

2. STATO DEI SERVIZI: IL SETTORE ELETTRICO

La prospettiva di un unico comune dell'energia rende più stringente il confronto competitivo del settore elettrico all'interno dell'Unione europea. Quasi tutti i paesi membri hanno recepito la Direttiva europea autorizzando alla data del 19 febbraio 1999 soglie di apertura del mercato mediamente superiori a quelle previste dalla stessa.

Sotto il profilo congiunturale, i risultati dell'anno 1998 per l'Italia sono positivi. La domanda è cresciuta in misura superiore al prodotto interno lordo, anche se il consumo medio per abitante di energia elettrica rimane inferiore a quello della media dei paesi Ocse e dei principali paesi dell'Unione europea, confermando l'esistenza di spazi di espansione del settore. La crescita dei prezzi interni dell'energia elettrica si è mantenuta al di sotto del tasso programmato di inflazione definito dal Governo, grazie al calo internazionale dei prezzi del petrolio e al nuovo meccanismo di indicizzazione introdotto con la delibera 26 giugno 1997, n. 70 dell'Autorità.

Le *performance* economico-finanziarie degli operatori del settore sono apparse positive nell'anno 1998. Le buone condizioni di redditività delle imprese, apprezzate dai mercati finanziari nei casi di società quotate, hanno favorito un loro rinnovato dinamismo, in direzione di nuovi investimenti, alleanze con imprese nazionali ed estere e diversificazione produttiva in settori contigui.

Se tuttavia i dati congiunturali sono confortanti, la comparazione dei prezzi e degli standard di efficienza, qualità, sicurezza e sostenibilità ambientale del servizio elettrico nazionale con i paesi europei più evoluti pone in evidenza alcune debolezze sul piano strutturale.

I prezzi dell'energia elettrica continuano ad essere elevati in Italia sia per le utenze industriali, sia per quelle domestiche. Risultano particolarmente svantaggiate rispetto alla media europea le utenze industriali di piccola e media dimensione e le utenze domestiche con consumi elevati. Le disparità di prezzo tra tipologie di utenza in Italia indica l'esistenza di sussidi incrociati.

La composizione del parco di generazione, di età media elevata (20 anni) e caratterizzata da impianti ad olio combustibile, concorre a ridurre i rendimenti complessivi. La modesta efficienza del parco termoelettrico nazionale si ripercuote sui livelli di emissioni, unitarie e specifiche, assai più elevati di quelli che si registrano in altri paesi europei.

Sul piano degli standard di qualità, la rilevazione dell'Autorità dello stato di attuazione della Carta dei servizi e, contestualmente, dello stato della qualità, ha fatto emergere divari di qualità e di continuità del servizio elettrico tra aree urbane e rurali, tra Nord, Centro e Mezzogiorno, e tra diverse tipologie di fornitori.

I mercati della generazione e della distribuzione continuano a presentare un grado di concentrazione elevato; il maggior operatore, l'Enel Spa, ne controllava nel 1998 rispettivamente il 72,7 per cento e l'83,4 per cento. Nella generazione la quota dell'Enel Spa si è ridotta del 2 per cento rispetto al 1997 a favore dei produttori indipendenti e autoproduttori, mentre nella distribuzione la ripartizione delle quote non si è modificata in maniera significativa. La concorrenza è ancora ostacolata da regimi economici della produzione che favoriscono alcune tecnologie a scapito di altre.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

La congiuntura settoriale

La domanda

Secondo stime preliminari fornite dall'Enel, la richiesta di energia elettrica ha toccato nel 1998 il valore di 279,6 TWh, con un aumento di circa il 3 per cento sull'anno precedente (271,3 TWh), superiore, come nel 1997, a quello del PIL (Tav. 2.1). Si tratta di un incremento inferiore a quello registrato nel 1997 (3,7 per cento), ma più elevato di quello medio nel decennio 1998-88 (2,4 per cento). Il rallentamento della domanda rispetto al 1997 riflette soprattutto la forte frenata dell'espansione produttiva nella seconda parte dell'anno. Come conseguenza, l'intensità elettrica è cresciuta dell'1,5 per cento, contro una crescita dell'1,7 per cento nel 1997.

L'offerta

Nello stesso anno, in base a dati preliminari, la produzione netta di energia elettrica è stata di circa 247,2 TWh (Tav. 2.1). Quasi l'80 per cento della generazione è di origine termica convenzionale; la produzione idroelettrica ha inciso per il 18 per cento, mentre gli apporti delle fonti eoliche, solari e geotermiche hanno superato l'1 per cento.

La crescita della produzione termoelettrica e di quella idroelettrica sono stati rispettivamente del 3,6 e del 2 per cento, mentre la produzione da fonti rinnovabili e assimilate è cresciuta del 21,5 per cento, toccando i 33,2 TWh, di cui 7,0 TWh riferibili all'Enel (cresciuti del 20,8 per cento) e 26,2 TWh di produttori terzi (21,6 per cento).

Rispetto all'anno 1997, la produzione netta è aumentata nel 1998 del 3,3 per cento. L'incremento è attribuibile soprattutto alla maggiore quantità di energia prodotta da operatori diversi dall'Enel e alle importazioni, aumentate rispettivamente del 3,4 per cento e del 4,5 per cento. Alla disponibilità interna concorrono

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA**
1998; GWh

	1998	1997	VARIAZIONE %
PRODUZIONE IDROELETTRICA LORDA	47.462	46.552	2,0
PRODUZIONE TERMoeLETTRICA LORDA	208.085	200.881	3,6
PRODUZIONE GEOTERMoeLETTRICA LORDA	4.214	3.905	7,9
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA LORDA	202	124	62,9
TOTALE PRODUZIONE LORDA	259.963	251.462	3,4
ENERGIA DESTINATA AI SERVIZI DELLA PRODUZIONE	12.750	12.174	4,7
TOTALE PRODUZIONE NETTA	247.213	239.288	3,3
RICEVUTA DA FORNITORI ESTERI	41.632	39.827	4,5
CEDUTA A CLIENTI ESTERI	901	995	-9,4
DESTINATA AI POMPAGGI	8.344	6.728	24,0
RICHIESTA TOTALE ITALIA	279.600	271.392	3,0

Fonte: Dati provvisori Enel per il 1998

no inoltre per circa il 14 per cento importazioni nette per oltre 40.000 GWh. Le quantità importate sono state per il 52,7 per cento di provenienza elvetica e per il 39,6 per cento francese; il restante 7 per cento è affluito dall'Austria e dalla Slovenia. Rispetto al 1997, sono aumentate soprattutto le importazioni dalla Svizzera (più 7,7 per cento).

Generazione

Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione si sono lievemente modificate nel corso del 1998. La quota di mercato di Enel nella produzione netta si è ridotta passando dal 74,5 al 72,7 per cento. Gli autoproduttori hanno visto aumentare la loro quota dal 21 per cento al 22,6 per cento, mentre le imprese elettriche locali sono rimaste stabili al 3,7 per cento e le altre imprese hanno aumentato la loro presenza di 0,2 punti percentuali (Fig. 2.1). L'aumento delle quote di mercato trova un riflesso in quello del numero di operatori. Nel 1998 sono entrati nel mercato nuovi produttori privati, con produzioni da fonti rinnovabili e assimilate, che godono di incentivazioni sulla base della legge 9 gennaio 1991, n. 9 e del provvedimento Cip 29 aprile 1992, n. 6. Questi produttori vendono integralmente l'energia elettrica prodotta all'Enel e sono stati classificati tra le "altre imprese".

Numero e natura degli operatori nel settore elettrico

Complessivamente nel 1998 sono state censite 1.430 imprese elettriche (inclusa l'Enel) con un incremento del 5,1 per cento rispetto al 1997.

Secondo la terminologia attualmente adottata dal Sistan (Sistema statistico nazionale), ai fini della rilevazione dei dati statistici sul settore elettrico nazionale si distinguono tre tipologie di operatori, oltre all'Enel:

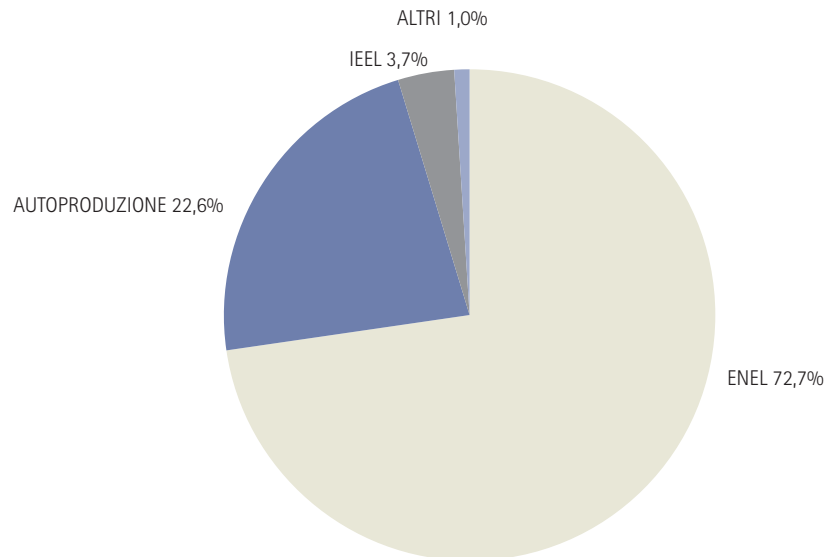
- *autoproduttori*: imprese che svolgono attività di produzione di energia elettrica prevalentemente per usi propri o di altre imprese consociate o consorziate. Nel 1998 sono stati censiti 610 autoproduttori, in larga misura società a prevalente capitale privato;
- *aziende municipalizzate*: imprese elettriche locali, che distribuiscono in sede locale e/o producono energia elettrica. Nel 1998 sono state censite 165 aziende municipalizzate.
- *altre imprese*: imprese private, non classificate nelle categorie precedenti, che distribuiscono in sede locale e/o producono energia elettrica. Nel 1998 sono state censite 654 "altre imprese". In prevalenza società di capitali proprietarie di piccoli impianti di derivazione idroelettrica.

La suddetta classificazione fu definita, all'epoca, sulla base della legge di nazionalizzazione del settore elettrico nazionale, legge 6 dicembre 1962, n. 1643, e dovrà essere aggiornata alla luce del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 sul riassetto del settore elettrico.

Distribuzione e vendita

Nella distribuzione e vendita la ripartizione delle quote di mercato dei maggiori operatori è rimasta sostanzialmente invariata. L'Enel si è attestata su una quota dell'83,4 per cento (meno 0,1 per cento rispetto all'anno precedente), mentre le imprese elettriche locali, le altre imprese, considerate congiuntamente, e gli autoproduttori hanno coperto rispettivamente una quota del 6,4 per cento (meno 0,1 per cento rispetto al 1997), del 10,2 per cento (più 0,2 per cento rispetto al 1997).

FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
Anno 1998



Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Occupazione

Secondo dati di contabilità nazionale, l'occupazione nel settore elettrico supera le 100.000 unità nel 1998. Rispetto all'anno precedente si è registrata una contrazione del 4,2 per cento che conferma una tendenza al ridimensionamento occupazionale avviata nei primi anni del decennio. Il valore aggiunto ai prezzi di mercato del settore (comprensivo del comparto del vapore, secondo la classificazione adottata dalla contabilità nazionale), ha contribuito nello stesso anno per il 6,2 per cento alla formazione del valore aggiunto dell'industria in senso stretto e per l'1,7 per cento a quello nazionale totale (al netto dei servizi bancari imputati). Il valore è stato superiore del 4,6 per cento rispetto a quello registrato nel 1997 (più 7,8 per cento a prezzi 1995).

Consumo di fonti energetiche primarie

Come mostra la tavola 2.2, i consumi primari per la produzione di energia termoelettrica sono prevalentemente orientati verso la fonte petrolifera. Degli oltre 200 TWh termici prodotti in Italia nel 1998, circa 100 provengono da prodotti petroliferi, oltre 70 dal gas metano, 23 dal carbone e i residui 10 da altre fonti, come l'*orimulsion*.

Nel 1998 i prodotti petroliferi, che concorrono a soddisfare il 50 per cento dei fabbisogni dell'intera produzione termoelettrica (tale quota era nel 1997 pari al 56,4 per cento), hanno registrato una diminuzione dell'8,7 per cento nei consumi, cui ha corrisposto una minor produzione di energia elettrica pari a 9,5 GWh rispetto all'anno precedente. Il consumo di carbone, che soddisfa l'11 per cento della produzione termoelettrica (10,2 per cento nel 1997) è aumentato di

quasi il 16 per cento. Anche il consumo di gas naturale, pari al 34 per cento del fabbisogno della produzione termoelettrica (30,2 per cento nel 1997), è aumentato, passando da 14 miliardi di mc nel 1997 a 16,6 miliardi di mc nel 1998. Gli altri combustibili hanno coperto la quota residua del 5 per cento della produzione termoelettrica tradizionale, facendo registrare un eccezionale aumento che riflette l'avvio dell'utilizzo dell'*orimulsion*.

TAV. 2.2 **CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE**

Anno 1998

FONTI	CONSUMI DI COMBUSTIBILE		PRODUZIONE LORDA	
	1998	VARIAZIONE % 98/97	ELETTRICITÀ PRODOTTA (TWh)	VARIAZIONE % 98/97
CARBONE (migliaia di tonnellate)	8.408	15,9	23,3	13,5
PRODOTTI PETROLIFERI (migliaia di tonnellate)	22.306	-8,7	103,8	-8,4
GAS METANO (milioni di mc)	16.576	18,5	71,4	17,7
ALTRI	ND	-	9,6	49,0
TOTALE	-	-	208,1	3,6

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

I dati sui consumi finali di energia elettrica disaggregati per tipologia di consumo sono disponibili solo sino al 1997. Il numero complessivo degli utenti allacciati alla rete elettrica nel 1997 è stato di 31,5 milioni. Le utenze domestiche rappresentano il 78,3 per cento del totale e le utenze commerciali e industriali (per usi in locali e luoghi diversi dalle abitazioni) la quota restante del 21,7 per cento. In termini di quantità vendute (misurate in GWh), le percentuali si invertono e l'utenza di tipo industriale copre oltre il 75 per cento dell'intera energia venduta (Tav. 2.3). Il maggior numero di utenti domestici, facendo riferimento alle sole utenze Enel (Tav. 2.4), ricade nella classe di potenza fino a 3 kW residenti (80,2 per cento degli utenti domestici e 62,6 per cento di quelli totali) che assorbe anche la quota maggiore dell'energia venduta (87,8 per cento dei consumi domestici e 19,8 per cento di quelle totali): gli utenti industriali sono più numerosi nella classe di potenza fino a 30 kW, mentre i quantitativi di consumo più elevati vengono fatti registrare dalla classe con potenza oltre 500 kW (51,6 per cento dei consumi industriali e 37 per cento dei consumi totali).

TAV. 2.3 NUMERO DI UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA COMPLESSIVA NEL 1997

	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	NUMERO	%	GWh	%
TOTALE USI DOMESTICI	24.633.816	78,3	53.871	24,3
TOTALE USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	6.828.703	21,7	167.688	75,7
TOTALE GENERALE	31.462.519	100,0	221.559	100,0

Fonte: Elaborazioni su dati Enel e IEEL

TAV. 2.4 NUMERO DI UTENTI E ENERGIA VENDUTA PER TIPOLOGIA DI UTENZA ENEL NEL 1997

	UTENTI		ENERGIA VENDUTA	
	NUMERO	%	GWh	%
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	121.589	0,4	4.524	2,1
USI DOMESTICI				
FINO A 3 KW RESIDENTI	18.095.826	62,6	43.465	19,8
FINO A 3 KW NON RESIDENTI	3.785.585	13,1	3.047	1,4
<i>TOTALE FINO A 3 KW</i>	<i>21.881.411</i>	<i>75,7</i>	<i>46.512</i>	<i>21,2</i>
OLTRE 3 KW	686.233	2,4	3.010	1,4
TOTALE USI DOMESTICI	22.567.644	78,1	49.522	22,6
USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI				
<i>CLASSI DI POTENZA:</i>				
FINO A 30 KW	6.015.182	20,8	28.503	13,0
DA 30 A 500 KW	199.526	0,7	42.551	19,4
OLTRE 500 KW	9.122	0,0	81.044	37,0
TOTALE USI IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	6.223.830	21,5	156.888*	71,6
RIVENDITORI NAZIONALI	142	0,0	8.158	3,7
TOTALE UTENTI NAZIONALI	28.913.205	100,0	219.092	100,0
<i>FORNITURE ALL'ESTERO</i>	-	-	172	-
TOTALE	28.913.205	100,0	219.264	100,0

* Comprende energia venduta a FF.SS.

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Da un punto di vista geografico e settoriale, i consumi di energia elettrica riflettono il modello di specializzazione e il grado di sviluppo economico dell'Italia. L'Italia meridionale e insulare assorbe il 26,3 per cento dei consumi, a fronte di una popolazione pari al 40 per cento del totale e di un PIL pari a circa il 25 per cento di quello nazionale. Il consumo pro-capite medio annuo è di 4.536 kWh, mentre nelle regioni meridionali e insulari tale valore è inferiore del 28 per cento, pari a 3.266 kWh. Rispetto al 1997, la crescita delle regioni meridionali e insulari è stata inferiore a quella delle regioni del Nord, e in particolare del Nord Est, dove i tassi di crescita dei consumi sono molto sostenuti (3,9 per cento).

Il settore industriale assorbe la quota maggiore dei consumi, le industrie non di base (alimentare, tessile-abbigliamento, calzature, meccanica, mezzi di trasporto, plastica e gomma, legno e mobilio e altre manifatturiere) rappresentano il 50,7 per cento dei relativi consumi. Tra i settori economici, il terziario fa registrare la maggiore variazione rispetto al 1997 in termini di consumi (4,4 per cento), seguita dall'industria non di base (3,8 per cento), mentre il settore domestico presenta la minore variazione (1,2 per cento) (Tav. 2.5).

TAV. 2.5 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER RIPARTIZIONE GEOGRAFICA E SETTORE DI UTILIZZO.

Anno 1998; consumi in GWh, variazione percentuale 1998/97 e quota rispetto ai consumi totali

SETTORE DI UTILIZZO	ITALIA SETT.	NORD- OVEST	NORD EST	ITALIA CENTR.	ITALIA MERID.	ITALIA INSUL.	TOTALE ITALIA	%
CONSUMI IN GWh								
Agricoltura	2.383	922	1.461	651	919	532	4.485	1,7
<i>Industria di base</i>	38.303	21.501	16.802	10.581	10.703	8.502	68.089	26,1
<i>Industria non di base</i>	46.746	29.334	17.412	9.680	9.130	4.363	69.919	26,8
Totale industria	85.049	50.835	34.214	20.261	19.833	12.865	138.008	52,9
Terziario	31.432	18.003	13.429	13.557	9.562	4.873	59.424	22,8
Domestico	27.224	16.096	11.128	12.046	12.674	7.239	59.183	22,7
TOTALE CONSUMI	146.088	85.856	60.232	46.515	42.988	25.509	261.100	100,0
VARIAZIONE PERCENTUALE								
Agricoltura	4,5	2,9	5,5	4	-3,6	7,9		3,0
<i>Industria di base</i>	3,0	3,3	2,6	1,7	6,8	-4,4		2,4
<i>Industria non di base</i>	3,7	2,9	5,2	4	3,5	4,2		3,8
Totale industria	3,4	3,1	3,9	2,8	5,3	-1,7		3,1
Terziario	4,7	4,9	4,6	3,6	4,1	4,9		4,4
Domestico	2,7	2,3	3,2	0,8	-0,5	-0,8		1,2
TOTALE CONSUMI	3,6	3,3	3,9	2,5	3,0	-0,1		2,9
QUOTA PERCENTUALE RISPETTO AI CONSUMI TOTALI								
Agricoltura	53,1	20,6	32,6	14,5	20,5	11,9		100,0
<i>Industria di base</i>	56,3	31,6	24,7	15,5	15,7	12,5		100,0
<i>Industria non di base</i>	66,9	42,0	24,9	13,8	13,1	6,2		100,0
Totale industria	61,6	36,8	24,8	14,7	14,4	9,3		100,0
Terziario	52,9	30,3	22,6	22,8	16,1	8,2		100,0
Domestico	46,0	27,2	18,8	20,4	21,4	12,2		100,0
TOTALE CONSUMI	56,0	32,9	23,1	17,8	16,5	9,8		100,0

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Elasticità della domanda

I valori stimati dell'elasticità tra i diversi paesi divergono di poche frazioni di punto in funzione di fattori strutturali come la specializzazione settoriale, i processi tecnologici dominanti, gli stili di vita e altro. I valori stimati dell'elasticità presentano inoltre delle discontinuità tra periodi, in corrispondenza del verificarsi di *shock* esogeni come le crisi energetiche o le innovazioni tecnologiche di natura radicale. La generalità degli studi usa pertanto suddividere il passato per periodi corrispondenti al passaggio da una crisi energetica a un'altra.

Per le stime dell'elasticità, si distingue tra domanda delle famiglie (usi domestici) e domanda delle imprese (usi industriali). In entrambi i casi, la domanda viene fatta dipendere dallo *stock* esistente di beni durevoli, rispettivamente di consumo e di investimento, e dalla tecnologia che vi è incorporata, nonché dall'aggiustamento dello *stock* ai valori di equilibrio di lungo periodo. Di conseguenza, l'elasticità di breve e quella di lungo periodo hanno valori diversi in quanto gli aggiustamenti di lungo periodo tendono ad essere considerevolmente maggiori di quelli che si verificano in un arco di tempo più breve.

Il problema della stima dell'elasticità viene affrontato seguendo normalmente due impostazioni: la prima basata sulla stima dell'utilizzo dello *stock* e la seconda sulla stima dei flussi di consumo.

Nell'impostazione per *stock* (o di "domanda derivata") il consumo viene posto in relazione con le variabili che misurano lo *stock* di beni durevoli. In Italia, la disponibilità di dati sulla potenza installata – che non viene rilevata negli altri paesi, e in particolare negli Usa – permette di utilizzare la potenza come valida *proxy* dello *stock* nella stima economica della domanda di elettricità. Nel caso della domanda per usi domestici, il consumo viene disaggregato in base all'impiego energetico (ad esempio illuminazione, riscaldamento, cottura, ecc.) e ogni componente viene successivamente correlata alla proprietà e all'uso dei beni durevoli.

Gli studi basati sull'impostazione per flussi spiegano la variazione del consumo di energia elettrica in funzione delle variabili del reddito reale, del prezzo relativo (a altri combustibili per uso domestico e a altri beni o servizi) e alle condizioni climatiche. I segni attesi dei coefficienti di queste variabili sono rispettivamente positivi (stante la relazione diretta fra spesa in beni durevoli e reddito), negativi in funzione del rapporto di sostituibilità tra i

diversi combustibili, e negativi se la temperatura media varia. La relazione tra consumo e fattori esplicativi viene spesso studiata utilizzando valori medi. Si considera il consumo medio delle famiglie in funzione, ad esempio, del prezzo medio dell'energia elettrica e del reddito medio. Questa soluzione non è priva di controindicazioni perché trascura l'elevata variabilità dei comportamenti di consumo tra diverse classi di reddito. Più corretto anche se più complesso è invece costruire ipotesi di consumo per diverse tipologie di consumatori.

