

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi di attuazione del mercato interno la Commissione europea auspica, con particolare enfasi:

- una più celere e coerente trasposizione delle direttive nella legislazione nazionale;
- una maggiore indipendenza delle Autorità di regolazione;
- una migliore cooperazione tra Autorità di regolazione, Autorità della concorrenza e Commissione europea;
- lo sviluppo di infrastrutture di trasporto transfrontaliero per l'integrazione dei mercati.

Nella sintesi che segue le apprensioni della Commissione europea vengono esaminate con riferimento a tre principali problematiche:

- l'indipendenza delle reti e le condizioni di accesso;
- la concorrenza nel mercato unico europeo;
- le ripercussioni sui clienti finali.

Indipendenza delle reti e condizioni di accesso

Separazione delle reti

L'indipendenza delle attività di trasmissione elettrica e di trasporto del gas dalle attività di compravendita è un prerequisito fondamentale del funzionamento dei mercati liberalizzati. La mancata separazione delle attività di trasmissione e trasporto da quelle di compravendita lascia agli operatori delle reti la possibilità di applicare sussidi incrociati e di discriminare tra operatori del mercato all'ingrosso. Per tale motivo, la Commissione europea ha dato molta enfasi all'indipendenza delle reti, auspicando per il futuro la loro separazione proprietaria dalle altre attività di impresa e comunque imponendo nel tempo modelli di separazione di crescente efficacia.

L'adeguamento dei paesi membri e delle imprese in posizione dominante alle disposizioni contenute nelle direttive è stato molto diverso sia per l'energia elettrica rispetto al gas, sia per le reti di trasmissione e trasporto rispetto alle reti di distribuzione. La tavola 1.5 riflette tali diversità in termini di incidenza sul mercato europeo dei diversi modelli di separazione passando dal più blando della separazione contabile al più rigoroso della separazione proprietaria.

La tavola evidenzia il rapido adeguamento della trasmissione elettrica al modello più virtuoso della separazione proprietaria, a fronte di una sostanziale stabilità nel settore del trasporto del gas con la presenza di regimi caratterizzati da una maggiore opacità. Per converso la distribuzione del gas mostra una più pro-

TAV. 1.5 INCIDENZA DEI MODELLI DI SEPARAZIONE DELLE RETI
SUL MERCATO FINALE DELL'ENERGIA

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA				GAS			
	TRASPORTO		DISTRIBUZIONE		TRASPORTO		DISTRIBUZIONE	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004	2001	2004
EU-15	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	4	0	48	0	2	3	27	2
Contabile	39	0	29	26	51	33	45	33
Amministrativa	11	21	0	21	1	1	0	1
Legale	16	28	9	53	22	34	4	40
Proprietaria	31	51	15	0	24	29	24	23
EU-10	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	9	1	59	2	50	2	90	24
Contabile	91	2	10	83	50	29	10	66
Amministrativa	0	1	32	10	0	10	0	10
Legale	0	96	0	5	0	59	0	0
Proprietaria	0	0	0	0	0	0	0	0
EU-25	100	100	100	100	100	100	100	100
Nessuna	4	0	49	0	7	3	33	4
Contabile	44	0	27	31	51	33	41	37
Amministrativa	10	19	3	20	1	2	0	2
Legale	14	35	8	49	20	37	4	36
Proprietaria	28	46	13	0	22	26	22	20

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

nunciata inclinazione all'adattamento, nonostante la separazione legale non sia richiesta dalle direttive prima del 2007. Il recente regresso verso modelli meno virtuosi nel settore della distribuzione elettrica riflette esclusivamente l'acquisto delle reti di distribuzione nel Regno Unito effettuato da operatori attivi in altri comparti della filiera elettrica, come parte di una strategia di integrazione verticale volta a rispondere al forte calo dei prezzi verificatosi nel 2002-2003.

Accesso alle reti

L'accesso alle reti da parte di operatori terzi è aumentato in modo apprezzabile negli ultimi tre anni. Nel settore elettrico si può stimare un aumento dal 20 per cento nel 2000 al 60 per cento nel 2004, in termini di consumo del mer-

cato finale raggiunto dalle reti. Nel settore del gas l'aumento è stato inferiore ma comunque significativo, dal 15 per cento al 35 per cento. Va tuttavia osservato che l'aumento è dovuto soprattutto al cambio di modello in alcuni principali paesi membri (Italia, Spagna, Francia, Olanda): da uno di accesso ai terzi in uno di accesso alla pari per tutti a seguito della separazione legale delle attività di trasporto e distribuzione da quelle di commercio. All'inizio del periodo i valori sono infatti fortemente influenzati dal Regno Unito dove era già in atto da diversi anni il modello del *common carrier*, essendo le società di trasmissione e trasporto (National Grid e Transco) di proprietà separata dagli operatori dell'*upstream* e dai fornitori.

