

2. LO STATO DEI SERVIZI: L'ENERGIA ELETTRICA

Il settore elettrico italiano si appresta ad affrontare una fase di transizione caratterizzata da una graduale apertura del mercato, dall'uscita dal monopolio pubblico e dall'integrazione in un più ampio sistema elettrico europeo. L'analisi che segue è la rappresentazione di un quadro in evoluzione, destinato a mutare rapidamente in seguito agli interventi del Governo e del Parlamento, relativamente agli assetti del settore, e dell'Autorità, relativamente alla regolazione delle tariffe della qualità del servizio, e alla progressiva introduzione di meccanismi concorrenziali.

Nel descrivere lo stato del servizio elettrico si è quindi inteso dare particolare rilievo agli aspetti che, nella prospettiva di una maggiore apertura alla concorrenza, sembrano essere i più critici nel passaggio da un sistema monopolistico nazionale a un sistema di mercato europeo continentale.

L'età media avanzata degli impianti di generazione, l'elevato grado di dipendenza dall'olio combustibile (caso unico fra i paesi industriali avanzati) e la modesta presenza di impianti a tecnologia avanzata rappresentano alcuni degli elementi di debolezza del sistema produttivo nazionale e rendono possibili ampi margini di miglioramento nei rendimenti termodinamici.

I sussidi trasversali e incrociati fra fasce di utenza e di consumo ("fascia sociale" e regimi agevolati) introducono distorsioni in un sistema di prezzi che non riflette adeguatamente i costi di produzione e impedisce, soprattutto in un contesto concorrenziale, la corretta allocazione delle risorse. La struttura progressiva della tariffa all'utenza domestica, che pure ha contribuito al contenimento dei consumi e quindi al risparmio energetico, rappresenta anch'essa un meccanismo non adeguato sotto il profilo dell'efficienza economica. Il confronto internazionale illustra quanto i livelli dei prezzi dell'energia elettrica, al netto e al lordo delle imposte, penalizzino in modo particolare le piccole e medie imprese, l'artigianato e il settore terziario. Concorre a tale effetto anche il peso fiscale sull'elettricità, particolarmente elevato in Italia rispetto ad altri paesi europei, e inoltre particolarmente complesso e poco armonizzato con il sistema tariffario, specialmente nella prospettiva di una sua riforma.

Ulteriori elementi di debolezza sono individuabili sul piano della tutela ambientale e dell'innovazione tecnologica. I problemi di adeguamento ambientale degli impianti di generazione e i limiti, soprattutto in termini di costi e scarsa selettività, del sistema vigente di incentivi alla produzione da fonti rinnovabili sono in proposito indicativi.

L'assenza di rilevazioni sullo stato della qualità del servizio elettrico e l'esi-

genza di una sua regolamentazione che superi i limiti insiti nello strumento vigente, la Carta dei servizi, rappresenta una delicata area di intervento su cui l'azione dell'Autorità è destinata a incidere profondamente.

LA STRUTTURA DEL SERVIZIO ELETTRICO

Il ruolo del settore elettrico nell'economia italiana

L'industria elettrica influisce in maniera rilevante su diversi aggregati macroeconomici. Il fatturato delle aziende di produzione e di distribuzione elettrica nel 1996 può essere stimato pari a oltre 39.000 miliardi di lire (di cui oltre 36.000 in capo all'Enel) e contribuisce a circa l'8 per cento del fatturato lordo del settore industriale.

Il valore aggiunto ai prezzi di mercato del settore della produzione e distribuzione di energia elettrica, che la contabilità nazionale aggrega ai comparti del gas, vapore e acqua, ha contribuito nel 1996 per il 7,5 per cento alla formazione del valore aggiunto dell'industria in senso stretto e per il 2 per cento a quello dell'intera economia. Gli investimenti del settore sono stati pari a oltre 7.500 miliardi di lire (di cui 7.347 miliardi attribuibili all'Enel), circa il 3 per cento degli investimenti fissi lordi.

Minore è invece il rilievo occupazionale del settore. Nel 1996 gli addetti del settore sono risultati pari a oltre 100.000 unità, di cui oltre 95.000 dell'Enel, con un'incidenza del 3,6 per cento sull'occupazione dell'industria in senso stretto e dello 0,75 su quella totale. Negli ultimi anni gli occupati sono diminuiti costantemente, in conseguenza di politiche aziendali di ridimensionamento del personale, sia dell'Enel, sia degli altri operatori.

Il settore elettrico ha importanti riflessi anche sul saldo commerciale. Alle importazioni di energia elettrica, quale fonte secondaria, si aggiungono quelle dei combustibili utilizzati come fonti primarie nelle centrali termoelettriche. Il 56 per cento della produzione termoelettrica è infatti realizzato con olio combustibile. La dipendenza del fabbisogno interno di energia (consumo interno lordo) dalle importazioni raggiunge l'80 per cento, una quota maggiore di quella che si osserva negli altri paesi europei.

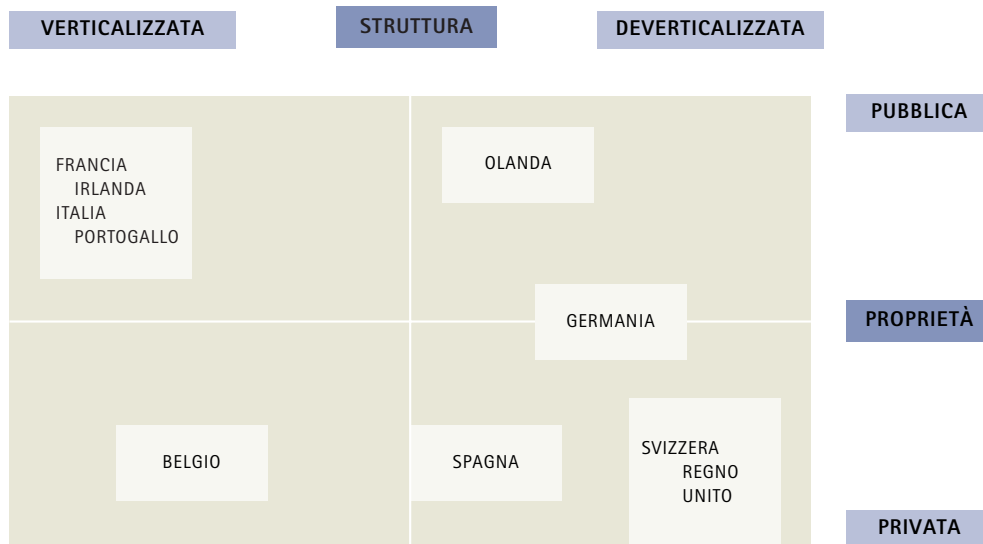
Il servizio elettrico in Italia

Il servizio elettrico può essere gestito secondo diverse modalità organizzative: può far capo a un unico proprietario che provvede alla gestione e al coordinamento delle diverse fasi (modelli verticalmente integrati), oppure a soggetti

proprietari diversi per ciascuna fase (modelli organizzativi decentrati o disintegrati verticalmente), oppure l'integrazione può riguardare solo alcune fasi (modelli misti). Riguardo al regime proprietario delle imprese, si distinguono sistemi elettrici a carattere prevalentemente pubblico (dove lo Stato o gli enti locali detengono la maggioranza assoluta o la quota di controllo del capitale di una porzione rilevante delle imprese del settore), a carattere privato o misto. Nel panorama europeo, il settore elettrico italiano rappresenta un sistema verticalmente integrato, a prevalenza di capitale pubblico (Fig. 2.1).

L'Enel SpA è l'operatore dominante del mercato italiano. Nel 1992 l'Ente nazionale per l'energia elettrica (costituito nel 1962) è stato trasformato in una società per azioni, posseduta interamente dal Ministero del tesoro. La società di diritto privato svolge funzioni di gestore della rete nazionale di tra-

FIG. 2.1 CLASSIFICAZIONE DEI PRINCIPALI SISTEMI ELETTRICI EUROPEI SECONDO IL GRADO DI INTEGRAZIONE E L'ASSETTO PROPRIETARIO DOMINANTE



missione, di acquirente unico dell'energia prodotta e di dispacciatore; ha il monopolio nella trasmissione e una posizione dominante nella produzione e distribuzione.

Negli anni recenti la situazione di bilancio dell'Enel si è caratterizzata per un ampliamento degli utili lordi. I conti economici registrano utili dal 1986, dopo le perdite intervenute dal 1973, in seguito all'insufficiente adeguamento delle tariffe alle mutate condizioni di prezzo sui mercati internazionali delle fonti energetiche. Negli ultimi cinque esercizi la redditività sul capitale (Roe) è cresciuta, passando dall'1,8 per cento del 1992 al 4,8 per cento del 1996, favori-

ta dal miglioramento della gestione operativa e soprattutto di quella finanziaria. La redditività del capitale investito è passata dal 10,1 per cento del 1992 all'11,5 del 1996 e la redditività delle vendite è passata dal 20,0 per cento al 22,6 per cento nello stesso periodo, mentre il livello di capitalizzazione è aumentato di oltre la metà, attestandosi su un valore del 77,9 per cento rispetto al 37,6 per cento del 1992. Gli oneri finanziari hanno ridotto la loro incidenza sul fatturato dal 12,6 per cento al 6,8 per cento tra il 1992 e il 1996. Nell'ultimo esercizio considerato, l'indebitamento risulta composto per il 98 per cento a medio e lungo termine e dalla restante quota del 2 per cento da titoli a breve termine.