Nell'impostazione per flussi, i diversi tipi di impiego (ad esempio illuminazione domestica, lavatrice, riscaldamento, ecc.) vengono spesso considerati in forma aggregata, non tenendo conto degli specifici fattori di influenza.

Un'altra scelta metodologica rilevante per l'attendibilità delle stime dell'elasticità riguarda la forma di prezzo considerata. La struttura tariffaria di molti paesi è articolata per scaglioni di consumo. La configurazione dei prezzi è dunque in "blocchi" a prezzo marginale decrescente all'interno di ogni blocco. Una variazione del prezzo all'interno di un dato blocco può avere l'effetto di spostare la domanda al segmento di consumo successivo. La questione è nota come problema della plausibilità teorica della curva di domanda per energia. Ciò implica l'utilizzo di metodi di programmazione matematica in luogo del calcolo differenziale.

Nelle stime vengono utilizzate diverse definizioni di prezzo:

- prezzo marginale;
- prezzo medio;
- prezzo infra-marginale;
- fattura media o tipica;
- una combinazione delle definizioni sopra menzionate.

La domanda di energia elettrica per usi finali è caratterizzata da una modesta sensibilità alle variazioni di prezzo e da una stabilità alle variazioni di reddito. Stime di consenso indicano per questo parametro un valore fra 0,4 e 0,6 per i prezzi e di 0,1 per il reddito nel breve termine, a seconda che si considerino i flussi o le consistenze.

Il comportamento della domanda di prodotti energetici e in particolare di energia elettrica, in rapporto al reddito e ai prezzi relativi assume una rilevanza critica nel contesto delle decisioni di politica economica e di politica tariffaria. La stima dei valori di elasticità fornisce parametri rilevanti per l'elaborazione di analisi di impatto di provvedimenti di politica tariffaria.

La struttura del parco di generazione

Composizione per tipo di impianti e tecnologie

Nel 1997 oltre il 71 per cento del parco di generazione nazionale era costituito da impianti termoelettrici tradizionali (51.979 MW di potenza installata, Tav. 2.6). Gli impianti idroelettrici rappresentavano una quota superiore al 27 per cento della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici lo 0,8 per cento, quelli eolici e fotovoltaici lo 0,2 per cento. L'evoluzione temporale nell'ultimo quarto di secolo mostra una crescita continua della potenza termoelettrica tradizionale a fronte di una graduale flessione della quota idroelettrica e di una lenta crescita di quella eolica e fotovoltaica.

La componente termoelettrica tradizionale del parco di generazione è costituita in massima parte da impianti dedicati alla sola produzione di energia elettrica (oltre l'83 per cento della potenza efficiente lorda, Tav. 2.7), mentre gli impianti per la produzione combinata di elettricità e calore rappresentano poco meno del 17 per cento. La quota preponderante della potenza installata per la sola produzione di elettricità è costituita da impianti a vapore a condensazione; gli impianti a turbogas rappresentano poco più dell'11 per cento.

Anche nella potenza dedicata alla produzione congiunta di elettricità e calore le tecnologie a vapore risultano le più diffuse (quasi il 50 per cento della potenza installata), seguite dai cicli combinati (oltre il 40 per cento).

Più della metà della potenza termoelettrica tradizionale è costituita da impianti policombustibili (Tav. 2.8); negli impianti di proprietà Enel questa quota rappresentava nel 1997 quasi il 70 per cento. Il margine di flessibilità nell'utilizzo di diversi *mix* di combustibili fossili è dunque consistente.

Nel complesso – considerando cioè sia gli impianti polivalenti, sia quelli monovalenti – oltre il 92 per cento della potenza termoelettrica tradizionale installata nel 1997 era costituita da impianti alimentabili con prodotti petroliferi, il 53 per cento da impianti alimentabili a gas naturale e il 15 per cento circa da impianti in grado di funzionare a carbone.

Età media

L'età media del parco termoelettrico tradizionale è avanzata e in continua crescita, come conseguenza di un tasso di rinnovo molto contenuto (Fig. 2.2). Gli impianti più vecchi sono costituiti da quelli con tecnologie a vapore a condensazione, seguiti da quelli a turbogas. Gli impianti più recenti sono rappresentati dalle nuove tecnologie a ciclo combinato.

TAV. 2.6 **STRUTTURA DEL PARCO DI GENERAZIONE NAZIONALE
PER TIPO DI IMPIANTO E PRODUTTORE**

Anno 1997, MW

	TOTALE	ENEL	IEEL	ALTRE IMPRESE	AUTO- PRODUTTORI
IDROELETTRICI	20.147	16.639	1.335	315	1.858
TERMoeLETTRICI	52.538	41.567	1.474	288	9.209
<i>tradizionali</i>	51.979	41.008	1.474	288	9.209
<i>geotermoelettrici</i>	559	559	-	-	-
EOLICI E FOTOVOLTAICI	125	17	1	107	-
TOTALE POTENZA INSTALLATA	72.810	58.223	2.810	710	11.067

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

TAV. 2.7 **POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI TERMoeLETTRICI
IN ITALIA**

Anno 1997, MW

	TOTALE	ENEL	IEEL	ALTRE IMPRESE	AUTO- PRODUTTORI
SOLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA					
Combustione Interna	259	16	8	46	189
Turbogas	4.982	4.842	83	52	5
Condensazione	37.811	36.150	699	896	66
Ciclo Combinato	-	-	-	-	-
Altri	81	-	11	65	5
<i>TOTALE</i>	<i>43.133</i>	<i>41.008</i>	<i>801</i>	<i>1.059</i>	<i>265</i>
PRODUZIONE COMBINATA DI ELETTRICITÀ E CALORE					
Combustione Interna	294	-	88	186	20
Turbogas	660	-	136	524	-
A vapore	4.264	-	313	3.948	3
Ciclo Combinato	3.544	-	136	3.408	-
<i>TOTALE PRODUZIONE COMBINATA</i>	<i>8.762</i>	<i>-</i>	<i>673</i>	<i>8.066</i>	<i>23</i>
TOTALE	51.895	41.008	1.474	9.125	288

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

TAV. 2.8 **POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI TERMOELETTRICI TRADIZIONALI
SECONDO TIPO DI COMBUSTIBILE UTILIZZATO**

Anno 1997, MW

	POTENZA EFFICIENTE LORDA	
	TOTALE	ENEL
MONOVALENTI	21.565	16.732
prodotti petroliferi	17.841	16.732
gas naturale	3.462	
carbone	19	
altri combustibili	243	
BIVALENTI	24.440	20.962
carbone/ prodotti petroliferi	4.295	4.288
gas naturale/ prodotti petroliferi	19.637	16.674
gas derivati/ prodotti petroliferi	26	
altri/ prodotti petroliferi	482	
TRIVALENTI	5.518	3.314
lignite/carbone/ prodotti petroliferi	318	318
carbone/gas naturale/ prodotti petroliferi	2.505	2.336
carbone/gas naturale/ prodotti petroliferi	660	660
gas naturale/gas derivati/ prodotti petroliferi	1.035	
altri/gas naturale/ prodotti petroliferi	1.000	
TETRAVALENTI	291	
carbone/lignite/altri/ prodotti petroliferi	39	
gas derivati/gas naturale/altri/ prodotti petroliferi	252	
TOTALE	51.814	41.008

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Rendimenti

Il grado di efficienza del parco termoelettrico è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età media degli impianti. Nel 1997 il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è stato di poco superiore al 39 per cento. Rendimenti più elevati sono stati raggiunti nella produzione combinata di elettricità e calore rispetto alla produzione di sola energia elettrica (rispettivamente 46,9 per cento e 37,7 per cento). La maggiore efficienza di quest'ultima – che nel 1997 ha rappresentato una quota pari al 79 per cento della produzione nazionale complessiva di energia elettrica – è stata ottenuta negli impianti a vapore a condensazione soprattutto se alimentati a gas naturale (Fig. 2.3)¹.

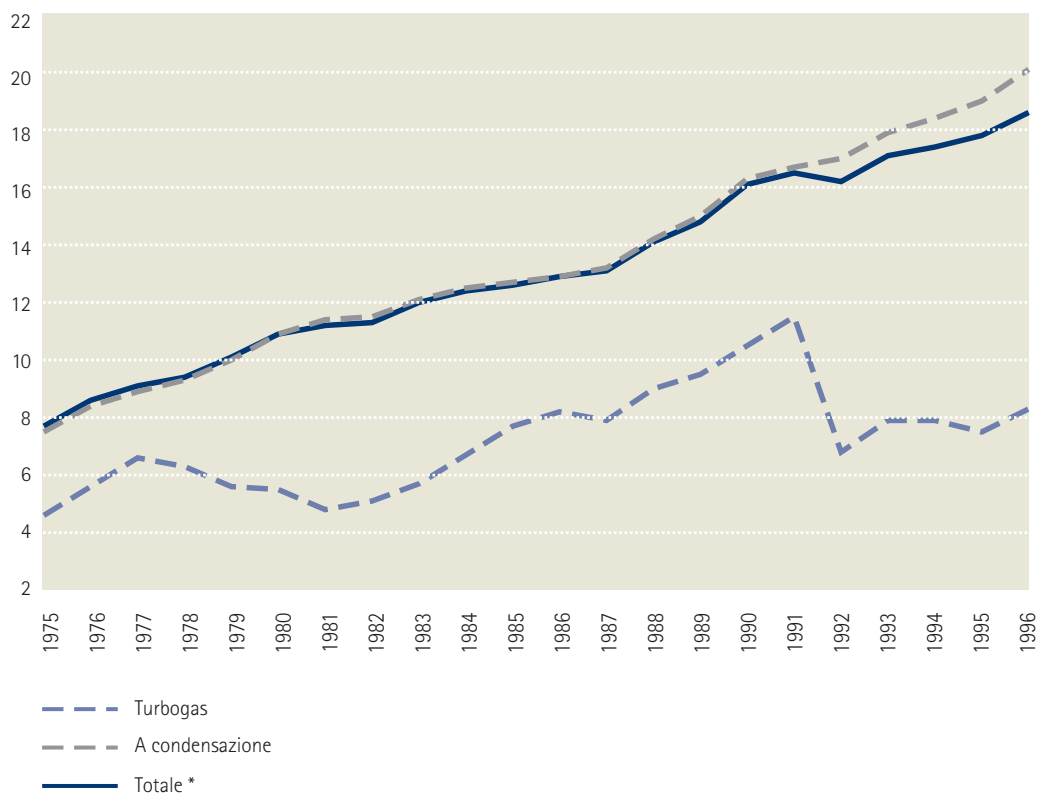
Il lento tasso di rinnovo che ha caratterizzato l'evoluzione del parco impianti nazionale fino ad oggi ha fortemente condizionato la possibilità di aumentare l'efficienza complessiva della generazione elettrica attraverso la sostituzione degli impianti più vecchi con impianti più efficienti di nuova generazione.

L'ostacolo principale al rinnovo dello *stock* di capitale è rappresentato dall'elevato costo di investimento per la realizzazione degli impianti nuovi a fronte di costi variabili di produzione degli impianti esistenti e di età avanzata (e dunque integralmente ammortizzati o quasi) molto più contenuti. Ciò fa sì che, anche tenendo conto dell'elevato rendimento dei nuovi impianti a ciclo combinato a gas (assunto come "ottimo" tecnologico), il costo (in termini attualizzati) di un chilowattora generato da un nuovo impianto a ciclo combinato rimanga superiore a quello di un chilowattora generato da impianti esistenti di età avanzata.

La recente introduzione della disciplina sulla *carbon tax* (cfr. Capitolo 1) e la conseguente modifica delle convenienze marginali nell'impiego dei diversi combustibili – pur andando nella direzione dell'internalizzazione dei costi sociali associati all'impiego dei combustibili fossili e favorendo per questa via un maggior impiego di gas naturale e miglioramenti nell'efficienza d'uso degli *input* energetici – non appare sufficiente a superare questo ostacolo. Di contro, la graduale apertura del mercato elettrico alla concorrenza può costituire uno stimolo a una più veloce sostituzione degli impianti esistenti, favorendo nel contempo la graduale entrata di nuovi operatori dotati delle tecnologie più innovative ed efficienti.

La necessità di adeguamento alla Direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento rappresenta un ulteriore stimolo in questa direzione, richiedendo la verifica dell'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti industriali (tra i quali quelli di generazione elettrica) e del rinnovo delle autorizzazioni per quelli esistenti.

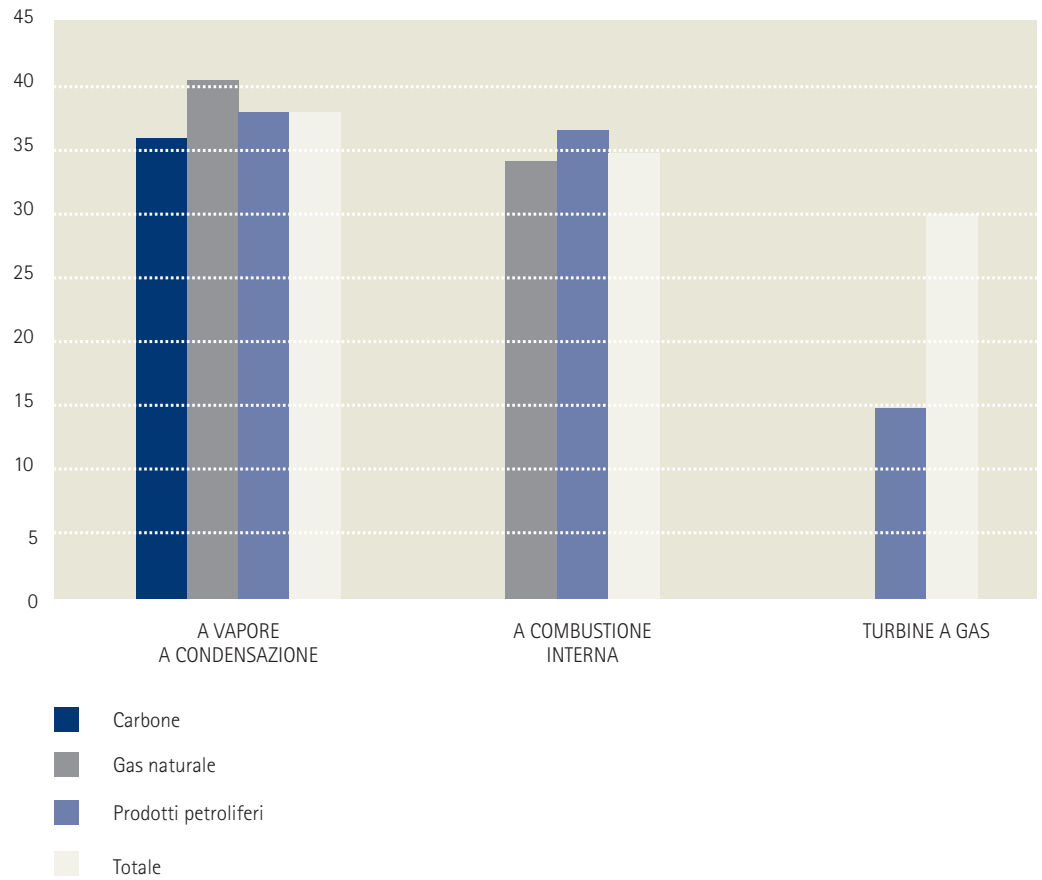
FIG. 2.2 EVOLUZIONE DELL'ETÀ MEDIA DEL PARCO TERMOELETTRICO ENEL



* Include gli impianti geotermoelettrici

Fonte: Elaborazione su dati Enel

FIG. 2.3 RENDIMENTI MEDI DEL PARCO TERMOELETTRICO NAZIONALE, PRODUZIONE DI SOLA ENERGIA ELETTRICA, 1997



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Risultati significativi in questa direzione richiederanno tuttavia interventi complementari di diversa natura. Su alcuni di questi si concentra tra l'altro il programma nazionale di contenimento dei gas di serra definito con la delibera Cipe del 19 novembre 1998 in attuazione degli impegni di Kyoto (*cfr.* Capitolo 1).

Adeguamento ambientale dei grandi impianti di combustione

La normativa nazionale contro l'inquinamento atmosferico (dPR 24 maggio 1988, n. 203) e quella di recepimento della Direttiva europea sui grandi impianti di combustione (impianti con potenza termica superiore ai 50 MW: Direttiva 88/609/CE, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 giugno 1989, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 2 maggio 1989 e linee guida 12 luglio 1990) stabiliscono limiti alle emissioni di ossidi di zolfo (SO₂), ossidi di azoto (NO_x) e polveri dei nuovi impianti di combustione, e fissano la riduzione graduale delle emissioni complessive degli impianti di combustione esistenti alla data del 1 luglio 1988 rispetto ai livelli registrati nel 1980. La tavola 2.9 riassume gli obiettivi di contenimento delle emissioni stabiliti per gli ossidi di zolfo e di azoto e riporta nelle ultime due colonne i risultati conseguiti da Enel. Questi risultati sono stati conseguiti attraverso diverse iniziative, variamente combinate:

- modifica del *mix* di combustibili impiegati (soprattutto per le emissioni di ossidi di zolfo);
- interventi sugli impianti (installazione di desolficatori, di denitrificatori catalitici, modifica dei processi di combustione);
- modifica del *mix* di impianti (criteri di dispacciamento che privilegiano gli impianti con minori emissioni specifiche);
- entrata in servizio di nuovi impianti (ripotenziamenti e cicli combinati gas-vapore).

TAV. 2.9 PERCENTUALI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI SPECIFICHE

EMISSIONI SPECIFICHE	OBIETTIVI DI LEGGE			RISULTATO DEGLI IMPIANTI ENEL	
	1993	1998	2003	1993	1997
SO ₂	-30%	-39%	- 63%	-41,5%	-62,8%
NO _x	-2%	-30%		-18,6%	-36,7%

Fonte: Enel

FORMAZIONE DEI PREZZI E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

Nel corso del 1998 la riduzione del prezzo internazionale del petrolio è proseguita in misura più marcata rispetto all'anno precedente.

Dal lato dell'offerta, i ripetuti fallimenti dei vertici Opec e il superamento delle tensioni nell'area del Golfo Persico hanno alimentato le attese di crescenti eccessi di offerta di prodotto sul mercato. Dal lato della domanda, un livello delle scorte costantemente elevato, la crisi asiatica e un clima insolitamente mite hanno condotto ad un rallentamento della domanda mondiale, attenuando il rialzo congiunturale che di norma caratterizza il profilo dei prezzi nel periodo invernale.

Per tutto il 1998 sui mercati sono prevalse condizioni di debolezza che hanno condotto il prezzo del barile di greggio al di sotto di 10 dollari al barile. Il prezzo del Brent (*dated*) è passato dai 15,8 dollari di gennaio ai 10,3 dollari in dicembre. Nella media del 1998 il prezzo in dollari è caduto del 31 per cento rispetto all'anno precedente. Il lieve deprezzamento (2 per cento) che al contempo la lira ha registrato nei confronti del dollaro ha parzialmente ridotto il beneficio per gli importatori italiani nell'acquisto di petrolio, limitando la flessione del prezzo in lire al 29,3 per cento medio annuo.

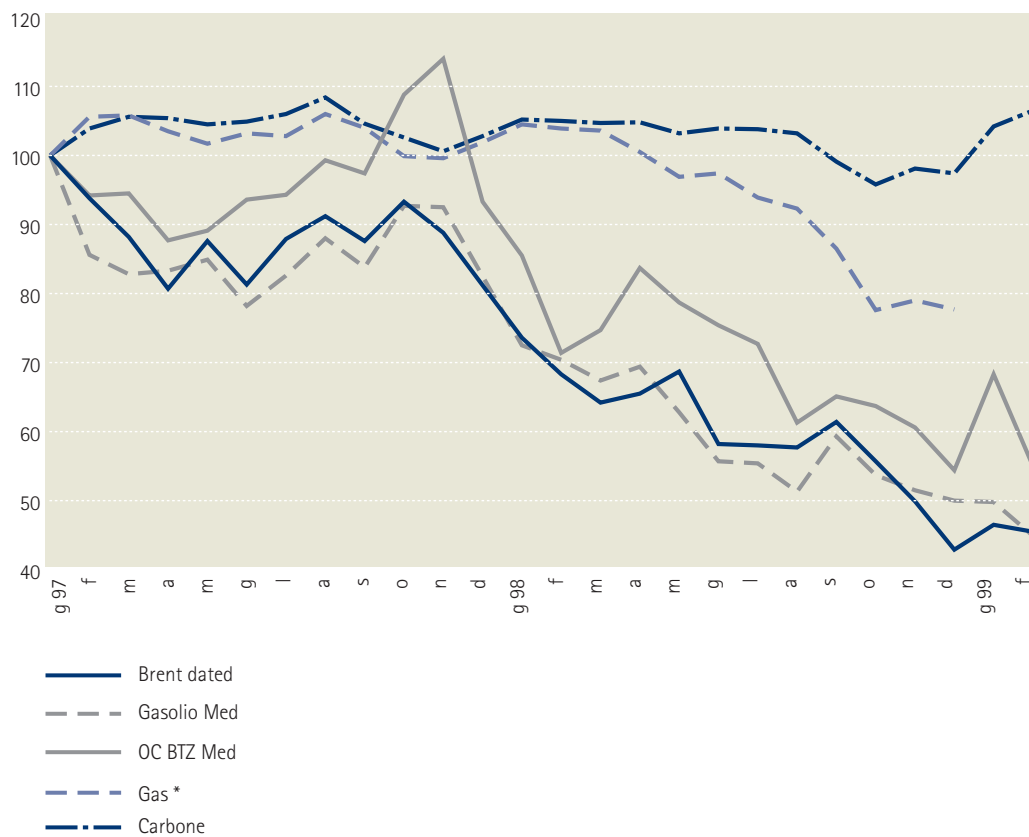
L'andamento discendente nelle quotazioni del greggio si è interrotto soltanto all'inizio del 1999. Nei primi mesi del nuovo anno le quotazioni internazionali del petrolio si sono prima stabilizzate intorno ai valori raggiunti alla fine del 1998 e, dalla fine di marzo, hanno ripreso a salire (il prezzo medio di quel mese si è attestato intorno ai 12 dollari al barile). A innescare la ripresa delle quotazioni è stato un nuovo taglio produttivo concordato a metà marzo dai paesi dell'Opec e da quattro paesi esterni al cartello (Messico, Norvegia, Oman e Russia).

Nel 1998 il calo del prezzo del petrolio si è riflesso sui prezzi internazionali dei prodotti derivati (Fig. 2.4). Utilizzando i valori dei prezzi tradotti in lire al cambio medio mensile, nel 1998 a fronte di una discesa del 29,3 per cento del Brent, il prezzo dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo (Oc Btz Mediterraneo *job, cargoes*) ha registrato una caduta del 27,4 per cento e quello del gasolio (prezzo *cif* Mediterraneo) del 30,6 per cento.

Anche il prezzo del gas naturale rappresentato nella figura 2.4 mostra una discreta correlazione con quello del greggio e dell'olio combustibile, pur presentando un andamento assai meno erratico. La riduzione media del prezzo nel 1998 è molto più contenuta, pari al 9,7 per cento. Ciò dipende dal fatto che, diversamente dai prezzi dei derivati petroliferi, si tratta di un prezzo medio calcolato a partire dai flussi di gas naturale verso i paesi dell'Unione europea.