Nel settore dell'energia elettrica, la maggior parte dei paesi membri ha optato per un modello di bilanciamento tra domanda e offerta con prezzi duali distinti a seconda che il fornitore sia lungo o corto rispetto alle previsioni, con l'obiettivo di incentivare gli operatori a minimizzare gli sbilanci. I prezzi sono significativamente più elevati per l'acquisto di energia in difetto che non per la vendita di energia in eccesso. Le forti differenze rilevate, dell'ordine di 20-50 €/MWh, vengono aggravate quando il fornitore non ha la possibilità di equilibrare le sue posizioni mediante commerci bilaterali o in mancanza di un adeguato mercato di aggiustamento, o quando l'intervallo di tempo per l'aggiustamento è troppo breve. In presenza di una forte concentrazione dell'offerta, i nuovi entranti si trovano assoggettati all'impresa dominante o agli elevati oneri di bilanciamento disposti dal gestore della rete, oneri che vengono comunque determinati in base ai prezzi decisi dall'impresa dominante.

Un maggiore ricorso alle borse elettriche e un più importante ruolo della domanda nella determinazione del prezzo di borsa possono avere significativi effetti positivi sul funzionamento del mercato elettrico, come anche l'estensione dell'area di bilanciamento per comprendere un maggior numero di fornitori, che tuttavia richiede un rafforzamento delle interconnessioni. In ogni caso, la Commissione europea evidenzia come la borsa obbligatoria, adottata in Spagna e in parte in Italia, sebbene abbia indubbi meriti in quanto riduce i costi di sbilanciamento e i rischi di nuovi entranti, ha l'inconveniente di socializzare e aumentare i costi, dato che gli operatori non sono incentivati a minimizzare gli sbilanci.

Nel settore del gas la Commissione europea evidenzia la permanenza in molti paesi membri di procedure di prenotazione e di bilanciamento troppo rigide che penalizzano soprattutto gli operatori più piccoli, con maggiori difficoltà a equilibrare sbilanci di segno opposto a breve termine. Tuttavia, il riconoscimento di una maggiore flessibilità ai singoli operatori comporta un aumento dei costi di bilanciamento del gestore della rete di trasporto che non possono che essere socializzati nelle tariffe. Pertanto, l'introduzione della concorrenza nel mercato del gas con l'entrata di nuovi operatori in genere implica un certo grado di sus-

sadio incrociato da clienti finali con prelievi stabili a favore di clienti finali con prelievi più volatili.

I paesi membri e i gestori delle reti di trasporto hanno fatto scelte relative alle regole di utilizzo delle reti e ai criteri di bilanciamento che non sembrano favorire l'integrazione del mercato del gas a livello europeo. Nonostante una tendenza verso una maggiore uniformità nel tempo, rimangono ancora significative differenze in termini di: riserva di capacità (*entry-exit*, punto a punto); allocazione della capacità (aste, ordine di prenotazione); livello di tolleranza (variabile da 2 a oltre 15 per cento); periodo di bilanciamento (giorno, ora, frazione di ora) ecc.

L'accesso agli stoccaggi per il bilanciamento stagionale è un altro fattore di discordia evidenziato dalla Commissione europea che lamenta la lentezza di un accordo tra i paesi membri sugli standard minimi di accesso. Diversamente dalle reti di trasporto e distribuzione, gli stoccaggi non sono monopoli naturali sia perché possono essere frazionati e operati in modo disgiunto, sia perché esistono altri strumenti di bilanciamento stagionale (anche se meno efficaci). Su questa base, le direttive europee non impongono l'accesso regolato agli stoccaggi e prevedono l'accesso di terzi ove necessario per motivi tecnici ed economici. Tuttavia, gli stoccaggi più rilevanti sono di proprietà delle imprese dominanti, mentre i diversi paesi membri e gli operatori hanno adottato regole di accesso molto diverse che non facilitano l'integrazione del mercato su scala europea.

Tariffe

La Commissione europea osserva che le tariffe di accesso alle reti di trasporto dell'energia elettrica e del gas mostrano ancora un forte grado di divergenza tra i vari paesi membri che può difficilmente essere attribuito a differenze legate a fattori tecnici (Tav. 1.6). Nel settore elettrico vi sono differenze dell'ordine del 40-50 per cento tra i valori minimi e massimi degli oneri di trasporto e distribuzione rispetto alla media dei valori riscontrati nei vari paesi membri. Nel settore del gas le divergenze sono ancora maggiori con scarti dei valori minimi e massimi tra il 60 e il 100 per cento rispetto alla media. La variabilità delle tariffe rimane elevata anche in termini relativi rispetto al prezzo medio al consumatore finale al netto delle tasse.