Sia l'Enel, sia alcune delle maggiori imprese elettriche degli enti locali presentano una struttura verticalmente integrata, operando nella generazione e nella distribuzione. In alcuni casi le imprese degli enti locali operano congiuntamente nella distribuzione di elettricità e nella fornitura di altri servizi pubblici, tra cui quelli a rete, come il gas e l'acqua.

Il mercato dell'elettricità

In valore assoluto, l'Italia è il quarto mercato elettrico nell'Unione Europea, dopo Germania, Francia e Regno Unito, con il 12 per cento circa dei consumi totali. Nonostante le ampie dimensioni del mercato, il consumo *pro capite* di energia elettrica risulta inferiore (del 23 per cento circa) alla media europea in ragione di diversi fattori di natura economica, strutturale e istituzionale.

Il tasso di penetrazione elettrica, ovvero la quota del consumo di energia elettrica sul fabbisogno interno di fonti energetiche per impiego finale (consumo interno lordo di energia), è pari al 35,2 per cento nel 1997. Tale rapporto, nonostante sia aumentato in valore negli ultimi venti anni (a metà degli anni settanta era del 25 per cento), risulta ancora inferiore di alcuni punti percentuali a quello medio europeo.

Dopo i tassi di crescita dell'ordine del 9,5 per cento registrati nelle fasi di espansione tra il 1963 e il 1973, la dinamica dei consumi elettrici si è in seguito attestata su valori contenuti in pochi punti percentuali, riflettendo sia la progressiva maturità del mercato, sia il rallentamento del tasso di crescita dell'economia. Nel 1997 si è registrato un sostenuto incremento della domanda elettrica (3,7 per cento), superiore alla dinamica dei due anni precedenti (+ 1,0 per cento nel 1996 e + 2,6 per cento nel 1995). L'aumento ha riflesso l'accelerazione dei consumi per usi industriali, su cui ha principalmente agito l'espansione della produzione industriale di mezzi di trasporto e di beni di consumo durevole.

Nel 1997, in base a dati preliminari, la produzione netta di elettricità ha supe-

rato i 240.000 GWh (Tav. 2.1). Quasi l'80 per cento della produzione è di origine termica convenzionale; la produzione idroelettrica incide per il 19 per cento, mentre gli apporti delle fonti eoliche, solari e geotermiche non raggiungono l'1 per cento. Alla disponibilità interna concorrono inoltre, per circa

TAV. 2.1 **BILANCIO DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA**

Anno 1997; valori provvisori

DISPONIBILITÀ	GWh	COMPOSIZIONE PERCENTUALE
PRODUZIONE IDRICA NETTA	46.272	19,3
PRODUZIONE TERMICA NETTA	190.316	79,2
PRODUZIONE GEOTERMICA NETTA	3.672	1,5
PRODUZIONE EOLICA E FOTOVOLTAICA NETTA	106	0,0
TOTALE PRODUZIONE NETTA	240.366	100,0
POMPAGGI (-)	6.703	
PRODUZIONE INTERNA DESTINATA AL CONSUMO	233.663	85,7
IMPORTAZIONI NETTE	38.837	14,3
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,00
<i>CONSUMI</i>		
AGRICOLTURA	4.350	1,7
INDUSTRIA	134.600	52,9
TERZIARIO	57.000	22,4
USI DOMESTICI	58.550	23,0
TOTALE CONSUMI	254.500	100,0
PERDITE	18.000	6,6
RICHIESTA TOTALE INTERNA	272.500	100,0

Fonte: Elaborazione su dati Enel

il 14 per cento, importazioni nette di quasi 39.000 GWh. Al netto dei pompaggi, l'elettricità immessa sulla rete è stata di oltre 272.000 GWh.

Le importazioni provengono per il 90 per cento dalla Francia e dalla Svizzera; il restante 10 per cento affluisce dall'Austria e dalla Slovenia. A partire dai primi anni ottanta il saldo negativo degli scambi di energia elettrica con l'estero è quasi quadruplicato: il ricorso alle importazioni, originariamente resosi necessario per soddisfare il fabbisogno energetico in presenza di difficoltà di adeguare l'offerta interna, si è accentuato con la sospensione dei programmi di sviluppo dell'energia nucleare, anche favorito dalla natura dei contributi energeti-

ci relativi all'onere termico vigenti sino al giugno 1997.

Sempre nel 1997, il 52,9 per cento della disponibilità interna (al lordo delle perdite, pari a 18.000 GWh, il 6,6 per cento della richiesta interna) è stato assorbito dal settore industriale, il 23,0 per cento dagli usi domestici, il 22,4 per cento dal terziario e l'1,7 per cento dal settore agricolo. Al settore industriale è imputabile una quota di consumi (52,9 per cento) maggiore di quella degli altri principali paesi europei; di contro, l'assorbimento nei servizi si colloca fra il 7 e il 20 per cento al di sotto di quello che si osserva in Germania, Francia e Gran Bretagna.

Il servizio elettrico

Il servizio elettrico viene abitualmente suddiviso in tre fasi:

- *generazione*, concernente la produzione di energia elettrica, attraverso l'impiego di tecnologie e di fonti energetiche diverse;
- *trasmissione*, attività relativa al trasporto dell'elettricità attraverso la rete delle linee ad alta e altissima tensione. Comprende il *vettoriamento*, con cui si intende l'attività di trasporto per conto terzi fino all'utente, e il *dispacciamento*, con cui si fa riferimento all'ordinamento operativo secondo criteri tecnici o economici degli impianti di generazione per fare fronte, istante per istante, alla richiesta di energia elettrica a livello nazionale;
- *fornitura*, che comprende la *distribuzione*, relativa all'erogazione di energia elettrica ai punti di prelievo e la *vendita*, attività di commercializzazione dell'energia elettrica all'utenza finale; quest'ultima comprende le attività di misurazione del consumo, fatturazione ed esazione.

A fianco di queste fasi si colloca la fornitura di altri servizi tra cui l'*approvvigionamento* delle fonti primarie, i *servizi ancillari o ausiliari di rete* (servizi connessi alla gestione delle reti di trasmissione/distribuzione quali riserva statica, servizi dinamici, regolazione di tensione), il *servizio di allacciamento* (deviazione della linea di distribuzione dalla rete al punto di prelievo dell'utente) e i *servizi post-contatore* (servizi a valore aggiunto connessi con l'utilizzo dell'energia elettrica da parte dell'utente finale).

Le fasi della trasmissione e della distribuzione, che presuppongono l'esistenza di una rete fissa, rappresentano un caso di monopolio naturale: è in generale inefficiente dal punto di vista dei costi duplicare la rete nella stessa area geografica. Ciò non esclude l'esistenza di reti a media tensione a livello regionale gestite da operatori diversi. L'attività di dispacciamento, ossia il coordinamento centralizzato dei flussi di sistema, viene normalmente gestita da un unico operatore nazionale; tuttavia, non vi sono

ragioni economiche che giustifichino la sua coincidenza con il proprietario della rete di trasmissione.

Nelle altre fasi del servizio elettrico, possono operare più imprese, anche se l'entrata di nuovi operatori può incontrare limiti di natura strutturale o contrattuale. La costruzione di nuove centrali elettriche comporta esborsi finanziari con tempi lunghi di recupero dell'investimento iniziale; allo stesso modo, la vendita di energia elettrica richiede elevati investimenti commerciali. Tuttavia, in entrambi i casi, la scala minima efficiente, che differisce a seconda della fonte primaria impiegata, nel caso della produzione, e del tipo di rete commerciale, nel caso della vendita, è molto inferiore alle dimensioni di un mercato nazionale, di ampiezza rilevante come nel caso dell'Italia. Inoltre, nel settore della generazione il progresso tecnologico ha abbassato la soglia dell'investimento minimo efficiente, con un conseguente allentamento dei vincoli finanziari, consentendo quindi l'entrata di operatori anche di dimensioni non grandi.

Generazione

Nella fase di generazione operano oltre 500 soggetti giuridici (compresi gli autoproduttori). L'attuale grado di concentrazione è elevato: l'Enel controlla infatti il 80,7 per cento del mercato, gli autoproduttori il 14,4 per cento, le imprese degli enti locali il 4,1 per cento e le altre imprese lo 0,8 per cento. Gli autoproduttori comprendono circa 200 società a prevalente capitale privato; le altre imprese (produttori indipendenti) sono più di 300, in prevalenza società a capitale privato proprietarie di piccoli impianti di derivazione idroelettrica (Tav. 2.2).

TAV. 2.2 **POTENZA ELETTRICA EFFICIENTE NETTA PER CATEGORIA DI PRODUTTORI**
Confronto 1992-96. Dati in MW e valori percentuali

IMPIANTI	1992		1996		variazione percentuale 1996/92
	MW	%	MW	%	
ENEL	50.888	82,6	55.106	80,7	3,1
IMPRESE ELETTRICHE DEGLI ENTI LOCALI	2.580	4,2	2.784	4,1	2,8
ALTRE IMPRESE	363	0,6	556	0,8	7,9
AUTOPRODUTTORI	7.794	12,6	9.832	14,4	10,8
TOTALE	61.625	100,0	68.278	100,0	4,1

Dall'inizio degli anni '90, in conseguenza della contemporanea disponibilità tecnologica di nuove centrali alimentate da fonti rinnovabili, da un lato, e di incentivi statali a iniziative private (leggi dell'1 gennaio 1991, n. 9, e n. 10) a questi stessi impianti e alle fonti assimilate, dall'altro, si è assistito a uno sviluppo della produzione elettrica ottenuta con cogenerazione e cicli combinati. L'incidenza di questi ultimi è ancora modesta, ed è di fatto limitata agli impianti di proprietà privata. Essa è tuttavia destinata a rafforzarsi nel medio periodo, grazie alla realizzazione di programmi di costruzione o di riconversione di circa 20 impianti di questo tipo, secondo i programmi annunciati nel *Rapporto ambientale* dell'Enel per il 1996.