FIG. 2.4 PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE TERMOELETTRICA

Prezzi in lire (medie mensili; indici gennaio 1997=100)



* La rilevazione dei prezzi internazionali del gas avviene con ritardo rispetto agli altri prezzi.

Fonte: Elaborazione su dati Platt's e WGI

Si tratta cioè di un prezzo molto più simile a un “valore medio unitario” che pur non evidenziando la stessa volatilità delle quotazioni internazionali, ne mantiene in qualche misura le tendenze, dal momento che i contratti d’importazione prevedono forme di indicizzazione al prezzo degli altri combustibili.

Un prezzo molto più stabile, ancorché in lieve discesa, appare quello del carbone, che nella media del 1998 ha registrato una discesa del 2 per cento. Anche in questo caso la serie raffigurata mostra una volatilità molto inferiore rispetto ai greggi, sia perché i prezzi del carbone vengono fissati in contratti di lunga scadenza, sia perché si tratta di una media ponderata di un insieme di prezzi internazionali del carbone di diversa provenienza (la stessa che l’Autorità impiega nell’ambito del paniere di prezzi di riferimento per il calcolo delle variazioni bimestrali del prezzo dell’energia elettrica). La tendenza alla diminuzione del prezzo internazionale del carbone è in parte da ascrivere alla riduzione della domanda di questo combustibile nella produzione termoelettrica, riscontrabile nella generalità dei paesi europei. Sotto questo profilo, l’Italia pare aver beneficiato di prezzi calanti; il beneficio è stato amplificato dalla ripresa dei consumi grazie ai primi risultati dei programmi di “ambientalizzazione” dell’Enel e della delibera 26 giugno 1997, n. 70.

Prezzi e inflazione: tariffe elettriche e indice dei prezzi al consumo

Dopo il rilevante contributo che l’energia elettrica² aveva offerto nel 1996 alla riduzione dell’inflazione³, per effetto della delibera, n. 70/97 dell’Autorità il prezzo dell’energia elettrica per usi domestici è ulteriormente diminuito nel luglio 1997. Da quella data le variazioni del prezzo dell’energia elettrica sono determinate dagli aggiornamenti bimestrali disposti ai sensi della stessa delibera. Nonostante il lieve rincaro registrato nel mese di novembre, nel complesso del 1997 l’indice dell’energia elettrica ha nuovamente fornito un rilevante contributo alla riduzione dell’inflazione, superiore al mezzo decimo di punto percentuale (anche se in buona misura derivante dal trascinarsi dell’anno precedente).

Nel corso del 1998 l’apporto dell’energia elettrica alla riduzione dell’inflazione del consumo si è arrestato. I ripetuti e marcati cali registrati nel prezzo del petrolio, tornato sui livelli d’inizio anni ottanta, non si sono riflessi sul prezzo al consumo dell’energia in quanto, ai sensi della delibera n. 70/97, sono stati impiegati per riassorbire il disavanzo del conto onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse). L’unico aumento del prezzo registrato in corso d’anno (1 per cento in gennaio) ha avuto effetti trascurabili sul livello generale dei prezzi nella media del 1998 (Tav. 2.10).

TAV. 2.10 INDICI MENSILI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Anni 1997-98; numeri indice 1995=100

	1997				1998			
	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE *	VAR. %	PREZZO NOMINALE	VAR. %	PREZZO REALE *	VAR. %
GENNAIO	91.6	-9.5	87.2	-11.8	93.1	1.6	87.2	0.0
FEBBRAIO	91.6	-9.5	87.1	-11.6	93.1	1.6	86.9	-0.2
MARZO	91.6	-9.5	87.0	-11.5	93.1	1.6	86.9	-0.1
APRILE	91.6	-9.5	86.9	-11.0	93.1	1.6	86.8	-0.2
MAGGIO	91.6	-9.5	86.7	-10.9	93.1	1.6	86.6	-0.1
GIUGNO	91.6	-9.5	86.7	-10.8	93.1	1.6	86.5	-0.2
LUGLIO	91.1	3.8	86.2	2.1	93.1	2.2	86.5	0.4
AGOSTO	91.1	2.7	86.2	1.2	93.1	2.2	86.4	0.3
SETTEMBRE	91.1	2.7	86.0	1.3	93.1	2.2	86.4	0.4
OTTOBRE	91.1	2.7	85.8	1.1	93.1	2.2	86.2	0.5
NOVEMBRE	92.2	0.8	86.6	-0.8	93.1	1.0	86.1	-0.5
DICEMBRE	92.2	0.8	86.6	-0.7	93.1	1.0	86.1	-0.5
MEDIA ANNUA	91.5	-4.0	86.6	-5.7	93.1	1.7	86.6	0.0

* Rapporto percentuale tra l'indice di prezzo elementare dell'energia elettrica e l'indice generale del costo della vita.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Confronti internazionali dei prezzi

Il confronto internazionale dei prezzi dell'energia elettrica può essere effettuato in base a due metodologie: metodologia del *prezzo medio* e metodologia del *consumatore tipo*. La prima risponde all'esigenza di sintetizzare in un'unica informazione la collocazione del livello dei prezzi di un paese rispetto agli altri, la seconda permette di confrontare in modo più puntuale i prezzi per diverse tipologie di consumo⁴.

Prezzo medio

Le tariffe applicate all'utenza domestica e industriale in Italia sono superiori alla media europea, sia al lordo che al netto delle imposte. Per le utenze domestiche la distanza dalla media UE del prezzo al lordo delle imposte è del 12,0 per cento, mentre per quelle industriali il prezzo è superiore del 45,8 per cento (Fig. 2.5 e 2.6).

Al lordo delle imposte, l'Italia è il sesto paese più costoso in Europa per le uten-

ze domestiche e il terzo paese più costoso, dopo Portogallo e Svizzera, per quelle industriali (Tav. 2.11). L'incidenza fiscale (al netto delle componenti inglobate in tariffa vedi nota al piè tavola 2.11) per le utenze domestiche è in linea con quella della UE, e risulta invece nettamente superiore per quelle industriali.

TAV. 2.11 **PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE E INDUSTRIALI NEI MAGGIORI PAESI EUROPEI**

Anno 1997; valori in lire/kWh a cambi correnti

	UTENZE DOMESTICHE			UTENZE INDUSTRIALI		
	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE	AL LORDO DELLE IMPOSTE	AL NETTO DELLE IMPOSTE	INCIDENZA FISCALE
	lire/kWh	lire/kWh	%	lire/kWh	lire/kWh	%
AUSTRIA	287,6	226,2	21,4	138,2	138,2	0,0
BELGIO	285,1	233,2	18,2	93,8	93,8	0,0
DANIMARCA	332,7	136,7	58,9	108,3	95,4	11,9
FINLANDIA	170,8	128,1	25,0	95,2	88,7	6,9
FRANCIA	227,6	163,4	28,2	81,7	81,7	0,0
GERMANIA	275,0	235,8	14,3	117,9	117,9	0,0
GRECIA	174,3	147,7	15,3	90,9	90,9	0,0
IRLANDA	232,4	206,6	11,1	103,3	103,3	0,0
ITALIA	271,3	214,9	20,8	160,2	146,2	8,7
*	271,3	199,3	26,5	160,2	132,1	17,5
LUSSEMBURGO	220,9	208,4	5,6	N. D.	N. D.	N. D.
NORVEGIA	127,6	89,1	30,2	N. D.	N. D.	N. D.
OLANDA	218,2	165,9	24,0	104,7	104,7	0,0
PORTOGALLO	265,9	253,2	4,8	166,0	166,0	0,0
REGNO UNITO	223,1	195,2	12,5	111,6	111,6	0,0
SPAGNA	277,7	239,5	13,8	109,4	109,4	0,0
SVEZIA	171,8	109,3	36,4	58,0	44,6	23,1
SVIZZERA	234,8	211,3	10,0	176,1	176,1	0,0
MEDIA UE **	242,3	190,9	20,7	109,9	106,6	3,6

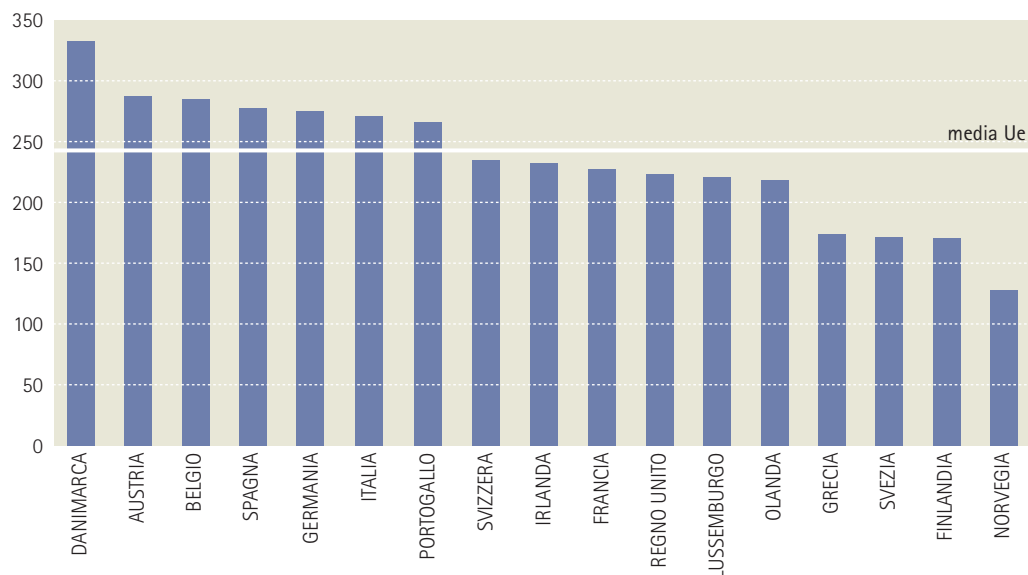
* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2, A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) e la "maggiorazione straordinaria" per le minori entrate dello Stato, vigenti alla data del 31 dicembre 1997 (delibera dell'Autorità 21 ottobre 1997, n. 106) siano considerate tra le voci fiscali.

** La media è calcolata sui soli 15 paesi della UE e non su tutti i paesi inseriti nella tavola. Nel caso delle utenze industriali, i prezzi del Lussemburgo non sono noti e pertanto la media è riferita a 14 paesi.

Fonte: Elaborazioni su dati Aie

FIG. 2.5 PREZZI MEDI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL LORDO DELLE IMPOSTE PER LE UTENZE DOMESTICHE NEI PAESI EUROPEI

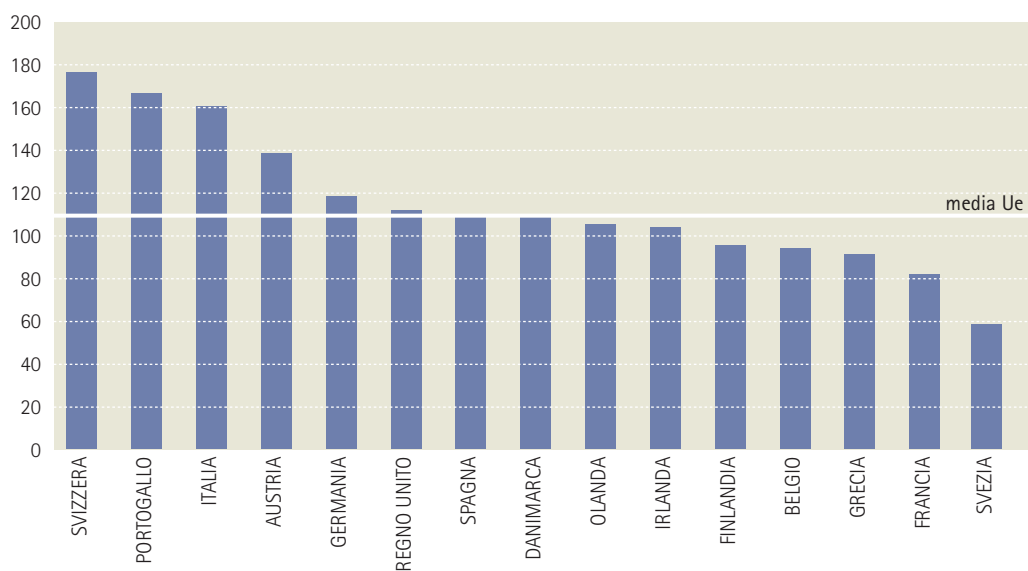
Anno 1997; valori in lire, a cambi correnti



Fonte: Elaborazione su dati Aie

FIG. 2.6 PREZZI MEDI DELL'ENERGIA ELETTRICA AL LORDO DELLE IMPOSTE PER LE UTENZE INDUSTRIALI NEI PAESI EUROPEI

Anno 1997; valori in lire a cambi correnti



Fonte: Elaborazione su dati Aie

Consumatore tipo

La tavola 2.12 illustra i prezzi applicati all'utenza domestica per diversi livelli di consumo. Il confronto dei prezzi, denominati in lire, per il segmento dell'utenza domestica consente di individuare alcuni aspetti di rilievo:

- L'Italia è l'unico paese in cui le tariffe crescono progressivamente in funzione del consumo.
- L'Italia è il paese con prezzi più bassi per i consumi fino a 1.200 kWh annui, sia al lordo che al netto delle imposte, mentre per livelli di consumo superiori il prezzo corrisposto è il più elevato fra i paesi della UE, in conseguenza delle agevolazioni tariffarie ("fascia sociale") riconosciute in maniera via via decrescente fino a consumi di 2.640 kWh annui con potenza fino a 3 kW.
- L'incidenza fiscale in Italia è tra le più basse in Europa per i livelli di consumo inferiori e appena superiore alla media UE per i livelli di consumo più alti, qualora non si considerino le componenti inglobate in tariffa tra gli oneri fiscali. Quando invece le stesse componenti vengono considerate alla stregua di voci di natura fiscale, l'Italia balza ai primi posti per incidenza del prelievo per tutti i livelli di consumo, superata solo da alcuni paesi nordici, e in particolare dalla Danimarca e dalla Svezia, dove la leva fiscale è utilizzata per obiettivi di politica ambientale, come l'incentivazione delle fonti rinnovabili o la promozione dell'efficienza energetica.
- Se si considera che le utenze con consumi da 1.200 a 3.500 kWh annui (residenti con potenza di 3 kW) rappresentano il 63 per cento del totale, può concludersi che i prezzi e l'incidenza fiscale sono elevati per la generalità dei consumatori.

TAV. 2.12 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI NELLA UE E IN NORVEGIA

Gennaio 1998; prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	600 kWh anno		1.200 kWh anno		3.500 kWh anno		7.500 kWh anno	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI-DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI-DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI-DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI-DENZA FISCALE %
AUSTRIA	298,8	21,3	287,9	21,5	242,9	22,4	246,8	22,3
BELGIO	405,5	18,0	382,4	18,0	282,3	18,3	257,5	18,4
DANIMARCA	532,8	47,9	422,1	55,2	349,4	62,5	328,1	65,3
FINLANDIA	325,0	21,4	232,6	22,8	180,9	24,1	156,8	25,1
FRANCIA	335,1	23,7	293,7	23,7	245,2	23,7	237,1	23,7
GERMANIA <i>prezzo max</i>	604,5	17,3	438,1	18,9	313,1	13,0	294,4	13,0
<i>prezzo min</i>	364,5	13,0	320,4	13,1	250,7	13,0	226,5	13,0
GRECIA	180,0	15,3	169,0	15,3	144,0	15,3	162,1	15,3
IRLANDA	301,3	11,1	249,0	11,1	174,0	11,1	167,1	25,9
ITALIA *	119,4 119,4	14,9 26,1	134,2 134,2	14,0 24,2	434,5 434,5	21,0 24,7	403,5 403,5	21,9 25,9
LUSSEMBURGO	437,4	5,7	327,6	5,7	218,5	5,7	212,1	5,7
NORVEGIA	722,6	20,6	430,1	21,8	237,9	24,3	184,3	25,9
OLANDA	295,0	14,9	252,3	18,3	221,8	23,9	213,6	25,7
PORTOGALLO	258,8	5,5	296,6	5,1	255,7	4,9	226,8	4,8
REGNO UNITO <i>prezzo max</i>	428,8	4,8	315,2	7,4	229,5	7,4	205,0	7,
<i>prezzo min</i>	372,3	4,8	291,2	4,8	200,6	4,8	181,1	4,8
SPAGNA	286,9	18,0	357,9	5,1	224,3	18,0	205,8	18,0
SVEZIA	456,1	27,1	304,0	30,6	204,0	35,9	206,7	35,7
MEDIA UE	353,1	16,7	298,5	17,1	245,4	19,1	231,2	20,3

* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2 e A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) venissero considerate tra le voci fiscali. Tali componenti corrispondono a quelle vigenti alla data dall'1 gennaio 1998 (delibera 23 dicembre 1997, n. 136).

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat

Utenze industriali

A differenza del caso domestico, le tariffe all'utenza industriale in Italia sono decrescenti in funzione del consumo (tariffe degressive), in linea con quanto avviene negli altri paesi europei. Il confronto internazionale delle diverse tipologie di consumo - specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico - utilizzando come unità di misura le lire, pone in evidenza i seguenti elementi (Tav. 2.13):

- L'Italia rientra nel novero dei paesi, dove l'energia elettrica è più costosa. Per tutti i livelli di consumo, il prezzo al lordo delle imposte in Italia è tra il primo e il quarto più elevato in Europa.
- Assumendo come termine di confronto la media UE, le utenze maggiormente penalizzate, in base alla distanza dalla media UE del prezzo al lordo delle imposte sono quelle di dimensioni piccole e medie e precisamente i livelli di 1,25 GWh, di 2 GWh e di 10 GWh, rispettivamente per valori del 37,3 per cento, 37,1 per cento e 33,3 per cento. Negli altri casi la distanza dalla media è inferiore al 25 per cento.
- A differenza delle utenze domestiche, in tutti i paesi l'incidenza delle imposte decresce con l'aumentare dei consumi.

In conclusione, l'esame dei prezzi per i diversi livelli di consumo, pur evidenziando una grande variabilità tra gli stessi, mostra che i prezzi italiani sono mediamente elevati, così come emerge anche dalle statistiche dell'Aie relative al prezzo medio.

TAV. 2.13 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NELLA UE E IN NORVEGIA

Gennaio 1998; Prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	160.000 kWh anno (100 kW 1.600 h)		1,25 GWh anno (500 kW 2.500 h)		2 GWh anno (500 kW 4.000 h)		10 GWh anno (2.500 kW 4.000 h)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI- DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI- DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI- DENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCI- DENZA FISCALE %
AUSTRIA	286,1	21,6	235,7	22,6	193,3	23,9	184,8	24,2
BELGIO	274,4	17,4	206,5	17,4	175,4	17,4	161,2	17,3
DANIMARCA	179,6	41,4	173,1	42,3	172,6	42,3	169,0	42,8
FINLANDIA	137,0	23,0	119,7	23,6	103,4	24,5	104,4	24,6
FRANCIA	127,4	19,3	82,1	17,1	88,3	17,4	85,4	17,4
GERMANIA <i>prezzo max</i>	333,6	13,0	235,0	13,0	200,4	13,1	189,7	13,0
<i>prezzo min</i>	252,3	13,0	205,3	13,0	171,4	13,0	169,2	13,0
GRECIA (ATENE)	183,0	15,3	145,8	15,3	134,9	15,2	134,9	15,2
IRLANDA (DUBLINO)	238,3	11,1	176,5	11,1	144,9	11,1	135,2	11,1
ITALIA	254,7	21,3	235,4	22,3	204,9	24,3	188,5	17,7
*	254,7	27,2	235,4	28,7	204,9	31,6	188,5	25,6
LUSSEMBURGO **	216,3	5,7	N.D.	N.D.	149,5	5,7	116,2	5,7
NORVEGIA	124,9	18,7	N.D.	N.D.	89,6	18,6	75,6	18,6
OLANDA	223,2	18,5	156,7	15,6	130,0	15,4	127,0	15,0
PORTOGALLO ***	192,7	4,7	164,5	4,7	145,5	4,8	145,5	4,8
REGNO UNITO <i>prezzo max</i>	220,2	14,9	168,2	14,9	143,7	14,9	133,1	14,9
<i>prezzo min</i>	194,1	14,9	160,2	14,9	141,5	14,9	131,2	14,9
SPAGNA ***	176,1	18,0	161,8	17,9	146,9	17,9	137,6	18,0
SVEZIA	143,6	20,0	118,0	20,0	95,4	20,0	91,2	20,0
MEDIA UE	213,7	17,2	171,5	17,9	149,5	17,4	141,4	17,4

CONTINUA
↓

TAV. 2.13 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI INDUSTRIALI NELLA UE E IN NORVEGIA**
(SEGUE) Gennaio 1998; Prezzi in lire/kWh a cambi correnti

	24 GWh anno (4.000 kW 6.000 h)		50 GWh anno (10.000 kW 5.000 h)		70 GWh anno (10.000 kW 7.000 h)	
	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %	AL LORDO DELLE IMPOSTE lire/kWh	INCIDENZA FISCALE %
AUSTRIA	163,4	25,3	161,2	25,3	145,5	26,3
BELGIO	132,7	17,4	117,6	17,4	100,8	17,4
DANIMARCA	162,8	43,7	159,0	44,2	157,3	44,5
FINLANDIA	92,7	25,3	84,6	26,2	N.D.	N.D.
FRANCIA	72,9	17,3	68,2	17,4	61,6	17,4
GERMANIA <i>prezzo max</i> <i>prezzo min</i>	163,0 133,4	13,0 13,1	166,7 144,8	13,0 13,1	144,9 119,5	13,0 13,0
GRECIA (ATENE)	113,4	15,3	106,1	15,3	93,0	15,3
IRLANDA (DUBLINO)	116,1	11,1	116,9	11,1	106,1	11,1
ITALIA *	152,5 152,5	23,5 23,5	141,4 141,4	13,4 22,3	123,9 123,9	13,8 24,0
LUSSEMBURGO **	95,7	5,7	99,1	5,7	87,5	5,7
NORVEGIA	60,6	18,5	62,5	18,7	57,5	18,7
OLANDA	108,3	15,0	114,0	14,9	102,4	14,9
PORTOGALLO ***	118,7	4,8	106,3	4,7	97,6	4,7
REGNO UNITO <i>prezzo max</i> <i>prezzo min</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>	<i>n.d.</i> <i>n.d.</i>
SPAGNA ***	123,8	18,0	124,0	18,0	114,4	18,0
SVEZIA	79,8	20,0	78,9	20,0	74,2	20,0
MEDIA UE	121,9	18,2	119,3	17,6	109,2	16,8

* La riga mostra i valori di prezzo qualora le componenti A1, A2 e A3 (per la quota destinata alla copertura degli incentivi per le fonti rinnovabili) venissero considerate tra le voci fiscali. Tali oneri corrispondono a quelli vigenti alla data dell'1 gennaio 1998 (delibera 23 dicembre 1997, n. 136).