Nel caso del gas, le differenze rilevate possono essere in parte ascrivibili alla diversa struttura tariffaria adottata nei vari paesi, anche se la crescente diffusione del sistema *entry-exit* avrebbe dovuto portare a una maggiore uniformità negli oneri per il trasporto del gas rispetto ai sistemi punto a punto o a francobollo, ancora prevalenti in alcuni paesi membri. Tuttavia, nel settore elettrico è più difficile giustificare una divergenza quale quella riscontrata con argomenti di natura strutturale.

Un fattore significativo che non può essere trascurato riguarda le modalità di determinazione e approvazione delle tariffe da parte delle Autorità locali. In

TAV. 1.6 ONERI DI ACCESSO ALLE RETI E PREZZI FINALI NEL 2004

Prezzi finali e oneri di trasporto in €/MWh per l'energia elettrica e in c€/m³ per il gas naturale

CLIENTE TIPO E CONSUMO ANNUO ^(A)	PREZZO FINALE AL NETTO DELLE IMPOSTE	ONERE DI TRASPORTO	INCIDENZA PERCENTUALE ^(B)
ENERGIA ELETTRICA			
Cliente industriale tipo IG (24 GWh)			
Media UE	50,9	11,7	25,2
Valore minimo	38,3	6,0	14,6
Valore massimo	71,4	17,0	39,2
Cliente industriale tipo IB (50 MWh)			
Media UE	97,4	39,8	43,4
Valore minimo	68,5	22,0	31,5
Valore massimo	142,2	56,0	58,9
Cliente domestico tipo DC (3.500 kWh)			
Media UE	101,8	44,6	44,0
Valore minimo	62,1	30,0	25,1
Valore massimo	143,4	62,0	62,2
GAS NATURALE			
Cliente industriale tipo I4 (12,1Mm³)			
Media UE	14,5	2,3	14,5
Valore minimo	12,4	1,0	12,8
Valore massimo	18,0	4,8	18,5
Cliente industriale tipo I1 (12.100 m³)			
Media UE	27,1	7,7	20,9
Valore minimo	19,2	2,4	9,4
Valore massimo	34,8	13,4	37,1
Cliente domestico tipo D3 (2.427 m³)			
Media UE	30,3	10,3	32,5
Valore minimo	22,5	2,9	10,2
Valore massimo	39,6	20,6	60,0

(A) I clienti tipo sono definiti da Eurostat, sulla base del consumo annuo (indicato in parentesi) e di altre caratteristiche (potenza, fattore di carico ecc.).

(B) L'incidenza media a livello UE è calcolata come media aritmetica delle incidenze medie nei singoli paesi membri. Le incidenze minime e massime si riferiscono ai valori minimi e massimi delle medie rilevate nei singoli paesi membri.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

dieci paesi membri viene applicato l'approccio dei ricavi riconosciuti utilizzando la metodologia di calcolo del WACC⁸. I parametri economici e finanziari utilizzati per il calcolo del rendimento riconosciuto del capitale investito netto variano notevolmente tra i paesi membri con risultati estremamente differenziati. Il rendimento riconosciuto in termini reali al lordo delle imposte varia tra valori minimi inferiori al 5 per cento e valori massimi prossimi al 9 per cento a seconda del tipo di trasporto. La diversità delle ipotesi sottese al calcolo del capitale investito netto riconosciuto a fini regolatori o RAB⁹, contribuisce alle forti differenze riscontrate nelle tariffe.

Concorrenza nel mercato unico

La Commissione europea è molto critica sul continuo elevato grado di concentrazione dei mercati europei dell'energia elettrica e del gas. Nella maggior parte dei mercati nazionali dominano una o due imprese e tale predominio è appena scalfito nel tempo come si può desumere dai dati riportati nella tavola 1.7. Nel settore elettrico vi è stato semmai un processo di concentrazione delle maggiori imprese di generazione che travalica le frontiere nazionali. Infatti, la quota del mercato finale elettrico europeo coperta dalle otto maggiori imprese è aumentata dal 58 per cento nel 1998 a circa il 75 per cento nel 2004. Nel settore del gas il processo di concentrazione si è focalizzato sulle imprese di distribuzione, lasciando praticamente intatti i campioni nazionali dell'era dei monopoli.

Concorrenza sui mercati nazionali

L'esistenza di mercati all'ingrosso liquidi e ben funzionanti è una componente essenziale della concorrenza; tali mercati offrono alle imprese la possibilità di acquistare e vendere energia per riequilibrare il portafoglio. In loro mancanza le imprese sono costrette ad acquistare e vendere ai concorrenti, il che molto spesso significa all'impresa dominante sul mercato nazionale. In diversi paesi membri sono stati adottati programmi di rilascio di capacità di generazione elettrica o di contratti di importazione di gas attraverso meccanismi di vendita all'asta o l'imposizione di tetti alla fornitura, ma con scarso successo ai fini della concorrenza in quanto è sempre l'impresa dominante a manipolare i prezzi. Maggiore successo hanno avuto gli interventi di alienazione della capacità di generazione o dei contratti di importazione di gas. La loro applicazione, se pure limitata a pochi paesi membri, ha contribuito all'internazionalizzazione