Il parco di generazione italiano è caratterizzato dal peso preponderante delle centrali termoelettriche che costituiscono il 70 per cento del totale del parco contro una media europea del 52,7 per cento, e da una minore presenza di quelle idroelettriche, che rappresentano poco meno del 30 per cento, una quota maggiore a quella che si riscontra in media in Europa (circa il 25 per cento). Sono invece assenti gli impianti elettronucleari, in conseguenza delle decisioni governative e parlamentari seguite all'incidente nucleare di Chernobyl e al *referendum* del 1987 sull'abrogazione degli incentivi alla localizzazione di nuovi impianti (Tav. 2.3).

TAV. 2.3 **POTENZA ELETTRICA EFFICIENTE NETTA PER TIPO DI IMPIANTO**
Confronto 1992-96. Dati in MW e valori percentuali

IMPIANTI	1992		1996		variazione percentuale 1996/92
	MW	%	MW	%	
IDROELETTRICI	19.351	31,4	19.876	29,1	2,7
TERMoeLETTRICI	42.274	68,6	48.363	70,8	14,4
Tradizionali	41.803	67,8	47.878	70,1	14,5
Geotermoeel.	471	0,8	485	0,7	3,0
EOLICI E SOLARI	0	0,0	39	0,1	-
TOTALE	61.625	100,0	68.278	100,0	10,8

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Il parco di generazione è caratterizzato da una età media relativamente elevata, pari a oltre 22 anni nel caso degli impianti di produzione dell'Enel. Qualora si faccia più correttamente riferimento alla capacità installata, l'età scende a circa 19 anni: vi concorre l'aumento della dimensione media d'impianto intervenuto tra gli anni '50 e lo scorso decennio (da circa 70 MW a oltre 300 MW),

controilanciato solo parzialmente dalla flessione della capacità media verso i 270 MW per impianto in atto dal 1990. Circa il 20 per cento della capacità è entrato in esercizio nel decennio in corso, una percentuale analoga a quella attivata prima del 1970.

All'interno della generazione termoelettrica un ruolo preponderante è svolto da impianti convenzionali a olio combustibile, i cui consumi incidono per oltre il 50 per cento sul complesso delle fonti primarie, contro una media europea inferiore al 10 per cento. Nel 1996 gli approvvigionamenti di olio combustibile dell'Enel sono stati assicurati per 5,2 milioni di ton. dai paesi produttori, per 3,5 milioni dalle compagnie petrolifere estere, per 6,4 milioni dai raffinatori nazionali e 7,5 milioni di tonnellate da *traders*. L'apporto nazionale si sta contraendo a causa di difficoltà dei raffinatori nazionali nell'adeguare le caratteristiche del prodotto a requisiti qualitativi sempre più stringenti da parte della società elettrica.

Secondo dati elaborati dall'Enel, nel quinquennio 1992-96 il rendimento medio degli impianti termoelettrici di proprietà della società sarebbe aumentato dello 0,7 per cento, portando l'efficienza termodinamica al 37,6 per cento. Questo livello appare in linea con quelli che si riscontrano in ambito internazionale: una stima del rendimento termodinamico della generazione da impianti termoelettrici nell'anno 1995, espressa dal rapporto fra l'elettricità prodotta e l'*input* di combustibili fossili, colloca infatti l'Italia su un livello lievemente superiore a quello medio dei paesi dell'UE. L'efficienza complessiva del parco di generazione risulta tuttavia limitata dalla modesta dotazione di impianti di generazione a ciclo combinato.

I costi variabili di generazione dell'energia elettrica differiscono significativamente a seconda della fonte primaria impiegata. A determinare i differenziali di costo concorrono differenze nelle quotazioni internazionali delle fonti primarie, le caratteristiche della tecnologia e il diverso rendimento energetico dei processi e degli impianti. Stime di larga massima indicano che il costo variabile unitario dell'elettricità ottenuta dall'Enel con gas naturale è pari a circa due volte il costo della generazione a carbone, la fonte termica di maggiore convenienza relativa; in posizione intermedia si situa il costo della generazione con olio combustibile. Al di sopra del limite superiore dell'intervallo si collocerebbe il prezzo delle importazioni basate su contratti di lungo termine con garanzia di fornitura, che di fatto incorpora una parte del costo fisso dell'impianto; di contro, le importazioni marginali, flussi compensativi negoziati nel brevissimo periodo prevalentemente con la Francia (paese caratterizzato da modesti costi variabili di generazione) avrebbero un prezzo in linea con quello dell'energia ottenuta con carbone.

L'eterogeneità e i diversi rendimenti del parco di generazione, che si riflettono

nei differenziali di costo unitario, possono comportare vincoli di capacità, in presenza di modifiche dell'andamento temporale della domanda e del profilo di carico.

Trasmissione

L'Enel ha la proprietà dell'intera rete ad altissima tensione (380 kV) e svolge le funzioni di dispacciamento e vettoriamento; nell'alta tensione (220 kV) la proprietà dell'Enel riguarda il 94,6 per cento delle infrastrutture, mentre il restante 5,4 per cento è controllato dalle principali imprese elettriche degli enti locali e dagli autoproduttori.

Nel 1996, la rete italiana di trasmissione, che presenta una diversa "magliatura" tra Nord e Sud, aveva raggiunto un'estensione di 8.973 km (linee a 380 kV) e di 10.826 km (linee ad 220 kV). In tale anno, le perdite sulla rete di trasmissione e di distribuzione sono state del 6,6 per cento dell'energia richiesta, con una lieve riduzione rispetto al quadriennio precedente.

La capacità di interconnessione della rete italiana con i paesi confinanti è di circa 10.000 MW, la più elevata nell'Unione Europea, pari a oltre il 15 per cento della potenza installata netta. I principali collegamenti sono con la Francia (per 4.400 MW) e con la Svizzera (3.800 MW), mentre la quota restante si ripartisce fra l'Austria e la Slovenia¹. Nel 1997 la capacità effettiva di scambio definita su base contrattuale, al netto delle cessioni occasionali o *spot*, è stata di circa 4.300 MW (pari al 43 per cento della capacità di trasporto), di cui 3.500 circa per contratti pluriennali e 800 per contratti annuali; nello stesso anno i corrispondenti flussi d'importazione sono ammontati a circa 36.000 GWh, per quasi due terzi provenienti dalla Svizzera e per circa un terzo dalla Francia.

Fornitura

Alla domanda finale di elettricità concorre l'energia distribuita dall'Enel, per l'83,7 per cento, e dalle imprese elettriche degli enti locali e dei produttori indipendenti (per il 6,6 per cento, complessivamente). Il residuo 9,7 per cento è rappresentato dai consumi degli autoproduttori. Le maggiori imprese elettriche comunali sono localizzate a Torino, Milano, Brescia e Roma, dove affiancano l'Enel nella fornitura all'utenza.

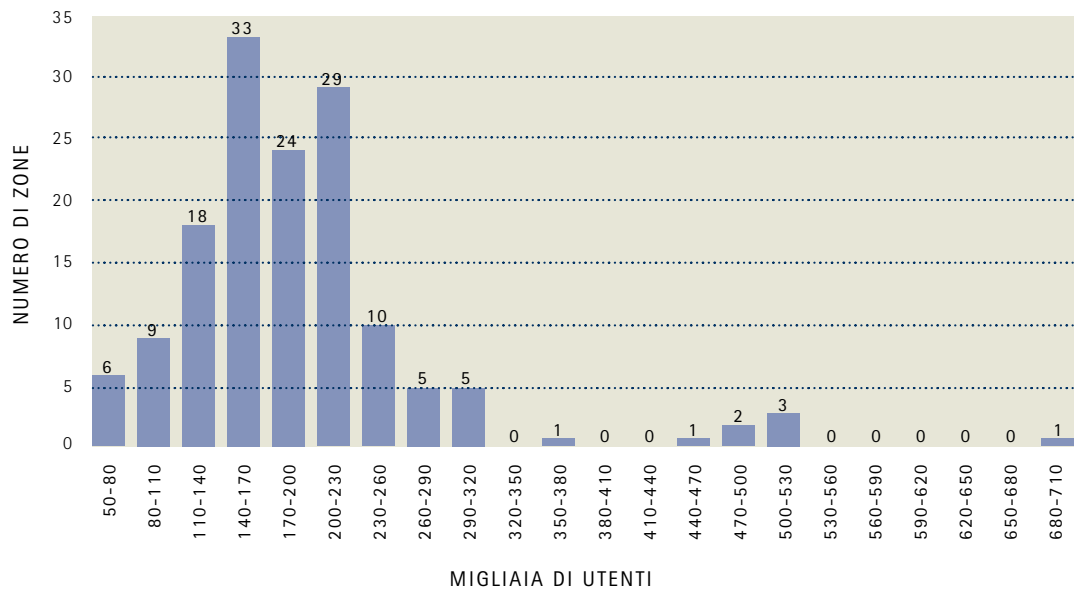
L'assetto della distribuzione elettrica dell'Enel è suddiviso in aree territoriali (compartimenti, distretti e zone, fino al 1997). Tale configurazione riflette prevalentemente scelte di natura organizzativa il cui intento principale è stato quello di ricalcare da vicino la suddivisione amministrativa del territorio nazionale. I livelli di costo e di efficienza della distribuzione elettrica differiscono significativamente sul piano territoriale. La necessità di perequazione imposta dal

vincolo di unicità territoriale della tariffa e, in futuro, la possibilità di ricorrere gradualmente a forme di concorrenza comparativa fra distributori operanti in aree geografiche diverse richiedono di valutare quanta parte dei divari rifletta differenziali oggettivi nelle condizioni del mercato locale.

