
6. La distribuzione di energia elettrica

Il forte aumento dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi rappresenta la circostanza che ha inciso in misura più rilevante sulle condizioni di consumo dell'elettricità. Dal punto di vista delle ripercussioni dei prezzi delle materie prime energetiche sulle tariffe elettriche italiane, si osserva che il meccanismo di adeguamento tariffario è stato tale da diluire le forti spinte inflazionistiche nel 2004 ma che, già dagli inizi del 2005, gli incrementi cominciano ad essere consistenti.

Confrontando i livelli dei prezzi e delle tariffe nazionali con quelle degli altri paesi europei, l'Italia risulta penalizzata da alti prezzi dell'energia sia sul mercato all'ingrosso (Borsa e contratti bilaterali) che al consumo finale. Questi andamenti sono il portato di una liberalizzazione sulla carta che non trova pieno riscontro nelle condizioni operative del mercato, caratterizzate ancora dalla presenza rilevante di un operatore dominante nella generazione e in tutte le altre fasi (Enel), capace di influenzare il livello dei prezzi. Altro elemento critico è connesso con le caratteristiche della rete nazionale e con le insufficienti interconnessioni con l'estero, non adeguate ad evitare congestioni interzonal, fornendo un ulteriore canale alle strategie di prezzo dei produttori.

Dal punto di vista dei prezzi finali, alcuni studi sulle contrattazioni private mostrano che le piccole imprese non hanno ancora tratto benefici dalla concorrenza e continuano a pagare prezzi elevati, ulteriormente gravati da una pressione

fiscale locale (provinciale) di carattere regressivo. Per le utenze domestiche, invece, la struttura tariffaria media italiana continua ad agevolare i clienti a basso consumo, con effetti progressivi in controtendenza rispetto alle altre tariffe europee, più orientate verso logiche commerciali di mercato (dove il prezzo del kWh diminuisce per scaglioni di consumo più elevati): per consumi bassi e medio bassi i clienti domestici italiani spendono meno della media europea; spendono di più per quelli alti e medio alti.

Con riguardo alla capacità produttiva, la potenza installata nazionale è aumentata ed altri incrementi consistenti sono previsti per il prossimo triennio; il ritmo di crescita della capacità installata è stimato tale da garantire la copertura in sicurezza di una domanda con una dinamica del 2,6% annuo (pari alla forte crescita registrata nel 2003; nel 2004 la domanda è cresciuta dello 0,4%). Nonostante le importazioni di elettricità dall'estero abbiano subito una contrazione, la riserva nazionale nel 2004 è stata sufficiente ad evitare emergenze, distacchi programmati cautelativi e *black-out*, anche in presenza di punte di domanda record assolute sia nel periodo invernale che in quello estivo. Dal punto di vista del bilancio energetico regionale, il Lazio conta su una capacità installata eccedentaria, confermandosi esportatore netto di energia.

Sul fronte della liberalizzazione, si segnala la partecipazione attiva della domanda alle contrattazioni di Borsa a partire da gennaio 2005 e l'estensione

della qualifica di clienti idonei a tutti i clienti non domestici dall'1 luglio 2004.

Nel capitolo viene ricordata l'evoluzione normativa e lo stato organizzativo del settore, sottolineando gli aspetti di servizio pubblico particolarmente connessi alla funzione di distribuzione e vendita

al mercato vincolato. Quindi, vengono valutati e confrontati a livello nazionale e internazionale gli aspetti di prezzo e qualità della fornitura, con particolare riferimento al servizio offerto da Acea S.p.A. ai clienti del Comune di Roma.

6.1 Evoluzione del quadro normativo e regolamentare

Il 23 agosto 2004 è stata approvata la legge di riordino del settore energetico e di delega al Governo per il riassetto delle disposizioni in materia energetica (legge n. 239/2004)¹. In base alla legge in questione, il potere di indirizzo del Governo nei confronti dello sviluppo del settore diventa più incisivo e lo strumento per indicare all'Autorità per l'energia elettrica e il gas (in seguito: Autorità per l'energia) le aree critiche ed eventualmente i criteri di intervento è il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef): il Dpef per il periodo 2005-2008² ha segnalato alcune priorità, fra cui le azioni a favore della concorrenza per ridurre i prezzi al consumo e migliorare la competitività del paese, nonché quelle per la sicurezza e l'efficienza del sistema energetico, per la diversificazione delle fonti, lo sviluppo delle reti e la razionalizzazione dei soggetti operanti in attività di pubblico interesse. Per quanto riguarda la sicurezza del sistema, si segnala che l'11 maggio 2004 è stato emanato un decreto del Presidente del Consiglio dei ministri che, in attuazione di quanto disposto con il decreto legge 29 agosto 2003, n. 239 (convertito in legge 27 ottobre 2003, n. 290), ha stabilito i criteri e le modalità per l'unificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione nazionale, nonché per la privatizzazione del soggetto responsabile della trasmissione e del dispacciamento

(Terna S.p.A.). Il trasferimento delle attività, delle funzioni, dei beni e dei rapporti giuridici dalla società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN S.p.A.) a Terna dovrebbe essere attuato entro il 31 ottobre 2005³.

Fra gli altri interventi normativi destinati ad incidere sul settore energetico nazionale, due decreti ministeriali del 20 luglio 2004 hanno delegato l'Autorità per l'energia a promuovere il risparmio e l'efficienza energetica dei consumi⁴; un decreto del Ministero delle attività produttive del 6 agosto 2004 ha trattato la determinazione dei costi non recuperabili (*stranded cost*), mentre alcune disposizioni del decreto legge 14 marzo 2005, n. 35⁵, riguardano il potenziamento delle infrastrutture (terminali di rigassificazione) e l'estensione di condizioni tariffarie favorevoli per le attività produttive.

Infine, vanno ricordati i provvedimenti per ridurre i gas serra nel rispetto degli obiettivi di Kyoto che, in seguito alla ratifica degli accordi da parte della Federazione Russa, sono diventati vincolanti⁶. La Direttiva 2003/87/CE (*Emission Trading*) ha istituito un sistema di scambio delle quote di emissione di gas serra: dall'1 gennaio 2005 gli impianti dei settori regolamentati possono operare solo se autorizzati mediante quote di emissione di gas serra commerciabili, assegnate dagli Stati membri per il periodo 2005/2007 in misura inversamente

¹ La legge è stata discussa e commentata nella Relazione Annuale presentata nel 2004 da questa Agenzia.

² Approvato dal Consiglio dei Ministri il 29 luglio 2004.

³ Sono escluse alcune funzioni e partecipazioni del GRTN nelle società Gestore del mercato elettrico e Acquirente Unico; per la quota di rete di proprietà di Acea Trasmissione, vedi Par. 6.3.4.

⁴ L'obiettivo 2009 è un risparmio energetico pari all'incremento annuo dei consumi nazionali del periodo 1999/2000. Il meccanismo di incentivazione prevede obblighi di risparmio di energia primaria in capo ai distributori, da conseguire mediante progetti di risparmio o acquisto di "certificati bianchi".

⁵ In attuazione del Piano d'azione per lo sviluppo economico, sociale e territoriale approvato dal Governo l'11 marzo 2004, finalizzato a migliorare la competitività dell'economia nazionale. Il decreto n. 35/2005 è in attesa di essere convertito in legge.

⁶ L'Unione Europea è impegnata a ridurre entro il 2012 le proprie emissioni dell'8% rispetto a quelle del 1990; l'obiettivo per l'Italia è una riduzione del 6,5%.

proporzionale agli obiettivi di contenimento. Il decreto legge n. 273/2004 ha invitato gli operatori dei settori interessati a richiedere le autorizzazioni e a fornire i dati necessari alla quantificazione

delle quote, che sono state in seguito rilasciate con decreti congiunti dei Ministeri dell'ambiente e delle attività produttive, secondo un piano non ancora approvato dalla Commissione Europea.

6.2 L'organizzazione del mercato

Dall'1 luglio 2004 tutti i consumatori non domestici sono diventati clienti idonei, rappresentando una domanda potenziale pari a circa l'80% del totale nazionale; per poter scegliere il proprio fornitore i clienti domestici dovranno attendere, invece, l'1 luglio 2007. In realtà, solo una parte degli aventi diritto – e di fatto soprattutto i clienti di maggiori dimensioni – ha esercitato la possibilità di rifornirsi sul mercato libero⁷, evidenziando una certa inerzia del processo di liberalizzazione, fondamentalmente dovuta alla scarsa concorrenza sul lato della produzione e della vendita (vedi oltre), ma anche al progressivo adeguamento al mercato delle condizioni di offerta sul segmento vincolato: i principali distributori locali hanno infatti offerto una serie di opzioni tariffarie ulteriori, biorarie e stagionali, studiate per indirizzare i consumi secondo i segnali di prezzo orario degli approvvigionamenti, privilegiando le ore e le stagioni vuote.

Nel 2004, a fronte di un limitato aumento di domanda (+0,4%), la produzione lorda nazionale è stata pari a 300 TWh, con una crescita del 2,2% (+6,5 TWh), ascrivibile in gran parte alla generazione idroelettrica (+4,6 TWh rispetto al 2003, con una crescita del 12%), tornata a regime medio dopo due anni di siccità, e all'incremento dei contributi da biomasse/rifiuti (+0,7 TWh, con una crescita del 16%) ed eolico (+0,4 TWh, con una crescita del 26%). Le importazioni sono invece diminuite di circa il 10% (-5,9 TWh, con un saldo estero di 45,6 TWh), in seguito ad interventi sulle linee di interconnessione. La produzione nazionale ha dunque coperto oltre l'85% del fabbisogno, mentre le importazioni non hanno superato di molto il 14%. Per quanto riguarda le punte di domanda, a luglio e a dicembre 2004 si sono toccati due mas-

simi assoluti, impegnando livelli di potenza record per i rispettivi periodi (53.500 MW e 53.600 MW); l'aumento di potenza installata disponibile rispetto al 2003 ha tuttavia fornito una riserva adeguata, consentendo al sistema di reggere il carico senza incorrere in *black-out* e interruzioni.

Il parco elettrico vede crescere fortemente l'impiego di gas (+10%, che arriva a coprire il 43% della produzione lorda totale) e quello di carbone (+16%, più del 15% della produzione), mentre diminuisce l'utilizzo dei prodotti petroliferi (-32%; non arrivano al 15% della produzione). La generazione termoelettrica nel complesso rimane largamente prevalente (80% della produzione lorda totale), seguita da quella idroelettrica (14%); il totale delle rinnovabili copre il 18%, con contributi piuttosto contenuti per singole fonti (meno del 2% per il settore geotermico e per biomassa/rifiuti, l'eolico non arriva all'1% e il fotovoltaico è quasi irrilevante).

La potenza efficiente netta operativa a metà 2004 era circa 70.000 MW, pari a circa il 90% della capacità installata nazionale. La potenza termoelettrica era 48.631 MW (70% del totale) e quella idroelettrica era circa 20.000 MW (28%); il parco eolico e geotermico rappresentavano circa il 2%. Per il periodo 2004-2007 è previsto il rinnovamento di circa 15.000 MW e la realizzazione di nuovi impianti per circa 10.000 MW (metà della nuova capacità produttiva autorizzata dal Ministero delle attività produttive nel biennio 2002/04; oltre il 60% della nuova potenza è localizzato al Nord, dove è già installato il 53% della potenza efficiente netta esistente; Tav. 6.2); l'incremento di potenza al netto delle dismissioni, superiore ai 14.500 MW, dovrebbe essere sufficiente a fronteggiare aumenti di domanda dell'ordine del 2,7% annuo.

