,1	1,2	0,9	0,6	1,5	1,4	2,07
% fuori standard	1,0	<b>2,0</b>	4,6	0,3	1,1	6,9	2,7	1,2	1,4
N. indennizzi	175	<b>201</b>	59	2	3	-	-	3	445
Ammontare indennizzi (€)	10.110,00	<b>8.670,00</b>	1.950,00	180,00	240,00	-	-	-	21.240,00
<b>Indennizzi automatici***</b>									
Richieste totali	2.650.000	<b>68.718</b>	35.542	27.149	19.342	11.047	11.752	8.351	2.944.591
Indennizzi totali (n.)	42.906	<b>968</b>	265	111	25	491	120	25	45.230
Importo complessivo (€)	1.607.940,00	<b>54.060,00</b>	10.320,00	3.660,00	1.740,00	52.249,00	14.820,00	720,00	1.770.169,00
Importo medio (€)	37,48	<b>55,85</b>	38,94	32,97	69,60	106,41	123,50	28,80	39,14
Importo/richiesta (c€)	60,68	<b>78,67</b>	29,04	13,48	9,00	472,97	126,11	8,62	60,12
Importo/cliente (c€)	6,82	<b>4,38</b>	1,48	0,82	0,99	34,92	11,91	0,64	6,44
Indennizzi/richieste (%)	1,6%	<b>1,4%</b>	0,7%	0,4%	0,1%	4,4%	1,0%	0,3%	1,5%

(\*) A Roma, per le rettifiche di fatturazione risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.

(\*\*) Per la puntualità Aem Milano e Aem Torino hanno adottato un standard specifico pari a due ore, migliorativo rispetto a quello dell'Autorità per l'energia. La percentuale di fuori standard e il numero di indennizzi in questi casi si riferisce a prestazioni che non hanno rispettato i tempi migliorativi adottati dalle aziende.

(\*\*\*) I dati relativi agli indennizzi automatici totali per Acea riguardano il totale degli indennizzi attribuiti ad Acea Distribuzione e ad Acea Electrabel Elettricità. Il dettaglio diviso per le due società è riportato nella Tav. 5.27.

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

**Tav. 5.29 Standard generali e dati di qualità commerciale delle imprese elettriche con più di 100.000 clienti BT**

Impresa	Enel Distribuzione	Acea Roma*	Aem Milano	Aem Torino	Asm Brescia	Hera Modena	Agsm Verona	Acegas Trieste	Italia
Clienci BT	23.571.655	1.234.123	697.697	448.730	175.611	149.608	124.392	112.625	27.482.161
<b>Esecuzione di lavori complessi (Standard: 60 giorni lavorativi almeno nell'85% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	28.471	368	355	429	316	56	87	155	31.301
Tempo effettivo medio	55,5	16,4	13,5	14,0	10,0	29,3	19,9	6,6	52,3
% rispetto effettivo	80,0	99,6	99,7	98,8	100,0	100,0	97,7	100,0	81,5
<b>Verifica gruppo misura (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	4.273	1.484	276	25	38	7	19	2	6.339
Tempo effettivo medio	8,5	4,8	4,1	2,8	0,7	3,0	17,6	1,0	7,3
% rispetto effettivo	87,8	95,9	100,0	100,0	100,0	100,0	10,5	100,0	90,4
<b>Verifica tensione (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	1.438	25	10	16	4	3	2	9	1.560
Tempo effettivo medio	16,9	4,9	4,3	4,3	0,7	8,0	9,5	2,4	16,1
% rispetto effettivo	75,9	100,0	100,0	87,5	100,0	100,0	100,0	100,0	77,4
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - distribuzione (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	16.452	753	1.050	280	87	12	12	3.055	22.099
Tempo effettivo medio	23,4	12,1	15,1	10,8	16,1	15,6	15,3	10,2	20,3
% rispetto effettivo	70,9	99,3	91,3	92,5	97,7	100,0	83,3	89,2	76,3
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - misura (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	4.476	8	-	61	-	1	10	-	4.638
Tempo effettivo medio	9,7	20,0	-	11,1	-	5,0	3,9	-	9,8
% rispetto effettivo	90,0	87,5	-	98,4	-	100,0	100,0	-	90,4
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - vendita (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>									
N. annuo di richieste	45.783	1.544	-	941	-	-	195	-	49.782
Tempo effettivo medio	8,4	20,9	-	11,3	-	-	12,7	-	8,9
% rispetto effettivo	91,7	83,2	-	97,1	-	-	81,0	-	91,7

(\*) A Roma, per la risposta a reclami e richieste scritte relative all'attività di vendita risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

lano le buone prestazioni di Asm Brescia e Acegas Trieste, che in 5 casi su 9 non presentano fuori standard, con tempi medi di adempimento sempre fra i migliori del campione.

Con riferimento agli standard generali (Tav. 5.29), Acea Distribuzione risulta rispettare tutti i parametri con l'unica eccezione della risposta a reclami o

richieste scritte riferite all'attività di misura, prestazione per cui presenta il peggior risultato del campione, con un tempo medio effettivo che coincide con i 20 giorni standard e una percentuale di rispetto inferiore (88% anziché 90%). Acea Electrabel Elettricità, nonostante il netto miglioramento rispetto al 2005 (Cfr. Tav. 5.36), conserva invece il

primato negativo per le risposte a reclami e richieste scritte riferite alla vendita. Sono ancora Asm Brescia e Acegas Trieste a registrare in diversi casi i migliori tempi medi effettivi sugli standard generali, mentre l'azienda che riporta il 100% di rispetto degli standard è Hera Modena.