Gli uffici dell'Autorità hanno avviato un'analisi dei costi sostenuti dall'Enel per la distribuzione di energia elettrica e delle loro differenze territoriali, come passo iniziale di uno studio che verrà esteso alle aziende degli enti locali.

L'anno preso a riferimento dallo studio è stato il 1996. L'attività di distribuzione era allora organizzata su 8 compartimenti, a loro volta suddivisi in 24 distretti e in 147 zone. A livello zonale, il numero di utenti serviti è assai variabile, con una prevalenza di bacini di piccola dimensione (Fig. 2.2).

FIG. 2.2 DISTRIBUZIONE DELLE ZONE ENEL PER CLASSI DI NUMEROSITÀ DELL'UTENZA



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Il costo diretto unitario di distribuzione è esprimibile dal rapporto fra il costo per utente e i consumi fisici per utente. La minore variabilità territoriale del numeratore fa sì che le differenze nei consumi *pro capite* tra le varie aree del paese si riflettano quasi interamente in corrispondenti differenze del costo unitario dell'energia venduta: questo elemento tende a prevalere sull'effetto che lega in relazione inversa i costi fissi alla densità demografica. Sebbene la variabilità interzonale dei costi in parte rifletta differenti caratteristiche degli ambiti territoriali serviti, vi è anche indizio di significativi divari nei livelli di efficienza delle zone.

L'analisi quantitativa mostra che il costo di distribuzione dipende soprattutto

dal costo dei fattori di produzione e dal numero di clienti serviti. Tra i fattori che caratterizzano il territorio servito, l'ampiezza appare quello più significativo. Il costo diretto della distribuzione di energia elettrica risulta essere pari a circa un quarto dei costi totali e a un terzo dei costi diretti complessivi dell'azienda (al netto degli oneri finanziari, degli oneri tributari e dei costi comuni). Con un'opportuna allocazione dei costi non direttamente attribuibili, si può valutare che il costo totale di distribuzione ammonti a circa un terzo dei costi dell'Enel; oltre i tre quarti di questi ultimi sono riferibili alle zone dove ha un peso preponderante la gestione di reti e impianti.

TARIFFE E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA

Le tariffe di fornitura di energia elettrica si differenziano in funzione di diversi parametri fra cui la potenza installata, l'entità del consumo, le specifiche tecniche della fornitura (tra cui livello di tensione, stabilità della frequenza, interrompibilità), le fasce orarie di consumo e la destinazione d'uso (usi civili, industriali, agricoli, illuminazione pubblica, ecc.). Nel 1997, la combinazione di queste diverse modalità di offerta dava luogo a oltre 50 tipologie tariffarie in Italia; tuttavia, per data tipologia di utenza, le tariffe sono identiche sul territorio dal 1961, cioè ancora prima della nazionalizzazione del sistema elettrico.

Sino a oggi la determinazione delle tariffe è avvenuta per via amministrativa. Le competenze in materia, in capo al Cip sino al dicembre 1993, sono passate, con la soppressione di tale organismo dapprima al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato (fra il 1994 e il 1997) e dal 23 aprile 1997 all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La struttura delle tariffe elettriche applicate in Italia presenta tratti di notevole complessità. Nel 1974 alle vere e proprie tariffe di fornitura - articolate in una componente fissa, legata alla disponibilità della potenza (quota fissa) e in una variabile in relazione diretta ai consumi, volta a coprire i costi variabili di natura non energetica - si è aggiunto il cosiddetto sovrapprezzo termico ordinario. Tale sovrapprezzo mirava a permettere il trasferimento sul prezzo di fornitura delle variazioni dei costi di approvvigionamento dei combustibili attraverso un meccanismo di adeguamento semiautomatico. Sul prezzo finale incidono inoltre oneri fiscali (accise e IVA).

Nel corso degli anni, al sovrapprezzo termico si erano aggiunti altri sovrapprezzi, introdotti con finalità diverse dalla copertura degli oneri termici (ripiattamento del conto onere termico presso la Ccse, finanziamento delle fonti rinnovabili e copertura di oneri conseguenti alla cessazione dei programmi di sviluppo dell'energia nucleare. Ne era derivata una situazione di scarsa trasparen-

za e di notevole distorsione nelle modalità di copertura dei costi di produzione e fornitura dell'elettricità, aggravata dalla presenza di numerose agevolazioni e dalla complessità del trattamento fiscale.

L'intervento normativo attuato dall'Autorità nel mese di giugno 1997 (delibera n. 70/97, cfr. Cap. 4 per una trattazione di maggiore dettaglio) ha modificato profondamente la struttura delle tariffe elettriche, agendo in particolare sui sovrapprezzi. Per effetto del provvedimento dell'Autorità, dal 1° luglio dello scorso anno la gran parte dei sovrapprezzi è stata infatti riassorbita nella tariffa; contestualmente, è stata disposta una revisione dei meccanismi che ne regolano la determinazione e l'aggiornamento periodico. Le tariffe di fornitura, al netto delle imposte indirette, si presentano ora suddivise in due parti distinte: la cosiddetta *parte A*, che, in estrema sintesi, comprende la precedente componente variabile della tariffa e i sovrapprezzi di natura non termica, e la cosiddetta *parte B*, destinata principalmente a finanziare gli oneri termici sostenuti dal sistema elettrico nazionale attraverso un meccanismo di ripartizione degli introiti radicalmente rivisto rispetto al passato.

Nel sistema tariffario italiano vi sono categorie di utenza o singole utenze che godono di condizioni tariffarie speciali per la fornitura di energia elettrica. Tali condizioni sono stabilite per legge o fissate da provvedimenti amministrativi che, per alcune categorie, sono in via di superamento o esaurimento. Le principali agevolazioni riguardano le forniture per usi domestici e alcune forniture industriali. L'analisi delle categorie d'utenza che godono, nell'attuale regime tariffario, di condizioni agevolate è stata oggetto di attenzione da parte degli uffici dell'Autorità quale attività propedeutica alle azioni intraprese nel corso del 1997.

La “fascia sociale”

I due parametri in base ai quali la normativa vigente individua gli utenti domestici da ammettere alle agevolazioni tariffarie sono la tipologia di prelievo, in termini sia di potenza impegnata, sia di energia elettrica consumata, e la residenza anagrafica nell'abitazione a cui la fornitura si riferisce; non si fa invece riferimento al reddito dell'unità familiare. Le agevolazioni sono concesse agli utenti che appartengono alla cosiddetta “fascia sociale”, vale a dire utenti residenti in abitazioni con potenza impegnata non superiore ai 3 kW e con livelli di consumo inferiori a 150 kWh/mese effettuati nell'abitazione di residenza.

La normativa prevede un trattamento agevolato sia sulla quota fissa della tariffa (lire/mese), sia sulla componente variabile della tariffa (lire/kWh). I consumi agevolati degli utenti domestici sono inoltre esentati da tutte le imposte e addizionali, con l'eccezione dell'IVA.

Per quanto riguarda la quota fissa per utente:

- per le forniture con potenza impegnata fino a 1,5 kW la spesa mensile è di 1.475 lire, contro le 6.370 lire previste per le forniture a utenti non residenti;
- per le forniture con potenza impegnata da 1,5 a 3 kW la spesa mensile è di 3.280 lire, contro le 12.740 lire previste per le forniture a utenti non residenti.

Le agevolazioni sulla parte variabile all'interno della fascia sociale sono modulate in funzione dei consumi, con condizioni di maggior favore per i primi 75 kWh di consumo mensile in entrambe le tipologie di prelievo. Per questo scaglione di consumo, sia la parte A netta², sia la parte B della tariffa rappresentano circa un quarto delle corrispondenti parti della tariffa piena, cioè di quella applicata agli utenti domestici non residenti con potenza impegnata equivalente (Tav. 2.4) e al complesso degli utenti domestici con potenza superiore, che peraltro rappresentano una frazione trascurabile del totale (Tav. 2.5).