8 *Weighted Average Cost of Capital.*

9 *Regulatory Asset Base.*

**TAV. 1.7 INDICATORI DEL GRADO DI CONCENTRAZIONE DELLE IMPRESE
NEI MERCATI NAZIONALI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS**

Valori medi ponderati con le quantità di energia

	UE-15		UE-10		UE-25	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004
Energia elettrica						
Capacità di generazione dell'impresa dominante (%)	51,2	45,6	41,9	42,6	50,3	45,3
Capacità di generazione delle prime 3 imprese (%)	74,0	70,9	60,9	61,1	72,8	69,9
Numero di generatori con più del 5% della capacità	3,9	4,5	3,8	4,1	3,9	4,4
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	68,4	68,9	46,8	51,6	66,4	67,3
Fornitori con più del 5 % del mercato finale	3,4	3,8	4,0	4,7	3,4	3,8
Gas						
Gas controllato dall'impresa dominante (%)	69,0	61,3	95,3	94,4	71,7	64,6
Imprese con più del 5% dell'offerta primaria	4,0	4,3	1,1	1,1	3,7	4,0
Vendite finali controllate dall'impresa dominante (%)	56,5	42,5	65,1	56,5	57,4	43,8
Fornitori con più del 5% del mercato finale	2,6	3,0	3,2	5,4	2,6	3,2
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	64,3	68,0	69,6	68,8	64,9	68,1

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

delle imprese e quindi alla creazione del mercato interno dell'energia.

I mercati all'ingrosso dell'elettricità sono in genere caratterizzati da uno scarso livello di liquidità. Sebbene in alcuni paesi membri l'energia trattata nelle borse elettriche copra una parte significativa della domanda, la concorrenza è spesso limitata dalla mancanza di trasparenza nella formazione dei prezzi, con il risultato di lasciare la maggior parte del mercato in mano agli operatori dominanti. In quasi tutti i mercati il volume dei commerci di elettricità è appena una frazione (spesso insignificante) del consumo finale. Solo nei mercati elettrici più avanzati del Regno Unito e dei paesi nordici il rapporto tra energia commercializzata ed effettivamente venduta sul mercato intermedio o finale si avvicina ai livelli fisiologici (almeno pari a 5-10) che permettono la copertura dei rischi senza distorcere il mercato. Un ulteriore ostacolo allo sviluppo di mercati concorrenziali, soprattutto nei paesi membri di recente accessione, è costituito dalla permanenza di contratti di acquisto di lungo termine della generazione elettrica.

Nel settore del gas un mercato all'ingrosso ben sviluppato esiste solo nel Regno Unito, facilitato soprattutto dalle ampie risorse di gas naturale sfruttate in via concorrenziale dagli anni Ottanta in poi. Nel continente europeo, largamente dipendente dalle importazioni per gli approvvigionamenti, lo sviluppo dei mercati all'ingrosso è rallentato dalla persistenza sia di contratti bilaterali a lungo termine sia delle clausole che legano gli importatori, i produttori e i fornitori sul mercato finale. Tali contratti vengono giustificati dagli elevati investimenti

necessari per lo sviluppo dei nuovi giacimenti e dei sistemi di trasporto internazionale, anche se la loro durata sembra andare ben oltre i normali tempi di ritorno del capitale. Incipienti mercati all'ingrosso stanno nascendo da qualche anno nei punti di confluenza di più fonti di approvvigionamento, soprattutto in Belgio e in Olanda ma anche in Austria e in Italia. Con l'espansione e la crescente consistenza e stabilità di questi mercati dovrebbe calare il rischio di investimento in nuove iniziative di approvvigionamento del gas, oltre che parallelamente ridursi l'esigenza di coprirsi con contratti di lungo termine.