#### 5.5.4 Livelli di qualità erogata: gas

La qualità del servizio di distribuzione del gas si misura attraverso gli indicatori di continuità, di sicurezza e di qualità commerciale. Dal 2002 tutte le aziende che servono più di 5.000 clienti finali sono obbligate a tenere la contabilità degli indicatori stabiliti dall'Autorità e a comunicarli annualmente all'Autorità stessa.

#### Indicatori di continuità

Nel caso della distribuzione di gas la continuità è strettamente connessa alla sicurezza in quanto, oltre ai disagi, le interruzioni del servizio comportano per il cliente anche dei rischi al momento della riattivazione dell'erogazione. Per questa ragione per gli indicatori di continuità – numero e percentuale di clienti che hanno subito interruzioni del servizio nell'anno, percentuale di interruzioni lunghe – non sono fissati standard ufficiali, essendo condizionati dagli standard fissati per la sicurezza. Come si può osservare in Tav. 5.30, Italgas presenta un numero di interruzioni per 1.000 clienti inferiore alla media dei grandi distributori, con un'alta incidenza però di interruzioni lunghe e di clienti interrotti per periodi lunghi. Fra le aziende che al 2005 presentano

**Tav. 5.30** Indicatori di continuità dei principali distributori di gas (2005)

Aziende	N. interruzioni	clienti interrotti	Interruzioni per 1.000 clienti	% clienti che hanno subito interruzioni	% interruzioni lunghe	% clienti interrotti per interruzioni lunghe
ITALGAS	441	9.955	0,10	0,2%	60%	57%
<b>Italgas Roma 2006</b>	<b>401</b>	<b>10.310</b>	<b>0,31</b>	<b>0,8%</b>	<b>41%</b>	<b>38%</b>
ENEL RETE GAS	803	1.210	0,41	0,1%	26%	37%
HERA	2.212	3.176	2,30	0,3%	13%	25%
AEM DGeC - MI	34	40	0,04	0,0%	6%	5%
NAPOLETANAGAS	62	241	0,09	0,0%	50%	71%
ITALCOGIM RETI	935	1.250	1,68	0,2%	6%	10%
AES - TO	0	0	-	-	-	-
ENIA	839	1.522	2,30	0,4%	10%	17%
AMGA - GE	201	880	0,62	0,3%	28%	83%
FIorentinAGAS	4	17	0,01	0,0%	75%	76%
ASCOPIAVE - TV	363	455	1,21	0,2%	12%	18%
ACEGAS-APS - TS	141	141	0,55	0,1%	1%	1%
TOSCANAGAS	523	734	2,02	0,3%	17%	28%
SICILIANA GAS	4	9	0,02	0,0%	0%	0%
ASM BRESCIA	361	853	1,52	0,4%	22%	39%
<b>Totale gestori &gt; 100.000 clienti</b>	<b>8.121</b>	<b>22.415</b>	<b>0,56</b>	<b>0,2%</b>	<b>17%</b>	<b>42%</b>

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e dati Italgas per l'impianto di Roma.

i migliori livelli di continuità si segnalano Aes Torino, Aem Milano, Siciliana gas, Napoletana gas e Fiorentina gas con un numero di interruzioni per 1.000 clienti vicino allo zero e percentuali virtualmente nulle di clienti interrotti; le prime tre aziende citate presentano inoltre bassissime percentuali di interruzioni lunghe. Per la rete di Roma gestita da Italgas sono disponibili i dati 2006, che evidenziano rispetto al dato Italgas complessivo del 2005 una maggiore percentua-

le di clienti che hanno subito interruzioni, ma una minore incidenza delle interruzioni lunghe.

### Gli standard di sicurezza

Per quanto riguarda la sicurezza, il meccanismo di regolazione è basato su un sistema a punteggio, dove i punti di ogni distributore sono calcolati per singoli impianti in base al risultato effettivo presenta-