Ai consumi compresi tra i 75 ed i 150 kWh si applicano aliquote più elevate per la parte A netta, ma ancora fortemente agevolate; le aliquote relative alla parte B coincidono con quelle dello scaglione precedente. Superati i 150 kWh/mese, la parte B della tariffa si allinea a quella applicata agli utenti domestici non agevolati. Nello scaglione di consumo tra i 150 ed i 225 kWh,

TAV. 2.4 **TARIFFE PER GLI UTENTI DOMESTICI, RESIDENTI E NON RESIDENTI, AL NETTO DELLE COMPONENTI A1, A2 E A3, INGLOBATE NELLA PARTE A DELLA TARIFFA**

CLASSI DI CONSUMO	POTENZA IMPEGNATA FINO A 1,5 kW			POTENZA IMPEGNATA DA 1,5 kW A 3 kW		
	QUOTA FISSA	PARTE A NETTA (*)	PARTE B (**)	QUOTA FISSA	PARTE A NETTA (*)	PARTE B (**)
kWh	Lire/mese	Lire/kWh	Lire/kWh	Lire/mese	Lire/kWh	Lire/kWh
RESIDENTI:						
FINO A 75	1.475	38,9	18,2	3.280	39,9	18,2
DA 75 A 150	1.475	54,8	18,2	3.280	76,8	18,2
DA 150 A 225	1.475	126,0	77,9	3.280	126,0	77,9
OLTRE 225	1.475	159,0	77,9	3.280	159,0	77,9
NON RESIDENTI	6.370	159,0	77,9	12.740	159,0	77,9

(*) Al netto delle componenti inglobate nella parte A della tariffa dalla delibera dell'Autorità n. 70/97

(**) Aliquote fissate dalla delibera dell'Autorità n. 70/97

la parte A netta della tariffa è di 126 lire/kWh e la convergenza alle aliquote applicate agli altri utenti domestici si ha solo per i consumi mensili superiori ai 225 kWh.

TAV. 2.5 **DISTRIBUZIONE PER CLASSI DI CONSUMO DEGLI UTENTI DOMESTICI ENEL**

Anno 1996

CLASSI DI CONSUMO	UTENTI (migliaia)	CONSUMI ANNUALI (GWh)	CONSUMO MEDIO MENSILE (kWh)
DOMESTICI RESIDENTI FINO A 1,5 kW	794	871	91,3
FINO A 75 kWh	434	117	22,5
DA 75 A 150 kWh	183	244	111,1
DA 150 A 225 kWh	102	226	184,6
DA 225 A 300 kWh	45	141	261,1
OLTRE 300 kWh	30	143	397,2
DOMESTICI RESIDENTI DA 1,5 kW A 3,0 kW	17.191	42.405	205,6
FINO A 75 kWh	1.875	902	40,1
DA 75 A 150 kWh	4.137	5.992	120,7
DA 150 A 220 kWh	4.749	11.171	196,0
DA 220 A 295 kWh	3.435	10.607	257,3
DA 295 A 370 kWh	1.711	6.605	321,7
OLTRE 370 kWh	1.285	7.128	462,3
NON RESIDENTI FINO A 3 kW	3.679	2.905	65,8
OLTRE 3 kW	674	2.941	263,6
TOTALE	22.338	49.122	219,9

Fonte: Elaborazione su dati Enel

La struttura tariffaria riconosce ad ogni utente domestico residente condizioni agevolate su una parte (150 kWh mensili) dei consumi. Peraltro, al crescere dei consumi oltre una determinata soglia, la quantità fatturata alle aliquote agevolate viene progressivamente ridotta, fino al suo totale esaurimento (cosiddetto "recupero").

Per gli utenti con potenza impegnata fino a 3 kW il recupero della fascia sociale inizia a un livello di consumi pari ai 220 kWh e si completa a 370 kWh. In sostanza, per ogni kWh consumato oltre 220 e fino a 370 kWh, non solo l'utente paga la tariffa intera del rispettivo scaglione di consumo, ma perde progressivamente anche l'agevolazione sui consumi dei primi due scaglioni. Sugli stessi consumi si procede anche al recupero delle agevolazioni sulla quota fissa. Oltre i 370 kWh vige la tariffa piena.

Per gli utenti residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW, il meccanismo è analogo ma le soglie di recupero sono inferiori, per cui il recupero opera da 150 kWh/mese a 300 kWh/mese.

Il 3,6 per cento e il 77,0 per cento degli utenti domestici serviti nel 1996

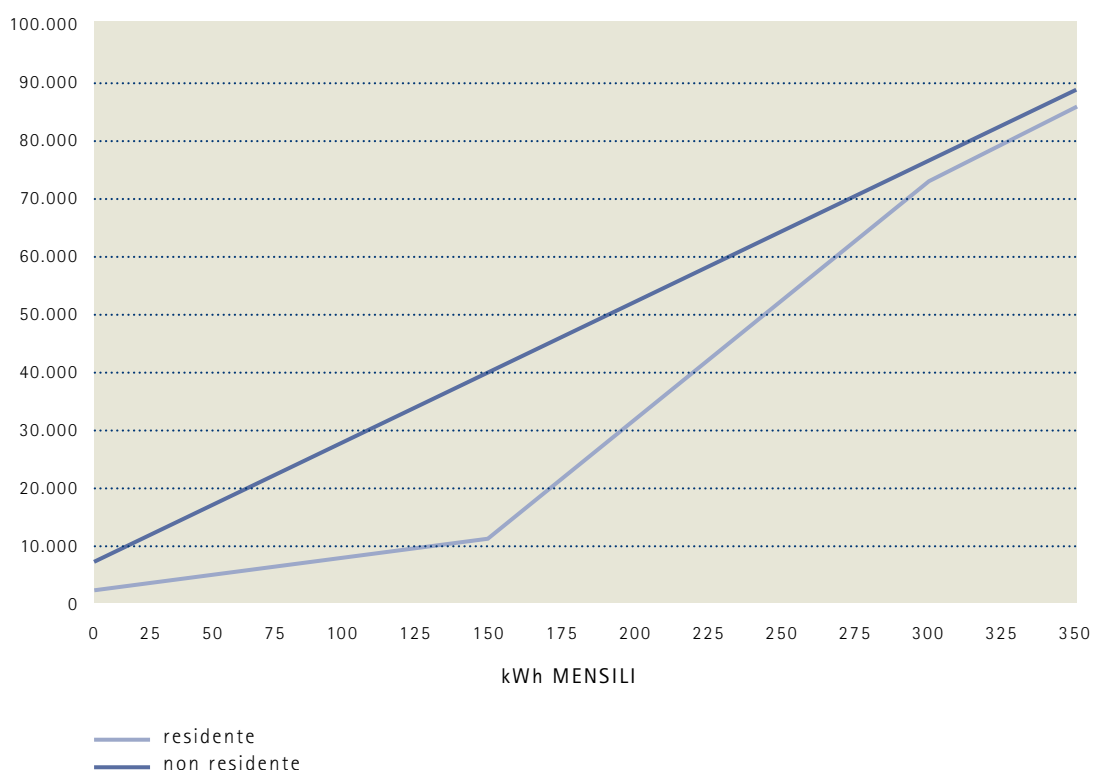
dall'Enel aveva in essere un contratto per residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW e da 1,5 a 3 kW; il consumo medio per utente è stato rispettivamente di 91 e 206 kWh/mese. I consumi medi delle restanti tipologie di utenza, gli utenti non residenti fino a 3 kW (16,4 per cento) e gli utenti con oltre 3 kW (3,0 per cento) sono rispettivamente pari a 66 e a 264 kWh; cfr. Tav. 2.5).

Nel 1996 il 63 per cento degli utenti domestici residenti dell'Enel con potenza impegnata di 3 kW ha beneficiato interamente dell'agevolazione, avendo consumato meno di 220 kWh/mese, mentre il 93 per cento ne ha beneficiato solo in parte, a causa del meccanismo di recupero parziale (avendo consumato più di 220 kWh/mese e meno di 370 kWh/mese) e il 7 per cento non ha goduto di alcuna agevolazione. Per gli utenti residenti con potenza impegnata fino a 1,5 kW, le percentuali sono rispettivamente pari al 77, al 96 e al 4 per cento. Nel complesso, poco più della metà degli utenti domestici dell'Enel nel 1996 ha beneficiato interamente delle agevolazioni previste per le utenze economicamente in stato di bisogno.

Il meccanismo di recupero delle agevolazioni introduce elementi di non linearità nella tariffa applicata agli usi domestici residenti e nel conseguente esbor-

FIG. 2.3 **CONFRONTO FRA SPESA MENSILE PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA FINO A 1,5 kWh**