⁷ I piccoli consumatori hanno aderito al mercato libero per una quota pari a circa il 60% del potenziale; la domanda complessiva sul mercato libero è stata di 129,1 TWh, pari a circa il 50% della domanda nazionale (Cfr. Tav. 6.1).

Tav. 6.1 Domanda e offerta di energia elettrica nel 2004

TWh e valori percentuali

Offerta 2004	Totale		Mercato Vincolato	Mercato Libero
Produzione nazionale netta destinata ai consumi*	286,6 (100%)		135,1 (47%)	132,0 (46%)
Importazioni	45,6 (100%)		15,6 (34%)	30,0 (66%)
Totale	299,3 (100%)		150,7 (50%)	148,6 (50%)
Domanda	2003		2004	
	TWh	%	TWh	%
Mercato Vincolato	158,4	53%	150,7	50%
Mercato Libero	119,7	40%	129,1	43%
Autoconsumo	21,0	7%	19,5	7%
Totale	299,1	+ 2,9% **	299,3	+ 0,4% **

(*) Inclusi i pompaggi. La differenza fra produzione netta totale e destinazione ai mercati libero e vincolato è assorbita dall'autoconsumo.

(**) Le percentuali sono riferite agli incrementi percentuali rispetto all'anno precedente.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

Tav. 6.2 Disponibilità di capacità lorda per i principali gruppi e per alcune imprese locali nel 2004

MW

Gruppo	Termoelettrica	Idroelettrica	Altre rinnovabili	Incremento potenza efficiente netta operativa 2004/2007
Gruppo Enel	27.956	14.318	931	+ 443
Edipower	7.820	740	0	+ 2.244
Endesa Italia	5.384	1.015	0	+ 1.095
Gruppo Edison	4.677	1.167	245	+ 2.640
Gruppo Eni	4.213	0	21	+ 4.430
Tirreno Power	2.844	73	0	+ 1.191
Aem Milano	620	757	0	+ 380
Aem Torino	0	500	0	+ 380
Asm Brescia	466	31	58	+ 380
Acea-Electrabel*	223	139	0	+ 375
Totale	54.203	18.740	1.255	+ 13.558

(*) Fonte: Acea, Bilancio d'esercizio 2004 e Bilancio di sostenibilità ambientale 2003.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

Sul fronte della potenza installata, va segnalata la partecipazione di Acea in Tirreno Power (2.600 MW) attraverso la società Eblacea⁸. Inoltre, la Acea-Electrabel Produzione S.p.A.⁹ possiede impianti per 362 MW di potenza, di cui 223 termoelettrici (prevalentemente impianti a ciclo combinato che sfruttano gas naturale, un impianto di cogenerazione e alcuni impianti a gasolio) e 139 idroelettrici. Allo stato attuale, le centrali idroelettriche di Acea-Electrabel sono le uniche risorse rinnovabili dell'azienda romana, ma è in programma la realizzazione di 6 parchi eolici da 100 MW complessivi (per cui sono già terminate le prospezioni di alcuni siti in Campania e in Calabria) ed esiste un progetto congiunto fra Acea e il gestore del servizio di igiene urbana per il Comune di Roma (Ama S.p.A.) per la termovalorizzazione del combustibile derivato da rifiuti (cdr).

In Italia, la produzione incentivata da fonti rinnovabili e assimilate (con prezzi di ritiro maggiorati) nel 2004 ha coperto il 19,8% della produzione nazionale (quasi 57 TWh), con un aumento del 5,1% di ritiri obbligati CIP6 da parte del GRTN rispetto al 2003¹⁰. I costi dell'incentivazione (al netto della vendita di energia e di certificati verdi) da recuperare in tariffa sono stati pari a 2.334,5 milioni di Euro, di cui 2.271 milioni relativi al regime CIP6, 39,1 al miniidro e 24,4 alle eccedenze. Per il periodo 2005-2006 il Dpef ha promosso un'iniziativa volta a contenere la componente tariffaria a copertura dei costi dell'incentivazione CIP6 (componente A3): si tratta di cartolarizzare i crediti relativi alla componente A3 che il GRTN incasserà fino al termine delle convenzioni CIP6 esistenti, generando una liquidità suscettibile di essere impiegata per ridurre gli oneri sulla tariffa mediante anticipazione di parte dei ricavi futuri ai produttori CIP6¹¹.

Per quanto riguarda lo stato della concorrenza, si osserva che al 2004 l'incremento della capacità produttiva nazionale (dovuta alla realizzazione di nuovi impianti e al completamento di alcuni lavori di riconversione) non è sufficiente ad ostacolare il potere di mercato nella formazione dei prezzi della Borsa elettrica da parte di Enel, che possiede ancora più del 55% della potenza efficiente netta, quasi tutti gli impianti di punta e una buona parte di quelli *mid merit*¹². Ai fini della concorrenza sarebbe necessario incentivare la realizzazione di impianti nelle aree deficitarie del paese da parte di operatori concorrenti di Enel, nonché di linee di trasmissione nazionali e di interconnessione con l'estero per evitare i rischi di congestione interzonale.

Sul mercato all'ingrosso, dopo il gruppo Enel (che produce oltre il 50% dell'energia nazionale destinata al consumo) solo Edison S.p.A., Endesa Italia S.p.A. e Edipower S.p.A. vantano una produzione superiore a 10 TWh/anno, ma il Gruppo Eni ha registrato una marcata crescita nell'ultimo anno e ha in previsione un incremento notevole di potenza installata (+ 4.430 MW entro il 2007; Cfr. Tav. 6.2 e Tav. 6.3).

Come anticipato, Acea interviene sul mercato della produzione sia con la partecipazione in Tirreno Power, sia con la *join-venture* Acea-Electrabel. In particolare, Acea-Electrabel Produzione nel 2004 ha generato 1.149,4 GWh, con un incremento dello 0,7% rispetto al 2003 (+8,3 GWh); di questi, 470,6 GWh sono prodotti da fonti idroelettriche (+9,6%) e 678,8 GWh da fonti termoelettriche (-4,6%). Alla produzione di energia elettrica (che copre circa l'11% del fabbisogno dell'area romana) si associa anche la produzione di circa 60 GWh di energia termica per teleriscaldamento, che serve una popolazione di 25.000 persone nella zona Sud di Roma.

⁸ Acea detiene il 30% di Eblacea, che a sua volta possiede il 50% di Tirreno Power (Cfr. Tav. 6.9).

⁹ Acea detiene il 60% di Acea-Electrabel che a sua volta ha il 50% di Acea-Electrabel Produzione S.p.A (Cfr. Tav. 6.9).

¹⁰ Il GRTN ritira con priorità l'energia rinnovabile ed assimilata a prezzi incentivati. In particolare, per CIP6 si intende l'energia rinnovabile ed assimilata incentivata ai sensi del provvedimento CIP 29 aprile 1992, n. 6, secondo il quale la remunerazione degli impianti consiste di due componenti: il costo evitato (di impianto, di esercizio, di manutenzione e di combustibile, aggiornato annualmente) e l'incentivazione specifica per ogni tecnologia che dura otto anni. Questo tipo di incentivazione sembra essere molto più efficace del nuovo strumento dei certificati verdi.

¹¹ L'incarico al consorzio di collocamento dei titoli risale al 15 settembre 2005; la chiusura dell'operazione è prevista per fine anno.

¹² Enel produce il 71% della generazione da carbone, il 51,5% di quella da prodotti petroliferi, il 32,5% di quella da gas, oltre al 52% di quella idroelettrica, il 12% dell'eolica ed il totale della geotermica.

¹³ Al 2005 la capacità d'importazione è pari a 7.250 MW, di cui la maggior parte relativa a Francia (2.650 MW) e Svizzera (3.850 MW, inclusa la nuova linea S.Fiorano-Robbia da 1.000 MW). Altre linee collegano l'Italia con Austria, Slovenia e Grecia (quest'ultima è solo parzialmente utilizzata in quanto non sono ultimate le infrastrutture in territorio italiano).

¹⁴ Mercato cui partecipano i produttori, come venditori per l'immissione dell'energia nel sistema, e grossisti e grandi consumatori, come acquirenti.

¹⁵ Enel S.p.A. comprende i grossisti Enel Trade S.p.A. e Enel Energia S.p.A., oltre ai produttori Enel Produzione S.p.A. e Enel Green Power S.p.A.

Tav. 6.3 Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale 2004
Valori percentuali

Produzione nazionale lorda	2003 (%)	2004 (%)	Produzione di energia elettrica destinata al consumo	2004 (%)
Gruppo Enel	49,2	43,9	Gruppo Enel	50,6
Gruppo Edison	12,0	12,1	Edipower	11,5
Edipower	7,8	9,0	Endesa Italia	9,4
Endesa Italia	6,5	7,4	Gruppo Eni *	6,7
Gruppo Eni *	3,5	6,0	Gruppo Edison	5,6
Tirreno Power	2,4	2,2	Tirreno Power	2,7
Gruppo ERG	1,8	1,9	Aem Milano	2,0
Gruppo Saras	1,5	1,6	Gruppo CVA	1,2
Aem Milano	1,3	1,5	Asm Brescia	0,9
Acea + Electrabel Italia	1,3	1,3	Aem Torino	0,8
API Holding	0,6	0,9	Acea + Electrabel Italia	0,4
Asm Brescia	0,6	0,9	Altri produttori	8,2
Idroenergia-Idroelettrica CVA	0,9	0,9		
Foster Wheeler MPE	0,7	0,7		
Aem Torino	0,6	0,6		
Gruppo Elettra	0,5	0,5		
Cartiere Burgo	0,5	0,5		
Agsm Verona	0,3	0,4		
Altri produttori	9,2	9,0		

(*) Esclusa la divisione Exploration & Production.
Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione Annuale 2005*.

Tav. 6.4 Struttura dell'approvvigionamento e delle vendite di Acea-Electrabel Trading e Acea-Electrabel Energia nel 2004
GWh

Acquisti	CIP6	Borsa elettrica	Tolling mandato	Grossisti	Produttori nazionali	Importazioni	Totale
AE Trading	479	98	778	269	1.580	193	3.396
AE Energia	46	-	-	2.144	-	42	2.232

Vendite	Clients idonei	Acquirente Unico	Borsa elettrica	Servizi di dispacciamento	Grossisti e distributori	Totale
AE Trading	-	-	713*	12	n.d.	2.662*
AE Energia	2.080	-	48	-	n.d.	2.124**

(*) Fonte: bilancio d'esercizio Acea-Electrabel Trading, 2004.

(**) Fonte: bilancio d'esercizio Acea-Electrabel Energia, 2004.

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione Annuale 2005*.

I principali operatori che svolgono funzioni esclusivamente commerciali, senza essere impegnati anche nella generazione, sono i grossisti EGL Italia S.p.A., Atel Energia S.r.l. e EdF Energia Italia S.r.l. Per la commercializzazione di energia sul mercato libero, Acea opera tramite la società Acea-Electrabel Trading S.p.A. (Tav. 6.4), che nel 2004 ha venduto elettricità per 2.662 GWh, con un incremento del 68% rispetto ai volumi dell'anno precedente (nel 2003 le vendite sul mercato libero erano state pari a circa 1,5 TWh); il numero di punti di prelievo dei clienti liberi è contestualmente passato da 1.116 a 1.977. Circa il 56% dei clienti liberi e dell'energia venduta fa riferimento al territorio di Roma. Oltre alla commercializzazione di energia elettrica, Acea ha operato anche sul libero mercato del gas naturale, vendendo 217 Mmc tramite Acea-Electrabel Trading e 17 Mmc tramite Acea-Electrabel Energia S.p.A.