**Tav. 5.31** Indicatori di sicurezza dei principali distributori di gas (2005)

Impresa	Rete ispezionata (%)		Dispersioni		Odorizzazione	Protezione catodica	Pronto intervento su rete			Pronto intervento a valle punto consegna	
	MP/AP	BP	per Km di rete ispezionata	segnalate da terzi per Km di rete totale	n. misure per 1.000 clienti finali	% rete protetta	% rispetto	tempo effettivo medio (min)	richieste x 1.000 clienti	tempo effettivo medio (min)	
AEEG Livello base	30%	20%	-	0,8	-	-	90%	-	-	-	
AEEG Livello di riferimento	90%	70%	-	0,1	0,5	-	95%	60	-	60	
ITALGAS	37,7	32,1	0,070	0,099	0,6	99,1	97,3	37	1,4	37	
<b>Italgas Roma 2005</b>	<b>34,0</b>	<b>42,0</b>	<b>0,360</b>	<b>0,390</b>	<b>nd</b>	<b>97,0</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	<b>nd</b>	
<b>Italgas Roma 2006</b>	<b>32,2</b>	<b>35,3</b>	<b>0,560</b>	<b>0,389</b>	<b>0,3</b>	<b>97,0</b>	<b>97,1</b>	<b>43</b>	<b>1,6</b>	<b>44</b>	
ENEL RETE GAS	51,8	52,0	0,025	0,055	2,4	97,5	98,0	30	0,9	26	
HERA	32,5	32,7	0,058	0,124	1,6	99,7	94,7	37	0,4	28	
AEM DGeC - MI	98,0	69,3	0,160	0,363	0,6	62,5	95,6	39	0,6	41	
NAPOLETANAGAS	43,5	36,6	0,165	0,176	0,4	95,8	98,0	36	0,3	36	
ITALCOGIM RETI	55,1	51,1	0,006	0,041	1,9	100,0	99,9	29	0,5	28	
AES - TO	47,2	44,8	0,039	0,247	0,2	100,0	95,2	41	2,3	43	
ENIA	61,3	55,6	0,074	0,043	3,1	93,7	97,3	32	0,7	31	
AMGA - GE	30,1	33,5	1,613	0,815	0,5	10,3	94,2	35	0,0	30	
FIorentinAGAS	50,2	47,0	0,043	0,296	0,4	94,3	98,3	29	1,5	26	
ASCOPIAVE - TV	39,1	36,3	0,014	0,009	1,3	100,0	97,2	33	1,1	32	
ACEGAS-APS - TS	84,0	73,7	0,124	0,165	1,1	69,6	98,5	37	1,6	35	
TOSCANAGAS	75,1	71,2	0,035	0,072	1,3	65,0	96,9	41	0,7	39	
SICILIANA GAS	32,2	22,1	0,000	0,034	4,6	100,0	98,7	25	2,1	25	
ASM BRESCIA	64,4	81,4	0,065	0,140	5,1	42,1	99,2	35	2,2	38	
<b>Totale gestori &gt; 100.000 clienti</b>	<b>44,7</b>	<b>44,3</b>	<b>0,072</b>	<b>0,104</b>	<b>1,3</b>	<b>95,9</b>	<b>97,19</b>	<b>34</b>	<b>1,1</b>	<b>34</b>	

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) e dati Italgas per l'impianto di Roma.

to rispetto a uno standard base (considerato il minimo accettabile) e uno standard di riferimento (obiettivo). In particolare, per il pronto intervento è stabilito un tempo standard di 60 minuti, da rispettare almeno nel 90% dei casi; è stato poi aggiunto uno standard generale del 95% in caso di chiamate telefoniche che, se non rispettato, porta al pagamento di una penale di 500 Euro per ogni caso eccedente i 60 minuti. Come si vede dalla Tav. 5.31, i casi di mancato rispetto dei *livelli standard di base* sono in ogni caso abbastanza limitati.

Per Italgas Roma si deve segnalare negativamente il numero insufficiente di *misure di odorizzazione per mille clienti* (0,3 nel 2006, rispetto allo 0,5 dello

standard base), oltre che indicatori di *dispersione* piuttosto elevati rispetto alla media e in aumento dal 2005 al 2006. Nello stesso biennio 2005/06 va segnalata anche la diminuzione della percentuale di rete ispezionata, rilevante soprattutto per la rete in bassa pressione (-7%), anche se gli standard risultano ancora sostanzialmente rispettati. Si rilevano invece valori di eccellenza nel caso della *percentuale di rispetto del pronto intervento sulla rete*, superiore anche al parametro obiettivo, nonché valori generalmente migliori rispetto alla media del *benchmark*, con la sola importante eccezione delle *percentuali di rete ispezionata*, poco superiori ai livelli minimi di base.

**Tav. 5.32** Indicatori di qualità commerciale soggetti ad indennizzo automatico dei principali distributori di gas (2005)

Prestazioni	prevenzione lavori semplici	esecuzione lavori semplici	attivazione fornitura	disattivazione fornitura	riattivazione per morosità	puntualità appuntamenti	Indennizzi automatici totali u corrisposti			
	Standard AEEG	15 gg lavorativi	15 gg lavorativi	10 gg lavorativi	5 gg lavorativi	2 gg feriali				
Azienda	% di prestazioni fuori standard per cause imputabili all'azienda						n.	€	n. / richieste	€ / richieste
ITALGAS	7,3%	8,2%	2,7%	2,4%	7,5%	5,0%	16.183	989.550	4,8%	2,95
<b>Italgas Roma 2006</b>	<b>0,5%</b>	<b>15,7%</b>	<b>2,1%</b>	<b>6,8%</b>	<b>4,1%</b>	<b>2,0%</b>	<b>2.340</b>	<b>146.940</b>	<b>4,2%</b>	<b>2,62</b>
ENEL RETE GAS	7,1%	12,5%	1,6%	3,8%	2,1%	0,2%	4.994	357.644	2,6%	1,89
HERA	6,0%	16,9%	4,7%	0,2%	0,0%	0,4%	2.316	240.583	5,0%	5,15
AEM DGeC - MI	1,2%	1,3%	0,2%	0,0%	22,9%	0,1%	508	37.170	0,7%	0,49
NAPOLETANAGAS	2,6%	2,0%	0,7%	0,9%	0,6%	3,7%	450	28.890	0,8%	0,52
ITALCOGIM RETI	0,1%	0,8%	0,0%	0,6%	2,6%	0,0%	149	14.370	0,3%	0,27
AES - TO	13,6%	2,4%	1,4%	1,9%	2,1%	1,0%	1.117	158.280	3,2%	4,60
ENIA	0,7%	1,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	109	6.510	0,3%	0,15
AMGA - GE	0,0%	0,1%	0,1%	1,3%	0,0%	0,4%	87	3.750	0,3%	0,15
FIorentinAGAS	2,3%	7,3%	0,9%	0,7%	1,2%	2,3%	217	14.760	1,0%	0,66
ASCOPIAVE - TV	0,5%	3,6%	0,1%	0,8%	0,0%	0,0%	214	8.370	0,7%	0,26
TOSCANAGAS	0,1%	2,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0	0	0,0%	0,00
ACEGAS-APS - TS*	4,7%	6,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	266	12.390	1,4%	0,63
ASM BRESCIA	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	8	720	0,0%	0,03
SICILIANA GAS	0,7%	0,5%	0,2%	1,4%	-	-	109	3.270	0,6%	0,18
<b>Totale gestori &gt; 100.000 clienti</b>	<b>4,4%</b>	<b>5,6%</b>	<b>0,0%</b>	<b>1,5%</b>	<b>1,8%</b>	<b>1,3%</b>	<b>21.736</b>	<b>1.509.358</b>	<b>2,8%</b>	<b>1,96</b>