**Internazionalizzazione
dei mercati**

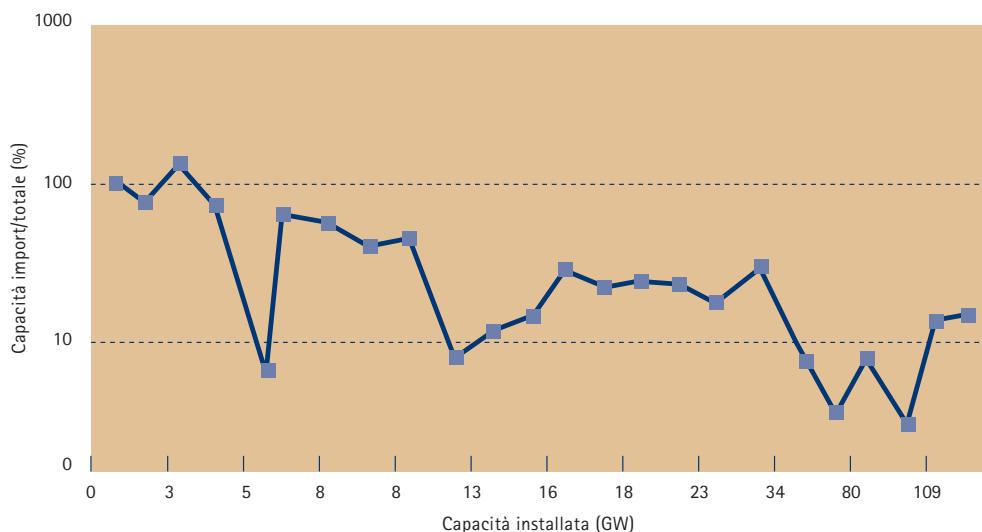
L'espansione dei mercati nella dimensione internazionale contribuisce ad aumentare la concorrenza nei mercati nazionali. Nonostante la significativa espansione delle maggiori imprese fuori dall'originario mercato nazionale mediante fusioni e acquisizioni, la Commissione europea mostra disappunto per la scarsa internazionalizzazione. Infatti, nel settore elettrico i fornitori esteri rappresentano mediamente meno del 20 per cento delle forniture nazionali sul mercato finale e nel settore del gas l'incidenza è inferiore al 10 per cento.

L'interpenetrazione delle imprese nei mercati nazionali negli ultimi anni è avvenuta attraverso operazioni di fusione e acquisizione di imprese attive in altri mercati nazionali più che tramite attività di importazione ed esportazione di energia attraverso le frontiere. Infatti, il significativo aumento delle forniture di imprese estere negli ultimi anni è solo in piccola parte attribuibile ai flussi transfrontalieri di energia. Le imprese estere rappresentano una quota significativa se non rilevante essenzialmente nei paesi membri dove sono avvenuti importanti processi di privatizzazione e acquisizione, soprattutto Regno Unito, Italia, paesi di recente accessione e pochi altri.

La scarsa interpenetrazione dei mercati attraverso il commercio transfrontaliero è in gran parte attribuibile alla mancanza di interconnessioni finalizzate agli scambi. La maggior parte dei paesi membri è ancora molto lontana dal traguardo indicato dalla Commissione europea di una capacità di trasporto internazionale superiore al 10 per cento della capacità di generazione elettrica totale. A questo riguardo è significativo che, se si escludono i paesi isolani (Regno Unito e Irlanda), tale rapporto è inversamente proporzionale alla capacità totale installata (Fig. 1.7), confermando che la capacità di interconnessione elettrica continua a essere determinata da considerazioni non legate a obiettivi di concorrenza ma alla necessità di scambio e di sicurezza degli approvvigionamenti.

Molto particolare è il discorso nel caso del gas per il quale le infrastrutture di trasporto internazionale riflettono esclusivamente i flussi di approvvigionamento e transito dai paesi produttori. Diversamente dal settore elettrico, il trasporto del gas,

FIG. 1.7 CAPACITÀ INSTALLATA E CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE NEI PAESI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Commissione europea.

che richiede lo spostamento fisico di materia e la costruzione di condotte dedicate per l'interpenetrazione dei mercati, è più rischioso e più difficile da finanziare. Il potenziamento delle linee di trasporto del gas continuerà a riflettere le rotte dell'approvigionamento internazionale e potrà contribuire alla concorrenza solo nella misura in cui vengono contemporaneamente sviluppati mercati all'ingrosso in opportuni punti di scambio virtuale. La fondamentale diversità con l'energia elettrica spiega anche la difficoltà a raggiungere un accordo per il gas analogo a quello per gli scambi transfrontalieri di elettricità, disciplinato dal regolamento 1228/2003/CE.

Ripercussioni sui clienti finali

Prezzo dell'energia

La Commissione europea nota con soddisfazione la convergenza dei prezzi all'ingrosso nei paesi membri sia per l'energia elettrica sia per il gas. Nel settore elettrico, con la manifesta eccezione dell'Italia, i prezzi sono allineati sui 30 €/MWh sia per le transazioni bilaterali sia nelle borse elettriche. Gli scarti rispetto al valore medio sono inferiori a 2-3 €/MWh, se confrontati ai 10-20 €/MWh del 2003 e degli anni precedenti. Nel contempo rileva una tendenza in crescita nei mercati a termine che rispecchia l'aumento del prezzo delle fonti energetiche primarie sui mercati mondiali nel 2003 e nel 2004. In particolare il prezzo del gas all'importazione, pur mostrando una sostanziale convergenza tra paesi membri, è aumentato da valori medi attorno a 10 €/MWh a valori prossi-

mi a 12 €/MWh tra il 2003 e il 2004.