6.2.1 La Borsa italiana dell'energia elettrica (IPEX)

La Borsa elettrica italiana, avviata in forma sperimentale il 1 aprile 2004, ha assunto una connotazione più completa a partire dall'1 gennaio 2005, quando è cominciata la partecipazione attiva della domanda alle contrattazioni. Il sistema, che prevede un prezzo unico nazionale di acquisto e remunerazioni dell'offerta differenziate per zone, è articolato in tre mercati: il Mercato del Giorno Prima (MGP), che funziona secondo l'ordine di merito economico e remunera gli operatori al prezzo marginale di equilibrio, il Mercato di Aggiustamento (MA) e il Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), mentre non è ancora stato approvato un sistema definitivo per la remunerazione della capacità produttiva. L'andamento del prezzo medio ponderato sul-

l'MGP (58,46 Euro/MWh, con un massimo di 68,16 Euro/MWh a gennaio e un minimo di 47,81 Euro/MWh a maggio) è piuttosto alto rispetto alle medie europee (Cfr. Par. 6.4.1), in ragione dello scarso livello di concorrenza dovuto alla posizione dominante di Enel e ai vincoli di trasporto nazionali e internazionali. In particolare, secondo un'indagine congiunta dell'Autorità per l'energia e dell'Autorità per la concorrenza ed il mercato, pubblicata nel febbraio 2005, il processo di liberalizzazione del settore sarebbe sostanzialmente ostacolato dalla presenza nell'offerta di un operatore dominante in grado di influenzare il prezzo in tutto il paese; le azioni possibili per ovviare a questa situazione vertono sull'introduzione di meccanismi che disincentivino le strategie di sottrazione di capacità produttiva dal mercato finalizzate a condizionarne il prezzo.

Il mercato nazionale è diviso in sette zone: Nord, Centro Nord, Centro Sud, Sud, Sicilia, Sardegna e Calabria; i prezzi zionali al Nord sono mediamente i più bassi, con andamenti analoghi a quelli di gran parte della penisola e della Sicilia, mentre i prezzi di Calabria e Sardegna sono più alti e presentano andamenti differenti. L'assegnazione della capacità di trasporto per gli scambi nazionali e per quelli transfrontalieri, limitatamente alla quota di pertinenza dell'Italia, è gestita mediante asta implicita in base alle offerte di acquisto e di vendita sull'MGP.

La liquidità media, in termini di quota degli scambi di borsa sul totale delle transazioni all'ingrosso, nel 2004 è stata piuttosto alta rispetto alle altre borse europee (intorno al 29%) e nel primo trimestre del 2005 ha raggiunto addirittura il 65% per via degli acquisti dell'Acquirente Unico e delle modalità di assegnazione dell'energia CIP6, ponendosi al secondo posto in Europa dopo la Spagna.

6.3 Profili di servizio pubblico: distribuzione e vendita di energia elettrica al mercato vincolato

Nel servizio elettrico, i profili di servizio pubblico sono strettamente intersecati con gli aspetti di mercato in tutte le fasi della filiera, ma lo sono in particolar modo nei servizi di distribuzione e di vendita sul mercato vincolato.

6.3.1 Il ruolo dell'Acquirente Unico

La società Acquirente Unico (AU), costituita ai sensi dell'art. 4 del D.lgs. 16 marzo 1999, n. 79 (decreto Ronchi), stipula e gestisce contratti di fornitura per gli approvvigionamenti del mercato

vincolato, al fine di garantire a tutti i clienti la disponibilità, la continuità e la sicurezza della fornitura a parità di trattamento tariffario. Dal 1 aprile 2004, data di entrata in vigore del sistema di offerte e del dispacciamento di merito economico, l'AU ha assunto la funzione di garante dei clienti del mercato vincolato, precedentemente svolta dall'Enel, assicurando la minimizzazione dei costi e dei rischi di approvvigionamento¹⁶. Dal 1 aprile, dunque, gli approvvigionamenti di elettricità per il mercato vincolato da parte dei distributori devono passare esclusivamente per l'AU, che nel 2004 ha fornito alle imprese di distribuzione 125,8 TWh di energia elettrica, pari all'83,5% degli approvvigionamenti destinati al mercato vincolato dai distri-

butori (complessivamente fra approvvigionamenti Enel e AU nel 2004 sono stati venduti 150,7 TWh ai clienti vincolati).

Grazie ad alcuni provvedimenti dell'Autorità per l'energia e del Ministero delle attività produttive, l'AU ha potuto differenziare i propri canali di approvvigionamento fra contratti bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e di importazione, limitando a meno del 20% gli acquisti esposti alla volatilità dei prezzi sul Mercato del Giorno Prima (MGP) della Borsa elettrica (Tav. 6.5) e diluendo l'impatto della forte dinamica dei prezzi internazionali dei combustibili sulla tariffa ai consumatori del mercato vincolato.

Tav. 6.5 Approvvigionamenti di energia per il mercato vincolato da parte dell'Acquirente Unico

aprile-dicembre 2004 e previsioni 2005

Fonti degli approvvigionamenti dell'Acquirente Unico	aprile-dicembre 2004		Previsioni per il 2005	
	GWh	%	GWh	%
Operatori nazionali, di cui:	110.179	87,6%	136.599	86,2%
Produttori e grossisti (contratti bilaterali)	30.343	24,1%	-	-
Gestori di rete (D.lgs. n. 387/2003)	-	-	3.193	2,0%
GRTN (CIP6)	17.255	13,7%	20.323	12,8%
Borsa elettrica MGP, di cui:	62.581	49,7%	113.083	71,4%
Contratti per differenza	38.356	30,5%	79.784	50,4%
Acquisti senza copertura	24.225	19,3%	33.299	21,0%
Importazioni nette	15.627	12,4%	21.733	13,8%
Totale	125.806	100,0%	158.333	100,0%

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, *Relazione Annuale 2005*.

Per il 2005 si prevede un forte incremento del ricorso alla Borsa, soprattutto per il canale dei contratti differenziali, in sostituzione dei contratti bilaterali fisici; l'incidenza delle importazioni e dell'energia CIP6 dovrebbe rimanere sostanzialmente invariata, mentre una piccola percentuale deriverebbe dall'energia acquistata dai distributori allo stesso prezzo di cessione che l'AU offre ai distributori

stessi (ai sensi del D.lgs. n. 387/2003).

Per quanto riguarda i costi di approvvigionamento, fino al marzo 2004 i corrispettivi a copertura dei costi di acquisto e di dispacciamento a carico del mercato vincolato erano determinati in base al prezzo dell'energia all'ingrosso, stabilito amministrativamente dall'Autorità per l'energia. Da aprile 2004, i costi di acquisto e approvvigionamento

¹⁶ Decreto del Ministro delle attività produttive 19 dicembre 2003.

sostenuti dall'AU vengono trasferiti ai clienti vincolati mediante le tariffe amministrative applicate alle imprese di distribuzione. La Tav. 6.6 riporta il dettaglio dei costi di approvvigionamento sostenuti

dall'AU e le rispettive quote a copertura come suddivise nel prezzo di cessione del kWh praticato ai distributori nel 2004.

Tav. 6.6 Costi di acquisto e dispacciamento a carico dell'Acquirente Unico e elementi del prezzo di cessione
aprile-dicembre 2004

Voci di costo	Costi complessivi (mln di Euro)	Quota del prezzo di cessione (c€/kWh)
Acquisto energia elettrica	7.067,304	5,62
Dispacciamento	670,030	0,53
Totale	7.737,334	6,15

Fonte: elaborazione su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

I prezzi di cessione e le tariffe sono aggiornate trimestralmente dall'Autorità secondo il principio di coprire i costi (dell'AU e, quindi, dei distributori) e dare ai clienti il corretto segnale di prezzo, smorzando però la volatilità dei prezzi di mercato, soprattutto per i piccoli consumatori. Per ottenere questo risultato, all'inizio del trimestre vengono stimati gli elementi della tariffa di vendita a copertura dei costi di acquisto dell'energia (elemento PC) e di dispacciamento (elemento OD) in maniera differente fra tariffe monorarie (più frequentemente usate dai piccoli consumatori alimentati in bassa tensione) e tariffe multiorarie (clienti vincolati con contratti in media e alta tensione): le prime fanno riferimento agli andamenti annuali dei parametri di calcolo (attutendo la variabilità di breve periodo), le altre alle variazioni trimestrali (seguendo maggiormente l'andamento effettivo dei costi sostenuti dall'AU). Eventuali scostamenti fra previsioni trimestrali e dati consuntivi sono recuperati e compensati nel trimestre successivo.

6.3.2 Distribuzione e vendita: le imprese locali

Anche sul fronte della distribuzione, la posizione dell'ex-monopolista rimane dominante, nonostante diverse cessioni di porzioni di rete alle principali imprese locali di distribuzione. Questa funzione, caratterizzata da condizioni di monopolio naturale, non è peraltro suscettibile di essere aperta alla concorrenza e agli schemi di mercato, se non nella forma della concorrenza per il mercato: si tratta di gestioni monopolistiche a tempo determinato che, una volta giunte a scadenza, presuppongono

forme di gara per il nuovo affidamento. Nel caso della distribuzione di energia elettrica, le imprese operano in regime di concessione trentennale, con obbligo di gara al termine di tale periodo. A tale proposito, è opportuno segnalare la differenza con il settore della distribuzione di gas (Cap. 8), dove la concessione dura solo nove anni ed è specificamente previsto che al termine del periodo transitorio la nuova concessione vada assegnata tramite gara: vale dunque la pena di chiedersi se una differenza così macroscopica nel periodo concessorio sia giustificata da effettive differenze nell'andamento dei costi di insediamento e di gestione.

Fra le imprese locali, l'operatore più rilevante è senz'altro Acea con riguardo a tutti gli indicatori dimensionali (numero di clienti vincolati, energia immessa in rete e distribuita, estensione della rete in media e bassa tensione; Cfr. Tav. 6.7).

Nel 2004 l'energia immessa in rete da Acea è stata pari a 10.805,9 GWh, con una diminuzione di domanda dello 0,17% rispetto al 2003, essenzialmente attribuita a fattori climatici. L'energia destinata al mercato libero è passata dai 2.041,1 GWh del 2003 ai 2.509,2 GWh del 2004 (+23%) e corrispondentemente la domanda del mercato vincolato è passata da 8.781,5 GWh a 8.294,5 GWh (-5%). All'incremento dei punti di prelievo relativi ai clienti liberi (passati da 1.116 a 1.977) è corrisposta una diminuzione delle utenze vincolate in media tensione (-250), mentre le utenze in bassa tensione hanno registrato un aumento netto di circa 10.000 unità (+0,9%; Cfr. Tav. 6.8).

Tav. 6.7 Indici dimensionali delle principali società di distribuzione di energia elettrica al mercato vincolato

Società	Clienti vincolati al 2003 (n.)	Vendite al mercato vincolato nel 2004 (GWh)	Vendite al mercato libero 2004 (GWh)	Rete in MT e BT 2004 (km)
Enel Distribuzione	29.449.162	136.578	113.147	1.082.369
Acea Roma	1.530.001	8.295	2.509	26.756
Aem Milano	851.425	4.922	9.156	9.540
Aem Torino	552.396	2.139	6.085	4.845
Agsm Verona	153.018	694	295	nd
Acegas-Aps (Trieste-Padova)	139.882	504	671	1.420
Asm Brescia	115.632*	1.115	2.189	3.300
Amps Parma	113.425	nd	nd	1.907
Meta Modena	111.011	573	195	4.157
Hera Bologna	49.049	196	2.043	nd

(*) Dal 1 gennaio 2004 Asm Brescia ha acquisito da Enel Distribuzione una porzione di rete corrispondente a 45 Comuni della zona Est, incrementando il proprio parco clienti di circa 100.000 unità.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005, e su dati tratti dai Bilanci d'esercizio 2004 e dai siti web delle aziende campione.