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) e dati Italgas per l'impianto di Roma.

### Gli standard di qualità commerciale

La qualità commerciale nella distribuzione del gas è regolata analogamente a quella della distribuzione elettrica, con standard specifici soggetti ad indennizzo automatico in caso di inadempimenti per responsabilità dell'esercente, e standard generali che prevedono determinate percentuali di rispetto degli standard (senza indennizzi automatici).

La Tav. 5.32 riporta il primo tipo di indicatori riferiti ad alcuni dei principali esercenti. Fra questi, si distinguono per un buon rispetto degli standard Asm Brescia, Amga Genova, Siciliana gas, Toscana gas e Enia. I più grandi distributori (Italgas, Enel e Hera) presentano livelli relativamente elevati di inadempimenti per preventivazione ed esecuzione di lavori semplici; per la preventivazione il più elevato livello di fuori standard è però quello dell'azienda torinese, mentre per l'ese-

cuzione emerge un problema per Italgas Roma (dato riferito al 2006), che presenta un dato alto anche per la disattivazione della fornitura. In ogni caso, in termini di percentuale di indennizzi corrisposti sul totale delle richieste, i valori più elevati si riscontrano proprio per Italgas e Italgas Roma, superate solo da Hera che presenta sia la massima percentuale di indennizzi che il massimo importo per richiesta.

Nel caso degli standard generali (Tav. 5.33), i tempi medi effettivi di esecuzione non eccedono in nessun caso i parametri stabiliti per nessuna delle aziende osservate. Tuttavia in alcuni casi le percentuali minime non sono state rispettate: per l'esecuzione dei lavori complessi si tratta di Italgas Roma (2005) e di Amga Genova; Italgas Roma registra anche un problema per i tempi di verifica del gruppo di misura, mentre Aes Torino non raggiunge infine lo standard per i tempi di verifica della pressione.

**Tav. 5.33** Indicatori di qualità commerciale non soggetti ad indennizzo automatico dei principali distributori di gas (2005, 2006 per Italgas Roma)

Prestazioni	Preventivazione lavori complessi		Esecuzione lavori complessi		Verifica del gruppo di misura		Verifica della pressione	
	Standard AEEG	40	85%	60	85%	10	90%	10
Azienda	gg. lav.	% rispetto	gg. lav.	% rispetto	gg. lav.	% rispetto	gg. lav.	% rispetto
ITALGAS	13,4	94,2%	26,3	90,4%	0,0	100,0%	-	-
Italgas Roma 2005	nd	87,0%	nd	75,0%	nd	84,0%	nd	90,0%
Italgas Roma 2006	13,4	93,0%	26,3	90,4%	5,0	85,4%	5,8	93,8%
ENEL RETE GAS	16,8	90,9%	28,1	96,7%	5,0	95,3%	5,8	93,8%
HERA	9,0	97,0%	4,7	94,5%	10,0	97,3%	10,0	100,0%
AEM DGeC - MI	19,9	99,6%	26,3	98,4%	3,5	100,0%	2,5	100,0%
NAPOLETANAGAS	7,7	98,3%	12,8	100,0%	3,0	100,0%	2,0	100,0%
ITALCOGIM RETI	21,9	85,9%	5,4	100,0%	3,6	100,0%	1,0	100,0%
AES - TO	20,3	100,0%	10,5	100,0%	-	-	3,0	77,8%
ENIA	10,7	100,0%	9,1	100,0%	1,7	97,2%	1,0	100,0%
AMGA - GE	4,0	95,1%	5,0	75,0%	5,5	94,1%	0,2	100,0%
FIorentINAGAS	8,3	98,6%	11,2	97,5%	7,0	100,0%	-	-
ASCOPIAVE - TV	-	-	-	-	4,0	95,9%	-	-
TOSCANAGAS	3,6	100,0%	23,5	98,2%	-	-	1,3	100,0%
ACEGAS-APS - TS *	18,3	96,6%	13,6	98,5%	-	-	-	-
ASM BRESCIA	3,3	100,0%	12,4	100,0%	1,5	100,0%	-	-
SICILIANA GAS	-	-	-	-	4,0	100,0%	-	-
<b>Totale gestori &gt; 100.000 clienti</b>	<b>11,5</b>	<b>96,6%</b>	<b>19,5</b>	<b>96,0%</b>	<b>4,5</b>	<b>95,9%</b>	<b>2,0</b>	<b>99,7%</b>

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it) e dati Italgas per l'impianto di Roma.