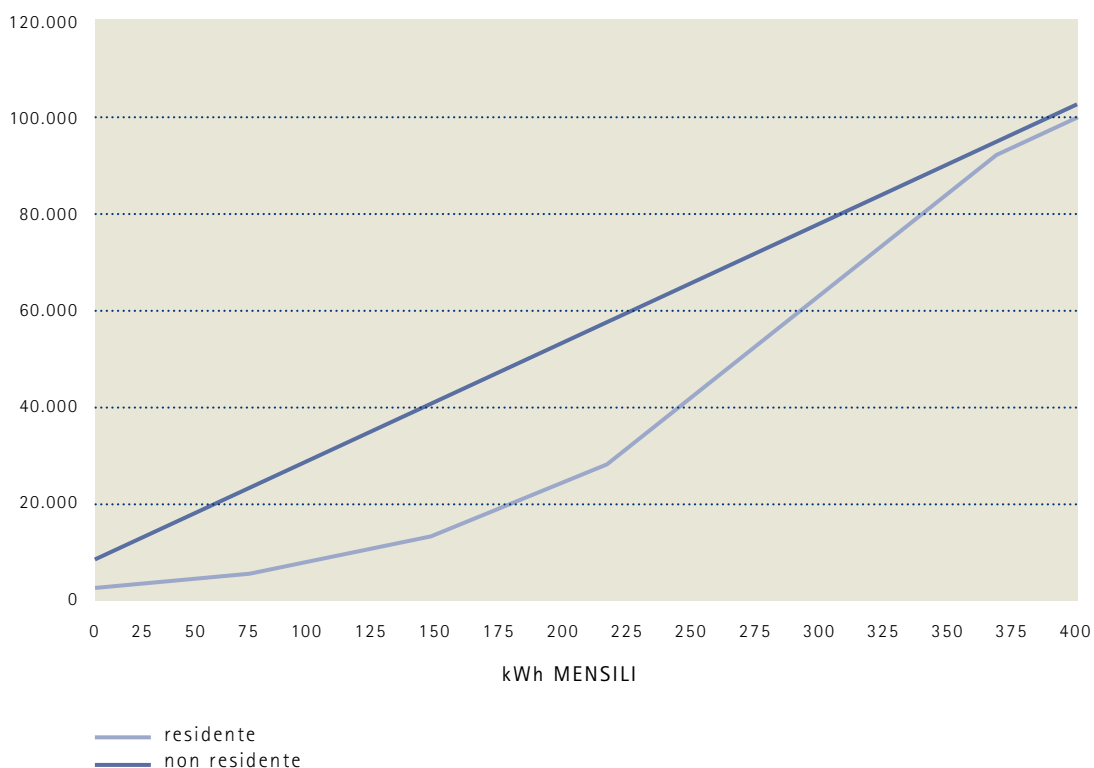
4° bimestre 1997; lire/mese al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



so complessivo (Figg. 2.3 e 2.4). Il prezzo medio praticato agli utenti domestici (lire/kWh) presenta un lungo tratto crescente nella fascia di consumo che,

FIG. 2.4 **CONFRONTO FRA SPESA MENSILE PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA OLTRE 1,5 kWh E FINO A 3 kWh**

4° bimestre 1997; lire/mese al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



pur essendo al di fuori della fascia sociale, ancora beneficia almeno in parte delle agevolazioni; il rilievo della progressività tariffaria è accentuato dal fatto che essa opera nel segmento di consumo in cui ricade il consumo medio e oltre il 50 per cento di quello complessivo dell'utenza residente (Figg.2.5 e 2.6).

Distorsioni allocative della fascia sociale: i sussidi incrociati

L'attuale articolazione dei prezzi delle forniture domestiche determina forme di "sussidio incrociato" all'interno della stessa classe di fornitura: la tariffa "piena" è abbastanza elevata da coprire non solo il costo del servizio, ma anche l'agevolazione costituita dalle tariffe ridotte.

Il trasferimento incrociato emerge dal confronto fra costi e ricavi tariffari

FIG. 2.5 **CONFRONTO FRA PREZZO MEDIO PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO (RESIDENTE E NON RESIDENTE) CON IMPEGNO DI POTENZA FINO A 1,5 kWh**

4° bimestre 1997; lire/kWh al netto di imposte e componenti A1, A2, A3

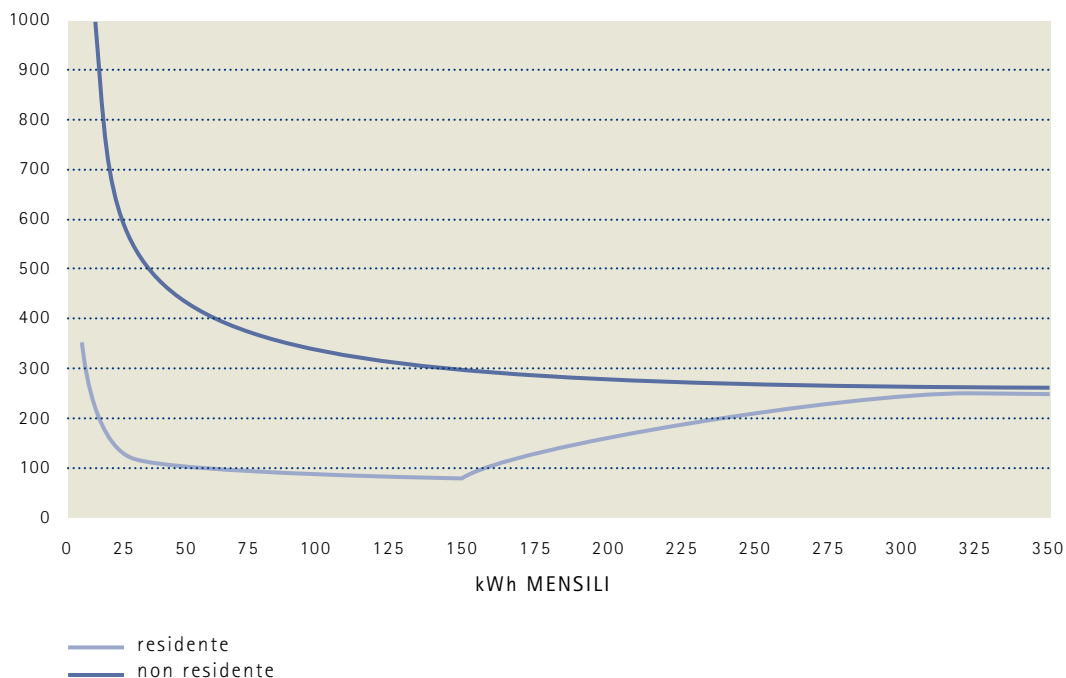
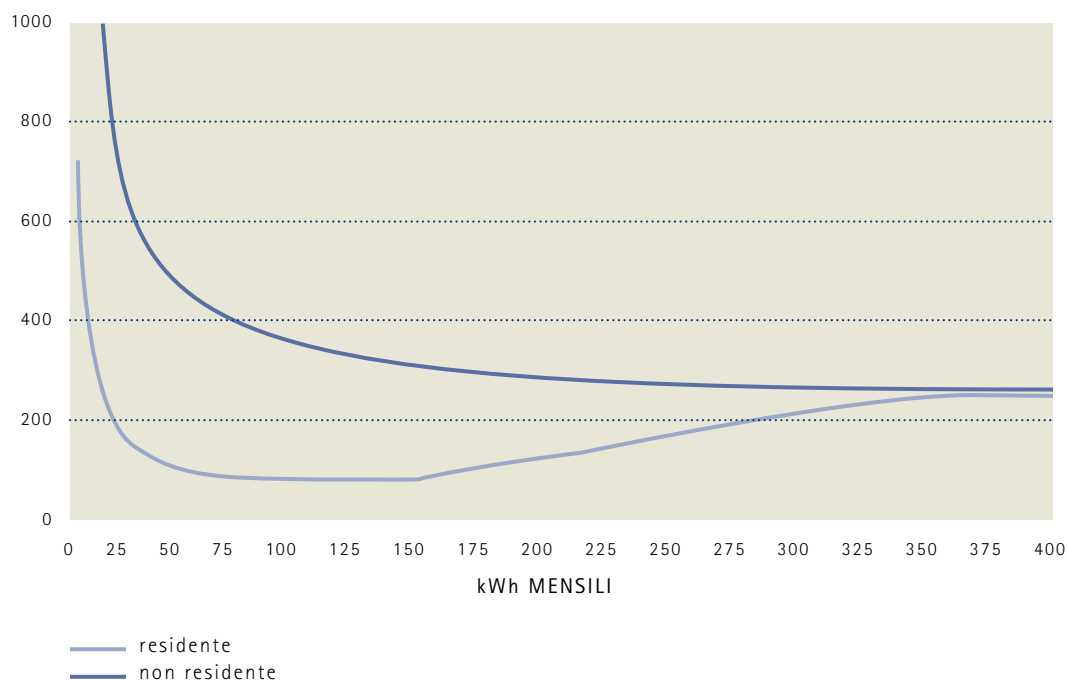


FIG. 2.6 **CONFRONTO FRA PREZZO MEDIO PER L'ENERGIA ELETTRICA DELL'UTENTE DOMESTICO CON IMPEGNO DI POTENZA OLTRE 1,5 kWh E FINO A 3 kWh**

4° bimestre 1997; lire/kWh al netto di imposte e componenti A1, A2, A3



riportato nella Tavola 2.6, elaborata in base ai soli dati dell'Enel relativi al 1996. Gli indici di copertura sono stati calcolati rapportando al costo attri-

TAV. 2.6 **PARTECIPAZIONE DEGLI UTENTI DOMESTICI ALLA COPERTURA DEI COSTI A ESSI ATTRIBUITI**

Anno 1996

CLASSI DI POTENZA E DI CONSUMO	PERCENTUALE DEI CONSUMI	PERCENTUALE DEGLI UTENTI	INDICE DI COPERTURA DEI COSTI*
RESIDENTI FINO A 3 kW	88	81	86
FINO A 75 kWh	2	10	26
DA 75 A 150 kWh	12	19	38
DA 150 A 225 kWh	24	23	57
DA 225 A 300 kWh	22	16	99
OLTRE 300 kWh	28	13	151
NON RESIDENTI FINO A 3 kW	6	16	118
OLTRE 3 kW	6	3	165
TOTALE UTENTI DOMESTICI	100	100	93

* Rapporto percentuale tra i ricavi tariffari (relativi alla quota fissa, alla parte A della tariffa, al netto delle componenti inglobate e delle quote prezzo, e alla parte B della tariffa) al netto delle imposte e i costi totali

Fonte: Elaborazione su dati Enel

buito all'utenza domestica i ricavi tariffari destinati alla copertura di tale costo: quota fissa, parte A della tariffa al netto delle componenti inglobate, parte B della tariffa. La parte dei costi totali, sia fissi che variabili, da attribuire all'utenza domestica è stata determinata sulla base del profilo di prelievo di questa tipologia di utenza. Questi costi sono poi stati attribuiti alle classi di impegno e di consumo in funzione del numero di utenti, dell'impegno di potenza e del consumo di energia.