Tav. 6.8 Variazione del mercato servito da Acea Distribuzione nel periodo 2003/2004

Mercato di Acea Distribuzione	2003	2004	Variazione 2004/2003
Energia immessa in rete (GWh)	10.824,5	10.805,9	-0,17%
Energia destinata al mercato libero (GWh)	2.041,1	2.509,2	+22,93%
Energia destinata al mercato vincolato (GWh)	8.781,5	8.294,5	-5,55%
Clienti liberi (n. punti di prelievo)	1.116	1.977	+77,15%
Clienti vincolati (n.)	1.295.843	1.307.500	+0,90%

Fonte: elaborazioni su dati tratti dal Bilancio d'esercizio Acea 2004.

L'integrazione della rete Enel acquisita da Acea con la propria è stata completata secondo un nuovo piano regolatore delle reti nel primo semestre 2003. Allo stato attuale, Acea Distribuzione S.p.A. detiene e gestisce 9.055 km di rete MT (725

di linee aeree e 8.330 di cavi) e 17.701 km di rete BT (1.730 di linee aeree e 15971 di cavi). Inoltre, gestisce e controlla 644 km di cavi della rete AT di Acea, mentre i collegamenti AT aerei sono gestiti da Acea Trasmissione S.p.A. (699 km).

La gestione della rete di distribuzione per la fornitura dell'energia ai clienti finali è evidentemente un elemento strategico della fase di vendita, specialmente in vista della completa liberalizzazione del mercato: il concessionario, infatti, ha la possibilità di sfruttare il vantaggio di gestire contemporaneamente distribuzione e vendita (con le sinergie e le economie di scopo che questo consente) offrendo condizioni tariffarie vantaggiose ai propri clienti ed evitando che questi ricorrano al mercato, cosa che per i consumatori significa raddoppiare i soggetti con cui interagire dal punto di vista tecnico e commerciale, oltre a comportare uno sforzo di documentazione su una varietà di opzioni tariffarie i cui vantaggi non sono così immediatamente percepibili, in quanto dipendono da consumi non facilmente controllabili.

Lo stato della rete è inoltre determinante per garantire la qualità della fornitura, così che l'identificazione del distributore e del venditore nel medesimo soggetto semplifica la percezione delle responsabilità da parte dell'utente medio. Per indurre i concessionari di distribuzione ad investire nelle reti al fine di mantenere o raggiungere una buona qualità della fornitura, l'Autorità per l'energia ha adottato un sistema di incentivi e penali basato su obiettivi minimi di continuità e sul monitoraggio delle interruzioni del servizio offerto dai distributori: le imprese che non raggiungono gli standard sono obbligate a pagare delle sanzioni il cui importo affluisce in un fondo che serve ad erogare premi alle imprese virtuose (Cfr. Par. 6.3.3 e Par. 6.5.1). Oltre al sistema di regolamentazione basato sugli indicatori standard, l'Autorità per l'energia, in caso di gravi inadempienze che comportano interruzioni pregiudizievoli per gli utenti, può imporre forti sanzioni ai soggetti responsabili, come è accaduto nel caso del *black-out* di giugno 2003 imputato alla responsabilità di Enel (sulle responsabilità per quello di settembre 2003, l'Autorità deciderà entro novembre 2005). Di recente, per rendere più efficace questo sistema di sanzioni, è stato vietato il ricorso delle aziende al principio di oblazione¹⁷; i fondi raccolti saranno destinati ad un fondo per finanziare le azioni a tutela dei consumatori, con possibilità di risarcimenti forfetari dei danni subiti a causa delle interruzioni colpose sanzionate.

6.3.3 Investimenti di Acea sulla rete di distribuzione

Gli investimenti di Acea sulle reti di distribuzione e di trasmissione nel 2003 sono stati pari a 5,2 milioni di Euro (22% degli investimenti del gruppo Acea; un altro 7% è stato destinato alla produzione, mentre la maggior parte sono stati diretti sul settore idrico). Essenzialmente si è trattato di investimenti finalizzati a migliorare l'impatto visivo delle linee ad alta tensione nel centro urbano: due linee da 150 kV sono state interrimate (Forte Antenne-Castro Pretorio e Castro Pretorio-Quirinale) e altre linee aeree sono state canalizzate.

Il mancato rispetto degli obiettivi di continuità stabiliti per il 2003 dall'Autorità per l'energia ha comportato una penale a carico di Acea dell'ordine di 8 milioni di Euro (Cfr. anche Par. 6.5.1). Pertanto, nel 2004 sono stati predisposti interventi sulle reti per migliorarne l'efficienza, con investimenti in ricerca e sviluppo parzialmente finanziati dal Ministero delle attività produttive. Gli investimenti di Acea Distribuzione per il 2004 hanno assorbito oltre 80 milioni di Euro e quelli di Acea Trasmissione 2,5 milioni di Euro.

Verso la fine del 2004 il Gruppo Acea ha costituito la società Acea Reti e Servizi Energetici S.p.A. (ARSE) che ha acquisito il 50% di Acea Distribuzione e di Acea Luce (società impegnata nell'illuminazione pubblica): la finalità del nuovo soggetto è il coordinamento delle società del gruppo impegnate nella gestione delle reti, oltre alla promozione di iniziative per il risparmio energetico e all'offerta di consulenze per servizi energetici.

6.3.4 Il comparto Energia del Gruppo Acea

Il Gruppo Acea (Bilancio 2004) è controllato dal Comune di Roma (51%), mentre il rimanente 49% è diviso fra mercato (35%), Schoders Inv. Ltd. (10%), Suez (2%) e Unione Generale Immobiliare (2%).

Il comparto Energia nel 2004 ha assorbito il 69,9% del Valore della Produzione, il 55,8% dell'Ebitda e il 58,6% degli investimenti. Con la costituzione della società ARSE, il comparto ha preso l'assetto riportato in Tav. 6.9.

¹⁷ Che consente di interrompere il procedimento mediante pagamento immediato del doppio della sanzione minima prevista, pari a 25.000 Euro: pagando quindi 50.000 Euro le aziende possono evitare sanzioni molto più elevate che possono arrivare fino a 150 milioni. Tale possibilità è stata utilizzata dall'Enel proprio in riferimento al black-out del giugno 2003.

Tav. 6.9 Assetto del comparto Energia di Acea S.p.A. al 2004

Società del comparto Acea Energia	Partecipazioni
ARSE (100%)	Acea Distribuzione (50%)
	Acea Luce (50%)
Acea Distribuzione (50%)	
Acea Trasmissione (50%)	
Acea-Electrabel (60%)	Acea-Electrabel Produzione (50%)
	Acea-Electrabel Trading (84%)
	Acea-Electrabel Energia (100%)
	Acea-Electrabel Elettricità (100%)
Acea Luce (50%)	
Eblacea (30%)	Tirreno Power (50%)

Fonte: Bilancio d'esercizio Acea 2004.

Entro il 2005 dovrebbe essere terminato il processo di integrazione avviato nei primi mesi dell'anno fra Acea-Electrabel Elettricità (che si occupa della vendita ai clienti vincolati) ed Acea-Electrabel Energia (vendita ai clienti liberi), che vede l'incorporazione di quest'ultima nella prima; tale ristrutturazione ha lo scopo di razionalizzare l'assetto societario in vista del luglio 2007, quando l'estensione completa della liberalizzazione consentirà a tutti i consumatori di scegliere fra libero mercato e servizio pubblico, mentre l'attività commerciale sul mercato libero continuerà ad essere svolta da Acea-Electrabel Trading¹⁸. Da segnalare, ad agosto 2005, la firma del contratto per la cessione di Acea Trasmissione (proprietaria di una porzione della rete di trasmissione nazionale pari allo 0,67%) a Terna; l'accordo sarà perfezionato in seguito all'approvazione dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

6.3.5 La commercializzazione dell'energia elettrica sul mercato vincolato

L'energia elettrica viene venduta ai clienti vincolati dalle imprese di distribuzione concessionarie nella zona di riferimento. Le condizioni tariffarie di base sono stabilite dell'Autorità per l'energia, anche

se è facoltà delle imprese locali di offrire opzioni tariffarie ulteriori ai propri clienti, con l'impegno di segnalare l'opzione più conveniente dati i profili di consumo dei singoli clienti (vedi Par. 6.4.2). Per tutelare i clienti vincolati dal punto di vista del servizio commerciale, l'Autorità per l'energia stabilisce standard di qualità specifici (che, qualora non rispettati dall'azienda, danno luogo ad indennizzi automatici in favore dei clienti) e generali (Par. 6.5.2).

Le imprese di distribuzione (ai sensi dell'art. 4 della Deliberazione n. 204/1999 dell'Autorità per l'energia) hanno inoltre dovuto adottare entro il 30 giugno 2000 un Codice di condotta commerciale per la fornitura di energia elettrica ai clienti del mercato vincolato, anche se, a differenza del settore del gas, non è stato emanato un Codice-tipo cui fare riferimento¹⁹. Lo scopo è rendere trasparente il mercato, migliorando l'informazione e semplificando i confronti delle condizioni economiche di fornitura, per favorire la concorrenza e agevolare il cambio di fornitore anche da parte dei piccoli consumatori domestici. Nel proprio Codice, Acea assume alcuni impegni, fra cui i più rilevanti sono:

- l'introduzione di nuove tecnologie per la rilevazione dei consumi elettrici, anche ai fini dell'individuazione più specifica dei profili di consumo;

¹⁸ Sulle ristrutturazioni societarie indotte dai processi di riassetto dei settori dei servizi, vedi anche Cap. 1.

¹⁹ Sul Codice di condotta commerciale nel settore del gas vedi la *Relazione Annuale 2004* di questa Agenzia.

- l'offerta di opzioni tariffarie di base e speciali, correlate ai consumi, alla potenza impegnata o alla tipologia di contratto, anche finalizzate alla promozione dell'energia da fonti rinnovabili;
- la trasparenza delle offerte commerciali e la proposta di consulenze sui costi delle varie opzioni tariffarie e sull'opzione più conveniente dato il profilo di consumo.

Per quanto concerne il primo punto, va segnalata l'adozione sperimentale da parte di Acea di nuovi contatori digitali che consentono la misura a distanza e il monitoraggio di eventuali interruzioni e guasti sulla rete, rendendo possibile la telegestione dei contatori, con notevoli risparmi di costo per l'azienda; le nuove tecnologie, che dovrebbero essere estese senza costi aggiuntivi a tutti i clienti del Comune di Roma entro il 2009, permettono anche il controllo puntuale dei consumi e l'esatta individuazione dei profili di prelievo, consentendo l'adozione di opzioni tariffarie con costi differenziati in base alle fasce orarie, in modo da incentivare i consumi nelle ore vuote, contribuendo a razionalizzare lo sfruttamento della potenza installata nel sistema elettrico. A metà del 2005, le utenze romane oggetto della sperimentazione erano circa 40.000; l'Acea ha inoltre firmato un accordo per la fornitura dei contatori digitali ad altre tre aziende locali di distribuzione (Asm Terni, Asm Voghera e Amet Trani). L'introduzione dei contatori digitali è un passo strategico che consentirà alle aziende di offrire sul mercato condizioni competitive di fornitura e che sarà fondamentale una volta che la liberalizzazione sarà estesa a tutti gli utenti. Va rilevato, però, che Acea non ha ancora offerto nessun tipo di opzione ulteriore (né monoraria, né bioraria, né stagionale) ai propri clienti domestici, i cui consumi vengono fatturati secondo le tariffe ufficiali dell'Autorità per l'energia; viceversa, Enel Distribuzione, che pure ha cominciato a introdurre i gruppi di misura con le nuove tecnologie digitali, ha offerto una serie di opzioni ulteriori differenziate per fasce di prelievo (Cfr. Par. 6.4.2).