Per converso, i prezzi al cliente finale continuano a essere molto divaricati tra i paesi membri. Gli scarti rispetto al prezzo medio per una data tipologia di cliente finale sono spesso superiori al 25-30 per cento (Tav. 1.6). Questi divari sono solo in parte attribuibili alle divergenze nei costi di trasmissione e trasporto, evidenziate in precedenza. Un'altra fonte di diversità, che meriterebbe una più approfondita analisi, riguarda la possibilità di sussidi incrociati tra le varie tipologie di clienti finali o a favore di settori a elevato consumo di energia che notoriamente vengono applicati in modo differenziato in quasi tutti i paesi membri per ragioni di politica industriale o, nel settore domestico, per ragioni di politica sociale e per la protezione di gruppi disagiati.

Cambio del fornitore

All'inizio del processo di liberalizzazione la principale preoccupazione della Commissione europea era la lenta apertura dei mercati. Nel 2004 il 90 per cento del mercato elettrico e l'84 per cento del mercato del gas risultavano aperti alla concorrenza nell'EU-15 (rispettivamente, il 78 e il 77 per cento includendo i paesi membri di nuova accessione), così che il problema maggiore riguarda ormai il cambio del fornitore. Il tasso di cambio, in termini di consumo dei clienti idonei che hanno sostituito il fornitore o rinegoziato le tariffe con quello vecchio a partire dalla prima apertura del mercato, rappresenta in genere solo una frazione del potenziale: meno del 20 per cento del mercato libero nella grande industria e attorno al 10 per cento nella piccola industria e nel commercio, per non parlare del settore domestico, dove il tasso di cambio è nella maggior parte dei paesi membri un ordine di grandezza inferiore. Le tavole 1.8 e 1.9 illustrano l'apertura dei mercati e il tasso di cambio del fornitore nel periodo 2000-2004. Tra i principali ostacoli rilevati dalla Commissione europea per il cambio del fornitore vi sono: la difficoltà a effettuare confronti tra le varie tipologie di contratto, almeno nel caso dei consumatori minori; la relativamente bassa inci-

TAV. 1.8 APERTURA DEL MERCATO 2000-2004

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	2000	2004	2000	2004
UE-15	68,0	90,2	69,0	93,7
UE-10	40,1	54,6	20,0	40,3
UE-25	64,0	86,9	61,1	88,5

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

TAV. 1.9 QUOTA DEL MERCATO LIBERO CHE HA CAMBIATO FORNITORE^(A)

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI
UE-15	20,5	8,7	18,3	9,2
UE-10	10,5	2,1	1,6	0,0
UE-25	19,9	8,3	17,8	8,8

(A) Almeno una volta nel periodo 2000-2004.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

denza del costo dell'energia, soprattutto nel caso dei consumatori domestici e del piccolo commercio, tariffe comunque protette per larghe fasce di consumatori; il maggiore impegno dei fornitori nel più ricco mercato dei grandi consumatori industriali, per via anche dei minori costi commerciali. Ma forse il principale problema è da ricercare nella macchinosità del cambio che in genere richiede pratiche amministrative e burocratiche, anziché essere pratico e veloce. In un mercato veramente liberalizzato dovrebbe risultare possibile comprare blocchi di energia come si acquistano provviste alimentari al supermercato; in quei paesi membri, come il Regno Unito, nei quali molti fornitori si sono orientati in questo senso il tasso di cambio è molto più elevato.

I clienti finali sono particolarmente sensibili al prezzo della fornitura, soprattutto nel settore industriale. A tale riguardo, gli operatori del settore elettrico e del gas dovrebbero compiere uno sforzo per facilitare la comprensione delle condizioni economiche di fornitura, tuttora molto carente nella maggior parte delle offerte commerciali. Analogamente, la fatturazione lascia molto a desiderare in termini di chiarezza della formazione del prezzo. Se cambiano fornitore, i clienti finali si aspettano una riduzione della bolletta; occorre quindi maggiore attenzione a chiarire le condizioni di utilizzo da parte del cliente finale (orari di punta, fuori punta, sbilanciamenti ecc.) che possono portare a un aumento anziché a un calo del costo complessivo. Inoltre, devono essere meglio evidenziate eventuali condizioni al contorno che possono influenzare il prezzo effettivamente applicato, come per esempio, l'indicizzazione nei contratti di più lunga durata.

Regolazione dei prezzi finali Gli obblighi di servizio pubblico, che i paesi membri hanno il diritto di imporre in capo alle imprese che forniscono servizi di interesse generale, riguardano la sicurezza degli approvvigionamenti, la regolarità, la qualità e il prezzo delle

forniture, oltre che la protezione dell'ambiente¹⁰. Tuttavia, gli obblighi di servizio pubblico e di protezione dei consumatori devono essere ideati e attuati in modo da risultare compatibili con la liberalizzazione dei mercati, orientata ad abbassare i costi dell'approvvigionamento dell'energia. Tale esigenza forma l'oggetto dell'art. 3 delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