** I prezzi del Lussemburgo sono relativi a contratti che prevedono una riduzione di potenza del 50 per cento.

*** I prezzi relativi al Portogallo e alla Spagna corrispondono a quelli applicati al territorio continentale

Fonte: Elaborazioni su dati Eurostat

Struttura dei costi del servizio elettrico

La struttura dei costi fissi e variabili del servizio elettrico distinti tra le attività di produzione, trasmissione e fornitura è mostrata nella tavola 2.14 che presenta i pesi percentuali dei costi di ciascuna fase della filiera rispetto al totale degli stessi.

Per attività di produzione si intende la trasformazione dell'energia primaria in energia elettrica; la trasmissione comprende l'attività di trasporto e di trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta e altissima tensione ai fini della consegna ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta; l'attività di fornitura rappresenta la fase più a valle del servizio elettrico e comprende le attività di trasporto su reti in media e bassa tensione e consegna dell'energia elettrica fino ai singoli utenti (attività di distribuzione) e l'attività di stipula dei contratti di fornitura, di misurazione dell'energia, di fatturazione e di esazione (attività di vendita).

TAV. 2.14 **STRUTTURA DEI COSTI DEL SERVIZIO ELETTRICO**

Anno 1997

ATTIVITÀ	PESO PERCENTUALE
GENERAZIONE	60
costo del combustibile	29
TRASMISSIONE	6
FORNITURA	34
distribuzione	25
vendita	9
TOTALE SERVIZIO ELETTRICO	100

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

I costi analizzati riguardano quelli sostenuti dall'Enel nell'anno 1997; essi comprendono i costi direttamente attribuibili a ciascuna attività elettrica, una quota congrua per la remunerazione del capitale investito, nonché una quota dei costi comuni. I costi comuni sono stati attribuiti a ciascuna attività sulla base di due criteri. Se il costo comune è inerente a funzioni tecniche, la quota attribuita a ogni attività è pari al peso del capitale investito a essa afferente sul totale dell'impresa. Se il costo comune è inerente a funzioni amministrative, la quota attribuita a ogni attività è calcolata come rapporto percentuale dei costi operativi a essa afferenti sul totale dell'impresa.

I livelli di costo di ciascuna attività elettrica evidenziati nella tavola 2.14 si riferiscono alla produzione nazionale. Non sono stati considerati, quindi, i costi relativi alle importazioni e gli acquisti di energia da operatori terzi nazionali.

I costi del personale corrispondono al 27 per cento dei costi totali riconosciuti. A titolo di confronto, il costo medio di acquisto del combustibile è inferiore del 53 per cento al costo medio ponderato delle importazioni (flussi marginali e contratti di lungo termine), mentre quest'ultimo è inferiore di circa il 27 per cento rispetto al costo complessivo della generazione. Per quanto riguarda il costo medio di acquisto di energia da operatori terzi nazionali, esso risulta essere più del doppio rispetto al costo medio di acquisto dei combustibili e superiore di circa l'1 per cento del costo complessivo della generazione, poiché comprende, secondo la disciplina vigente, una componente di costo evitato di combustibile, una componente di costo evitato di impianto nonché, in alcuni casi, una ulteriore componente incentivante.

QUALITÀ E CONDIZIONI DEL SERVIZIO

La rilevazione della qualità del servizio

Per gli utenti alimentati in bassa tensione, la qualità del servizio elettrico è attualmente disciplinata dal regime della Carta dei servizi, che trova origine nella direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, rivolta ai soggetti pubblici e privati erogatori di servizi pubblici, e si è evoluta attraverso la definizione dello “schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico” (art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273 e dPCm 18 settembre 1995). La direttiva del 1994 definisce i principi che devono regolare la fornitura, individua gli strumenti per la loro attuazione, indica le modalità di tutela degli utenti.

Ai sensi della normativa vigente, ciascun soggetto esercente il servizio elettrico deve adottare una Carta dei servizi, indicare gli standard di qualità, aggiornarli periodicamente e verificarne il rispetto.

All’inizio del 1998 l’Autorità ha rilevato l’adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti il servizio elettrico e, contestualmente, lo stato della qualità del servizio reso nel 1997. La rilevazione, le cui modalità di svolgimento sono descritte nel Capitolo 6 della presente *Relazione*, si basa sulle dichiarazioni rilasciate dagli esercenti sotto la propria responsabilità su cui l’Autorità ha avviato controlli campione. I risultati di dettaglio sono stati pubblicati in un *Quaderno* dell’Autorità⁵; di seguito vengono illustrati i dati principali.

La qualità del servizio per le utenze in media e alta tensione non è attualmente regolata dalla normativa vigente in relazione alla Carta dei servizi; essa è tuttavia oggetto dell’attività di regolazione dell’Autorità.

Attuazione della Carta dei servizi

Il numero di soggetti esercenti il servizio di fornitura dell’energia elettrica che ha adottato la Carta dei servizi ha continuato a crescere nel 1997 rispetto agli anni precedenti, giungendo a rappresentare il 99 per cento dell’utenza. Infatti, oltre a Enel, che ha adottato una Carta dei servizi per ognuna delle 147 zone in cui si articola la struttura operativa, al 31 dicembre 1997 più di 80 imprese elettriche locali hanno dichiarato di aver adottato la Carta dei servizi. Gran parte delle aziende elettriche di maggiore dimensione si era già messa in regola nel 1995 non appena entrato in vigore il provvedimento relativo alla Carta dei servizi del settore elettrico (Tav. 2.15).

TAV. 2.15 GRADO DI ADOZIONE DELLA CARTA DEI SERVIZI

Anni 1996 - 1997

	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	TOTALE
NUMERO DI CARTE DEI SERVIZI ADOTTATE				
al 31/12/96	147	22	42	211
al 31/12/97	147	25	55	227
DIFFERENZA 1997-1996	-	+ 3	+ 13	+ 16
UTENTI BT DEI SOGGETTI ESERCENTI CHE HANNO ADOTTATO LA CARTA DEI SERVIZI (MILIONI)				
al 31/12/96	28,6	2,3	0,1	31,0
al 31/12/97	28,8	2,4	0,1	31,3
DIFFERENZA 1997-1996	+ 0,2	+ 0,1	-	+ 0,3

Legenda:

- maggiori imprese elettriche locali: aziende con più di 10.000 utenti BT
- altre imprese elettriche locali: aziende con meno di 10.000 utenti BT

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Verifica del rispetto degli standard specifici

L'Autorità ha verificato il rispetto degli standard di qualità contenuti nelle Carte. Gli standard specifici di qualità si riferiscono alle singole prestazioni da garantire all'utente ed esprimono la tempestività dell'azienda nel fornire all'utente le prestazioni richieste⁶.

Per ciascuno degli indicatori previsti dallo schema generale di riferimento della Carta dei servizi per il settore elettrico, le aziende esercenti hanno dichiarato uno standard di qualità nelle proprie Carte dei servizi. L'Enel, che ha adottato una Carta per ogni zona di distribuzione, ha adottato standard a volte diversi per lo stesso indicatore. La variabilità degli standard specifici è dovuta alla facoltà degli esercenti di determinare i propri standard e non a differenze di natura territoriale (per esempio città rispetto a campagna) che in generale non sono rilevanti per questo tipo di standard di qualità.

L'analisi è stata svolta differenziando tre gruppi di esercenti: Enel, le imprese elettriche locali con più di 10.000 utenti e le altre imprese elettriche locali con meno di 10.000 utenti (Tav. 2.16, Tav. 2.17 e Tav. 2.18).

Per illustrare in modo sintetico la qualità del servizio a fronte degli standard specifici dichiarati dagli esercenti nelle proprie Carte dei servizi, le tavole che seguono riportano dati relativi a:

- *numero annuo di richieste*, vale a dire il numero di richieste dell'utente per una determinata prestazione;
- *standard*, definito come il tempo massimo dichiarato nelle Carte dei servizi per fornire all'utente una determinata prestazione (espresso in giorni); per tenere conto della variabilità degli standard dichiarati dalle diverse aziende, è stato indicato sia il valore medio degli standard (ponderato sul numero annuo di richieste), sia il valore minimo e massimo degli standard dichiarati;
- *tempo effettivo*, definito come il livello medio effettivo raggiunto nel corso dell'anno (espresso in giorni), ponderato sul numero di richieste;
- *percentuale fuori standard*, definita come la percentuale di richieste dell'utente soddisfatte in tempi superiori agli standard per cause imputabili all'esercente.

TAV. 2.16 RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI: ENEL

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			FUORI STANDARD %	TEMPO EFFETTIVO (giorni)
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)		
PREVENTIVAZIONE	256.983	40	25	60	1,8	15,8
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	196.652	50	30	80	0,1	5,5
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	1.732.506	10	7	20	0,2	1,3
DISATTIVAZIONE FORNITURA	846.763	12	12	15	0,2	2,8
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	33.853	28	28	28	6,5	16,7
RISPOSTA A RECLAMI	28.070	30	30	30	7,2	20,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	6.805	45	45	45	0,9	11,3
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	533.547	1	1	1	0,3	1,0
VERIFICA DEI MISURATORI	6.453	20	20	20	2,6	9,9
VERIFICA DELLA TENSIONE	1.182	20	20	20	1,2	9,7

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 2.17 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI:
IMPRESE ELETTRICHE LOCALI AVENTI PIÙ DI 10.000 UTENTI**

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)		
PREVENTIVAZIONE	17.982	28,0	2	60	2,5	20,1
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	7.449	18,0	5	40	1,7	10,8
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	148.785	6,9	5	15	8,3	3,9
DISATTIVAZIONE FORNITURA	75.147	6,9	2	15	0,2	3,6
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	3.296	28,7	10	30	1,4	14,4
RISPOSTA A RECLAMI	8.098	22,1	10	30	0,8	14,2
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	25.865	17,4	2	120	2,7	8,8
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	23.539	1,0	1	2	0,0	1,5
VERIFICA DEI MISURATORI	2.660	11,2	5	45	0,3	6,8
VERIFICA DELLA TENSIONE	1.072	2,9	1	25	0,4	1,1

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TAV. 2.18 **RIEPILOGO STANDARD SPECIFICI:
IMPRESE ELETTRICHE LOCALI AVENTI MENO DI 10.000 UTENTI**

Anno 1997

PRESTAZIONE	N. ANNUO DI RICHIESTE	STANDARD			FUORI STANDARD	TEMPO EFFETTIVO
		VALORE MEDIO (giorni)	VALORE MINIMO (giorni)	VALORE MASSIMO (giorni)		
PREVENTIVAZIONE	1.993	12,9	1	40	0,5	8,4
ALLACCIAMENTO NUOVE UTENZE	2.117	16,5	2	40	0,9	12,3
ATTIVAZIONE E RIATTIVAZIONE FORNITURA	4.621	6,5	2	10	0,4	3,6
DISATTIVAZIONE FORNITURA	3.363	6,5	1	12	0,1	4,1
RISPOSTA A RICHIESTE SCRITTE	404	20,8	2	30	3,3	11,8
RISPOSTA A RECLAMI	149	24,6	1	30	6,5	11,7
RETTIFICHE DI FATTURAZIONE	479	37,3	5	120	0,0	16,0
RIATTIVAZIONE UTENTI MOROSI	392	1,0	1	5	0,0	1,0
VERIFICA DEI MISURATORI	369	15,3	1	20	0,0	5,3
VERIFICA DELLA TENSIONE	203	12,1	1	45	0,0	6,4

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Dall'analisi svolta risulta che gli standard di qualità dichiarati dai soggetti esercenti il servizio sono alquanto differenziati tra loro, sia all'interno dell'Enel stessa, sia soprattutto tra le imprese elettriche locali.

L'Enel nel 1997 ha verificato tutti gli indicatori di qualità in modo omogeneo su tutte le proprie zone di distribuzione mentre gli altri esercenti hanno verificato gli standard in modo spesso incompleto. La percentuale di casi fuori standard è contenuta per tutte le prestazioni, sia per Enel, sia per le imprese elettriche locali.

Nella generalità dei casi le aziende distributrici non hanno aggiornato, con cadenza periodica, gli standard indicati nelle proprie Carte dei servizi, come previsto dalla direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994.

Inoltre, pur in presenza di una dispersione intorno alla media dei tempi effettivi rilevati, i tempi massimi dichiarati dai soggetti esercenti nelle Carte dei servizi sono, per tutte le prestazioni, sensibilmente superiori ai tempi effettivi. Ciò evidenzia che gli standard delle Carte dei servizi sono stati definiti con un criterio molto prudenziale.

Rimborsi agli utenti

Lo schema generale di riferimento della Carta dei servizi del settore elettrico prevede che gli esercenti individuino almeno quattro standard specifici da assoggettare a rimborso. Prevede inoltre che le aziende, a fronte del mancato rispetto di tali indicatori per cause non imputabili all'utente o a terzi, riconoscano un rimborso agli utenti coinvolti. Le aziende possono determinare l'entità e le procedure di rimborso. Nel settore elettrico, l'Enel e quasi tutte le imprese elettriche locali hanno definito una procedura di rimborso basata sull'istanza dell'utente che ha subito il disservizio. Solo un'azienda locale ha adottato procedure di rimborso automatico, ossia indipendentemente dalla richiesta dell'utente.

Per ciascuno degli standard specifici che ogni azienda ha indicato come soggetti a rimborso, sono stati presi in esame i casi di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, le richieste presentate dagli utenti, le richieste accettate e l'entità dei rimborsi pagati: confrontando il limitato numero dei rimborsi richiesti dagli utenti con il numero dei casi per i quali ne avrebbero avuto diritto, risulta evidente che l'efficacia della tutela è molto ridotta se l'ottenimento dell'indennizzo dipende dalla richiesta dell'utente (Tav. 2.19).

TAV. 2.19 RIMBORSI PER IL MANCATO RISPETTO DI STANDARD SPECIFICI

Anno 1997

	ZONE ENEL	MAGGIORI IMPRESE ELETTRICHE LOCALI*	ALTRE IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	TOTALE
CASI DI MANCATO RISPETTO DEGLI STANDARD SOGGETTI A RIMBORSO PER CAUSE IMPUTABILI ALL'ESERCENTE	5.289	810	N.D.	6.099
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI	6	6	45	57
RICHIESTE DI RIMBORSO DA PARTE DEGLI UTENTI ACCETTATE DAL SOGGETTO EROGATORE IL SERVIZIO	2	19	14	35
RIMBORSI EFFETTIVAMENTE PAGATI AGLI UTENTI (LIRE)	100.000	1.551.201	14.000	1.665.201

Legenda:

- maggiori aziende elettriche locali: aziende con più di 10.000 utenti BT
- altre aziende elettriche locali: aziende con meno di 10.000 utenti BT

Note:

* Non sono compresi i dati delle aziende che non hanno separato i valori di fuori standard imputabili a responsabilità aziendali da quelli imputabili a responsabilità dell'utenza .

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Lo scarso utilizzo delle procedure di rimborso su richiesta degli utenti nel 1997 è in larga misura imputabile alla scarsa conoscenza della Carta dei servizi. Un'indagine demoscopica commissionata dall'Autorità ha dimostrato che il 21 per cento degli utenti del servizio elettrico dichiara di conoscere la Carta dei servizi ma solo il 9,5 per cento dichiara di averla vista o letta⁷.

I livelli effettivi di qualità: la continuità del servizio

Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe (durata superiore a 3 minuti) e le sospensioni programmate (con preavviso agli utenti, in genere di 24 ore).

La continuità del servizio è fortemente influenzata dalla struttura della rete. Infatti in Italia, come nella maggior parte dei paesi, le aree rurali sono servite da linee aeree, che sono più vulnerabili sotto il profilo della continuità a causa di fenomeni atmosferici o altri fattori non imputabili al servizio stesso. Di conseguenza i livelli effettivi di continuità (sia in frequenza sia in durata delle interruzioni) sono notevolmente differenziati tra aree urbane e aree rurali.

La rilevazione dell'Enel sugli indicatori di continuità fa emergere, inoltre, che vi sono disomogeneità tra le diverse zone dell'Enel anche a parità di caratteri-

stiche di territorio: la figura 2.7 mostra che il divario tra Nord e Sud del paese in termini di durata delle interruzioni senza preavviso è piuttosto forte.

La tavola 2.20 mostra la frequenza e la durata delle interruzioni accidentali nelle regioni italiane; i dati sono riportati dapprima come media ponderata di tutto il territorio servito e, successivamente, distinguendo le aree urbane dalle aree rurali.

In media un utente dell'Enel alimentato in bassa tensione ha subito nel 1997 4,7 interruzioni accidentali, per un totale di 219 minuti persi per utente. Questi valori medi nascondono situazioni molto differenziate: al Nord la media è di 2,9 interruzioni per utente all'anno (133 minuti persi per utente), mentre al Sud la media sale a 6,2 interruzioni per utente all'anno (311 minuti persi per utente). Questi valori sono medie ponderate che riflettono il fatto che Enel serve sia territori urbani che rurali. L'analisi di dettaglio mostra differenze rilevanti anche all'interno delle sole zone urbane (1,6 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Nord contro 3,5 interruzioni per utente all'anno nelle aree urbane del Sud) o delle sole zone rurali (3,9 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Nord contro 9,0 interruzioni per utente all'anno nelle aree rurali del Sud).

Dal confronto dei dati dell'Enel degli anni 1996 e 1997, si rilevano miglioramenti per quanto riguarda la durata delle interruzioni (Fig. 2.9), ma non per la loro frequenza (Fig. 2.8): la lievissima flessione osservata per quest'ultimo indicatore è frutto di un apprezzabile miglioramento nelle regioni settentrionali che compensa aumenti di frequenza nel resto del paese.

TAV. 2.20 FREQUENZA E DURATA DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE:
ENEL

Anno 1997

	NUMERO MEDIO DI INTERRUZIONI PER UTENTE							
	TUTTO IL TERRITORIO		AREA RURALE		AREA SEMIURBANA		AREA URBANA	
	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**	Frequenza*	Durata**
PIEMONTE	3,3	172	4,3	247	2,0	89	2,0	63
VALLE D'AOSTA	2,1	106	2,4	122	-	-	0,8	33
LIGURIA	3,4	191	5,6	353	1,8	72	2,0	91
LOMBARDIA	2,1	90	2,6	114	1,6	69	1,4	61
VENETO	3,0	126	3,7	160	2,6	100	1,5	51
TRENTINO	4,4	191	4,9	213	2,6	76	1,4	67
FRIULI	2,6	126	3,2	158	1,9	86	0,9	28
EMILIA ROMAGNA	3,8	145	5,4	206	2,7	101	1,7	68
TOSCANA	5,7	201	8,6	292	4,1	141	3,3	133
UMBRIA	5,4	276	6,0	321	6,7	292	3,7	186
MARCHE	5,3	246	7,1	329	4,2	192	2,9	143
LAZIO	6,8	280	9,5	380	8,1	317	4,0	188
CAMPANIA	5,4	269	8,5	408	5,0	252	3,0	162
ABRUZZO	7,0	302	7,6	353	6,4	250	5,6	189
MOLISE	5,3	374	6,0	461	3,9	162	2,7	124
PUGLIA	5,1	235	9,5	447	3,6	146	2,8	137
BASILICATA	3,7	327	4,4	407	1,6	90	1,4	89
CALABRIA	6,0	319	7,3	390	4,5	241	2,3	123
SARDEGNA	9,5	426	13,2	560	6,6	273	3,8	238
SICILIA	7,0	364	10,5	571	5,3	269	4,5	206
ITALIA	4,7	219	6,3	299	3,9	170	2,8	129
<i>NORD</i>	<i>2,9</i>	<i>133</i>	<i>3,9</i>	<i>183</i>	<i>2,0</i>	<i>83</i>	<i>1,6</i>	<i>65</i>
<i>CENTRO</i>	<i>6,0</i>	<i>245</i>	<i>8,4</i>	<i>330</i>	<i>6,3</i>	<i>244</i>	<i>3,6</i>	<i>161</i>
<i>SUD</i>	<i>6,2</i>	<i>311</i>	<i>9,0</i>	<i>460</i>	<i>4,7</i>	<i>220</i>	<i>3,5</i>	<i>173</i>

Legenda:

- aree urbane: località con popolazione superiore a 30.000 abitanti
- aree semiurbane: località con popolazione compresa tra 10.000 e 30.000 abitanti
- aree rurali: località con popolazione inferiore a 10.000 abitanti
- tutto il territorio: media ponderata tra aree urbane, semiurbane e rurali

* numero medio di interruzioni per utente

** minuti persi per utente dovuti ad interruzioni

La situazione della continuità del servizio nelle principali imprese elettriche degli enti locali non è omogenea. La tavola 2.21 mostra i dati di frequenza e di durata delle interruzioni accidentali delle principali aziende elettriche locali: Aem-Milano, Aem-Torino e Asm-Brescia, con circa 1 interruzione per utente all'anno in media, Aec-Bolzano e Acea-Roma con un numero di interruzioni per utente compreso tra 2 e 3 all'anno. Tranne il caso di Bolzano, questi dati sono riferiti solo al territorio urbano.

La misurazione della continuità non appare pienamente omogenea tra i diversi esercenti. Una corretta misurazione della continuità dovrebbe comportare la rilevazione delle interruzioni, della loro durata e del numero di utenti coinvolti. Per quanto riguarda il numero di utenti coinvolti, nessun esercente in Italia, nemmeno Enel, dispone di sistemi automatizzati in grado di rilevare esattamente gli utenti coinvolti in ciascuna interruzione; ciascun esercente adotta metodi di stima basati su valori medi (per esempio: stima del numero medio di utenti disalimentati per un guasto su una linea o su un trasformatore).

Le diverse modalità di rilevazione e di stima dei dati relativi alla continuità del servizio tra gli esercenti implicano l'esistenza di margini di approssimazione. I dati pubblicati dall'Autorità possono essere ritenuti ragionevolmente confrontabili. In altri termini, i margini di approssimazione dei dati presentati non sono tali da invalidare la rilevazione dei dati e la loro pubblicazione comparativa.

Per quanto riguarda la continuità della fornitura, l'Autorità ha già proposto una metodologia di misurazione degli effetti delle interruzioni del servizio comune a tutte le imprese energetiche (*cf.* Capitolo 6).