Acea ha invece completato nel 2003 uno studio di fattibilità, basato sull'esperienza di alcuni paesi

partner europei, per l'eventuale futura introduzione di opzioni tariffarie volte ad incentivare l'utilizzo di fonti rinnovabili (*green pricing*).

Per quanto riguarda la comunicazione fra clienti ed azienda, Acea – rispondendo alle esigenze dei consumatori – ha riorganizzato il proprio *contact center*. Il progetto *Front End Unico* (FEU) è entrato in funzione a gennaio 2004 per quanto riguarda il centralino e a febbraio 2004 per i numeri verdi commerciali. La nuova organizzazione ha ridotto il carico di chiamate per il centralino e il nuovo sistema ha consentito di elevare fino al 90% la quota di chiamate risposte con esito positivo. Il FEU ha gestito automaticamente il 40% delle chiamate ai numeri verdi, fornendo informazioni di carattere commerciale e amministrativo. Questa Agenzia alla fine del 2003 e alla fine del 2004 ha condotto due indagini sull'efficienza dei *contact center* delle imprese di servizi locali operanti nel Comune di Roma, sulla capacità di garantire tempi brevi e facilità di contatto e sull'efficacia delle risposte; per quanto riguarda il *contact center* di Acea per la segnalazione dei guasti elettrici, il punto critico sembra essere ancora il tempo di attesa (che ostacola significativamente l'accessibilità del servizio), mentre una volta stabilito il contatto si rileva una buona qualità delle risposte fornite, seppur in quasi totale assenza di identificazione dell'operatore (Cfr. Cap. 10, Par. 10.3.2.3).

6.3.6 Iniziative energetiche per la tutela ambientale nel Comune di Roma

Il Comune di Roma, attraverso l'Assessorato all'ambiente, ha messo in atto diverse iniziative per il risparmio energetico e per incrementare l'impiego di energia rinnovabile. Fra queste, è rilevante la recente copertura di una scuola nel XV Municipio di Roma mediante pannelli fotovoltaici (il più grande impianto solare della città, che copre circa il 50% dei consumi di energia della scuola con un risparmio di circa 4.300 Euro l'anno), iniziativa estesa anche ad altre quattro scuole, a tutti gli asili nido di recente realizzazione e a 49 di quelli preesistenti.

6.4 Livello delle tariffe e confronti

Nonostante gli ultimi due anni siano stati caratterizzati da forti aumenti dei prezzi internazionali dei

prodotti petroliferi (10 \$/barile all'inizio del 1999, 30 \$/barile ad agosto 2003, 67 \$/barile ad agosto

2005), la tariffa elettrica media nazionale²⁰ è rimasta sostanzialmente stabile fino a tutto il 2004, con lievi aumenti nella seconda parte dell'anno che non sono riusciti ad assorbire completamente l'andamento decrescente dei primi sei mesi. L'indice sintetico Eurostat dei prezzi al consumo armonizzati dell'energia elettrica evidenzia infatti una riduzione del 3,2% per l'Italia nel 2004, in controtendenza nei confronti dei principali paesi comunitari (Cfr. anche Par. 6.4.1) e del prezzo del petrolio²¹.

L'andamento crescente dei prezzi dei combustibili ha influito più decisamente sulle tariffe a partire dal 2005, con una dinamica molto sostenuta verso la fine dell'anno (Cfr. Tav. 6.10), tanto che per il periodo ottobre-dicembre 2005 la tariffa media al netto delle imposte ha toccato gli 11,24 Eurocent/kWh, con un incremento del 5,3% rispetto al semestre precedente e del 9,7% rispetto allo stesso periodo del 2004 (la tariffa media nazionale allora era pari a 10,25 Eurocent/kWh).

Tav. 6.10 Andamento della tariffa media nazionale al netto delle imposte nel corso del 2005

Periodo	I trim. 2005	II trim. 2005	III trim. 2005	IV trim. 2005
Tariffa media nazionale (c€/kWh)	10,47	10,67	10,67	11,24
Variazione rispetto al trimestre precedente	+2,1%	+1,9%	-	+5,3%

Fonte: elaborazione su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it.

Sull'ultima tariffa media nazionale netta incidono diversamente le varie componenti di costo: i costi di produzione sono i più rilevanti (71,9%, in progressivo aumento) e comprendono il costo del combustibile, quelli di generazione e dispacciamento, la remunerazione della capacità produttiva e del servizio di interrompibilità, nonché gli oneri per i certificati verdi e per la riconciliazione di energia elettrica oggetto di forniture al mercato vincolato nel 2001. Altra componente importante è quella infrastrutturale (20,5%), a copertura dei costi fissi di trasmissione, distribuzione e misura, che include anche le componenti tariffarie per la perequazione dei costi di trasmissione e distribuzione e per i recuperi di continuità (UC3 e UC6), nonché i costi di commercializzazione per la vendita. Le componenti specifiche (1,7%) finanziano il sistema dei certificati verdi, il servizio di interrompibilità, la

disponibilità impianti, mentre gli oneri generali di sistema, che coprono i costi del sistema elettrico non imputabili a specifici soggetti²², incidono infine per il 6,0%: si tratta di tutte le componenti A, delle UC1, UC4, UC5 e della nuova componente MCT per le compensazioni territoriali; in aumento la UC1 per la perequazione dei costi di approvvigionamento e la A6 per gli *stranded cost*.

Rispetto ai corrispettivi fissati per la fine del 2004, le opzioni tariffarie D2 e D3 dell'Autorità sono variate nei corrispettivi di energia, in aumento a causa della dinamica dei prezzi dei prodotti petroliferi per tutti gli scaglioni di consumo; il corrispettivo di potenza della D3 è invece diminuito (Cfr. Tav. 6.11).

La tariffa in vigore per il settore domestico nel 2005 è stata leggermente superiore a quella media nazionale, con una dinamica appena più contenuta (Cfr. Tav. 6.10 e Tav. 6.12).

²⁰ Valore medio indicativo che non corrisponde alle tariffe e alle opzioni tariffarie offerte ai clienti domestici; per alcune simulazioni della spesa elettrica di alcune famiglie e imprese campione, vedi Cap. 11.

²¹ La diluizione degli incrementi di prezzo è da attribuire al meccanismo di adeguamento delle tariffe ai prezzi dei combustibili sulla base della media annuale, in vigore dall'avvio della Borsa elettrica, e alle modalità di approvvigionamento dell'Acquirente Unico, differenziate fra contratti bilaterali fisici, per differenza, CIP6 e di importazione, che hanno ridotto a meno del 20% gli acquisti sulla Borsa elettrica per le forniture destinate ai clienti vincolati.

²² Energia rinnovabile, ricerca, nucleare, *stranded cost*, rimborsi alle reti isolate, perdite, regimi tariffari speciali.

Tav. 6.11 Variazione dei corrispettivi delle tariffe D2 e D3 dell'Autorità per l'energia dal IV trimestre 2004 al IV trimestre 2005

D2: residenti fino a 3 kW di potenza	IV trim. 2004	IV trim. 2005
Corrispettivo fisso (€/anno)	1,92	1,92
Corrispettivo di potenza (€/kW/anno)	6,24	6,24
Corrispettivo di energia (€cent/kWh) (crescente al crescere dei consumi fino a 3.540 kWh/anno, poi decrescente)	Min: 6,87 – Max: 21,36 Oltre 4.440 kWh/anno: 12,87	Min: 7,61 – Max: 22,72 Oltre 4.440 kWh/anno: 14,02
D3: non residenti oltre 3 kW di potenza	IV trim. 2004	IV trim. 2005
Corrispettivo fisso (€/anno)	26,40	26,40
Corrispettivo di potenza (€/kW/anno)	15,84	15,48
Corrispettivo di energia (€cent/kWh)	12,87	14,02

Fonte: elaborazione su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Tav. 6.12 Andamento della tariffa al netto delle imposte per il settore domestico nel corso del 2005

Periodo	I trim. 2005	II trim. 2005	III trim. 2005	IV trim. 2005
Tariffa per il settore domestico (c€/kWh)	10,64	10,84	10,84	11,35
Variazione rispetto al trimestre precedente	+1,7%	+1,8%	-	+4,7%
Incremento di costo annuo per utenze domestiche medie*	+5,00 Euro	+5,79 Euro	-	+15,00 Euro

(*) Utenze con 3 kW di potenza impegnata e consumi da 2700 kWh/anno.

Fonte: elaborazione su dati tratti dal sito dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Prendendo come riferimento l'utente domestico tipo (3 kW di potenza impegnata, 225 kWh mensili di consumo), i vari incrementi tariffari del 2005 comportano un incremento annuo del costo della fornitura al netto delle imposte di circa 25,00 Euro rispetto alla fine del 2004.

6.4.1 Confronti internazionali di prezzo

I prezzi medi dell'energia all'ingrosso nei vari paesi dell'Unione Europea hanno subito un processo di convergenza, attestandosi nel 2004 intorno ai 30 Euro/MWh sia per quanto riguarda gli scambi

bilaterali, sia nelle borse elettriche²³. Fa eccezione solo l'Italia, dove i prezzi all'ingrosso sono molto più alti: il prezzo medio della Borsa elettrica italiana nel 2004 è stato di 58,46 Euro/MWh.

Per quanto riguarda i prezzi al consumo, le medie ponderate europee hanno seguito andamenti complessivamente decrescenti fra il 1997 e il 2004, anche se con alti e bassi e con variazioni differenziate per diverse categorie di consumatori: i clienti domestici hanno beneficiato delle riduzioni di prezzo più regolari, ma più contenute (meno del 6%), mentre i vantaggi più accentuati sono stati ottenuti dalle utenze industriali ad alto consumo fino al 2000 (-12% per 24 GWh/anno) e da quelle a bassa intensità energetica nei due anni successivi (-17% nel 2002 per 0,5 GWh/anno). Dal 2002 in poi la tendenza dei prezzi al consumo è stata al rialzo per via degli incrementi dei prezzi dei prodotti petroliferi: al 2004, i vantaggi rispetto al 1997 per le utenze industriali ad alto e a basso consumo sono ridotti rispettivamente al 5% e all'11%. I prezzi medi al consumo finale sono tuttavia molto diversificati fra i vari paesi, con scarti dalla media del 25-30%: tale forbice, in presenza di prezzi all'ingrosso sostanzialmente allineati, è solo in parte giustificata da divergenze nei costi di trasmissione e trasporto, nascondendo sia una scarsa significatività delle rilevazioni²⁴, sia la possibilità di sussidi incrociati fra le varie tipologie di consumo.

La Tav. 6.13 riporta i prezzi dell'elettricità nei principali paesi europei per le utenze domestiche al netto e al lordo delle imposte riferiti a diverse categorie di consumi annui. La prima osservazione è che la struttura tariffaria italiana continua ad essere in controtendenza, con prezzi del kWh crescenti all'aumentare dei consumi annui; le imposte, che pure incidono in misura crescente sui prezzi all'aumentare dei consumi, attenuano appena questo andamento rispetto alla media europea, ma non in modo significativo. Ipotizzando che bassi consumi corrispondano a situazioni economiche meno agiate e viceversa, si può affermare che una simile struttura abbia effetti progressivi, agevolando i nuclei a basso reddito; al contrario, l'andamento prevalente in Europa è quello più orientato al mer-

cato, che privilegia il costo unitario corrispondente ad alti consumi. Anche se, rispetto all'anno precedente, i prezzi del kWh sono diminuiti di più per le utenze ad alto consumo, gli scostamenti dell'Italia dalla media europea sono invece aumentati, sia quelli negativi per bassi livelli di consumo, sia quelli positivi per i consumi più alti²⁵.