La Commissione europea è particolarmente severa nei confronti della permanenza di politiche di controllo dei prezzi finali nei mercati liberalizzati, in quanto esse distorcono il corretto funzionamento del mercato. Praticamente tutti i paesi membri hanno adottato meccanismi di protezione dei clienti finali (domestici e non) che in un modo o nell'altro tendono a ostacolare la formazione dei prezzi in base al normale equilibrio tra domanda e offerta e l'azione della concorrenza. In diversi paesi membri, soprattutto in quelli di nuova accessione ma anche in Francia, Portogallo e Spagna, i prezzi dell'energia elettrica e del gas nel settore domestico continuano a essere fissati dal governo con logiche di politica sociale più che in base agli effettivi costi di fornitura. In Germania gli aumenti di prezzo per i piccoli consumatori devono in genere essere approvati dai *Laender* locali, così come avviene in Austria. In Italia (solo per il gas), Irlanda e Spagna (fino al 2003 anche nel Regno Unito) i clienti finali possono scegliere tra i prezzi liberi che si formano nel mercato e un prezzo di riferimento fissato dal regolatore. In quasi tutti i paesi, inoltre, sono imposti tetti ai prezzi che si formano nelle borse elettriche che impediscono i benefici attesi dal mercato.

La posizione della Commissione europea è che, sebbene queste e altre forme di controllo possano essere transitoriamente utili e anche essenziali nelle prime fasi di apertura del mercato, vi è il serio rischio che abbiano anche l'effetto di reprimere la spinta alla concorrenza, ostacolare gli investimenti e confondere il cliente finale.

PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NELL'UNIONE EUROPEA

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata europea, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 2000 (distinti per utenza

10 Comunicazione della Commissione europea, COM (2004), n. 364.

domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare un confronto tra i prezzi più corretto, in quanto in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Il processo di graduale apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas dal lato della domanda e le modifiche strutturali dell'offerta hanno determinato l'evoluzione delle tariffe, nate in contesti monopolistici, verso sistemi di prezzo più complessi. Le statistiche Eurostat riflettono, oggi, solo marginalmente questa complessità. Infatti, molti dei prezzi rilevati dall'Eurostat sono amministrati o di riferimento (prezzi massimi o prezzi raccomandati), solo in pochi casi vengono registrati i prezzi liberamente negoziati tra le parti. Questi ultimi dovrebbero riflettere i prezzi di mercato più rappresentativi per una determinata fornitura di energia elettrica o di gas naturale; spesso, in realtà, si tratta solo dei prezzi praticati dall'ex monopolista che tendono a perdere di significatività via via che quest'ultimo perde quote di mercato. Allo scopo di migliorare la qualità delle proprie rilevazioni l'Eurostat ha istituito, nel corso del 2002, una *task force* che ha proposto una metodologia di rilevazione dei dati alternativa a quella attuale. Tale metodologia, oggi in fase di prova in alcuni paesi europei, prevede la rilevazione dei prezzi medi relativi a diverse classi di consumo, anziché dei prezzi puntuali relativi a precisi valori di consumo (consumatori standard); dovrebbe inoltre consentire una migliore rappresentazione dei prezzi finali pagati dai consumatori che acquistano l'energia elettrica e il gas sul mercato libero. In caso di esito positivo della fase di prova la nuova metodologia sarà applicata a regime a partire dall'1 luglio 2007, in concomitanza con la completa apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