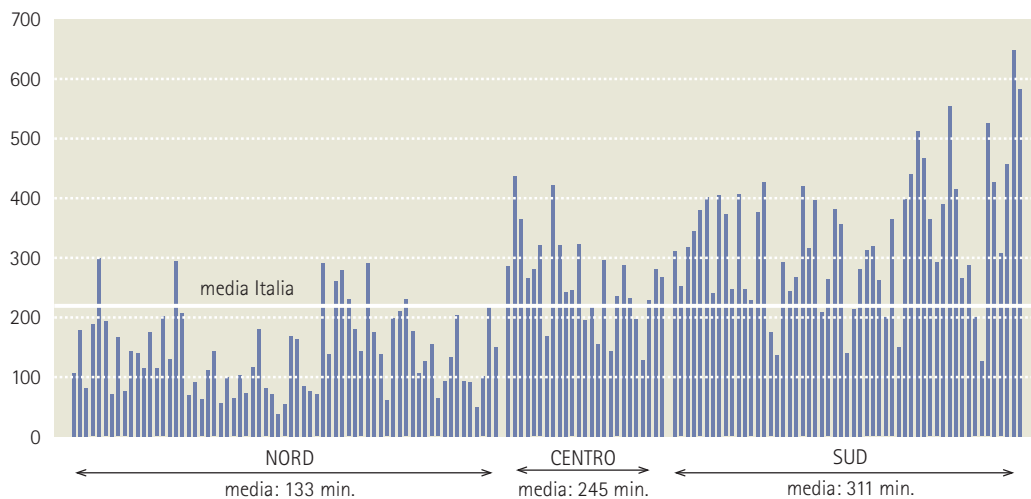
TAV. 2.21 **INTERRUZIONI ACCIDENTALI LUNGHE: PRINCIPALI AZIENDE ELETTRICHE LOCALI**
Anno 1997

AZIENDE	UTENTI	FREQUENZA PER UTENTE	DURATA (MINUTI)
ACEA - ROMA	761.394	3,0	55
AEM - MILANO	430.353	1,0	37
AEM - TORINO	247.342	1,2	35
ACEGAS - TRIESTE	138.691	1,8	57
ASM - BRESCIA	114.158	1,1	32
AEC - BOLZANO	112.562	2,1	40
META - MODENA	108.987	0,8	NV

Legenda:
- NV: dato non valido

Fonte: Dichiarazioni degli esercenti all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

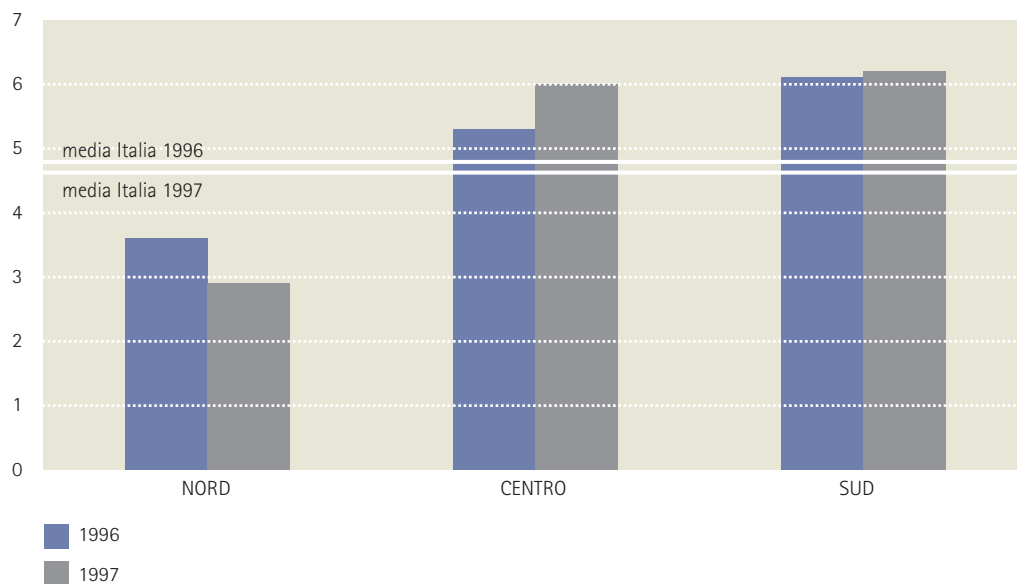
FIG. 2.7 DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI
 Anno 1997; minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 2.8 FREQUENZA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI: VARIAZIONI 1996-1997

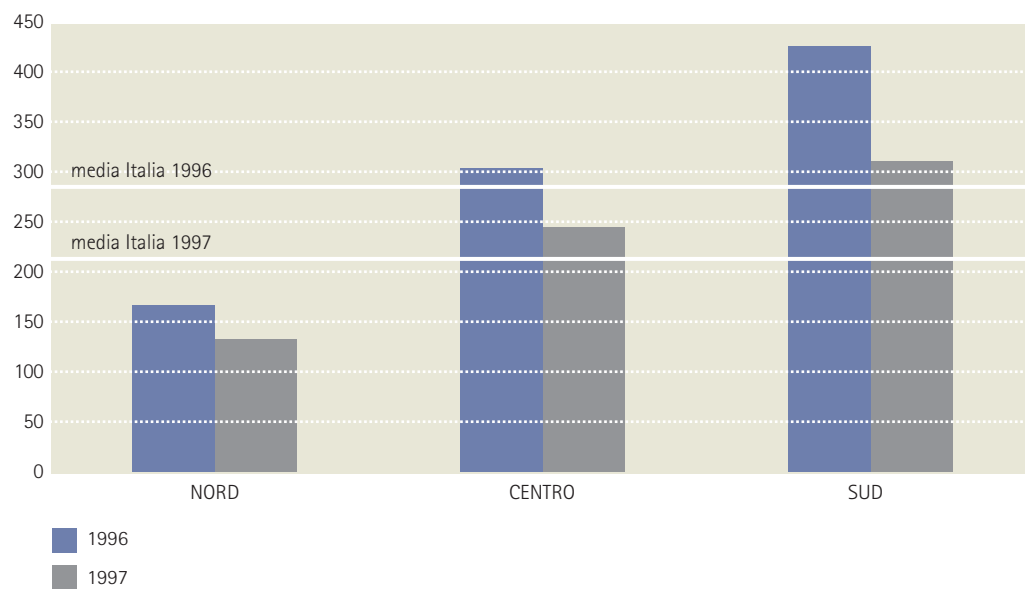
Utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

FIG. 2.9 DURATA MEDIA PER UTENTE DELLE INTERRUZIONI ACCIDENTALI:
VARIAZIONI 1996-97

Minuti persi per utente, utenti Enel in bassa tensione



Fonte: Dichiarazioni dell'esercente all'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Modalità di rilevazione della continuità del servizio

Nel servizio elettrico la continuità della fornitura è una componente fondamentale della qualità del servizio. Gli aspetti della continuità del servizio presi in esame dalla Carta dei servizi sono le interruzioni accidentali lunghe e le sospensioni programmate.

Per interruzioni accidentali lunghe si intendono le sospensioni non programmate della fornitura di durata superiore a 3 minuti, causate da guasti transitori o permanenti, da eventi esterni, da interferenze di terzi o da altri motivi anche fuori dal controllo del soggetto erogatore, nonché le sospensioni programmate senza preavviso di durata superiore a 3 minuti.

Per sospensioni programmate si intendono le interruzioni del servizio per cause programmate dal soggetto erogatore precedute da un preavviso all'utenza.

Per ciascuna delle due tipologie di interruzione sono analizzate:

- la *frequenza*, espressa attraverso il numero medio di interruzioni per utente all'anno, cioè il rapporto tra la somma annuale del numero di utenti coinvolti e il numero di utenti a fine anno;
- la *durata*, espressa in minuti persi all'anno per utente, cioè il rapporto tra sommatoria annuale dei prodotti del numero di utenti coinvolti nell'interruzione per la durata di ciascun evento e il numero di utenti a fine anno.

Non sono state analizzate le interruzioni brevi (durata inferiore a 3 minuti), in quanto non sono attualmente contemplate dalla Carta dei servizi.

Per misurare i livelli effettivi di continuità sono stati adottati indicatori che tengono conto di tutte le possibili cause di interruzione, anche quelle dovute a terzi o a cause di forza maggiore. Questa scelta consente di esprimere meglio il livello di continuità effettivamente fruito dagli utenti, anche se non permette di individuare le responsabilità degli esercenti.

STRUTTURA E ORGANIZZAZIONE DEL SERVIZIO ELETTRICO NAZIONALE

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n.79

Il processo di recepimento in Italia della Direttiva 96/92/CE ha preso avvio con la legge 24 aprile 1998, n.128, con cui il Parlamento delegava il Governo ad attuare la Direttiva, con l'emanazione di uno o più decreti legislativi entro un anno. La delega parlamentare dettava i principi guida entro cui la ridefinizione del sistema elettrico nazionale avrebbe dovuto inquadarsi. Il 10 novembre 1998 il Consiglio dei ministri approvava uno schema di decreto legislativo che veniva riproposto al dibattito parlamentare nel gennaio 1999 e approvato definitivamente il 19 febbraio 1999.

Il decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79 *“Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”*, pubblicato in Gazzetta Ufficiale, Serie Generale n. 75 del 31 marzo 1999, ridisegna il quadro istituzionale e normativo del settore elettrico italiano caratterizzato dal regime di riserva sancito dalla legge di nazionalizzazione del 1962 (legge 6 dicembre 1962, n. 1643). Vengono liberalizzate le attività di generazione, importazione ed esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica (art. 1, 8 e 10), mantenuta in un regime di concessione l'attività di distribuzione (art. 9) e in regime di riserva quelle di trasmissione e dispacciamento (art. 3). Nuove figure istituzionali, quale il *gestore della rete di trasmissione nazionale* (art. 3), l'*acquirente unico* (art. 4) e il *gestore del mercato* (art. 5 e 6), sono preposte al coordinamento di un mercato caratterizzato da una quota limitata, ma gradualmente crescente di clienti liberi (considerati “idonei”) di scegliere il proprio fornitore (art. 14). Il decreto legislativo n. 79/99 prevede la promozione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili (art. 11) e la riorganizzazione societaria dell'operatore dominante, l'Enel Spa (art. 13). Il decreto definisce nuove competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas oltre a quelle attribuitele dalla legge 14 novembre 1995, n. 481 (*cf.* Capitolo 1).

Struttura del mercato

Il sistema elettrico nazionale è caratterizzato dall'istituzione di due mercati paralleli: uno “vincolato” e uno “libero”. Il primo è costituito dai clienti vincolati, ovvero tutti gli utenti domestici e gli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che, si ritiene, non abbiano la forza contrattuale (proprio a causa dei loro bassi consumi) per stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri a condizioni vantaggiose. Ai clienti vincolati la fornitura è garantita dall'*acquirente unico* tramite i distributori locali ed è loro assicurata la tariffa unica nazionale definita

dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Sul secondo mercato operano *clienti idonei*, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti per la copertura dei propri consumi. Per assicurare gradualità al mercato i clienti "idonei", qualora lo ritengano opportuno, possono scegliere di essere riforniti dall'*acquirente unico* (con tariffa unica nazionale) per un periodo di due anni rinnovabile per una sola volta.

Produzione

L'attività di generazione elettrica, completamente liberalizzata, è soggetta unicamente ad autorizzazione in particolare per garantire il rispetto dei vincoli ambientali per la costruzione di nuovi impianti e la modifica o il ripotenziamento di quelli esistenti. Al fine di favorire la concorrenza sul lato dell'offerta e limitare le dimensioni del soggetto dominante sul mercato entro il 1 gennaio 2003 è previsto che:

- nessun soggetto possa produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 per cento del totale dell'energia elettrica prodotta e importata in Italia;
- l'Enel Spa ceda non meno dei 15.000 MW della propria capacità produttiva; per questo termine è prevista la possibilità di una proroga non superiore a un anno concessa dall'Autorità garante per la concorrenza e per il mercato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Trasmissione e dispacciamento

Le attività di trasmissione⁸ e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva dello Stato e svolte in concessione da una società per azioni denominata *gestore della rete di trasmissione nazionale*, appositamente creata da Enel Spa tramite il conferimento dei beni necessari con l'eccezione della proprietà delle reti, di proprietà del Ministro del tesoro che esercita i propri diritti di azionista di concerto con il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato. Limitate porzioni della rete possono essere mantenute in gestione da altri operatori. Il *gestore della rete di trasmissione nazionale* è responsabile delle attività di manutenzione e sviluppo, svolte in base a specifiche convenzioni⁹ con gli operatori proprietari delle reti. L'articolo 3 del decreto legislativo definisce inoltre le nuove e rilevanti competenze dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia (*cf.* Capitolo 1).

Acquirente unico

L'*acquirente unico* è una società per azioni costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* a cui, previa autorizzazione del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, possono partecipare le imprese di distribuzione, con una quota azionaria (di controllo diretto o indiretto) non superiore al 10 per cento e senza che il *gestore della rete di trasmissione nazionale* ne perda il controllo. All'*acquirente unico* spetta l'obbligo di garantire la disponibilità della fornitura di energia elettrica necessaria per far fronte alla domanda di tutti i clienti vincolati e di quelli idonei che hanno scelto di approvvigionarsi da tale soggetto. A tal fine stipula contratti con i produttori sulla base di previsioni di medio-lungo termine della domanda e vende l'energia elettrica ai distributori.

Gestore del mercato e contrattazione bilaterale

Il decreto legislativo n. 79/99 prevede, a partire dall'1 gennaio 2001, la creazione di un meccanismo di mercato in forma borsistica, ma non obbligatorio, la cui gestione è affidata a una società per azioni, denominata *gestore del mercato*, costituita dal *gestore della rete di trasmissione nazionale* entro nove mesi dall'entrata in vigore del decreto. Il *gestore del mercato* organizza il mercato elettrico secondo criteri di neutralità, trasparenza, nonché di concorrenza tra i produttori ad assicura un'adeguata disponibilità della riserva di potenza. Entro l'1 gennaio 2001 l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari offerti avverrà secondo un dispacciamento di merito economico e il *gestore del mercato* assume la gestione delle offerte di vendita e di acquisto di energia elettrica per assicurare il bilanciamento delle stesse secondo criteri di economicità generale del sistema. Il dispacciamento passante, e quindi i contratti bilaterali fisici sono ammessi nel periodo di transizione e in deroga a regime qualora autorizzati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Quest'ultima ha anche il compito di determinare, entro sessanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche dei contratti stipulati dai clienti idonei.

Distribuzione

L'attività di distribuzione dell'energia elettrica si svolge in un regime di concessione. Le concessioni vengono rilasciate dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato entro il 31 marzo del 2001, alle imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del decreto legislativo e hanno durata trentennale. A partire dal 2030 le concessioni di distribuzione verranno assegnate tramite meccanismi di gara in modo tale da coprire ambiti di dimensioni non inferiori al territorio comunale e non superiori a un quarto di tutti i clienti finali.

Per favorire l'evoluzione del sistema di distribuzione dall'attuale situazione verso i futuri assetti viene promossa l'aggregazione volontaria, secondo criteri di mercato, di più soggetti, in particolare se operanti nello stesso comune. Le proposte di aggregazione devono pervenire entro il 31 marzo 2000 al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato che, di concerto con il Ministro del bilancio e della programmazione economica, promuove azioni affinché si consegua l'aggregazione anche con specifici accordi di programma. In particolare, in aree urbane ove operano congiuntamente sia Enel Spa sia imprese elettriche locali che servono almeno il 20 per cento dell'utenza, se la razionalizzazione della distribuzione non viene raggiunta su base volontaria, queste ultime possono chiedere all'Enel Spa la cessione dei rami di azienda dedicati all'esercizio di attività di distribuzione. La valutazione economica della cessione, che deve avvenire entro il 31 marzo del 2001, è demandata all'accordo fra le parti e, ove questo non venisse raggiunto entro il 30 settembre del 2000, definita da tre soggetti terzi¹⁰.

Relativamente agli ambiti territoriali contigui, anche alle imprese elettriche locali aventi non meno di 100.000 clienti finali è consentita, entro un anno dall'entrata in vigore del decreto legislativo, un'analogha procedura.

Entro centottanta giorni dalla data di entrata in vigore del decreto i distributori che alimentano oltre 300.000 utenti sono tenuti a costituire una o più società per azioni per la fornitura ai clienti "vincolati".

Clienti idonei e mercato libero

Le soglie per l'accesso al mercato libero da parte dei clienti *idonei* sono fissate dal decreto legislativo a consumi annui (riferiti all'anno precedente e relativi a un unico punto di misura) di 30 GWh per il 1999, 20 GWh dal 1 gennaio del 2000 e 9 GWh dal 1 gennaio del 2002. Sono inoltre ammessi al mercato libero i distributori e i grossisti limitatamente all'energia destinata a clienti *idonei* connessi alla propria rete e con cui abbiano stipulato contratti di vendita.

Sono altresì ammessi le imprese o gruppi di imprese, i consorzi e le società consortili con soglie di consumo globale analoghe e soglie di consumo individuale della dimensione minima di 2 GWh annui dal 1999 e 1 GWh dal 2002 con centri di consumo nel medesimo comune o in comuni contigui. La contiguità non è un requisito necessario quando i centri di consumo siano ubicati in aree individuate da specifici atti di programmazione regionale.

A partire dall'1 gennaio 2002 hanno altresì diritto alla qualifica di clienti *idonei* i clienti finali i cui consumi siano risultati, nell'anno precedente, superiori a 1 GWh in ciascun punto di misura considerato e superiore a 40 GWh come somma dei suddetti punti di misura.

I clienti *idonei* in possesso di tali requisiti autocertificano all'Autorità per l'e-

nergia elettrica e il gas la propria qualifica per il 1999; quest'ultima, entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, stabilisce le modalità per riconoscere e verificare la qualifica di clienti *idonei* agli aventi diritto.

Le soglie di idoneità stabilite dal decreto legislativo n. 79/99 consentono un'apertura del mercato stimata pari al 30 per cento nel 1999, al 35 per cento nel 2000 e 40 per cento nel 2002. Oltre quella data, e in presenza di aperture comparabili di altri Stati membri dell'Unione europea, il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, individua nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente *idoneo* al fine di assicurare una maggiore apertura del mercato.

Produzione da fonti rinnovabili

Condizioni di particolare favore sono concesse dal decreto legislativo n. 79/99 per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, anche al fine di agevolare l'abbattimento delle emissioni di anidride carbonica nel rispetto gli impegni internazionali previsti dal Protocollo di Kyoto (*cfr.* Capitolo 1). A partire dal 2001 tutti gli importatori e produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili hanno l'obbligo di immettere (anche acquistando da altri produttori) nel sistema elettrico nazionale, nell'anno successivo, una quota di energia prodotta da fonti rinnovabili, proveniente da impianti entrati in esercizio o ripotenziati dopo l'entrata in vigore del decreto, inizialmente pari al 2 per cento delle quantità prodotte e importate al di sopra di una soglia di 100 GWh l'anno. Il decreto prevede inoltre che venga assicurato, all'energia prodotta da fonti rinnovabili, un dispacciamento prioritario sulla base di specifici criteri definiti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Vengono infine definiti dal Cipe, su proposta del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e della Conferenza unificata Stato Regioni, gli obiettivi pluriennali per ciascuna fonte rinnovabile e la ripartizione fra regioni e province autonome delle risorse da destinare all'incentivazione gestite attraverso procedure di gara.

Assetto societario dell'Enel Spa

Il decreto legislativo n. 79/99 impone all'Enel Spa la trasformazione, entro sessanta giorni dalla data di entrata in vigore, in *holding* industriale con funzioni di indirizzo strategico e coordinamento dell'assetto industriale e delle attività delle società da essa controllate. Società separate devono essere costituite per:

- la produzione di energia elettrica;
- la distribuzione e vendita ai clienti vincolati;
- la vendita ai clienti idonei;
- l'esercizio dei diritti di proprietà della rete di trasmissione (comprensiva

delle linee di trasporto, delle stazioni di trasformazione e delle attività di manutenzione e sviluppo, vedi *supra*);

- lo smaltimento delle centrali elettronucleari dismesse e attività connesse, le cui azioni vengono assegnate al Ministro del tesoro, del bilancio e della programmazione economica (il Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato mantiene su di essa una funzione di indirizzo).

A tutte le società, entro centottanta giorni dall'entrata in vigore del decreto, sono conferiti tutti i beni e rapporti giuridici, relativi all'oggetto della loro attività, ivi compresa una quota parte dei debiti afferenti al patrimonio conferito.

Il decreto legislativo n. 79/99 stabilisce inoltre normative specifiche in materia di *importazione ed esportazione di energia elettrica* (art. 10) e di *concessioni idroelettriche* (art. 12). L'attività di importazione ed esportazione è libera e tuttavia soggetta a regole di natura diversa a seconda dei paesi con cui ha luogo. Con i paesi appartenenti all'Unione europea devono sussistere condizioni di reciprocità oltre che di disponibilità delle linee di interconnessione; in caso di insufficiente capacità di trasporto (verificata dal *gestore della rete di trasmissione nazionale*) l'Autorità per l'energia elettrica e il gas fissa criteri di equa ripartizione tra mercato libero e vincolato. Con i paesi non appartenenti all'Unione europea sussistono ulteriori condizioni, determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, di compatibilità economica e ambientale dell'energia importata.

Per le concessioni di grande derivazione d'acqua per scopi idroelettrici il decreto legislativo definisce le scadenze e le modalità di rinnovo. Per le concessioni dell'Enel Spa, attualmente di durata illimitata, viene introdotta una scadenza trentennale a partire dalla data di entrata in vigore del decreto. Per le altre concessioni, già scadute o in scadenza entro il 31 dicembre 2010, viene stabilita una proroga automatica sino a tale data; restano valide le scadenze originariamente fissate oltre quella data. Alla scadenza dei termini le nuove concessioni verranno attribuite dalle regioni e delle provincie autonome per una durata trentennale¹¹.

Il recepimento della Direttiva per l'energia elettrica in Europa

Ai fini della realizzazione del mercato unico dell'energia elettrica, il 19 febbraio 1999 dodici paesi dell'Unione europea erano tenuti al recepimento nella normativa nazionale della Direttiva 96/92/CE. Tuttavia, alcuni paesi - segnatamente Francia, Danimarca e Olanda - non hanno a quella data completato il processo di recepimento. In Francia esiste solo un progetto di legge non ancora approvato, negli altri due paesi sono già da tempo entrate in vigore leggi di riforma che lasciano indefiniti solo alcuni aspetti della Direttiva, come ad esempio le soglie di idoneità (in Danimarca) o i criteri di definizione delle tariffe di trasmissione e di fornitura (in Olanda).

Anche Belgio, Irlanda e Grecia, che hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento (rispettivamente di un anno per i primi due, e di due anni per l'ultimo) hanno avviato le consultazioni in Parlamento su primi progetti di riforma. Riguardo al regime di accesso nella generazione, la maggior parte dei paesi europei ha adottato la procedura di autorizzazione. La procedura di gara è prevista solo nei progetti di legge di Irlanda, Francia e come eccezione in Danimarca.

Sei paesi (Finlandia, Olanda, Regno Unito, Spagna, Svezia) hanno optato per l'accesso alla rete di tipo regolato per tutti gli utenti. Ad essi si aggiungono Irlanda e Portogallo, dove l'accesso regolato è limitato ai soli clienti idonei, mentre per i clienti vincolati l'accesso avviene tramite acquirente unico. Verso la soluzione dell'accesso regolato per tutti gli utenti è orientata la proposta della Francia. Fanno eccezione la Danimarca (dove, comunque, l'accesso regolato è previsto per i maggiori produttori) e la Germania che hanno adottato l'accesso negoziato, anche per l'assenza di una rete unica nazionale.

Riguardo all'assetto proprietario del gestore della rete (*Transmission System Operator, TSO*) e all'integrazione dell'attività di trasmissione con altre fasi del sistema elettrico, la Direttiva richiede come condizione minima la separazione contabile delle attività (art. 14) e la separazione gestionale del gestore della rete da altre attività (art. 7 comma 6). In Europa si possono distinguere tre tipologie organizzative:

- il gestore della rete viene isolato organizzativamente e funzionalmente all'interno della struttura verticalmente integrata mediante una separazione limitata al solo piano contabile e gestionale (Danimarca nelle regioni orientali: *Elkraft*, Francia, Germania, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente al cui capitale partecipano soggetti della generazione (Austria, Olanda, Portogallo) o della distribuzione (Danimarca nelle regioni occidentali: *Eltra*, Irlanda);
- il gestore della rete è una società indipendente dalle altre attività della filiera elettrica (Finlandia, Regno Unito, Spagna, Svezia). Le partecipazioni azionarie di operatori del mercato elettrico non possono superare soglie prestabilite.