## 5.6 La qualità del servizio elettrico

### 5.6.1 Qualità del servizio erogato da Acea: continuità e qualità commerciale

#### Indicatori di qualità della fornitura (continuità)

Per quanto riguarda la continuità della fornitura, Acea negli ultimi anni ha sempre presentato livelli di durata media delle interruzioni particolarmente elevati e – nonostante la tendenziale diminuzione – continua tuttora a registrare valori superiori agli standard in tutti gli ambiti territoriali (Tav. 5.34). Il dato di previsione per il 2007 mostra tuttavia una svolta rispetto al passato, indicando percentuali di riduzione delle interruzioni più

significative, che – secondo le stime dell'azienda – dovrebbero portare ad un'inversione di tendenza anche nell'andamento delle penali, attese per il 2007 in misura estremamente limitata e comunque in netta diminuzione rispetto al 2006. Lo scarto rispetto agli obiettivi nazionali rimane peraltro consistente soprattutto nei territori ad alta concentrazione (in cui rientra il Comune di Roma), dove il tempo medio di interruzione è ancora quasi doppio rispetto allo standard; i miglioramenti annuali registrati non hanno inoltre consentito di soddisfare i livelli tendenziali di miglioramento fissati per Acea dall'Autorità per l'energia.

**Tav. 5.34** Indicatori di continuità per Acea Distribuzione riferiti alle interruzioni lunghe senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente (2004-2007)

Indicatori di continuità di Acea Distribuzione nei vari ambiti territoriali	Standard AEEG	2004	2005	2006	2007	2005/2004	2006/2005	2007/2006
<b>TERRITORI AD ALTA CONCENTRAZIONE*</b>								
Minuti interruzione/cliente	25	63,50	59,77	57,95	49,10	-5,9%	-3,0%	-15,3%
Numero interruzioni/cliente	-	1,34	1,25	1,38	nd	-6,7%	10,4%	-
<b>TERRITORI A MEDIA CONCENTRAZIONE**</b>								
Minuti interruzione/cliente	40	173,25	172,41	126,48	88,70	-0,5%	-26,6%	-29,9%
Numero interruzioni/cliente	-	3,02	3,48	3,36	nd	15,2%	-3,4%	-
<b>TERRITORI A BASSA CONCENTRAZIONE***</b>								
Minuti interruzione/cliente	60	303,40	289,56	233,35	143,40	-4,6%	-19,4%	-38,5%
Numero interruzioni/cliente	-	5,42	5,78	5,39	nd	6,6%	-6,7%	-
<b>TOTALE</b>								
Minuti interruzione/cliente	-	86,01	82,77	73,90	nd	-3,8%	-10,7%	-
Numero interruzioni/cliente	-	1,70	1,70	1,79	nd	0,0%	5,3%	-

Nota: i dati riferiti al 2007 sono provvisori in quanto attualmente in corso di approvazione da parte dell'Autorità per l'energia (fonte Acea).

(\*) Comuni serviti con un numero di abitanti superiore a 50.000 (è il caso del Comune di Roma).

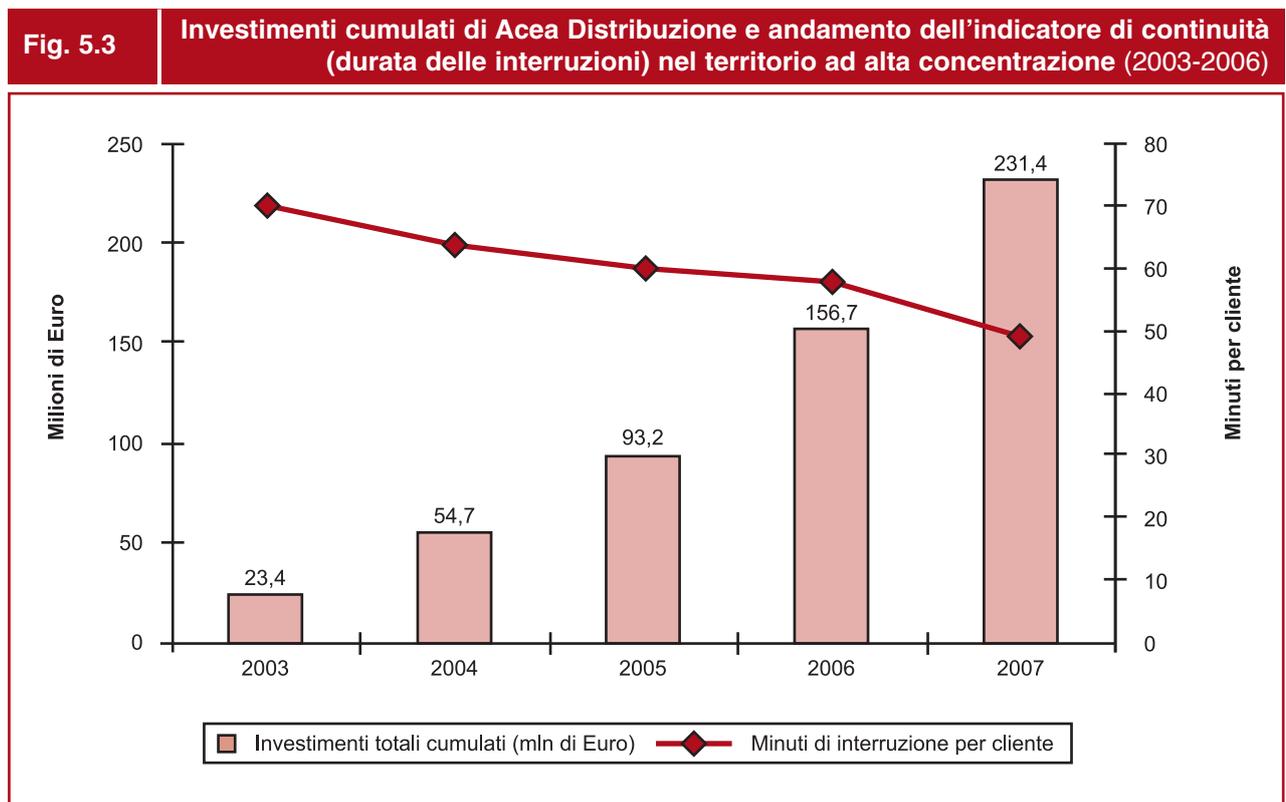
(\*\*) Comuni serviti con un numero di abitanti compreso fra 5.000 e 50.000.