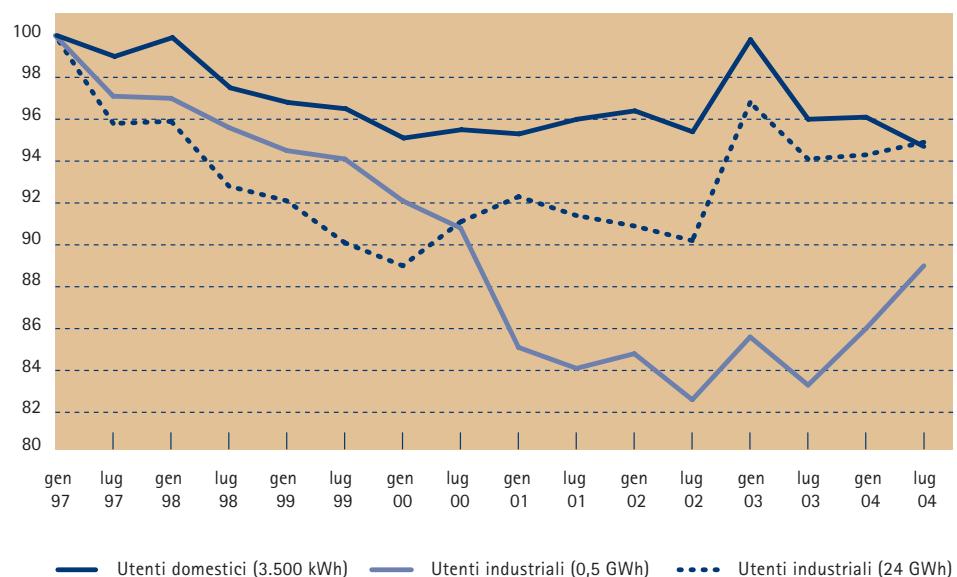
Prezzi dell'energia elettrica

Nel grafico della figura 1.8 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica negli ultimi otto anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel periodo 1997-2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso, soprattutto con riferimento agli usi non domestici. Nel successivo quadriennio mentre i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, i prezzi finali pagati dall'utenza domestica sono rimasti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000. Si noti nel grafico la punta relativa al gennaio 2003 che riflette la forte crescita dei prezzi scandinavi in seguito alla carenza di offerta registrata dalla borsa elettrica (*Nord Pool*) tra la fine del 2002 e il primo trimestre del 2003.

FIG. 1.8 ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA

Indici dei prezzi medi ponderati europei^(A) per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Prezzi per le utenze domestiche I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 1.10) sono relativi a quattro tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh.

I dati di luglio 2004 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori, pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa.

Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 44 e al 48 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e di 7.500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte).

Con riferimento ai prezzi netti, rispetto al luglio 2003 lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata per le utenze molto piccole (600 e 1.200 kWh), già favorevole ai clienti italiani, è aumentato di circa tre punti percentuali, mentre per le utenze con consumi più elevati lo scostamento, questa volta sfavorevole ai clienti italiani, si è ridotto a quattro e otto punti percentuali rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e 7.500 kWh. Infatti, nel confronto anno su anno, i prezzi italiani sono diminuiti di oltre il 2,5 per cento per le utenze più piccole, se valutati al netto delle imposte, mentre la corrispondente media europea è aumentata del 3-4 per cento (Tav. 1.11). Per le utenze più grandi il calo dei prezzi finali italiani è stato ancora più significativo (oltre il 4 per cento), al netto delle imposte, anche nel confronto con la media europea che si è ridotta di circa un punto e mezzo in percentuale. Al lordo delle imposte, invece, il calo dei prezzi italiani è stato di entità minore in conseguenza del rialzo degli oneri generali di sistema. Nel confronto con la media europea, comunque, restano confermati, entrambi in senso favorevole ai prezzi italiani, un aumento dello scostamento percentuale per le utenze più piccole e una diminuzione per i livelli di consumo più elevati.

Tra i paesi europei solo la Norvegia e il Regno Unito hanno messo a segno significativi cali dei prezzi nel confronto luglio 2003 – luglio 2004, soprattutto con riferimento alle classi di utenza più grandi. Si noti, tuttavia, che in valuta nazionale le diminuzioni dei prezzi norvegesi sarebbero inferiori ai valori riportati nella tavola 1.11, in quanto nel periodo considerato la corona norvegese si è deprezzata nei confronti dell'euro del 2,3 per cento. Al contrario i prezzi inglesi, se misurati in valuta nazionale, registrerebbero decrementi ancora più significativi a causa dell'apprezzamento della sterlina sull'euro (4,3 per cento).

**TAV. 1.10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:
UTENZE DOMESTICHE**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO PAESI	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	19,6	14,2	16,7	11,8	14,3	9,8	13,3	9,0
Belgio ^(A)	19,2	15,6	17,6	14,1	14,4	11,4	13,9	11,0
Danimarca	32,8	17,3	26,6	12,3	22,5	9,1	21,3	8,1
Finlandia	19,5	15,2	13,8	10,6	10,6	7,9	8,9	6,6
Francia ^(A)	16,7	12,8	14,2	11,1	11,4	9,1	11,1	8,8
Germania ^(A)	25,9	20,3	21,1	16,1	17,2	12,8	15,8	11,5
Grecia	8,4	7,8	7,9	7,3	6,7	6,2	7,6	7,0
Irlanda	26,6	20,4	19,6	15,7	12,6	10,6	11,4	9,8
Italia ^(B)	9,5	7,6	9,9	7,9	19,3	14,1	18,3	13,3
Lussemburgo	24,3	22,2	18,3	16,5	13,7	12,2	12,5	11,1
Norvegia	42,7	33,3	24,2	18,4	12,0	8,6	8,7	5,9
Paesi Bassi	21,1	19,9	19,3	14,1	18,4	10,4	18,0	9,3
Portogallo	14,0	13,2	15,9	15,0	13,5	12,8	12,0	11,4
Regno Unito	19,9	18,9	15,0	14,3	8,4	8,0	7,8	7,5
Spagna	13,8	11,3	13,8	11,3	10,8	8,9	9,9	8,1
Svezia	29,8	21,3	20,1	13,5	13,7	8,4	12,8	7,7
Media europea ponderata ^(C)	20,8	16,8	16,6	13,1	13,4	10,1	12,4	9,3
<i>Italia: scostamento^(D)</i>	-54,3%	-54,8%	-40,5%	-39,7%	44,3%	39,8%	47,7%	43,0%

(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 nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.