Dove esiste anche un mercato di scambio dell'energia elettrica, ai compiti del gestore indipendente della rete si affiancano quelli dell'operatore del mercato. Nel caso di Inghilterra e Galles e Finlandia, le due figure coincidono, mentre nel caso della Spagna sono state individuate due entità distinte.

In Finlandia, Norvegia e Spagna sono stati creati mercati all'ingrosso non obbligatori. Ai mercati scandinavi, rispettivamente *EL-EX* e *NordPool*, partecipano Danimarca (*Elsam*) e Svezia; in Gran Bretagna il mercato *Pool* è obbligatorio. Dal 19 febbraio 1999 è diventata operativa anche la borsa dell'energia elettrica olandese, *Amsterdam Power Exchange (APX)*, con le stesse caratteristiche delle borse scandinave cui parteciperanno imprese tedesche e belghe.

Il grado medio di apertura del mercato europeo alla data del 19 febbraio 1999 è di circa il 60 per cento del totale dei dodici paesi tenuti al rispetto di tale scadenza. Tale percentuale è calcolata come quota del consumo degli utenti che potenzialmente possono scegliere il proprio fornitore sul totale del consumo nella UE. La percentuale è superiore a quella minima prevista dalla Direttiva in quanto alcuni paesi hanno adottato un calendario più accelerato (Finlandia, Inghilterra e Galles, Spagna e Svezia).

Tuttavia, in alcuni paesi l'effettiva liberalizzazione del mercato è ostacolata dagli elevati costi di transazione connessi con la ricerca di nuovi fornitori e all'installazione di nuovi misuratori di consumo. Infatti, per conteggiare i consumi nelle diverse frazioni di tempo in cui viene fissato il prezzo dell'energia elettrica nei mercati all'ingrosso operanti in questi paesi è necessario disporre di nuove tecnologie di misurazione. Nei paesi nordici si è evitato di obbligare i consumatori all'acquisto di nuovi misuratori utilizzando curve di carico standard in luogo di misurazioni apposite.

Per quanto riguarda la distribuzione, la maggior parte dei paesi ha introdotto una separazione delle attività di distribuzione da quelle di vendita limitata al solo piano contabile. Solo in Irlanda (progetto di legge), Portogallo e Svezia è richiesta la separazione societaria.

I processi di liberalizzazione sono stati accompagnati da politiche di privatizzazione in Finlandia (40 per cento della società di generazione *IVO*), Portogallo e Spagna. Nel Regno Unito, le imprese del settore sono tutte private, tranne quelle che gestiscono impianti nucleari.

In Regno Unito, Finlandia, Svezia, Portogallo, Spagna, Olanda e Irlanda (ordinati cronologicamente), il processo di liberalizzazione è stato (o sarà nel caso dell'Irlanda) preceduto dalla creazione di autorità indipendenti. Gli altri paesi si sono dotati di nuove strutture di controllo o di gestione reclami e risoluzione delle controversie che non hanno, tuttavia, uno statuto indipendente. In Austria è stata creata una Commissione prezzi, in Danimarca un Comitato di controllo dell'energia, mentre in Francia il decreto all'esame del Parlamento prevede l'istituzione di una Commissione per la regolazione.

TAV. 2.22 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**

	AUSTRIA	BELGIO **	DANIMARCA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di recepimento (<i>ELWOK</i>): fine luglio 1998	Progetto di legge sul recepimento della direttiva diffuso nell'ottobre 1998 all'esame del Parlamento	Approvazione legge di riforma del settore di parziale recepimento della direttiva: maggio 1996; prevista una nuova legge per la metà del 1999
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VG, società a capitale interamente pubblico. Nuovo regime: autorizzazioni	<i>Electrabel</i> , società verticalmente integrata, controlla circa l'88% del mercato della generazione. Proposta: autorizzazioni	Assetto attuale: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale) con contratti di lungo termine. Nuovo regime: autorizzazioni per impianti > 25 MW; gare solo come eccezione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	Assetto precedente: trasmissione e dispacciamento gestiti dalla VG e dalle società di produzione regionali. Nuovo regime: Divisione Trasmissione e Dispacciamento all'interno di VG. Separazione gestionale. Il capitale è pubblico al 51%	<i>Electrabel</i> gestisce indirettamente la trasmissione attraverso partecipazione al capitale del CPTe (comitato di gestione delle reti di trasmissione). Proposta: creazione TSO - società a azionariato diffuso	<i>Eltra</i> ed <i>Elsam</i> (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, ovest ed est del paese. <i>Eltra</i> : TSO di proprietà distributori; <i>Elkraft</i> : TSO di proprietà della coop. Produzione <i>Elsam</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato per mercato libero e negoziato per vettoriaamento di grandi volumi	Accesso negoziato e possibilità di accesso regolato per i maggiori operatori
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi della parte est (<i>Elsam</i>) partecipano al <i>NordPool</i> come membri esterni
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto precedente: monopoli regionali nei 9 <i>Laender</i> . Nuovo regime: le 15 società regionali potranno acquistare energia elettrica liberamente sul mercato. Contratti di fornitura tra <i>Verbund</i> e utilities regionali protetti fino al 2003	<i>Electrabel</i> , società verticalmente integrata, controlla circa il 40% del mercato della distribuzione	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale. Nuovo regime: vengono distinte 3 categorie di operatori, con diversi obblighi e forme di <i>governance</i> : gestori di reti e fornitori, fornitori e <i>traders</i>
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	40 GWh al febb. 1999 (comprese società con impianti di trasmissione AT); 20 GWh al febb. 2000; 9 GWh al febb. 2003; Distributori: >40 GWh al febb. 2002; > 9 GWh al febb. 2003	> 100 GWh: febbraio 2000; 40 GWh: dicembre 2006; distributori: gennaio 2007	Previsto rispetto calendario direttiva. I rivenditori sono considerati clienti idonei
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	27%	33% nel 2000	33% (previsione)
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	Non è prevista la privatizzazione della VG; nessun limite a investitori privati nelle utilities regionali	Non prevista	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli affari economici e finanziari (Divisione Energia), al cui interno verrà istituita una Commissione prezzi	Comitato di controllo elettricità e gas all'interno del Ministero dell'energia. Proposta: creazione Commissione di regolazione all'interno del Ministero per clienti idonei	Ministero dell'ambiente e dell'energia. Prevista l'istituzione di un <i>Energy Supervisory Board</i>
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

CONTINUA
↓

TAV. 2.22 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**
(SEGUE)

	FINLANDIA	FRANCIA	GERMANIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: giugno 1995; ha anticipato la Direttiva	Progetto di legge del Consiglio dei ministri approvato il 9 dicembre 1998. Approvazione legge prevista in ottobre	Approvazione legge di recepimento: fine aprile 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	103 società di generazione (private e pubbliche) con un operatore dominante: <i>IVO</i> . Regime vigente: autorizzazioni	Autorizzazioni per la capacità già installata (e il mercato vincolato) e aste competitive per la costruzione di nuova capacità. Le prime aste pubbliche per la nuova capacità saranno bandite dopo il 2005	Assetto attuale: 9 <i>utilities</i> verticalmente integrate Nuovo regime: liberalizzazione e autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	<i>Fingrid</i> gestore unico a livello nazionale e proprietario della trasmissione e del dispacciamento. Società indipendente a capitale misto. Dal gennaio 1998 controlla <i>EL-EX</i> (la borsa elettrica)	Assetto attuale: <i>EdF</i> proprietario e gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento su concessione statale. Progetto di legge: gestore indipendente all'interno di <i>EDF</i> , che rimane proprietaria della rete. <i>Unbundling</i> : gestionale.	Assetto attuale: non esiste gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori coordinati attraverso consorzio. Nuovo regime: mantenimento coord. delle reti. Libertà di costruzione di nuove reti.
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Accesso regolato	Accesso negoziato. Le imprese municipali hanno ottenuto lo status di <i>single buyer</i> fino al 2005.
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	<i>EL-EX</i> creata nel 1996; ammessi anche contratti bilaterali di lungo periodo. E' allo studio la fusione tra <i>EL-EX</i> e il <i>NordPool</i> norvegese-svedese	Non previsto	Non previsto
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. E' richiesta una autorizzazione per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio	Concessioni comunali per <i>EdFe</i> per i distributori non nazionalizzati già esistenti che potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione dei monopoli graduale
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Completa apertura a tutti gli utenti (inclusi i distributori)	Le soglie di apertura saranno determinate con successivo decreto. I rivenditori considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	25,3% (previsione)	100%
SEPARAZIONE TRA GENERAZIONE, PRODUZIONE E VENDITA	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione	Contabile per generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	E' prevista la privatizzazione del 40% della società di produzione <i>IVO</i>	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico <i>EdF</i>	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione	Attualmente: Ministero dell'industria. Proposta di creazione di una Commissione per la regolazione	Ministero affari economici e industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili e per la cogenerazione

CONTINUA

TAV. 2.22 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**
(SEGUE)

	INGHILTERRA-GALLES	IRLANDA **	OLANDA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma (<i>Energy Act</i>): 1989 in vigore dal 30 aprile 1990. Ha anticipato la Direttiva comunitaria	Proposta di riforma del settore del Ministero dell'industria: maggio 1997	Approvazione legge di parziale recepimento: agosto 1998
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	I due maggiori produttori controllano ca 50% del mercato. Autorizzazioni rilasciate dall' <i>Offer</i>	Un solo produttore. Proposta: gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti rilasciate dall'Autorità	4 grandi produttori in via di fusione. Nuovo regime: autorizzazioni
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	<i>National Grid</i> : gestore unico della trasmissione e del dispacciamento su autorizzazione rilasciata dall'Autorità. Società a azionariato diffuso	<i>Electricity Supply Board</i> : attualmente proprietario e gestore della rete di trasmissione. Si propone la creazione di un gestore indipendente responsabile anche del dispacciamento. La proprietà della rete rimarrebbe in capo a <i>ESB</i>	<i>TenneT</i> : Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico al 50% più <i>golden share</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolato	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Il mercato all'ingrosso (<i>Pool Market</i>) è obbligatorio per tutti i generatori. Dispacciamento secondo criterio del <i>merit order</i>	Non previsto	Inizialmente contratti bilaterali di lungo periodo; a gennaio '99 è entrata in funzione la Borsa elettrica: <i>APX (spot e future)</i> sul modello del <i>Nordpool</i>
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al sett. 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata	Monopolio nella distribuzione. Proposta: istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste (circa 30) con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti	attualmente solo clienti >100 GWh; successivamente, rispetto calendario direttiva	Soglie di apertura più accelerate 1998: >10 GWh; 2002: >10 GWh; 2008: completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	100%	28%	32%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE DISTRIBUZIONE E VENDITA	Societario per generazione, distribuzione e vendita	Contabile	Separazione societaria tra le attività di distribuzione e vendita non ancora tassativa/normata
PRIVATIZZAZIONE	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali	Non è prevista la privatizzazione dell' <i>Electricity Supply Board</i>	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: <i>Offer</i> . Dal 1° gennaio 1999 si è fuso con <i>Ofgas</i> , l'Autorità per il settore del gas	Autorità di regolazione: <i>Commission for Electricity Regulation</i>	Ministero per gli affari economici e finanziari: Divisione energia. Istituzione di un'autorità di regolazione
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	Priorità nel dispacciamento per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili (selezionati con gara).	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.	Creazione di un mercato separato per le fonti rinnovabili in cui "certificati verdi" saranno oggetto di scambio

CONTINUA

TAV. 2.22 **QUADRO DI SINTESI DEL RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE**
(SEGUE)

	PORTOGALLO	SPAGNA	SVEZIA
LEGGE/PROGETTO DI RIFORMA	Approvazione legge di riforma: luglio 1996. Ha anticipato la Direttiva	Prima legge di liberalizzazione nel 1994 (<i>Losen</i>), successivamente modificata a fine novembre 1997 che recepisce la direttiva (<i>Ley n. 54 del Sector Eléctrico</i>)	Legge di riforma del settore entrata in vigore il 1° gennaio 1996; non si prevede di modificarla
ASSETTO GENERAZIONE E REGIME DI ACCESSO	Cppe controllata da <i>Edp Holding</i> controlla 84% del mercato. Due sistemi paralleli: aste per mercato vincolato; autorizzazioni nel mercato libero (contratti bilaterali)	I due maggiori produttori controllano ca 80% del mercato. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dal Ministero dell'Energia	I due maggiori generatori coprono il 70% della potenza installata. Autorizzazioni per la costruzione di nuova capacità rilasciate dall'autorità di regolazione
ASSETTO TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO. NATURA GIURIDICA E REGIME DI SEPARAZIONE DEL TSO	<i>Rede Electrica Nacional</i> : gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato). Entità giuridica separata controllata da <i>holding Edp</i>	<i>Red Eléctrica de Espana</i> : gestore unico nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento. Entità giuridica separata al cui capitale possono partecipare i diversi operatori del sistema (quota max 25%)	<i>Svenska Kraftnat</i> : gestore della rete di trasmissione nazionale e del dispacciamento. Entità giuridica separata a capitale pubblico
MODALITÀ DI ACCESSO ALLE RETI DA PARTE DEI TERZI	Acquirente unico nel mercato vincolato e regolato nel mercato libero	Accesso regolato	Accesso regolato
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato <i>spot</i> per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)	Previsto e gestito dall'Operatore del mercato separato societariamente dall'Operatore del sistema: offerte/ domande di energia con <i>Merit Order</i>	Ha aderito al <i>NordPool</i> norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. E' ancora un mercato residuale, in quanto le transazioni vengono effettuate tramite contratti bilaterali
ASSETTO DISTRIBUZIONE E VENDITA	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla <i>holding Edp</i>	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica"	Oltre 270 società di distribuzione locali
SOGLIE DI CONSUMO DEI CLIENTI IDONEI	Febbraio 99: 40 GWh e distributori per la quota obbligatoria dell'8% del proprio fabbisogno acquistata sul mercato libero	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti; successivamente rispetto calendario	Completa apertura del mercato già dal 1996
QUOTA DI APERTURA DEL MERCATO AL FEBBRAIO 1999	25%	42% (entro fine 1999)	100%
SEPARAZIONE TRA PRODUZIONE, DISTRIBUZIONE E VENDITA	Ristrutturazione di <i>EdP</i> che oggi come holding controlla le società operative nelle varie fasi della filiera	Societario tra generazione e distribuzione (entro 2000) e contabile tra distribuzione e vendita	Societario tra distribuzione e vendita e contabile tra generazione e distribuzione
PRIVATIZZAZIONE	A partire dal giugno 1997 è iniziata la privatizzazione di <i>EdP holding</i> . Attualmente è privata per il 50%	Da ottobre 1997 privatizzazione in tre anni del gruppo <i>Endesa</i> ; oggi la società è a controllo pubblico ancora per il 40% circa del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/ municipali/ privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione: <i>Erse (Entidade Reguladora Sector Electrico)</i> all'interno del Ministero dell'industria	Autorità di regolazione: <i>CNSE (Comision Nacional del Sistema Eléctrico)</i> e Ministero dell'industria e dell'economia	Autorità di regolazione: <i>Nutek</i> , creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la <i>Network Authority</i>
PRIORITÀ NEL DISPACCIAMENTO	I piccoli impianti <10MW e i cogeneratori hanno libero accesso alla rete con priorità nel dispacciamento	Priorità nel dispacciamento e premio sul prezzo di generazione	Priorità nel dispacciamento per impianti alimentati da fonti rinnovabili.

* Non è stata inclusa la Grecia - poiché in base alla Direttiva ha a disposizione un periodo supplementare di recepimento di 1 anno e per il quale, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo, sia per le modeste dimensioni della domanda, sia per la pressoché totale dipendenza dalle importazioni di energia).

** L'Irlanda e il Belgio hanno a disposizione un tempo supplementare di recepimento della Direttiva pari a 1 anno.

Il problema dei “costi incagliati”

La liberalizzazione del settore elettrico può condurre a situazioni in cui costi connessi a investimenti o a impegni contrattuali assunti in un regime amministrato possono non trovare copertura nel nuovo regime. In questo caso, si fa riferimento all’insorgere di “costi incagliati” noti anche come *stranded cost*, considerando in che misura e in che modo le imprese elettriche che li hanno sostenuti debbano essere compensate.

Peraltro non tutti i costi che non trovano copertura nel regime liberalizzato possono essere considerati come *stranded*. In particolare, due ulteriori condizioni devono essere soddisfatte affinché un costo non recuperabile possa configurarsi come “arenato”, nel senso di essere ammesso a compensazione per l’impresa che lo ha sostenuto:

- tale costo avrebbe trovato copertura in assenza di liberalizzazione. Questa condizione impone un nesso di causalità diretta tra il processo di liberalizzazione e l’impossibilità, per l’impresa, di coprire il costo;
- il costo deriva da decisioni di investimenti o impegni contrattuali che trovavano giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti, o che comunque furono imposti all’impresa da interventi di autorità (o comunque da fattori al di fuori del controllo dell’impresa). Questa condizione esclude dal novero dei costi da considerarsi *stranded* quelli, ad esempio, derivanti da inefficienze interne all’impresa.

Una volta individuati quali investimenti o impegni possono dare luogo a *stranded cost*, occorre procedere ad una valutazione dell’entità dell’eventuale compenso da riconoscere all’impresa che li ha incorsi. I metodi utilizzabili per individuare l’ammontare di *stranded cost* vengono di norma ripartiti sulla base della seguente classificazione:

- metodi *top-down*, nell’ambito dei quali l’unità sottoposta ad analisi è l’impresa considerata nell’intero coacervo dei suoi interessi, e metodi *bottom-up*, che studiano l’ammontare di ciascun investimento dell’impresa che può divenire *stranded* (compresi i contratti di materie prime o di energia, le immobilizzazioni dovute ad interventi della regolazione, programmi sociali ed altre assunzioni di responsabilità).

In proposito è comunque opportuno precisare che la quantificazione di tali costi dovrebbe essere effettuata nell’ambito di una più generale analisi dell’impatto sull’impresa del processo di liberalizzazione, in modo da poter verificare l’esistenza di poste (investimenti e impegni assunti) il cui valore sia influenzato positivamente dal processo stesso, da considerarsi partite compensative degli stessi *stranded cost*.

- approcci *ex-ante*, nell'ambito dei quali la valutazione degli *stranded cost* viene effettuata prima che sia avviata l'introduzione di concorrenza nel settore, ed approcci *ex-post*, nei quali si stimano gli oneri dopo che sia stato introdotto un efficace processo competitivo nell'industria.

Rimane peraltro vero che, nella maggior parte dei casi, la capacità per l'impresa di recuperare costi connessi ad investimenti e impegni contrattuali assunti dipende significativamente dalle effettive modalità con cui il processo di liberalizzazione si sviluppa e dal risultante assetto del settore.

- metodi *amministrativi*, che consistono in valutazioni operate attraverso lo sviluppo di modelli di previsione o altre tecniche analitiche e che si riferiscono ad un procedimento negoziale tra l'impresa ed il regolatore, e metodi *di mercato*, che si fondano sulla vendita delle attività e sul confronto tra il ricavato ed il valore contabile.

Per quanto riguarda infine le modalità di riconoscimento degli *stranded cost* le esperienze di riforma realizzate in altri paesi consentono di individuare un numero relativamente elevato di soluzioni:

- misure riguardanti il mercato, rappresentate essenzialmente da interventi in materia di modifiche dell'assetto produttivo del settore elettrico;
- misure sugli ammortamenti, volte ad utilizzare accorgimenti di natura contabile per modificare il modo in cui alcuni costi si manifestano in tariffa;
- misure tariffarie e finanziarie, con le quali si affronta il problema trattando gli *stranded cost* alla stregua di un debito "sommerso" dell'impresa, che viene fatto emergere con l'emissione di titoli di debito dotati di garanzia pubblica, ricorrendo alla tariffa per il finanziamento del servizio del debito (cosiddetta *securitization*);
- misure fiscali, con le quali si fa uso della possibilità di modificare la struttura della tassazione sul settore elettrico.

La Commissione delle Comunità europee e i "costi incagliati"

La Direzione generale XVII della Commissione delle Comunità europee sta preparando un documento contenente le linee guida sui regimi transitori previsti dall'articolo 24 della Direttiva 96/92/CE, nel quale sono indicate cinque tipologie di costo che la Commissione ritiene possano dar origine a *stranded cost*:

- Accordi irrevocabili di acquisto di combustibili e di energia elettrica. Perché tali accordi possano generare *stranded cost* è necessario che: a) siano entrati in vigore prima del febbraio 1997, data di emanazione della Direttiva elettrica; b) siano del tipo *take or pay*, cioè irrevocabili e fondati su una quantità fissa obbligatoria; c) deve esserci un nesso causale diretto ed evidente tra l'entrata in vigore della Direttiva e l'incapacità a rispettare l'impegno. Precisa poi la Commissione che non è sufficiente l'esistenza di un

contratto di tipo *take or pay* perché si generino *stranded cost* da apertura dei mercati e non basta neppure che i prezzi di mercato dei combustibili siano scesi al di sotto del prezzo di lungo termine concordato tra le parti.

- Impegni ad acquistare energia elettrica da produttori che utilizzano fonti rinnovabili o combustibili nazionali, sulla base di quanto previsto dall'articolo 8, paragrafi 3 e 4, della Direttiva 96/92/CE.
- Investimenti imposti alle imprese elettriche e non rientranti nell'ambito delle loro attività abituali.
- Investimenti in attività di generazione di dubbia efficienza economica, fondate su garanzie di utilizzazione nell'ipotesi di esistenza di un mercato vincolato. La Commissione ritiene che nel caso di un investimento non redditizio, la garanzia di impiego potrebbe essere difficilmente mantenuta e un regime transitorio che consenta una liquidazione graduale o un ritiro progressivo della tecnologia non competitiva può aver ragione di esistere. Risulta più spinosa la soluzione dei casi nei quali gli investimenti sono di per sé redditizi, ma sono semplicemente minacciati da una contrazione dei ricavi per effetto della riduzione dei prezzi. In questi casi si lascia la scelta agli Stati membri, nell'ottica dell'applicazione del principio di sussidiarietà.
- Impegni a sostenere oneri futuri per i quali non sono stati fatti appostamenti di bilancio.

La Commissione ritiene che sarebbe preferibile conoscere l'ammontare esatto degli *stranded cost* prima dell'apertura del mercato ed elaborare un programma prestabilito e fisso per la durata del regime transitorio. La Commissione riconosce peraltro che solo in pochi casi una valutazione degli *stranded cost* potrà essere effettuata prima dell'apertura del mercato. La natura *stranded* del costo di un investimento o di un impegno d'acquisto, così come l'ammontare di tali *stranded cost*, dipende dall'ampiezza della riduzione dei costi e dalla rapidità di tale riduzione dopo la liberalizzazione del mercato.