Per quanto riguarda la struttura delle imposte, si osserva che la pressione fiscale sul prezzo del kWh aumenta nei casi dell'Italia, della Germania e, soprattutto, dei Paesi Bassi, dove le imposte sono tali da riallineare il prezzo lordo relativo alle diverse fasce di consumo, nonostante il prezzo netto decresca notevolmente all'aumentare dei consumi. Per la Spagna e il Regno Unito l'incidenza delle imposte subisce variazioni irrilevanti al variare dei consumi, mentre in Francia presenta un andamento che si può definire regressivo (nell'accezione di cui sopra), decrescente al crescere dei consumi.

Fra i paesi presenti nella Tav. 6.13, l'Italia è l'unico a presentare riduzioni di prezzo per tutte le categorie di consumo rispetto all'anno precedente; tutti gli altri paesi registrano aumenti, con l'eccezione del Regno Unito, dove diminuiscono i prezzi solo per le categorie con consumi alti, e della Germania, solo per quella a consumi più bassi. Le minori riduzioni del prezzo lordo italiano, rispetto alle riduzioni del netto, sono dovute al rialzo degli oneri generali di sistema.

Per quanto riguarda i prezzi del kWh per le utenze industriali (Tav. 6.14), i livelli italiani sia netti che lordi risultano superiori alla media europea, in misura più contenuta per le categorie a basso consumo e massima per i livelli di consumo intermedi. Da notare la struttura regressiva dell'imposizione, che in Italia penalizza le imprese con consumi bassi (pmi) incidendo fortemente sul prezzo del kWh (Cfr. anche Tav. 6.15); oltre ad osservare un'incidenza delle imposte al di sopra della media europea per le categorie a basso consumo, si può inoltre notare una forbice accentuata della percentuale fra diverse categorie di consumo, con un'incidenza molto più bassa per quelle ad alto consumo (al di sotto della media).

²³ Gli scarti dei vari paesi rispetto alla media nel 2004 sono stati dell'ordine del 10%, rispetto a scarti variabili fra il 30% e il 60% registrati nel 2003.

²⁴ Attualmente vengono rilevati i prezzi al consumo riferiti ai consumatori standard o addirittura i prezzi regolati (massimi o raccomandati), anziché quelli liberamente contrattati dalle parti. L'Eurostat, per fare fronte a questi problemi, sta sperimentando nuove metodologie di rilevazione che fanno riferimento ai prezzi medi per varie classi di consumo, che se dovessero rivelarsi appropriate potrebbero essere adottate dall'1 luglio 2007.

²⁵ Cfr. Agenzia per la qualità e il controllo dei servizi pubblici locali del Comune di Roma, *Relazione Annuale 2004*.

Tav. 6.13 **UtENZE DOMESTICHE: PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL NETTO E AL LORDO DELLE IMPOSTE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO NEI PRINCIPALI PAESI EUROPEI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004 e variazione percentuale luglio 2004/luglio 2003

Consumo annuo	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
Paesi	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %
Prezzi al netto delle imposte								
Francia (A)	12,8	2,1	11,1	1,9	9,1	1,7	8,8	1,7
Germania (A)	20,3	- 0,4	16,1	1,2	12,8	1,9	11,5	1,7
Italia (B)	7,6	- 2,7	7,9	- 2,6	14,1	- 4,1	13,3	- 6,9
Paesi Bassi	19,9	8,4	14,1	6,3	10,4	5,1	9,3	4,6
Regno Unito	18,9	18,9	14,3	11,9	8,0	- 11,3	7,5	- 8,2
Spagna	11,3	1,5	11,3	1,5	8,9	1,5	8,1	1,5
Media europea ponderata (C)	16,8	4,0	13,1	2,8	10,1	- 1,4	9,3	- 1,6
<i>Scost. Italia (D)</i>	- 54,8	-	- 39,7	-	39,8	-	43,0	-
Prezzi al lordo delle imposte								
Francia (A)	16,7	2,8	14,2	1,9	11,4	1,6	11,1	1,6
Germania (A)	25,9	- 0,4	21,1	1,2	17,2	1,9	15,8	1,7
Italia (B)	9,5	- 0,8	9,9	- 0,9	19,3	- 2,6	18,3	- 4,9
Paesi Bassi	21,1	3,8	19,3	2,9	18,4	3,1	18,0	3,3
Regno Unito	19,9	18,9	15,0	11,9	8,4	- 11,1	7,8	- 8,3
Spagna	13,8	1,5	13,8	1,5	10,8	1,5	9,9	1,4
Media europea ponderata (C)	20,8	3,7	16,6	2,5	13,4	- 0,8	12,4	- 1,0
<i>Scost. Italia (D)</i>	- 54,3	-	- 40,5	-	44,3	-	47,7	-
Incidenza percentuale delle imposte sul prezzo netto								
Francia (A)	30,5%		27,9%		25,3%		26,1%	
Germania (A)	27,6%		31,1%		34,4%		37,4%	
Italia (B)	25,0%		25,3%		36,9%		37,6%	
Paesi bassi	6,0%		36,9%		76,9%		93,6%	
Regno Unito	5,3%		4,9%		5,0%		4,0%	
Spagna	22,1%		22,1%		21,4%		22,2%	
Media europea ponderata (C)	23,8%		26,7%		32,7%		33,3%	

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali del 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori solo i paesi per cui erano disponibili i dati sia di luglio 2003, sia di luglio 2004.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

Tav. 6.14 Utenze industriali: prezzi dell'energia elettrica al netto e al lordo delle imposte per tipologia di consumo nei principali paesi europei

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004 e variazione percentuale luglio 2004/luglio 2003

Consumo annuo	50 MWh (50 kW-1000 h)		2 GWh (500 kW-4000 h)		24 GWh (4 MW-6000 h)		70 GWh (10 MW-7000 h)	
	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %	c€/kWh	Var. %
Paesi								
Prezzi al netto delle imposte								
Francia (A)	8,4	1,6	5,3	0,8	4,2	0,2	-	-
Germania (A)	14,9	8,7	7,3	-1,5	6,3	2,7	6,1	5,0
Italia (B)	11,6	11,7	8,6	3,0	7,3	-5,4	6,6	-3,5
Regno Unito	7,5	3,0	5,2	11,3	3,9	-3,8	3,3	-7,0
Spagna	9,7	1,8	5,4	1,9	4,9	1,9	4,7	2,0
Media europea ponderata (C)	10,3	6,8	6,3	2,6	5,3	0,8	5,0	2,0
<i>Scost. Italia (D)</i>	<i>12,7</i>	<i>-</i>	<i>35,8</i>	<i>-</i>	<i>37,7</i>	<i>-</i>	<i>30,7</i>	<i>-</i>
Prezzi al lordo delle imposte								
Francia (A)	10,9	8,9	6,9	6,5	6,0	5,5	-	-
Germania (A)	18,7	7,9	9,9	-1,3	8,7	2,2	8,5	4,1
Italia (B)	16,1	15,2	12,1	3,5	9,3	-3,8	8,4	-2,2
Regno Unito	9,6	3,1	6,4	11,0	4,7	-3,3	4,1	-6,5
Spagna	11,8	1,7	6,6	1,9	5,9	2,1	5,7	1,3
Media europea ponderata (C)	13,1	7,6	8,3	2,7	6,8	1,0	6,5	1,0
<i>Scost. Italia (D)</i>	<i>22,9</i>	<i>-</i>	<i>45,9</i>	<i>-</i>	<i>36,6</i>	<i>-</i>	<i>29,4</i>	<i>-</i>
Incidenza percentuale delle imposte sul prezzo netto								
Francia (A)	29,8%		30,2%		42,9%		-	
Germania (A)	25,5%		35,6%		38,1%		39,4%	
Italia (B)	38,8%		40,7%		27,4%		27,3%	
Regno Unito	28,0%		23,1%		20,5%		24,3%	
Spagna	21,7%		22,2%		20,4%		21,3%	
Media europea ponderata (C)	27,2%		31,8%		28,3%		30,0%	

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali del 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori solo i paesi per cui erano disponibili i dati sia di luglio 2003, sia di luglio 2004.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: elaborazioni su dati Eurostat, Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale 2005.

Come per le utenze domestiche, l'incidenza delle imposte sul prezzo del kWh è bassa ed abbastanza indifferente alla variazione dei consumi per la Spagna e per il Regno Unito, mentre nei casi della Francia e della Germania è più alta e tende ad aumentare all'aumentare dei consumi.

Rispetto al 2003, i prezzi italiani sono aumentati più della media europea, comunque in aumento, con la sola eccezione dei prezzi alle utenze industriali di Finlandia e Norvegia.

Per quanto riguarda le imposte, si riporta il detta-

glio dell'incidenza dell'imposta erariale e dell'addizionale Enti Locali, nonché la variabilità in funzione della potenza impegnata e degli scaglioni di consumo (Tav. 6.15). Dalla Tav. 6.15 risulta evidente la regressività dell'imposizione che agevola le grandi imprese con alti livelli di potenza impegnata e forti consumi (addirittura esenti dalle imposte per i più alti livelli di potenza e consumo), gravando prevalentemente sulle imprese di dimensioni minori e con minor assorbimento.

Tav. 6.15 Aliquote dell'imposta erariale di consumo e dell'addizionale Enti Locali sull'energia elettrica destinata ad altri usi non domestici

Potenza impegnata (kW)	Consumi mensili (kWh/mese)	Imposta erariale (c€/kWh)	Addizionale provinciale (c€/kWh)	Totale (c€/kWh)
Fino a 30		0,31	0,93 - 1,14	1,24 - 1,45
Da 31 a 200		0,31	0,93 - 1,14	1,24 - 1,45
Da 201 a 3.000	fino a 200.000	0,31	0,93 - 1,14	1,24 - 1,45
	oltre 200.000	0,31	0,00	0,31
Oltre 3.000	fino a 200.000	0,31	0,93 - 1,14	1,24 - 1,45
	oltre 200.000	0,31	0,00	0,31
	oltre 1.200.000	0,00	0,00	0,00

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Relazione Annuale, 2002.

Per quanto riguarda l'addizionale provinciale, la Tav. 6.16 riporta il dettaglio dei livelli fissati dalle principali Province italiane nell'ambito dell'intervallo di variabilità consentito (0,93 cEuro/kWh – 1,14 cEuro/kWh). A Roma e in molte altre delle principali città italiane l'addizionale è fissata al livello minimo. Tuttavia, occorre rilevare che delle 102 Province italiane, ben 57 adottano l'aliquota massima, mentre altre 10 applicano aliquote intermedie: le Province dove l'aliquota è minima sono prevalentemente quelle di dimensioni maggiori e comunque non arrivano al 35% del totale.

6.4.2 Opzioni tariffarie offerte da Acea e confronti nazionali

Anche per il 2005, fra le opzioni tariffarie ulteriori offerte da Acea manca la sezione destinata alle utenze domestiche in bassa tensione: ciò significa che i clienti domestici di Roma hanno meno opportunità di scelta rispetto a quelli serviti da Enel

Distribuzione e dalle altre grandi imprese locali di distribuzione (vedi oltre nel paragrafo), essendo loro applicate automaticamente le tariffe D2 e D3 dell'Autorità per l'energia, secondo i livelli di potenza impegnata e le caratteristiche della residenza. Mediamente le opzioni ulteriori offerte dalle altre principali aziende locali di distribuzione consentono risparmi differenziati per varie fasce di consumo (opzioni monorarie) ed abitudini di prelievo (opzioni biorarie e stagionali), ma può anche accadere che l'opzione ulteriore comporti maggiorazioni di costo per un determinato utente: le imprese hanno dunque l'obbligo di segnalare singolarmente ai propri clienti l'opzione più favorevole sulla base del profilo di consumo dell'anno precedente e in alcuni casi sostituiscono automaticamente le opzioni se il tipo di consumo comporta maggiorazioni di spesa rispetto alle opzioni dell'Autorità.