La tavola mostra anche che il complesso degli utenti domestici copre pressoché interamente i costi del servizio. Gli utenti residenti con consumi mensili fino a 225 kWh e potenza fino a 3 kW sono sussidiati a carico degli altri utenti domestici, di quelli non residenti e di quelli residenti con potenza impegnata superiore ai 3 kW.

Va rilevato che il calcolo sintetizzato nella tavola 2.6 è basato sui soli utenti serviti dall'Enel e sulle imputazioni dei costi effettuate dall'Enel stesso. Non è infatti ancora operativa alcuna separazione contabile fra le varie categorie di consumo, né sono attualmente disponibili meccanismi di verifica della correttezza delle imputazioni di bilancio.

Regimi tariffari speciali per utenze industriali

Gli utenti industriali ammessi ai regimi tariffari speciali sono le Ferrovie dello Stato (di seguito FS), la Società Terni e sue aventi causa, i produttori di alluminio primario e i produttori di alcuni settori a elevato consumo di elettricità. A questi regimi speciali si aggiungono alcuni trattamenti preferenziali motivati dalla peculiarità della tipologia del prelievo. I regimi tariffari speciali oggi in vigore per queste utenze sono sintetizzati nelle Tavole 2.7 e 2.8. Nella tavola 2.7 il livello della tariffa media normale corrisponde al prezzo che si dovrebbe applicare in assenza di tali regimi, per forniture con le stesse caratteristiche di prelievo e uguali livelli di consumo.

Ferrovie dello Stato

Alle FS si applicano le condizioni speciali di fornitura previste dal DPR 22 maggio 1963, n. 730, art. 4, comma 2, per compensare l'ente ferroviario del trasferimento all'Enel degli impianti elettrici al momento della nazionalizzazione delle società elettriche. Il prezzo di vendita risulta riferito agli oneri che le FS avrebbero sostenuto per l'esercizio degli impianti trasferiti. Inoltre, le tariffe si differenziano in funzione dell'uso che le FS fanno di questa energia: trazione o servizi.

TAV. 2.7 REGIMI TARIFFARI SPECIALI PER UTENTI INDUSTRIALI

CATEGORIE DI UTENZA	PARTE A DELLA TARIFFA	COMPONENTI A1, A2 E A3	PARTE B DELLA TARIFFA
FERROVIE DELLO STATO			
FS Trazione fino a 3300 GWh/a	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
FS Trazione oltre 3300 GWh/a	Soggette in misura normale	Soggette alle componenti A1 e A3 in misura ridotta e alla componente A2 in misura normale	Soggette in misura ridotta
FS Servizi fino a 152 GWh/a	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
SOCIETÀ TERNI E SUE AVENTI CAUSA (FINO A 1600 GWh/a)	Soggette in misura ridotta	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
ALLUMINIO PRIMARIO	Soggetti in misura normale	Soggetti in misura ridotta	Soggetti in misura ridotta
SETTORI AD ELEVATO CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	Soggetti in misura ridotta	Soggetti in misura normale	Soggetti in misura normale
UTENZE SOTTESE E COMUNI RIVIERASCHI	Soggette in misura normale	Soggette solo alla componente A3 bis	Totale esenzione
ALTRE UTENZE (TITOLARI DI CONCESSIONI IDROELETTRICHE)	Soggetti in misura normale	Totale esenzione	Totale esenzione

TAV. 2.8 REGIMI TARIFFARI SPECIALI NELL'UTENZA INDUSTRIALE: DIMENSIONE DELLE AGEVOLAZIONI

CATEGORIA DI UTENZA	CONSUMO 1996 GWh	TARIFFA MEDIA ORDINARIA (Lire/kWh)	TARIFFA MEDIA AGEVOLATA (Lire/kWh)
FERROVIE DELLO STATO			
FS Trazione	4.892	102,15	33,65
FS Servizi	342	195,83	147,64
SOCIETÀ TERNI E SUE AVENTI CAUSA	1.600	102,49	24,42
ALLUMINIO PRIMARIO	2.636	83,94	37,44
SETTORI AD ELEVATO CONSUMO DI ENERGIA ELETTRICA	3.850	93,80	87,68

Note:

- I livelli di tariffa comprendono le componenti inglobate nella parte A della tariffa e la parte B
- Per le FS trazione la tariffa media normale è stata calcolata considerando il prezzo di una fornitura multioraria di 4892 GWh con le stesse caratteristiche di prelievo e le componenti A inglobate nella tariffa e la parte B per la generalità delle forniture in alta tensione.
- Per le FS servizi i consumi corrispondenti sono attribuiti per metà a forniture in media tensione e per metà a forniture in bassa tensione. La tariffa media normale è calcolata come media ponderata delle tariffe medie applicate alle forniture in media tensione e alle forniture in bassa tensione, ponderata rispetto ai consumi.
- Per i rimanenti tre settori ad elevato consumo di energia elettrica, i consumi sono attribuiti a forniture in alta tensione tranne che per 74 GWh attribuiti a forniture in media tensione. L'aliquota della tariffa media normale è stata calcolata come media ponderata tra l'aliquota della tariffa media alta tensione e quella della tariffa in media tensione, con pesi espressi dai rispettivi consumi.

Fonte: Normativa nazionale

Per la trazione, le forniture fino a 3.300 GWh annue:

- godono di un trattamento più favorevole per quanto riguarda la tariffa al netto delle componenti inglobate nella parte A e della parte B;
- sono esentate dal pagamento delle componenti A1, A2 e A3 inglobate nella parte A della tariffa;
- sono soggette alla componente A3 bis.

Gli ulteriori consumi oltre la soglia dei 3.300 GWh sono soggetti alle componenti inglobate nella parte A ed alla parte B della tariffa. Fatta eccezione per la componente A2, le aliquote applicate sono tuttavia inferiori a quelle previste per la generalità degli utenti allacciati in alta tensione.

Per le FS servizi, le forniture fino a 152 GWh annue godono delle stesse condizioni di quelle per trazione fino a 3.300 GWh.

Società Terni e sue aventi causa

Analogamente alle FS, per tale categoria di utenza si applicano le speciali condizioni di fornitura previste dall'art. 6 del DPR 21 agosto 1963, n. 1165 relativo al trasferimento all'Enel degli impianti elettrici della società Terni al momento della nazionalizzazione delle società elettriche.

Sulla base del dPR, l'Enel è tenuta a fornire alla società Terni e alle società sorte dalla privatizzazione di quest'ultima una determinata quantità di energia elettrica, a un prezzo di fornitura pari a quello praticato mediamente nel periodo 1959-61 dal settore elettrico alla Terni per attività diverse dalla produzione di elettricità. L'art. 20, comma 4, della legge n. 9/91 ha prorogato dal 31 dicembre 1992 (data di scadenza media delle concessioni idroelettriche) fino al 2001 le condizioni di fornitura speciali a prezzi e quantità invariate. Nei sei anni successivi i prezzi dovranno essere gradualmente riallineati ai livelli normali. L'agevolazione accordata alla società Terni e ai suoi aventi causa consiste nell'esenzione dal pagamento delle componenti A1, A2, A3 della parte B della tariffa e nel pagamento della componente A3 bis per forniture pari a circa 1.600 GWh annui.

Settori a elevato consumo di energia elettrica

L'attuale regime tariffario relativo alle forniture per la produzione di alluminio primario prevede l'applicazione di speciali aliquote per le componenti inglobate nella parte A e della parte B della tariffa fino al 31 dicembre 2005, secondo quanto disposto dal DM del 19 dicembre 1995 e successivamente prorogato. Tuttavia, la preesistente agevolazione relativa alla parte A netta è stata abolita dal decreto; attualmente, tali forniture sono soggette a una normale tariffa multioraria. La fornitura di elettricità per la produzione di alluminio a tariffe agevolate ma comunque superiori ai costi marginali di generazione elettrica nei due casi in cui trova applicazione (si tratta di impianti ubicati in Sardegna e in Veneto), è stata giustificata in base alla considerazione che essa consente comunque di attenuare l'eccesso di capacità elettrica in aree strutturalmente eccedentarie³. Altri utenti a elevato consumo di energia elettrica comprendono le aziende produttrici di zinco elettrolitico, gli stabilimenti per la produzione specializzata di alcune ferroleghie nonché per l'elettrolisi dei cloruri alcalini, per i quali, ai sensi dei provvedimenti Cip 30 dicembre 1982, n. 58, 13 aprile 1984, n. 12, 3 agosto 1984, n. 26 e 14 dicembre 1993, n. 15, sono previste riduzioni della parte A netta della tariffa; tali agevolazioni si ridurranno gradatamente fino al 30 giugno 1999.

Il provvedimento Cip n. 15/93 ha stabilito che la riduzione della componente poi conferita nella parte A netta della tariffa fosse portata al 45 per cento dall'1 luglio 1994 e gradualmente ridotta di nove punti percentuali all'anno, fino al suo completo esaurimento.