D'altro canto l'adozione di metodi *ex-post* presenta indubbi svantaggi. Se le imprese sono certe di poter disporre in futuro di mezzi sufficienti a coprire *stranded cost* indefiniti, saranno meno inclini ad accrescere la loro redditività o a assicurarsi di vendere l'elettricità a prezzi che riflettono i costi. Nel caso di un regime di recupero *ex-post*, le imprese potrebbero vendere a prezzi di *dumping*, avendo comunque la garanzia che le conseguenze di tale strategia saranno sopportate dal regime. In conclusione, sostiene la Commissione, il calcolo *ex-ante* è più difficile ma ha il grande pregio di stimolare l'efficienza nell'impiego delle risorse e limita il ricorso agli *stranded cost* come fonte di finanziamento.

Il rischio che gli *stranded cost* possano diventare un'occasione per elargire aiuti di stato è ben presente. La Commissione è così orientata a prendere posizione

sulla compensazione degli *stranded cost* operate dai poteri pubblici caso per caso, tenendo conto di alcuni principi base che fanno riferimento alle modalità di erogazione delle compensazioni, alla loro durata, al loro utilizzo, alle condizioni del beneficiario, agli effetti che producono sulla concorrenza.

I risultati economici e di bilancio delle imprese elettriche

Nella tavola 2.23 si presentano i risultati di bilancio dei principali operatori del settore elettrico registrati nell'ultimo esercizio disponibile, 1998 per l'Enel e primo semestre 1998 per gli altri operatori, confrontati con gli esercizi precedenti.

La valutazione dei risultati reddituali e finanziari per il settore elettrico incontra alcune difficoltà metodologiche relative all'esistenza di imprese integrate verticalmente nelle diverse fasi di attività della filiera, non ancora obbligate alla separazione contabile. La *performance* delle varie fasi è influenzata da fattori strutturali di natura non omogenea: sarebbe pertanto poco significativo confrontare la redditività delle imprese della fase della generazione, caratterizzata da una modesta intensità di lavoro con quella della distribuzione, dove i costi del personale hanno una maggiore incidenza.

Per quanto riguarda l'Enel, il fatturato negli ultimi tre esercizi è aumentato complessivamente del 2,7 per cento. La redditività sul capitale (rapporto tra utile netto e capitale netto, *return on equity*: Roe) è aumentata, passando dal 4,8 per cento del 1996 al 12,5 per cento del 1998, favorendo un miglioramento della gestione operativa e di quella finanziaria. La redditività operativa (rapporto tra utile operativo e capitale investito, *return on investments*: Roi) è, infatti, passata dall'11,5 per cento del 1996 al 12,6 per cento del 1998, mentre la redditività delle vendite (rapporto tra utile operativo e ricavi da vendita, *return on sales*: Ros) è aumentata di circa il 13 per cento nello stesso periodo mostrando un valore di 25,5 per cento nel 1998.

Nel triennio, l'incidenza degli oneri finanziari sul fatturato è passata dal 6,8 al 3,8 per cento, anche grazie alla riduzione del grado di indebitamento, che è sceso dal 47,3 al 32,2 per cento.

Il grado di capitalizzazione migliora in rapporto sia al capitale investito – il *leverage* (rapporto tra capitale investito e patrimonio netto) passa da 2,7 nel 1996 a 2,3 nel 1998 – sia all'indebitamento, con un rapporto *debt/equity* (rapporto tra indebitamento e patrimonio netto) che nel 1998 si riduce a 0,7 rispetto all'1,3 del 1996.

Gli investimenti risultano in calo, attestandosi su un valore di 5.811 miliardi, inferiore del 21 per cento a quello del 1996.

TAV. 2.23 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE**

Confronto 1998/96

A) ENEL Spa	BILANCIO AL 31/12/98			BILANCIO AL 31/12/97 MILIARDI DI LIRE
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 98/97	VAR. % 98/96	
DATI ECONOMICI				
FATTURATO (ricavi da vendita)	37.744	0,1	2,7	37.707
VALORE AGGIUNTO	24.516	4,8	2,0	23.384
COSTO DEL PERSONALE	7.930	- 8,3	-15,4	8.650
MARGINE OPERATIVO LORDO	16.586	12,6	13,1	14.734
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	6.957	16,1	9,5	5.990
RISULTATO OPERATIVO	9.629	10,1	15,9	8.745
ONERI FINANZIARI NETTI	1.471	- 32,7	-41,6	2.186
RISULTATO NETTO	2.072	112,2	62,9	976
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):				
ROE	12,5	239,8	162,9	3,7
ROI	12,6	1,6	10,3	12,4
ROS	25,5	10,0	12,9	23,2
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	93,4	- 5,6	- 6,5	98,9
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
PATRIMONIO NETTO *	33.363	25,7	24,7	26.536
DEBITI FINANZIARI NETTI	24.547	- 24,9	- 28,5	32.666
CAPITALE INVESTITO *	76.189	8,4	5,0	70.288
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI				
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,3	- 13,8	- 15,8	2,6
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO NETTO	0,7	- 40,2	- 42,7	1,2
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,3	- 30,7	- 31,9	0,5
DATI TECNICI				
ADDETTI (numero)	84.938	- 2,9	- 9,5	87.467
ENERGIA VENDUTA (GWh)	224.781	2,6	4,9	219.092
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	5.811	- 9,8	- 20,9	6.440
UTENTI * (migliaia)	29.157	- 99,9	1,5	29.032

CONTINUA
↓

* dati al 30/6/1999

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**
(SEGUE)

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

B) EDISON Spa	BILANCIO AL 30/6/98		BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)*	1.256	-1,3	2.327	43,2	114,9
VALORE AGGIUNTO	671	-7,0	1.460	-25,3	78,7
COSTO DEL PERSONALE	69,9	-0,3	143	19,2	35,6
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	183	35,6	294	6,4	-24,3
RISULTATO OPERATIVO	418	-19,0	963	54,8	212,7
ONERI FINANZIARI NETTI	17	-55,1	67	93,3	16,8
RISULTATO NETTO	214	-17,4	786	8,9	50,4
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	7,2	-23,2	13,9	-0,1	26,1
ROI*	10,7	-20,0	22,3	64,1	177,7
ROS*	33,3	-17,9	33,8	8,1	45,5
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	45,8	-13,1	104,4	7,0	23,2
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	2.963	7,5	2.888	9,1	19,3
DEBITI FINANZIARI NETTI	589	-23,4	658	-41,5	-11,1
CAPITALE INVESTITO	3.910	1,3	3.523	-5,6	9,6
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	1,32	-5,8	1,22	-13,5	-5,6
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO. NETTO	0,2	-28,8	0,23	-46,3	-25,4
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,15	ND	0,19	-38,0	-21,0
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	1.528	14,8	1372	3,6	10,1
ENERGIA VENDUTA (GWh)	10.346	2,3	20.350	32,4	109,7
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	234	40,1	296	-46,7	8,7

CONTINUA
↓

* Dati riferiti al solo settore elettrico. Il gruppo Edison è diversificato nei settori degli idrocarburi e dell'energia elettrica ed è pertanto difficile, in assenza di una normativa di separazione contabile, attribuire distintamente le voci del bilancio consolidato ai diversi segmenti di attività.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI**
(SEGUE) **DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

C) SONDEL Spa	BILANCIO AL 30/6/98		BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 1° sem. 98/ 1° sem. 97	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
DATI ECONOMICI					
FATTURATO (ricavi da vendita)	257,7	62,3	317,1	33,5	79,6
VALORE AGGIUNTO	132,3	46,0	179,2	40,9	70,0
COSTO DEL PERSONALE	19,3	8,3	35,3	18,1	18,1
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	26,4	23,3	35,5	11,6	12,0
RISULTATO OPERATIVO	86,6	68,6	108,4	65,7	131,1
ONERI FINANZIARI NETTI	21,5	144,5	3,3	-73,0	-62,0
RISULTATO NETTO	41,1	75,8	59,9	68,3	64,6
INDICATORI DI REDDITIVITÀ (dati percentuali):					
ROE	8,8	51,1	11,6	34,9	14,7
ROI	8,5	13,6	9,2	16,5	-5,1
ROS	33,6	3,9	32,7	21,1	23,1
COSTO DEL LAVORO PER ADDETTO	50,6	3,8	92,4	3,8	-8,5
DATI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
PATRIMONIO NETTO	466,0	16,3	447,8	13,9	24,4
DEBITI FINANZIARI NETTI	554,9	93,2	441,6	146,6	257,3
CAPITALE INVESTITO	1.020,9	48,4	889,4	55,4	83,9
INDICATORI FINANZIARI-PATRIMONIALI					
CAPITALE INVESTITO/PATRIMONIO NETTO	2,2	27,6	2,0	36,5	47,9
INDEBITAMENTO/PATRIMONIO. NETTO	1,19	142,8*	0,99	117,6	188,6
INDEBITAMENTO/CAPITALE INVESTITO	0,54	8,0*	0,50	58,8	94,1
DATI TECNICI					
ADDETTI (numero)	381	4,4	382	13,7	29,1
ENERGIA VENDUTA (GWh)			2.102,0	19,0	42,8
INVESTIMENTI IN IMPIANTI (netti)	118,6	67,3	37,6	-81,9	-70,7

CONTINUA
↓

* variazione percentuale rispetto al 31/12/1997.

Fonte: Elaborazioni su dati di bilancio

TAV. 2.23 **PRINCIPALI RISULTATI DI BILANCIO E INDICATORI TECNICI E REDDITUALI DEI MAGGIORI OPERATORI DEL SETTORE ELETTRICO**
(SEGUE)

Confronto 1997/95 e 1998/97 (primo semestre)

D) IMPRESE ELETTRICHE LOCALI	BILANCIO AL 31/12/97		
	MILIARDI DI LIRE	VAR. % 97/96	VAR. % 97/95
DATI ECONOMICI			
FATTURATO (ricavi da vendita)	2.300	26,5	-2,0
DATI TECNICI			
ADDETTI (numero)	5.200	-12,3	-35,3
ENERGIA VENDUTA (GWh)	15.150	15,8	-11,4
UTENTI (numero)	2.555.000	27,7	3,4

Fonte: Elaborazioni su dati Federelettrica

I due maggiori operatori privati della produzione, Edison e Sondel, mostrano andamenti economico-finanziari molto positivi. Tra il 1995 e il 1997, il fatturato è aumentato rispettivamente del 114,9 per cento e del 79,6 per cento (dati riferiti al solo settore elettrico). Tra gli indicatori di redditività spicca in particolare quella delle vendite (Ros), risultata nel 1997 pari al 33,8 e al 32,7 per cento, rispettivamente; anche la redditività operativa (Roi) si è collocata su valori alti, rispettivamente del 22,3 e del 9,2 per cento in funzione dell'elevato rapporto del valore aggiunto sul fatturato. Analogamente ad Enel, gli investimenti sono diminuiti fra il 1996 e il 1997 presso i due produttori, del 46,7 per cento per Edison e dell'81,9 per cento per Sondel.

Nel primo semestre 1998 i risultati consolidati del gruppo Edison appaiono in lieve deterioramento, pur controbilanciato dalla forte riduzione dell'indebitamento e dal miglioramento di tutti i dati tecnici, quali gli investimenti e il numero di addetti. Questi ultimi aumentano, in controtendenza rispetto a quanto avviene nel settore elettrico. Anche per Sondel gli investimenti e gli addetti sono in aumento; per tale gruppo i risultati economici semestrali sono molto positivi. Le imprese elettriche locali, nel loro complesso, mostrano risultati positivi. La contrazione dell'energia venduta dell'11,4 per cento si è riflessa in una diminuzione più contenuta del fatturato (-2 per cento) fra il 1995 e il 1997.

un massimo in aprile, dopo l'anticipazione dei risultati di bilancio per il 1997, per poi calare sino al mese di ottobre, in cui il corso azionario ha raggiunto livelli comunque superiori a quelli di inizio anno. Dall'ottobre 1998 il titolo risulta in rialzo, analogamente a quanto avviene per tutti i titoli elettrici, avendo registrato a fine dicembre una quotazione di 19.500 lire (contro le 12.210 di inizio anno).

Il titolo Sondel si è apprezzato nel 1998 di oltre l'80 per cento, passando da una quotazione di 3.170 lire a inizio anno a un valore di 5.750 lire; a fine anno, appena inferiore al massimo di fine aprile, anche in questo caso determinatosi a seguito delle anticipazioni dei risultati di bilancio per il 1997. L'andamento del titolo ha risentito di fattori simili a quelli che hanno influenzato il titolo Edison.

Nei primi mesi del 1999 il valore dei titoli di Edison e Sondel è tornato a scendere. Su tale andamento hanno influito, oltre che specifici elementi societari, fattori settoriali con impatti diversi per le due imprese, come il calo dei prezzi petroliferi.

Le quotazioni delle azioni Aem, dopo il collocamento in borsa avvenuto a giugno 1998, sono cresciute in misura notevole, riflettendo sia il recupero rispetto al prezzo di collocamento, sia acquisti da parte di società estere e di produttori nazionali. Anche nei primi mesi del 1999 il titolo ha continuato a salire, facendo registrare un incremento del 4,8 per cento a fine aprile rispetto al valore di inizio anno.

In generale, le *performance* dei titoli elettrici Edison, Sondel e Aem sono state superiori a quelle dell'indice di borsa Mibtel, apprezzatosi nel corso del 1998 del 53 per cento.

Politica delle alleanze e strategie di diversificazione dei maggiori operatori del settore

Un fenomeno che sta caratterizzando l'industria elettrica europea è l'accresciuta internazionalizzazione delle imprese attraverso investimenti diretti, partecipazioni maggioritarie e minoritarie al capitale di imprese e accordi industriali con imprese estere per la realizzazione di impianti di produzione, di distribuzione o di società di servizi. Le imprese elettriche mostrano interesse anche verso segmenti collaterali e i settori a rete.

In Italia, fin dal 1997 si sono osservate azioni rivolte all'internazionalizzazione e alla diversificazione produttiva delle maggiori imprese elettriche. All'origine di questi fenomeni vi sono motivazioni di carattere economico e tecnologico, quali lo sfruttamento di vantaggi nell'offerta congiunta di servizi diversi e l'utilizzo delle reti di trasmissione elettrica per servizi di telecomunicazione.

L'Enel ha avviato già dal 1997 una politica di alleanze per la costituzione di

società miste destinate a operare nel mercato libero. Si inseriscono in questa strategia un accordo con *Enron*, società statunitense, siglato nel 1997 e una più recente *joint venture* con Fiat Avio, che prevede la produzione di energia elettrica in Italia e all'estero dove Fiat Avio è già presente con i suoi insediamenti. È inoltre ancora attivo un altro accordo siglato nel 1997 con Eni.

Nel novembre 1997 è stata costituita Wind telecomunicazioni Spa, una *joint venture* dell'Enel con *Deutsche Telekom* e *France Télécom*, dotata di un capitale di 600 miliardi, del quale Enel detiene il 51 per cento, mentre la parte restante è divisa pariteticamente tra gli altri due *partner*.

Secondo gli accordi, l'Enel conferirebbe alla nuova società importanti *asset* trasmissivi, conservando tuttavia la proprietà della rete in fibra ottica, concedendola in affitto a Wind Spa per 15 anni. L'uso della rete non sarebbe esclusivo, ma aperto a operatori diversi.

Nel primo semestre 1998 Wind Spa ha ottenuto la licenza per l'installazione di una rete di telecomunicazione fissa e si è altresì aggiudicata la gara per la designazione del terzo gestore italiano di telefonia mobile. Il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, con proprio decreto del 13 febbraio 1998, ha autorizzato la costituzione di una *holding* finanziaria, posseduta dall'Enel per il 99 per cento, destinata ad assumere la quota di partecipazione attualmente detenuta dalla stessa in Wind.

Nel 1998 Edison Spa ha presentato un'offerta vincolante per l'acquisto del 25 per cento del capitale di una costituenda società di diritto spagnolo, la *Union Fenosa Generacion*, cui *Union Fenosa SA*, il secondo operatore del settore elettrico spagnolo, conferirà il ramo d'azienda relativo alla produzione di energia. La società ha inoltre firmato con *Cogetherm*, società francese interamente controllata da *Electricité de France*, una lettera di intenti con *Cerestar France* per la realizzazione in *joint venture* paritetica di una centrale termoelettrica di cogenerazione da 40 MW, da realizzarsi presso Lille in Francia.

Sondel ha stipulato accordi con la società statunitense *General Electric* nel settore termoelettrico e con la società elvetico-svedese *ABB* per la costruzione di nuove centrali idroelettriche.

Costi, ricavi e compensazioni nel sistema elettrico italiano

Il gettito derivante dalle tariffe all'utenza finale è destinato alla copertura dei costi delle diverse fasi di attività del settore elettrico. In considerazione della mancata coincidenza tra soggetti esattori (a valle della filiera) e soggetti titolari dei compensi (a monte della filiera) e dei rapporti di scambio tra gli stessi lungo la filiera del servizio elettrico, è stato creato un sistema di compensazioni regolato tramite la Cassa conguaglio per il settore elettrico (Ccse).

Le componenti del prezzo finale che transitano attraverso la Ccse sono relative alla copertura dei costi di combustibile della generazione termoelettrica e dei costi di produzione da fonti rinnovabili, a seguito di interventi del legislatore volti a incentivare alcuni tipi di tecnologie di produzione. Confluisce alla Ccse anche la componente relativa alla reintegrazione degli oneri derivanti dalla sospensione e interruzione dei lavori per la realizzazione di centrali nucleari. La figura 2.10 illustra il percorso e la destinazione finale dei flussi monetari prelevati dall'utenza finale e l'allocatione ai diversi soggetti della generazione.

La struttura del prezzo pagato dagli utenti finali è articolata in quattro componenti: la tariffa in senso stretto, le componenti inglobate nella parte A della tariffa, la parte B della tariffa e gli oneri fiscali.

La tariffa in senso stretto ha una struttura "binomia", composta da una quota fissa (o corrispettivo di potenza), indipendente dall'energia consumata, e una quota variabile in proporzione dei consumi (parte A netta della tariffa).

Le componenti inglobate nella parte A della tariffa, in parte riferite alla potenza impegnata e in parte variabile in proporzione ai consumi, si riferiscono alla copertura degli oneri derivanti dalla sospensione dei lavori per la realizzazione delle centrali nucleari (componente inglobata A2) e all'incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate (componente inglobata A3). La componente inglobata A1, destinata al ripianamento del conto per l'onere termico per gli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997, ha esaurito la sua funzione in quanto il disavanzo è stato riassorbito (*cf.* Capitolo 4).

La parte B della tariffa, variabile in proporzione ai consumi, copre i contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica e all'importazione e una quota dei contributi relativi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate.

La restante quota dei contributi riconosciuti per la produzione di fonti rinnovabili e assimilate è coperta dalla parte A3 della tariffa.

Gli oneri fiscali comprendono le imposte erariali a favore dello Stato, le addizionali a favore di comuni e province, determinate in base ai consumi in quantità e l'imposta sul valore aggiunto, che si applica all'importo totale della fattura, al lordo delle imposte specifiche.

In data 1 marzo 1998 il gettito complessivo della componente A3 era pari a 2.532 miliardi di lire e quello della parte B è di 8.926 miliardi di lire. La tariffa-

fa base (parte fissa più parte A al netto delle componenti inglobate) è pari a 27.229 miliardi di lire¹².

Le componenti tariffarie che affluiscono alla Ccse per poi essere distribuite alle imprese a copertura dei costi sono la componente A3, la parte B e la componente A2 (Fig. 2.10). La parte A al netto delle componenti inglobate viene trattata direttamente dalle imprese produttrici-distributrici. I produttori indipendenti, come definito nel provvedimento Cip n. 6/92 e nella delibera 28 ottobre 1997 n. 108, ricevono un prezzo per l'energia ceduta al sistema elettrico nazionale composto da componenti relative al costo evitato di impianto, di esercizio e manutenzione e il costo evitato di combustibile e all'ulteriore componente. Il primo, a carico dell'impresa acquirente, è rimborsato al cessionario dalla Ccse.

In particolare, i produttori indipendenti che destinano al sistema elettrico la loro produzione da impianti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti alla data del 30 gennaio 1991 ricevono il costo evitato di impianto e il costo evitato di combustibile, mentre i produttori da impianti rinnovabili e assimilati nuovi ricevono, oltre alle due componenti menzionate anche l'ulteriore componente.

Alle imprese produttrici-distributrici, tra cui l'Enel, viene corrisposto un prezzo diverso a seconda del tipo di tecnologia utilizzata dagli impianti di produzione. All'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili già esistenti alla data del 30 gennaio 1991 (coincidenti di fatto con gli impianti idroelettrici) viene riconosciuta solo la parte A al netto delle componenti inglobate per la parte afferente alla produzione (PAn*); all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti convenzionali viene riconosciuto oltre alla PAn* anche il contributo termico (Ct) e all'energia prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrate in funzione dopo il 30 gennaio 1991 (definiti "nuovi impianti") si riconosce, oltre alla componente PAn* anche il costo evitato di combustibile e l'ulteriore componente incentivante, finanziati tramite la parte B dal conto costi energia e la parte A3 dal conto nuovi impianti. Ovviamente un'impresa che opera con diverse combinazioni di impianti può ricevere tutte le componenti menzionate.

In generale il regime attualmente vigente comporta maggiori ricavi sia per la produzione termoelettrica delle imprese produttrici-distributrici (e le importazioni), a copertura dei maggiori costi di combustibile, sia per l'energia elettrica prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate e comunque da impianti di produttori indipendenti, rispetto alle altre forme di produzione di energia elettrica. Questo diverso trattamento risale al provvedimento Cip n. 34/74 che ha introdotto un sovrapprezzo termico per riequilibra-

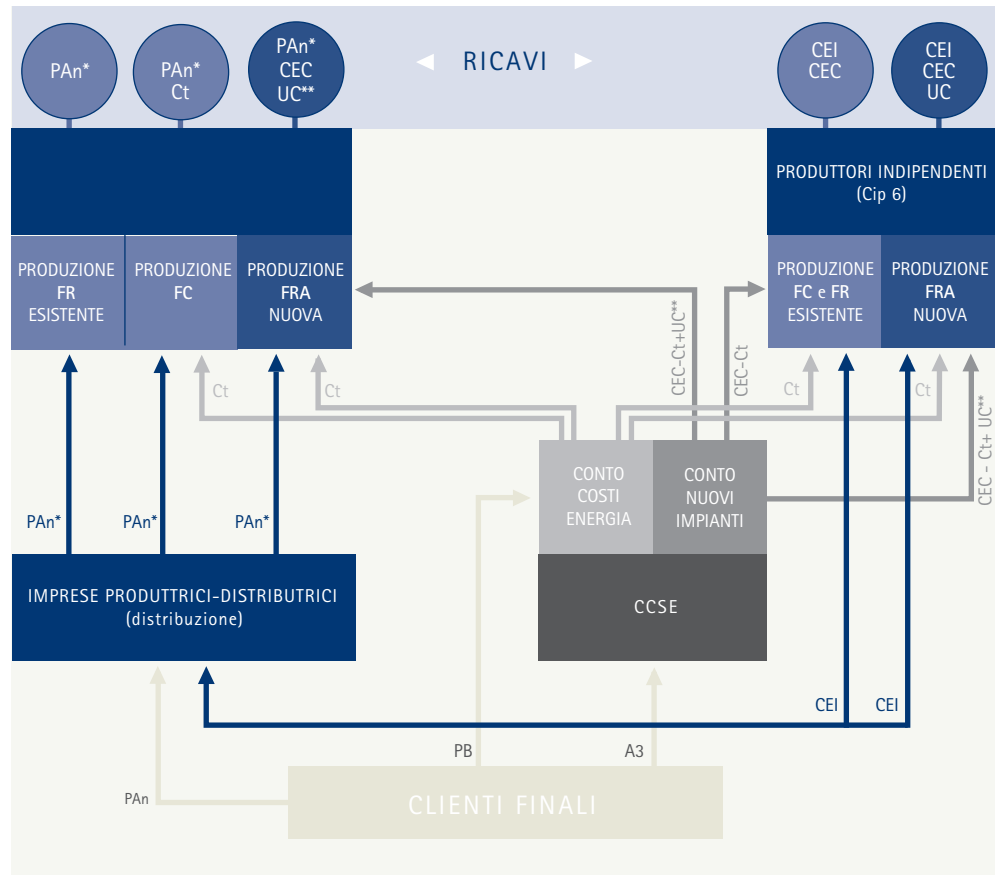
re i costi delle aziende del settore, e al provvedimento Cip n. 6/92.