Per il 2005 le imprese di distribuzione che hanno offerto opzioni ulteriori alle utenze domestiche sono Enel (una monoraria e diverse differenziate

Tav. 6.16 Stato di applicazione dell'aliquota addizionale provinciale sui consumi elettrici nelle principali città italiane

Anno 2004

NORD		CENTRO-SUD	
Provincia	c€/kWh	Provincia	c€/kWh
Torino	0,93	Firenze	0,93
Genova	1,13	Prato	0,93
Milano	0,93	Roma	0,93
Brescia	0,93	Napoli	0,93
Mantova	1,13	Bari	0,93
Venezia	0,98	Taranto	1,13
Verona	1,13	Palermo	1,08
Padova	0,93	Catania	1,13
Trieste	0,93	Messina	0,93
Bologna	0,93		
Modena	1,13		

Fonte: Il peso del fisco sulla bolletta elettrica, Impresa Artigiana, 15 giugno 2004.

per fasce orarie, settimanali e stagionali, oltre a due opzioni forfetarie), Aem Milano (una monoraria per 4,5 kW di potenza e una bioraria), Aem Torino (una bioraria e una stagionale per livelli di potenza superiore o uguale a 4,5 kW; tre monorarie differenziate per i livelli di potenza impegnata), Agsm Verona, Acegas-Aps Trieste-Padova e Deval Aosta (una bioraria per 6kW o più di potenza) e AsmEa Brescia (una monoraria per 4,5 kW, due biorarie per contratti maggiori o uguali a 4,5 kW e due agevolate per contratti da 3 kW e 4,5 kW, in caso di utenze residenti con riscaldamento centralizzato o teleriscaldamento, che rinunciano all'utenza del gas).

Vale la pena di soffermare l'attenzione sulle nuove opzioni Enel differenziate per fasce di consumo, applicabili a tutte le utenze dove è già stato installato il nuovo contatore elettronico (Enel assicura l'estensione delle nuove tecnologie a tutte le proprie utenze domestiche entro il 2005). Per le utenze da 3 kW di potenza impegnata, Enel offre due

tariffe biorarie a scaglioni di consumo: l'opzione "Sera" (con prezzi convenienti rispetto alla D2 dell'Autorità per i consumi delle ore comprese fra le 19.00 e l'1.00 di notte e relativi ad alcune festività, maggiorati in tutte le altre ore) e l'opzione "Week-end" (prezzi convenienti per il sabato, la domenica e alcune festività, maggiorati per i giorni feriali). Queste tariffe – che vengono automaticamente disapplicate in presenza di consumi nelle ore vuote inferiori al 26%, in quanto fortemente penalizzanti per il cliente²⁶ – sono convenienti rispetto alla D2 per coloro che riescono a spostare una quota rilevante dei propri consumi nelle ore vuote (soprattutto con l'uso di elettrodomestici energivori a comando controllato); secondo una simulazione operata da Adiconsum, le tariffe in questione sono leggermente penalizzanti per consumi inferiori a 2.000 kWh/anno, se la percentuale di consumo nelle ore vuote è inferiore al 50% (Sera) o al 45% (Week-end), mentre per conseguire risparmi significativi occorre consumare almeno 3.000-3.500

²⁶ Questo accorgimento è stato introdotto da Enel in seguito alla segnalazione di alcune associazioni di consumatori e dopo l'intervento dell'Autorità per l'energia.

kWh/anno con consumi minimi del 30% nelle ore vuote (il risparmio in questi casi può variare tra i 18 e i 43 Euro/anno).

Per le utenze con potenza impegnata fino a 15 kW, residenti e non, Enel offre l'opzione bioraria "Due", senza scaglioni di consumo, caratterizzata da una quota fissa leggermente maggiore di quella della D3 (28,00 Euro contro 26,40 Euro) e da corrispettivi di potenza analoghi; le ore vuote vanno dalle 20.00 alle 7.00 della mattina seguente per i giorni feriali e comprendono anche tutte le ore del week-end e delle festività (10,02 c€/kWh, contro gli 11,95 c€/kWh delle ore piene: con la D3 dell'autorità il costo è indifferenziato e pari a 11,83 c€/kWh). Per i contratti non residenti, l'Enel offre anche un'opzione "Agosto" pensata per la casa di vacanze, con corrispettivi di energia analoghi alla "Due", ma il periodo vuoto è il solo mese di agosto, in tutte le ore del giorno.

Infine, Enel offre anche due tariffe a base forfettaria per le utenze con potenza impegnata pari a 3

kW: quella destinata ai contratti residenziali prevede una spesa annua di 38,26 Euro comprensiva di quota fissa, corrispettivo di potenza e consumi per 250 kWh, mentre i consumi eccedenti vengono fatturati al kWh come per un contratto base da 3 kW; quella per le utenze non residenti è del tutto analoga, ma la spesa forfettaria sale da 38,26 a 114,27 Euro/anno. In entrambi i casi i risparmi potenziali sono contenuti.

La descrizione delle altre offerte e una simulazione dei prezzi comparati relativi al terzo trimestre del 2004 per diverse categorie di utenze e di consumi, riferiti alle diverse opzioni tariffarie, si può trovare nella precedente Relazione Annuale di questa Agenzia (novembre 2004); nel Cap. 11 di questa Relazione, invece, è presentata una simulazione della spesa per servizi locali di alcune famiglie e imprese rappresentative nelle principali città italiane, fra le cui voci rientra la simulazione della spesa elettrica per diversi livelli di consumo (Cfr. Cap. 11, Parr. 11.1 e 11.2).

6.5 La qualità erogata del servizio

La qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica si misura attraverso gli indicatori di continuità della fornitura e di qualità commerciale, regolati secondo le disposizioni del Testo integrato in materia di qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo 2004-2007²⁷.

6.5.1 Gli standard di continuità

Gli indicatori di continuità definiscono lo stato fisico della rete di distribuzione. Quando al punto di prelievo la tensione è inferiore all'1% di quella dichiarata si verificano interruzioni transitorie, brevi o lunghe dell'erogazione (rispettivamente non superiori a un secondo, inferiori o superiori a tre minuti), tanto più pregiudizievoli per gli utenti quando sono senza preavviso, in quanto possono creare problemi alle apparecchiature e ai

sistemi elettronici. A partire dal 1998, le aziende di distribuzione sono tenute a registrare le interruzioni, consentendo la costruzione e la comparazione di indicatori di continuità utili sia a scopo informativo, sia per implementare forme di regolamentazione basate su un sistema di incentivi e penali, finalizzato al progressivo raggiungimento e miglioramento degli obiettivi di qualità della fornitura. I principali indicatori della continuità sono la durata complessiva delle interruzioni lunghe per cliente (minuti/cliente/anno) e il numero medio di interruzioni per cliente (Cfr. Tav. 6.17 e Tav. 6.18).

La Tav. 6.17 e la Tav. 6.18 riportano un confronto fra gli indicatori relativi alle principali imprese locali di distribuzione, alla media Enel e a quella italiana (limitatamente ai territori ad altra concentrazione, che meglio riflettono la situazione romana).

²⁷ Deliberazione 20 gennaio 2004, n. 5, allegato A, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Per approfondimenti sulla regolazione della qualità per il periodo 2004-2007, Cfr. la *Relazione Annuale* presentata da questa Agenzia nel novembre 2004, Cap. 7, Par. 7.3.

Tav. 6.17 Durata delle interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente, nei territori ad alta concentrazione

Dati 1998-2003

Esercente	Minuti di interruzione per cliente/anno	Variazione percentuale	
	2003	2003/2002	2003/1998
Acea Roma	69,97	-3,4%	-4,4%
Enel	41,04	-4,6%	-57,4%
Agsm Verona*	37,49	47,5%	140,6%
Aem Milano	36,84	9,7%	-5,8%
Aem Torino	27,93	3,9%	8,6%
Amps Parma*	26,00	22,6%	98,3%
Obiettivo D1 Aeeg	25,00	-	-
Meta Modena	22,73	119,8%	56,5%
Asm Brescia	17,89	-21,9%	14,7%
Hera Bologna*	14,97	-31,0%	19,2%
Italia	41,92	-4,0%	-52,0%

(*) Non essendo disponibile il dato 1998, la variazione in quarta colonna prende come dato base quello relativo al 1999.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Tav. 6.18 Numero di interruzioni per cliente all'anno e variazione percentuale, nel caso di interruzioni senza preavviso imputabili alla responsabilità dell'esercente, nei territori ad alta concentrazione

Dati 1998-2003

Esercente	Numero di interruzioni per cliente/anno	Variazione percentuale	
	2003	2003/2002	2003/1998
Acea Roma	1,50	-2,6%	-25,0%
Enel	1,41	2,9%	-30,2%
Meta Modena	1,27	101,6%	217,5%
Hera Bologna*	1,20	-0,8%	51,9%
Aem Milano	1,20	50,0%	0,8%
Aem Torino	1,00	3,1%	2,0%
Agsm Verona*	0,94	54,1%	19,0%
Asm Brescia	0,85	3,7%	183,3%
Amps Parma*	0,65	71,1%	132,1%
Italia	1,29	5,7%	-28,3%

(*) Non essendo disponibile il dato 1998, la variazione in quarta colonna prende come dato base quello relativo al 1999.

Fonte: elaborazioni su dati dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Come si può vedere, nel 2003 gli indicatori di Acea sono stati in entrambi i casi i peggiori del campione, anche se l'andamento dinamico mostra una ripresa del processo di miglioramento che nel 2002 aveva registrato una battuta d'arresto. I progressi di Acea non sono stati tuttavia sufficienti a conseguire l'obiettivo D1 di durata massima delle interruzioni lunghe senza preavviso con responsabilità dell'esercente (fissato dall'Autorità per l'energia in misura pari a 25 minuti/cliente nelle aree ad alta densità), cosa che ha comportato una penale di circa 8 milioni di Euro da versare nel conto "oneri per recuperi di continuità", utilizzato per erogare gli incentivi alle aziende con livelli di interruzione inferiore agli obiettivi.

6.5.2 Gli standard di qualità commerciale

La qualità commerciale riguarda i tempi di esecuzione di atti dovuti dall'azienda o esplicitamente richiesti dal cliente, in riferimento alla distribuzione, alla misura e alla vendita di energia elettrica. Gli indicatori della qualità commerciale, registrati obbligatoriamente dalle aziende di distribuzione, devono rispettare gli obiettivi di qualità fissati periodicamente dall'Autorità per l'energia: si distinguono in specifici (riferiti a obblighi precisi dell'azienda; in caso di mancato rispetto danno luogo ad indennizzi automatici; Tav. 6.19) e generali (riferiti alla qualità erogata media, calcolata sul complesso delle prestazioni; Tav. 6.20).