(\*\*\*) Comuni serviti con un numero di abitanti inferiore a 5.000.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

Nei territori a concentrazione media e bassa, le percentuali di miglioramento annuo sono state più consistenti e per il 2007 è previsto il sostanziale rispetto dei rispettivi livelli tendenziali, anche se il *gap* rispetto agli standard nazionali è ancora elevato. Per migliorare la continuità del servizio Acea ha

pianificato consistenti investimenti sulla rete, finalizzati al rinnovamento degli impianti obsoleti, alla standardizzazione della tensione e all'estensione del sistema di telecomando e telecontrollo, quest'ultimo aspetto determinante ai fini della tempestività degli interventi (Cfr. Par. 5.3.4.2).



Fonte: elaborazioni su dati Acea (Bilanci di esercizio 2003-2006) e Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

La Fig. 5.3 mette in relazione gli investimenti di razionalizzazione e ammodernamento della rete, cumulati per il periodo 2003-2007, con i risultati in termini di diminuzione dei tempi medi di interruzione per cliente. Nel periodo osservato, grazie ad un investimento cumulato di circa 177 Euro/cliente, la durata media delle interruzioni per cliente si è ridotta quasi di un terzo, passando da 72 a 49 minuti/anno, con una diminuzione di circa 23 minuti (-32%).

**Indicatori specifici di qualità commerciale**

La Tav. 5.35 descrive, per ogni prestazione soggetta ad indennizzo automatico, il numero annuo di richieste ricevute dall'azienda, il tempo effettivo medio di esecuzione, la percentuale di adempimenti oltre lo standard, il numero e l'importo degli inden-

nizzi; per ogni indicatore vengono inoltre messe a confronto le *performance* 2005 e 2006, evidenziando il dettaglio degli utenti domestici e non domestici. Il quadro che emerge, mostra una situazione mediamente sotto controllo e in miglioramento per quanto riguarda la gestione commerciale di Acea Distribuzione, mentre il punto critico rimane la gestione di Acea Electrabel Elettricità - peraltro responsabile delle sole rettifiche di fatturazione - che appare in netto peggioramento.

Dal punto di vista della distinzione fra clienti domestici e non domestici, si osserva che i clienti non domestici presentano una propensione relativamente maggiore a richiedere prestazioni (in media più del doppio rispetto a quelli domestici). La differenza è particolarmente accentuata per la richieste relative ai lavori sulla rete (preventivazione ed esecuzione),



più attenuata per le altre richieste e del tutto irrilevante in merito alle richieste di attivazione e di riparazione del guasto al gruppo di misura in orari non lavorativi, nonché alle rettifiche di fatturazione. Gli indennizzi dovuti dall'azienda ai clienti non domestici, in termini di importi medi (anche rapportati al numero di richieste o di clienti), sono sempre significativamente maggiori per la clientela non domestica rispetto a quella domestica, indicando maggiori ritardi nell'accredito.

In generale, fra il 2005 e il 2006, le percentuali di adempimenti fuori standard sono comunque diminuite o rimaste invariate per la maggior parte delle prestazioni riferite ad Acea Distribuzione, anche se in alcuni casi i tempi effettivi medi di esecuzione sono leggermente aumentati; le percentuali di

fuori standard sono aumentate lievemente solo per l'esecuzione di lavori semplici sulla rete. Per Acea Distribuzione, il numero e l'importo degli indennizzi dovuti sono infatti diminuiti o rimasti invariati per la maggior parte delle prestazioni osservate, dando luogo ad una diminuzione dell'importo complessivo dovuto, dell'importo per cliente e di quello per richiesta.