Il regime introdotto dalla delibera 26 giugno 1997, n. 70 ha profondamente rinnovato il sistema di copertura dei costi di acquisto di combustibile, ma non ha modificato sostanzialmente l'asimmetria di trattamento per la produzione termoelettrica.

In particolare, alla produzione da fonti convenzionali e rinnovabili esistenti (idroelettriche) viene riconosciuta una copertura dei costi diversa a seconda della natura del soggetto proprietario. Infatti, se si compara la remunerazione di due imprese con la stessa composizione del parco e con una quota di impianti esistenti alimentati da fonti convenzionali e rinnovabili (idroelettriche), ma la prima produttrice-distributrice e la seconda solo produttrice, si noterà che alla prima viene corrisposta una remunerazione inferiore che non include il costo evitato di combustibile. Si tratta dunque di un trattamento economico asimmetrico che non trova giustificazione in condizioni di costo dissimili.

Emerge infine la macchinosità del sistema di compensazioni, con sfasamenti temporali tra fasi di riscossione e di versamento che impedisce spesso di identificare la competenza temporale e soggettiva dei movimenti monetari, con esiti di scarsa trasparenza.

FIG. 2.10 REGIME ECONOMICO DELLA PRODUZIONE



A3 = Incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate

CEC = Costo evitato di combustibile

CEI = Costo evitato di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali

Ct = Contributo tecnico

FC = Fonti convenzionali

FR = Fonti rinnovabili

FRA = Fonti rinnovabili e assimilate

P = Perdite

PAn = Parte A netta

PB = Parte variabile della tariffa proporzionale ai consumi a copertura dei contributi riconosciuti alla produzione termoelettrica, all'importazione e una quota dei contributi alla produzione da fonti rinnovabili e assimilate

UC = Ulteriore componente

* Per la parte afferente alla produzione

**Per i primi otto anni di esercizio dell'impianto

Gli investimenti dell'Enel su base territoriale

Nel 1997 gli investimenti nel settore elettrico sono stati pari a circa 7.000 miliardi di lire (di cui 6.440 attribuibili all'Enel).

Storicamente, gli investimenti dell'Enel hanno rappresentato una quota significativa dell'attività di accumulazione dell'intera economia nazionale: partendo da valori superiori a circa l'8 per cento all'inizio degli anni ottanta, tale quota è gradualmente discesa attorno al 2 per cento nel decennio in corso. Vi ha influito il progressivo ridimensionamento di piani di spesa definiti in un periodo di attese di crescita più ottimistiche sulla domanda di energia (Fig. 2.11).

La compressione della quota è stata meno pronunciata se riferita agli investimenti localizzati nel Mezzogiorno: muovendo da un valore pari circa al 5 per cento degli investimenti complessivamente effettuati in quell'area del Paese nel 1980, l'incidenza della spesa dell'Enel ha raggiunto un picco del 6,5 per cento nel 1987, per poi flettere al 3,5 per cento nel 1995, ultimo anno in cui è disponibile nei conti nazionali una disaggregazione degli investimenti su base territoriale.

Nonostante tale flessione, gli investimenti dell'Enel nel Mezzogiorno mantengono fin dai primi anni ottanta un'incidenza superiore a quella riferita all'intero territorio. In termini assoluti, tale spesa raggiunge un'entità ragguardevole: pari a circa 3.000 miliardi di lire negli anni più recenti, corrisponde a oltre un terzo degli investimenti effettuati dall'operatore elettrico nei segmenti della produzione, trasmissione e distribuzione.

Se rapportato all'evoluzione complessiva degli investimenti dell'Enel e di alcune sue determinanti, la spesa nelle aree meridionali mostra andamenti specifici (Fig. 2.12). La tendenza al miglioramento della gestione e al recupero di redditività, indicata dal sensibile recupero del rapporto fra margine operativo lordo e fatturato intervenuto tra il 1981 e il 1997 (salito dal 15 al 40 per cento circa), si è riflessa solo in parte in un corrispondente aumento della spesa in investimenti: dall'inizio degli anni novanta, l'ente pubblico ha infatti destinato quote crescenti dell'autofinanziamento al consolidamento patrimoniale e alla riduzione dell'indebitamento, riducendo corrispondentemente il peso degli investimenti sul fatturato. Tale tendenza appare meno accentuata nel Mezzogiorno, dove il peso degli investimenti locali rispetto a quelli totali si è stabilizzato su un valore del 35 per cento a partire dal 1992.

Incrociando i dati di composizione della spesa nelle varie fasi della filiera elettrica con la localizzazione degli investimenti, si osserva che, nel decennio 1971-80, la ripartizione nell'area meridionale non differiva significativamente da quella nazionale (Tav. 2.24). Nei due decenni successivi l'Enel ha accresciuto in misura più che proporzionale la spesa effettuata nell'area meridionale nei due segmenti della trasmissione e nella distribuzione finale: in particolare, nella media dei primi anni novanta quest'ultima è stata pari a oltre la metà del

FIG. 2.11 INVESTIMENTI DELL'ENEL IN RAPPORTO AGLI INVESTIMENTI DELL'INTERA ECONOMIA
Quote percentuali

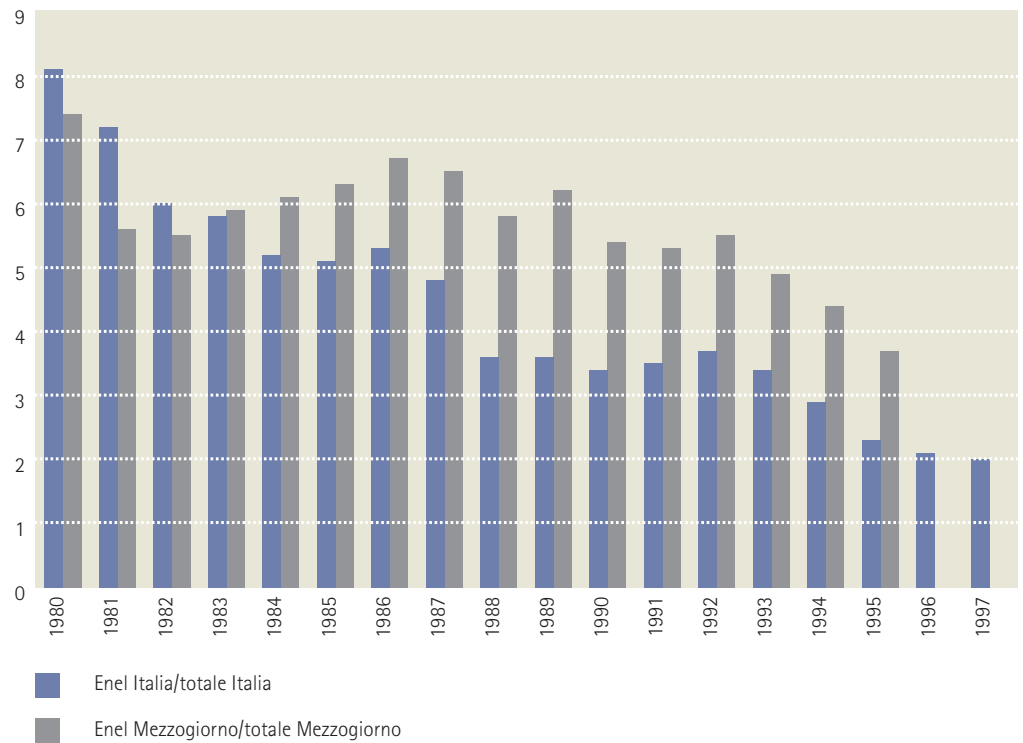
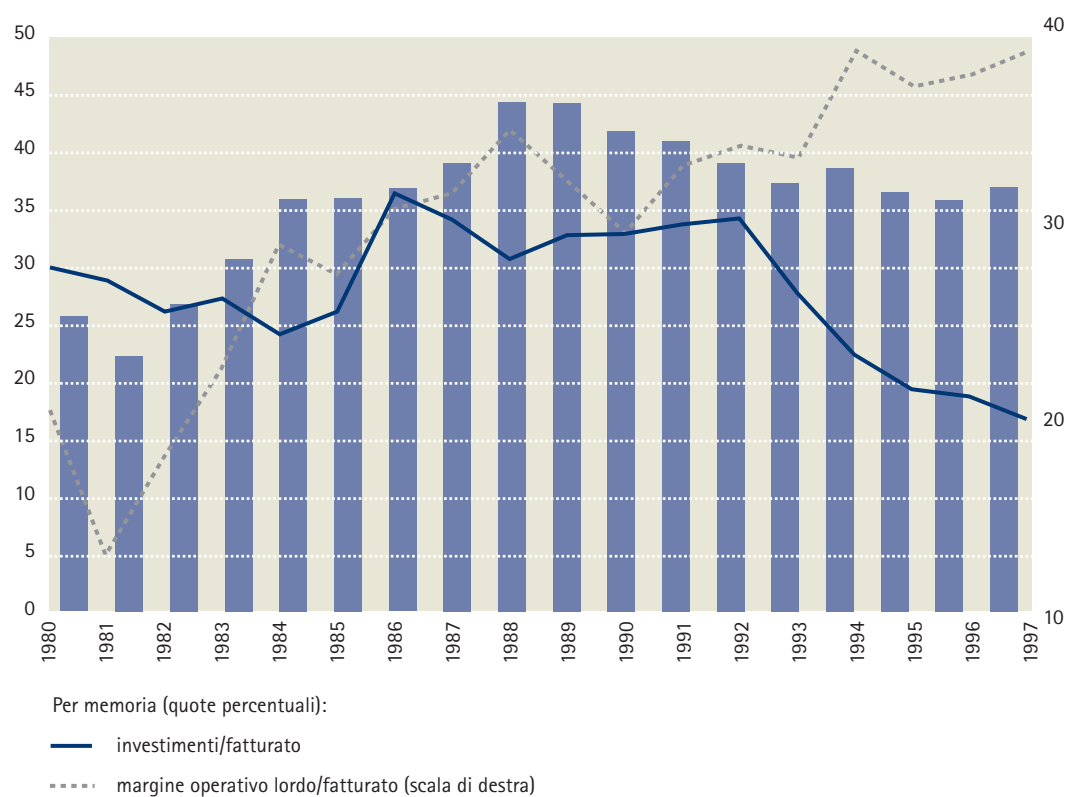


FIG. 2.12 ENEL: INVESTIMENTI NEL MEZZOGIORNO
Quote percentuali



TAV. 2.24 **ANDAMENTO E STRUTTURA TERRITORIALE DEGLI INVESTIMENTI DELL'ENEL**

Dati percentuali su valori a prezzi costanti;
tassi di variazione: tassi medi annui composti

	PRODUZIONE	TRASMISSIONE	DISTRIBUZIONE	TOTALE
ANNI 1971-80				
<i>ITALIA</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	2,3	- 8,8	- 4,6	- 1,6
COMPOSIZIONE	47,9	9,3	42,8	100,0
<i>di cui MEZZOGIORNO:</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	- 0,8	- 10,0	- 4,8	- 3,9
COMPOSIZIONE	41,9	8,5	49,6	100,0
quota relativa	28,2	28,1	37,4	32,3
ANNI 1981-90				
<i>ITALIA</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	- 0,4	2,7	4,7	1,8
COMPOSIZIONE	54,8	7,3	37,9	100,0
<i>di cui MEZZOGIORNO:</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	9,7	9,8	4,7	7,3
COMPOSIZIONE	48,3	8,2	43,5	100,0
quota relativa	32,4	42,2	42,2	36,5
ANNI 1991-97				
<i>ITALIA</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	- 9,7	0,9	- 3,5	- 5,8
COMPOSIZIONE	36,5	10,9	52,6	100,0
<i>di cui MEZZOGIORNO:</i>				
TASSO DI VARIAZIONE	- 12,8	- 2,8	- 4,6	- 8,0
COMPOSIZIONE	35,8	10,8	53,4	100,0
quota relativa	38,9	38,8	38,8	38,8

Fonte: Elaborazioni su dati ENEL. Tassi di variazione: tassi medi annui composti

totale, un valore lievemente superiore a quello registrato per l'intero territorio. Lo sforzo di ricomposizione territoriale è stato compiuto soprattutto negli anni ottanta, quando gli investimenti nelle due fasi localizzati nel Mezzogiorno avevano superato il 40 per cento del totale.

Nel decennio in corso, la spesa nelle aree meridionali è caduta a un tasso medio annuo dell'8 per cento a prezzi costanti, a fronte di una flessione meno pronunciata della spesa a livello nazionale. In analogia con quanto si riscontra a livello aggregato, la riduzione della spesa nel Mezzogiorno si è concentrata nella generazione.

Nel medio periodo, la localizzazione della spesa per impianti e macchinari ha riflessi importanti sulle prestazioni del sistema elettrico, tuttora caratterizzate da cospicue differenze territoriali (*cf.* Capitolo 2). Un ampliamento delle risorse destinate al Mezzogiorno è una condizione necessaria per colmare parte del divario che le indagini dell'Autorità sulla qualità e continuità del servizio elettrico hanno posto in luce.

I piani di investimento resi noti dall'Enel alla fine del 1998 segnalavano l'intendimento di accrescere le risorse destinate al Mezzogiorno. Nel triennio 1999-2001 la spesa nell'area dovrebbe ammontare a oltre 7.500 miliardi, per le sole infrastrutture connesse con la gestione caratteristica; una parte significativa degli investimenti programmati nella generazione verrebbe rivolta a interventi di miglioramento ambientale del parco termoelettrico.

Se questi piani venissero realizzati, si avrebbe un recupero di circa due punti percentuali della quota della spesa in conto capitale nelle aree meridionali. Una frazione significativa dei progetti potrà beneficiare degli interventi di sostegno comunitario erogati attraverso il *Fondo Europeo di Sviluppo Regionale* (Fesr), a motivo della natura infrastrutturale e del carattere di base riconosciuti al servizio elettrico.

Interconnessioni con l'estero e limitazioni agli scambi di energia

Gli impianti e i dispositivi di interconnessione fra la rete di trasmissione italiana e quelle dei paesi esteri costituiscono, nel breve termine, uno strumento indispensabile per l'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica fra i paesi appartenenti all'Unione europea e, nel medio termine, la base infrastrutturale da potenziare per favorire lo sviluppo degli interscambi oltrefrontiera di energia e di altri servizi di natura elettrica.

L'interconnessione del sistema elettrico italiano con l'estero utilizza attualmente due tecnologie di trasporto: la trasmissione in corrente alternata – di gran lunga prevalente in termini di capacità totale – e quella in corrente continua. L'insieme degli elettrodotti di trasporto in corrente alternata che collegano la rete di trasmissione nazionale in altissima tensione con quelle di Austria, Francia, Slovenia e Svizzera dispone di sei circuiti a 380 kV e nove a 220 kV in linea aerea, tutti localizzati nella parte settentrionale dell'Italia e, a eccezione della direttrice italo-slovena, con attraversamento alpino. Le infrastrutture di trasporto in corrente continua, tecnicamente migliori per superare grandi ostacoli naturali alla trasmissione di energia elettrica quali grandi distanze terrestri o distese marine, sono presenti nel nostro Paese nel collegamento Sardegna-Corsica-Italia già da alcuni decenni e sono in via di potenziamento grazie al progetto di collegamento in cavo sottomarino Italia-Grecia di prossima costruzione.

Secondo le valutazioni fornite dall'Enel, a fronte di una massima capacità di trasporto teoricamente disponibile attorno ai 10.000 MW, la rete italiana di interconnessione può essere gestita in maniera affidabile – cioè mantenendo i livelli di rischio di disservizio a livelli accettabili – quando il volume degli interscambi si attesta intorno ai 5.000 MW (capacità di importazione). Una quota di questa capacità deve essere lasciata disponibile allo scopo di garantire un margine di riserva in caso di improvvise cessazioni di attività da parte degli impianti di generazione nazionale e per permettere una banda adeguata di regolazione frequenza-potenza, secondo gli accordi fra i paesi aderenti all'*Ucpte (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité)*.

Tale capacità di importazione in sicurezza è già oggi occupata per una quota di circa l'85 per cento da contratti di acquisto garantito stipulati dall'Enel. Tali contratti sono in prevalenza pluriennali, con scadenze diversificate. Secondo informazioni fornite dalla stessa Enel, oltre la metà dei contratti è destinata a ridursi all'inizio dell'anno 2000, per estinguersi definitivamente nel 2011. Tali contratti pluriennali sono stati definiti nell'epoca in cui sull'Enel gravava l'onere di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici nazionali in presenza di condizioni contingenti quali la chiusura del programma elettro-

nucleare italiano a seguito del *referendum* abrogativo del 1987 e della difficoltà da parte della stessa Enel di costruire nuove centrali elettriche convenzionali utilizzando combustibili fossili di importazione.

In aggiunta ai contratti pluriennali, l'Enel ha stipulato contratti di importazione con durata annuale o occasionali (*spot*), particolarmente convenienti sotto il profilo economico, in quanto normalmente valorizzati al costo marginale della produzione estera in eccedenza rispetto ai rispettivi consumi domestici. La potenza elettrica relativa a tali accordi annuali o *spot* occupa la rimanente capacità in importazione. Con l'apertura del mercato secondo la quota consentita, la potenza annuale e *spot* potrà essere allocata al mercato libero secondo le procedure di regolamentazione del mercato stesso stabilite dal decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

Le limitazioni agli approvvigionamenti dall'estero – e di converso anche alle esportazioni – possono essere introdotte per una serie di ragioni di natura tecnica, commerciale o tariffaria.

I limiti tecnici sono imposti da vincoli di natura tecnologica o funzionale dei componenti del sistema elettrico che difficilmente possono essere rimossi a meno di non attuare potenziamenti - con i relativi investimenti - mirati all'incremento specifico della capacità di interconnessione. È altresì chiaro che, più si restringono tali limiti tecnici, più si protegge la produzione nazionale dalla competizione sui prezzi dell'energia che si stabilisce a livello europeo. La necessità che tali valutazioni di tipo tecnico siano effettuate da organismi indipendenti, a garanzia della effettiva promozione della concorrenza e apertura del mercato, senza interessi economici nelle filiere della generazione e della vendita italiane, è quindi di grande importanza.

Sul versante commerciale, la presenza di contratti pluriennali – che di fatto operano una allocazione riservata di parte della capacità di importazione sull'interconnessione - può pregiudicare la quota di potenza aggiuntiva eventualmente destinata al mercato.

Infine, ulteriori barriere allo sviluppo di un mercato interno all'Unione europea possono essere innalzate mediante l'imposizione nei paesi confinanti di sistemi tariffari di trasporto e interconnessione asimmetrici o mediante l'interposizione di reti europee terze. A tale proposito, l'Autorità collabora con altri organismi di regolazione a livello europeo e partecipa al dibattito tuttora in corso fra gli operatori dell'Unione al fine di definire un meccanismo tariffario certo e trasparente che non penalizzi in termini economici lo stabilirsi di transazioni commerciali intereuropee a beneficio di tutti i soggetti appartenenti all'Unione.

Note

- 1 Dai dati Enel 1997 risulta nulla la produzione di sola energia elettrica da impianti a ciclo combinato.
- 2 Nell'ambito del paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, l'Istituto Nazionale di Statistica rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". L'indice dell'energia elettrica viene aggiornato mensilmente in base ai provvedimenti tariffari dell'Autorità in assenza di altri interventi normativi sulle componenti del prezzo finale. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto – in mancanza della presentazione dei nuovi dati – esula dagli scopi di questa *Relazione*.
È comunque opportuno precisare che nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati in base 1998=100 l'incidenza dell'indice elementare dell'energia elettrica si è notevolmente ridotta, passando dall'1,7262 all'1,2357 sul paniere al netto dei tabacchi.
- 3 Principalmente grazie all'eliminazione della componente della tariffa elettrica destinata a compensare la riduzione al fondo di dotazione dell'Enel (decisa nella legge Finanziaria del 1986).
- 4 Per un'esposizione dei vantaggi e degli svantaggi delle due metodologie, si veda la *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 30 aprile 1998.
- 5 Rapporto sulla qualità del servizio elettrico nel 1997, *Quaderni dell'Autorità*, collana *Documenti n. 2*, Milano, gennaio 1999.
- 6 Essi riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, esecuzione di sopralluoghi, allacciamento di nuove utenze, attivazione della fornitura, riattivazione per subentro, disattivazione della fornitura, risposta a richieste scritte, risposta a reclami, rettifiche di fatturazione, riattivazione in caso di distacco per morosità, verifica delle caratteristiche dei misuratori, verifica della tensione fornita.
- 7 Una sintesi dei risultati dell'indagine verrà pubblicata nel corso del 1999 nei *Quaderni dell'Autorità*.
- 8 La rete di trasmissione nazionale comprende le reti ad altissima tensione (220 kV e 380 kV) e le parti di rete ad alta tensione (tra 120 kV e 220 kV) individuate, secondo un criterio funzionale, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto.

- 9 Le convenzioni con gli operatori sono stipulate in conformità con una convenzione tipo definita, entro centoventi giorni dall'entrata in vigore del decreto, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.
- 10 Due soggetti vengono indicati rispettivamente da ognuna delle parti e un terzo, i cui oneri sono a carico della parte che chiede la cessione, dal Presidente del tribunale territorialmente competente.
- 11 Deroghe sono previste in materia di concessioni di grande derivazione d'acqua per uso idroelettrico per la regione autonoma Valle d'Aosta e le provincie autonome di Trento e Bolzano.
- 12 Il gettito è stato stimato sulla base della previsione della vendita di energia 1998 su tutta l'utenza in Italia. Per le componenti inglobate nella parte A (A2 e A3) e per la parte B della tariffa sono state considerate le aliquote attualmente in vigore (delibera 25 febbraio 1999, n. 24).