La regolamentazione attraverso gli standard di qualità (avviata con Deliberazione n. 201/99 dell'Autorità per l'energia) ha sostituito quella – meno efficace – basata esclusivamente sulle Carte dei servizi. In particolare, si segnala che il nuovo regime degli indennizzi automatici per le violazioni degli standard specifici è diventato vincolante: nel 1999 gli indennizzi corrisposti erano solo 22 su 8.418 aventi diritto; nel 2001 sono passati a 12.437 su 25.650 (quasi il 50%) e nel 2002 sono stati pari all'84% degli aventi diritto (52.229 su 61.881). Finalmente nel 2003 c'è stata un'inversione di tendenza e il numero di violazioni degli standard specifici e degli indennizzi corrisposti è tornato a diminuire (42.116 indennizzi; Cfr. Tav. 6.19)

La Tav. 6.19 riporta gli indicatori specifici di qualità commerciale per le principali aziende locali di distribuzione. La *performance* di Acea evidenzia una gestione problematica della qualità commerciale, sia in termini assoluti (numero e importo degli indennizzi corrisposti per mancato rispetto degli standard specifici), sia in base al

confronto degli indicatori relativi (ottenuti rapportando il volume di prestazioni fuori standard e di indennizzi corrisposti a indici dimensionali quali il numero di richieste pervenute e il numero di clienti domestici in bassa tensione serviti). Gli indennizzi Acea nel 2003 sono stati 1.477 (più di 200 per ognuna delle prestazioni monitorate, esclusa l'esecuzione di lavori semplici), per un importo complessivo pari a 117 mila Euro.

Come si è anticipato, il confronto fra le prestazioni dei diversi operatori richiede di prendere in considerazione grandezze relative rapportate alla dimensione del servizio richiesto dai clienti. Esaminando la percentuale di adempimenti "fuori standard" sul totale delle richieste pervenute per le singole voci, si può osservare che l'indicatore Acea è sempre superiore alla media nazionale e che in 3 casi su 6 è il più alto del campione, superando il 10% delle richieste nei casi di preventivazione per lavori semplici e di rispetto della fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati. Una certa criticità emerge anche per l'Agsm Verona – oltre 10 mila Euro di indennizzi corrisposti, con 3 casi superiori alla media nazionale, di cui uno massimo del campione e due superiori al 10% delle richieste (esecuzione e preventivazione di lavori semplici) – e per l'Aem Torino – 6 mila Euro di indennizzi, due voci superiori alla media, fra cui la disattivazione della fornitura è in ritardo nel 17% dei casi. Considerando gli indicatori medi generali, il quadro rimane analogo, con importi di indennizzo unitari – per prestazione richiesta e per cliente – massimi per Acea (rispettivamente 296 e 10 centesimi di Euro), seguita da Agsm (48 e 8) e Aem Torino (40 e 1).

I migliori risultati sono invece quelli dell'Asm Brescia, che ha rispettato in tutti i casi gli standard senza dover corrispondere indennizzi, seguita da Hera (un solo ritardo per la preventivazione, pari a 25,82 Euro) e da Aem Milano e Meta Modena (entrambe 3 ritardi, per un totale di 77,47 Euro: esecuzione di lavori semplici e mancato rispetto della fascia di puntualità per Meta; preventivazione e attivazione della fornitura per Aem).

Per quanto riguarda gli standard generali, anche se le percentuali obiettivo di rispetto degli standard sono state conseguite da Acea nel 2003 solo per rettifiche di fatturazione, verifica della tensione e verifica del gruppo di misura, i tempi effettivi medi hanno rispettato gli standard (Cfr. Tav. 6.20). Tuttavia, bisogna notare che le altre aziende locali del campione, con la sola eccezione di Agsm Verona hanno rispettato tutti gli obiettivi, medi e percentuali.

Tav. 6.19 Standard specifici di qualità commerciale soggetti ad indennizzo automatico e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali*Dati 2003 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione*

Descrizione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Agsm Verona	Asm Brescia	Meta Modena	Hera Bologna	Italia
clienti domestici BT (n.)	1.197.424	691.323	442.341	120.591	88.082	83.485	37.212	26.545.298
Preventivazione lavori semplici (standard: 15 giorni lavorativi)								
n. richieste	1.636	1.738	122	1.361	158	371	562	198.373
tempo effettivo	14,40	7,96	4,90	11,07	3,24	9,39	2,27	9,37
% fuori standard	14,79	0,06	0,85	11,09	0,00	0,00	0,18	3,06
n. indennizzi	277	1	1	63	0	0	1	6.694
importo (€)	22.618,32	25,82	51,64	1.704,12	0,00	0,00	25,82	276.893,76
Esecuzione lavori semplici (standard: 15 giorni lavorativi)								
n. richieste	1.402	2.353	1.430	1.060	115	248	255	130.717
tempo effettivo	9,30	5,72	4,87	10,57	3,03	11,08	3,18	9,76
% fuori standard	7,93	0,00	0,60	11,08	0,00	0,81	0,00	4,73
n. indennizzi	86	0	8	82	0	2	0	7.140
importo (€)	3.743,90	0,00	516,40	2.685,28	0,00	51,64	0,00	313.145,37
Attivazione della fornitura (standard: 5 giorni lavorativi)								
n. richieste	16.799	42.616	9.210	10.615	4.384	3.696	1.141	1.117.260
tempo effettivo	3,20	0,71	2,08	1,20	2,72	2,11	1,50	1,79
% fuori standard	1,05	0,00	0,52	1,02	0,00	0,00	0,00	1,04
n. indennizzi	201	2	42	108	0	0	0	12.195
importo (€)	18.074,00	51,65	1.833,22	2.814,38	0,00	0,00	0,00	546.170,90
Disattivazione della fornitura (standard: 5 giorni lavorativi)								
n. richieste	10.588	12.993	203	6.951	2.750	1.880	348	538.377
tempo effettivo	3,10	2,15	8,35	2,12	2,96	2,51	4,50	2,62
% fuori standard	0,65	0,00	16,84	1,51	0,00	0,00	0,00	1,13
n. indennizzi	346	0	31	104	0	0	0	10.090
importo (€)	29.486,90	0,00	1.678,30	2.762,74	0,00	0,00	0,00	388.100,49
Riattivazione della fornitura per morosità (standard: 1 giorno lavorativo)								
n. richieste	5.595	951	4.340	974	655	279	25	310.180
tempo effettivo	0,90	0,22	0,85	0,17	0,06	0,05	1,00	0,59
% fuori standard	4,38	0,00	1,84	0,62	0,00	0,00	0,00	1,38
n. indennizzi	260	0	57	6	0	0	0	4.708
importo (€)	17.351,04	0,00	2.039,78	154,92	0,00	0,00	0,00	208.419,04
Fascia di puntualità per appuntamenti personalizzati (standard: 3 ore*)								
n. richieste	3.457	10.269	127	146	535	1.168	17	41.258
% fuori standard	12,37	0,00	0,81	0,00	0,00	0,09	0,00	7,12
n. indennizzi	277	0	1	0	0	1	0	1.289
importo (€)	25.639,26	0,00	51,64	0,00	0,00	25,82	0,00	64.111,06
Indennizzi automatici								
Richieste totali	39.477	70.920	15.432	21.107	8.597	7.642	2.348	2.336.165
Indennizzi totali	1.447	3	140	363	0	3	1	42.116
Importo complessivo (€)	116.913,42	77,47	6.170,98	10.121,44	0,00	77,46	25,82	1.796.840,62
Importo/riciesta (c€)	296,16	0,11	39,99	47,95	0,00	1,01	1,10	76,91
Importo/cliente (c€)	9,76	0,01	1,40	8,39	0,00	0,09	0,07	6,77

(*) Per la puntualità Aem Milano, Aem Torino e Meta Modena hanno adottato uno standard generale pari a due ore, migliorativo rispetto a quello dell'Autorità per l'energia.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Tav. 6.20 Standard generali e dati di qualità commerciale di alcune imprese elettriche locali
 Dati 2003 riferiti ai clienti domestici alimentati in bassa tensione

Descrizione	Acea Roma	Aem Milano	Aem Torino	Agsm Verona	Asm Brescia	Meta Modena	Hera Bologna	Italia
Preventivi per lavori complessi (standard: 40 giorni lavorativi almeno nell'85% dei casi)								
Richieste (n.)	269	83	163	48	277	75	4	64.338
Tempi effettivi (gg lav)	24,80	22,31	8,07	21,77	4,53	26,44	75,00	20,82
Rispetto tempi (%)	82,93	100,00	100,00	87,50	100,00	97,33	25,00	96,61
Esecuzione di lavori complessi (standard: 60 giorni lavorativi almeno nell'85% dei casi)								
Richieste (n.)	206	16	1.025	39	215	42	5	45.622
Tempi effettivi (gg lav)	45,50	12,06	22,15	49,57	9,36	24,02	27,00	43,54
Rispetto tempi (%)	82,18	100,00	93,84	69,23	100,00	100,00	100,00	85,64
Risposta a reclami (standard: 20 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)								
Richieste (n.)	2.259	2.913	4.225	47	176	76	141	240.123
Tempi effettivi (gg lav)	17,30	10,54	5,61	13,00	6,71	9,04	12,00	8,69
Rispetto tempi (%)	79,90	98,66	99,50	72,34	100,00	100,00	100,00	92,56
Rettifiche di fatturazione (standard: 15 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)								
Richieste (n.)	1.673	160	4	86	105	1	nd	39.840
Tempi effettivi (gg lav)	0,00	7,33	7,00	1,91	8,27	0,00	nd	21,28
Rispetto tempi (%)	100,00	100,00	100,00	96,51	100,00	100,00	nd	75,81
Verifica della tensione (standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)								
Richieste (n.)	4	14	16	22	1	8	22	5.344
Tempi effettivi (gg lav)	6,30	3,64	0,37	25,00	2,00	4,60	8,00	13,00
Rispetto tempi (%)	100,00	100,00	100,00	27,27	100,00	100,00	100,00	85,42
Verifica del gruppo di misura (standard: 10 giorni lavorativi almeno nel 90% dei casi)								
Richieste (n.)	601	160	40	2	15	7	25	6.910
Tempi effettivi (gg lav)	8,60	4,22	1,95	11,00	0,87	4,29	6,00	7,71
Rispetto tempi (%)	94,92	100,00	100,00	50,00	100,00	100,00	100,00	92,61
Fascia di puntualità per preventivi per lavori semplici (standard: 3 ore almeno nel 90% dei casi*)								
Richieste (n.)	471	1.820	122	640	13	315	nd	37.449
Rispetto tempi (%)	80,09	100,00	98,36	100,00	100,00	100,00	nd	98,28

(*) Per la puntualità Aem Milano, Aem Torino e Meta Modena hanno adottato uno standard generale pari a due ore, migliorativo rispetto a quello dell'Autorità per l'energia.

Fonte: elaborazioni su dati Autorità per l'energia elettrica e il gas, www.autorita.energia.it

Per concludere, va segnalato un volume anomalo di fatturazioni errate da parte di Acea nei primi mesi del 2005. L'anomalia ha riguardato sia il numero di errori (circa 3.000 utenti romani hanno denunciato bollette con consumi superiori agli effettivi per il primo bimestre 2005), sia l'ingente volume degli importi erroneamente addebitati. L'errore, dovuto ad un difetto del *software* di alcuni terminali di lettura delle bollette, non è stato rilevato in quanto i gruppi di misura di un gran numero di clienti non sono stati controllati per oltre un anno: più di 588 mila, di cui circa un quarto non

ricevevano una lettura di verifica da oltre tre anni; per almeno 250 mila di questi clienti, la mancata lettura è imputabile a imprecisioni e carenze degli archivi commerciali, mentre per gli altri la lettura è resa difficile dalla necessità della presenza fisica del cliente, in quanto installati in casa. L'Autorità per l'energia, con Deliberazione n. 175/2005, ha imposto ad Acea di rettificare gli errori entro 90 giorni e di completare la lettura dei gruppi di misura di tutti i propri clienti entro il 2005. Ad agosto 2005 Acea ha dichiarato di aver effettuato tutti i rimborsi.