L'aumento del numero di adempimenti fuori standard è invece molto rilevante per le rettifiche di fatturazione (di competenza di Acea Electrabel Elettricità): in quest'ultimo caso infatti i tempi effettivi medi sono sensibilmente aumentati nel biennio, superando addirittura lo standard e dando luogo a un forte incremento sia del numero che dell'importo degli indennizzi.

**Tav. 5.35 Standard specifici e dati di qualità commerciale di Acea per le utenze domestiche (D) e non domestiche (ND) alimentate in bassa tensione (2005-06)**

Indicatore	2005			2006		
	D	ND	TOTALI	D	ND	TOTALI
Clients BT Acea Distribuzione	1.223.872	325.628	1.549.500	1.234.123	327.410	1.561.533
Clients BT Acea Electrabel Elettricità	1.223.872	309.936	1.533.808	1.234.123	317.452	1.551.575
<b>Preventivazione per l'esecuzione di lavori sulla rete BT (Standard: 20 giorni lavorativi)</b>						
N. annuo di richieste	2.776	11.028	13.804	2.132	8.110	10.242
Tempo effettivo medio	6,6	6,6	6,6	10,4	9,9	10,0
% fuori standard	1,6	2,1	2,0	1,1	0,8	0,9
N. indennizzi	26	144	170	21	61	82
Ammontare indennizzi (€)	1.080,00	13.020,00	14.100,00	780,00	5.640,00	6.420,00
<b>Esecuzione di lavori semplici (Standard: 15 giorni lavorativi)</b>						
N. annuo di richieste	1.705	5.639	7.344	1.895	5.728	7.623
Tempo effettivo medio	5,8	5,3	5,4	7,3	7,0	7,3
% fuori standard	0,9	0,9	0,9	1,1	0,4	1,1
N. indennizzi	19	56	75	17	18	17
Ammontare indennizzi (€)	990,00	5.880,00	6.870,00	600,00	1.560,00	600,00
<b>Attivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>						
N. annuo di richieste	22.486	5.884	28.370	22.702	6.578	29.280
Tempo effettivo medio	2,9	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0
% fuori standard	0,2	0,8	0,3	0,1	0,1	0,1
N. indennizzi	43	52	95	12	8 20	
Ammontare indennizzi (€)	1.320,00	3.660,00	4.980,00	420,00	480,00	900,00

**Tav. 5.35 Standard specifici e dati di qualità commerciale di Acea per le utenze domestiche (D) (segue) e non domestiche (ND) alimentate in bassa tensione (2005-06)**

Indicatore	2005			2006		
	D	ND	TOTALI	D	ND	TOTALI
<b>Disattivazione della fornitura (Standard: 5 giorni lavorativi)</b>						
N. annuo di richieste	12.395	5.491	17.886	11.197	5.205	16.402
Tempo effettivo medio	3,0	3,0	3,0	3,0	3,1	3,1
% fuori standard	0,2	0,1	0,2	0,2	0,1	0,2
N. indennizzi	29	7	36	17	5	22
Ammontare indennizzi (€)	870,00	480,00	1.350,00	540,00	300,00	840,00
<b>Riattivazione per morosità (Standard: 1 giorno feriale)</b>						
N. annuo di richieste	13.952	6.983	20.935	13.825	8.244	22.069
Tempo effettivo medio	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6
% fuori standard	0,6	0,6	0,6	0,7	0,5	0,6
N. indennizzi	80	45	125	87	39	126
Ammontare indennizzi (€)	2.400,00	2.700,00	5.100,00	2.610,00	2.340,00	4.950,00
<b>Rettifiche di fatturazione (Standard: 90 giorni solari)*</b>						
N. annuo di richieste	1.328	314	1.642	1.110	153	1.263
Tempo effettivo medio	63,1	56,3	61,8	101,0	135,4	105,1
% fuori standard	13,2	8,3	12,2	27,8	37,9	29,0
N. indennizzi	141	17	158	220	55	275
Ammontare indennizzi (€)	20.700,00	4.920,00	25.620,00	26.610,00	14.010,00	40.620,00
<b>Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (Standard: 3 ore)</b>						
N. annuo di richieste	3.715	2.656	6.371	4.876	5.091	9.967
% fuori standard	0,5	0,3	0,4	0,5	0,2	0,4
N. indennizzi	19	9	28	22	11	33
Ammontare indennizzi (€)	600,00	540,00	1.140,00	660,00	720,00	1.380,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle 8.00 alle 18.00 (Standard: 3 ore)</b>						
N. annuo di richieste	7.385	3.535	10.920	5.634	3.549	9.183
Tempo effettivo medio	2,6	2,9	2,7	2,4	2,5	2,5
% fuori standard	8,0	6,6	7,6	5,0	3,7	4,5
N. indennizzi	435	175	610	371	169	540
Ammontare indennizzi (€)	14.040,00	11.340,00	25.380,00	13.170,00	12.840,00	26.010,00
<b>Ripristino della fornitura in seguito al guasto del gruppo di misura per le richieste pervenute nei giorni lavorativi dalle 18.00 alle 8.00 e nei giorni non lavorativi (Standard: 4 ore)</b>						
N. annuo di richieste	4.967	1.145	6.112	5.347	1.454	6.801
Tempo effettivo medio	2,3	2,1	2,2	3,8	2,3	3,5
% fuori standard	4,2	2,1	3,8	2,0	1,7	1,9

**Tav. 5.35 Standard specifici e dati di qualità commerciale di Acea per le utenze domestiche (D) (segue) e non domestiche (ND) alimentate in bassa tensione (2005-06)**

Indicatore	2005			2006		
	D	ND	TOTALI	D	ND	TOTALI
N. indennizzi	140	13	153	201	44	245
Ammontare indennizzi (€)	4.290,00	720,00	5.010,00	8.670,00	4.380,00	13.050,00
<b>Indennizzi automatici Acea Distribuzione</b>						
Richieste totali	69.381	42.361	111.742	67.608	43.959	105.839
Indennizzi totali (n.)	791	501	1.292	748	355	1.085
Importo complessivo (€)	25.590	38.340	63.930	27.450	28.260	54.150
Importo medio (€)	32,35	76,53	49,48	36,70	79,61	49,91
Importo/richiesta (c€)	36,88	90,51	57,21	40,60	64,29	51,16
Importo/cliente (c€)	2,09	11,77	4,13	2,22	8,63	3,47
Indennizzi/richieste (%)	1,1%	1,2%	1,2%	1,1%	0,8%	1,0%
<b>Indennizzi automatici Acea Electrabel Elettricità</b>						
Richieste totali	1.328	314	1.642	1.110	153	1.263
Indennizzi totali (n.)	141	17	158	220	55	275
Importo complessivo (€)	20.700	4.920	25.620	26.610	14.010	40.620
Importo medio (€)	146,81	289,41	162,15	120,95	254,73	147,71
Importo/richiesta (c€)	1.558,73	1.566,88	1.560,29	2.397,30	9.156,86	3.216,15
Importo/cliente (c€)	1,69	1,59	1,67	2,16	4,41	2,62
Indennizzi/richieste (%)	10,6%	5,4%	9,6%	19,8%	35,9%	21,8%

(\*) Per le rettifiche di fatturazione risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.  
Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).

### Indicatori generali di qualità commerciale

La Tav. 5.36 riporta infine gli indicatori di qualità commerciale di Acea Distribuzione e Acea Electrabel Elettricità per gli anni 2005 e 2006, nel dettaglio dei clienti domestici e non domestici.

Gli indicatori di Acea Distribuzione rispettano gli standard per tutte le prestazioni, con la sola eccezione della risposta a richieste e reclami riferiti all'attività di misura: in questo caso, la percentuale di rispetto dei 20 giorni fissati dall'Autorità nel

2006 è stata dell'88% (invece del 90%), ma bisogna rilevare il significativo miglioramento rispetto al 2005.

Anche per gli standard generali è invece la prestazione di Acea Electrabel Elettricità a rivelare una criticità legata ai tempi di esecuzione (tempo medio effettivo superiore allo standard e percentuale di rispetto inferiore), sia pure in netto miglioramento rispetto al 2005 soprattutto con riferimento alla percentuale di rispetto, passata dal 32% del 2005 all'83% del 2006.

**Tav. 5.36 Standard generali e dati di qualità commerciale di Acea per le utenze domestiche (D) e non domestiche (ND) alimentate in bassa tensione (2005-06)**

Indicatore	2005			2006		
	D	ND	TOTALI	D	ND	TOTALI
Clienti BT Acea Distribuzione	1.223.872	325.628	1.549.500	1.234.123	327.410	1.561.533
Clienti BT Acea Electrabel Elettricità	1.223.872	309.936	1.533.808	1.234.123	317.452	1.551.575
<b>Esecuzione di lavori complessi (Standard: 60 giorni lavorativi almeno nell'85% dei casi)</b>						
N. annuo di richieste	302	2.020	2.322	368	1.992	2.360
Tempo effettivo medio	11,2	10,0	10,1	16,4	16,0	16,1
% rispetto effettivo	98,1	98,5	98,4	99,6	99,3	99,4
<b>Verifica gruppo misura (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>						
N. annuo di richieste	1.018	335	1.353	1.484	486	1.970
Tempo effettivo medio	4,6	4,0	4,5	4,8	7,2	5,4
% rispetto effettivo	100,0	100,0	100,0	95,9	93,4	95,2
<b>Verifica tensione (Standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>						
N. annuo di richieste	9	13	22	25	18	43
Tempo effettivo medio	7,3	6,9	7,1	4,9	4,8	4,9
% rispetto effettivo	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - distribuzione (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>						
N. annuo di richieste	701	542	1.243	753	553	1.306
Tempo effettivo medio	11,7	12,7	12,1	12,1	13,2	12,6
% rispetto effettivo	98,2	99,3	98,6	99,3	98,9	99,2
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - misura (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)</b>						
N. annuo di richieste	10	12	22	8	9	17
Tempo effettivo medio	16,5	23,6	20,4	20,0	12,0	15,8
% rispetto effettivo	90,0	58,3	72,7	87,5	88,9	88,2
<b>Risposta a reclami o richieste scritte - vendita (Standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)*</b>						
N. annuo di richieste	1.434	411	1.845	1.544	721	2.265
Tempo effettivo medio	25,7	28,1	26,3	20,9	21,4	21,0
% rispetto effettivo	33,2	27,0	31,8	83,2	81,6	82,7

(\*) Per la risposta a reclami e richieste scritte relative all'attività di vendita risponde la società Acea Electrabel Elettricità. Per le altre voci è responsabile Acea Distribuzione.

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, [www.autorita.energia.it](http://www.autorita.energia.it).