I trattamenti preferenziali accordati ai settori a elevato consumo di energia elettrica, come quelli di cui godono le produzioni di alluminio primario, vennero istituiti negli anni settanta quando, dopo il brusco aumento del prezzo del

petrolio sui mercati internazionali, il controllo delle tariffe elettriche venne orientato a sostenere la posizione competitiva di alcuni settori ad alta intensità energetica.

Ulteriori regimi tariffari speciali riguardano i prelievi di energia delle cosiddette utenze “sottese” (ossia delle utenze ubicate in prossimità di dighe) e dei comuni rivieraschi⁴, destinati a uso esclusivo di pubblici servizi, e le forniture regolate da convenzioni di cui alla legge n. 529/82⁵. Queste utenze erano esonerate dal pagamento del sovrapprezzo termico; la delibera n. 70/97 ha confermato l'esenzione dall'applicazione della parte B. I titolari di concessioni idroelettriche i cui impianti sono stati trasferiti all'Enel sono stati esentati dal pagamento anche dalle componenti inglobate nella parte A della tariffa, confermando il trattamento in vigore in precedenza. Le utenze sottese e i comuni rivieraschi sono stati esentati dalle componenti A1, A2 e A3 inglobate nella parte A della tariffa e assoggettate alla componente A3bis.

LA FISCALITÀ INDIRETTA

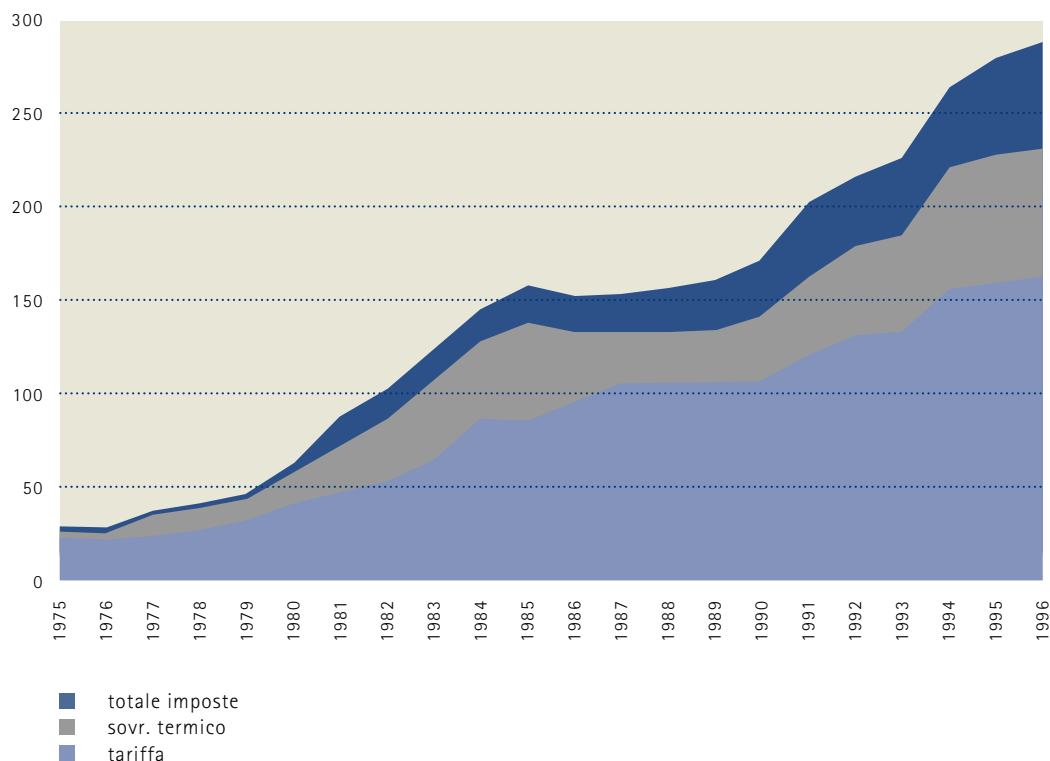
Il regime fiscale delle forniture di energia elettrica vigente in Italia presenta notevole complessità. La situazione riflette obiettivi che nel corso degli anni sono stati attribuiti alla fiscalità energetica, tra cui controllo della domanda e delle importazioni, risparmio energetico, finanziamento degli enti territoriali, redistribuzione del reddito.

Le origini

La coesistenza di un'imposizione ordinaria relativamente elevata con agevolazioni estese risale al periodo successivo alla crisi petrolifera dei primi anni settanta. Vi concorse la finalità di contemperare la ricerca di fonti di gettito relativamente stabili rispetto al ciclo con quella di attenuare il carico fiscale su determinate fasce di utenza, per ragioni redistributive (utenze domestiche) e di sostegno settoriale (forniture per altri usi). L'incidenza della fiscalità sul prezzo finale delle forniture domestiche si è comunque innalzata prima sul finire degli anni ottanta, quando vennero istituite le addizionali comunali e provinciali, poi negli ultimi anni, in relazione a pressanti esigenze di riequilibrio del bilancio pubblico (Fig. 2.7).

Il sovrapporsi di regimi tributari diversi non appare più giustificabile sul piano allocativo. La necessità di un riordino scaturisce dall'opportunità di rafforzare le finalità di tutela ambientale del prelievo, dall'impulso all'armonizzazione delle accise che si registra in ambito europeo e dall'esigenza di raccordare i meccanismi tributari con quelli tariffari.

FIG. 2.7 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI**
Lire/kWh; valori medi annui



Fonte: Elaborazione su dati Enel

Tassazione dei combustibili per la generazione elettrica

Il trattamento tributario dei combustibili impiegati nella generazione di elettricità va distinto da quello relativo ai consumi. Entrambi sono disciplinati dal *Testo Unico sulle accise* (Dlgs. 26 ottobre 1995, n. 504), che ha dato sistemazione alla legislazione.

Per quanto riguarda la generazione, olio combustibile e gasolio sono soggetti a un'accisa che incide per oltre il 15 per cento sul rispettivo prezzo lordo; l'impiego

TAV. 2.9 **ACCISE GRAVANTI SUI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE ELETTRICA IN ITALIA**

Anno 1997

FONTE PRIMARIA	UNITÀ DI MISURA	PRODUZIONE	AUTOPRODUZIONE
OLIO COMBUSTIBILE	lire /ton	28.400	1.000
GASOLIO	lire/1.000 lt	23.800	840
GPL		ESENTE	ESENTE
METANO		ESENTE	ESENTE
CARBONE		NON SOGGETTO	NON SOGGETTO

Fonte: Legislazione nazionale

per autoconsumo fruisce di un'agevolazione rilevante. Gpl e metano sono esenti dal tributo, mentre nel caso del carbone non è prevista alcuna tassazione (Tav. 2.9). Trattamenti preferenziali per gas naturale e carbone impiegati nella generazione elettrica si riscontrano nella maggior parte dei paesi europei; in Italia è minore che altrove il prelievo sull'olio combustibile (Tav. 2.10).

TAV. 2.10 **ACCISE GRAVANTI SUI COMBUSTIBILI IMPIEGATI NELLA GENERAZIONE ELETTRICA: CONFRONTO TRA PAESI DELL'UE**

PAESI	ANNO O TRIMESTRE DI RIFERIMENTO	OLIO COMBUSTIBILE PESANTE Lire/ton	GAS NATURALE Lire/10°Kcal	CARBONE Lire/ton
AUSTRIA	1994	0	0	0
BELGIO	III 1996	10.023	0	0
DANIMARCA	III 1996	0	non disponibile	non disponibile
FINLANDIA	III 1996	68.273	non disponibile	38.348
FRANCIA	III 1996	34.765	non disponibile	0
GERMANIA	1994	54.725	41.691	0
GRECIA	III 1996	83.070	non disponibile	non disponibile
IRLANDA	II 1996	25.893	0	0
ITALIA	III 1996	28.400	0	0
LUSSEMBURGO	1996	non disponibile	non disponibile	non disponibile
OLANDA	I 1996	65.239	16.464	22.834
PORTOGALLO	1996	0	non disponibile	0
SPAGNA	III 1996	25.736	0	non disponibile
SVEZIA	1993	28.266	non disponibile	non disponibile
REGNO UNITO	1990	17.555	0	0

Fonte: Elaborazione su dati IEA

Tassazione dei consumi elettrici

Il regime di tassazione dell'energia elettrica differisce a seconda dei suoi impieghi. L'elemento caratterizzante l'imposizione sulle forniture domestiche è l'agevolazione prevista per i consumi effettuati in fascia sociale. In analogia con la struttura tariffaria, le agevolazioni sono inversamente proporzionali all'ammontare dei consumi, secondo il medesimo meccanismo di decumulo dei chilowattora agevolati applicato per la tariffa. Tenendo conto dei trattamenti agevolati, si può stimare che nel 1995 l'incidenza implicita del prelievo sul prezzo finale dell'elettricità per usi domestici fosse dell'ordine del 25 per cento. Si tratta di un livello di imposizione maggiore di quello riscontrabile nei principali paesi europei, ma comunque più contenuto di quello relativo a gas naturale e benzina (Tav. 2.11).

TAV. 2.11 **TASSAZIONE DI ALCUNI PRODOTTI ENERGETICI: CONFRONTO TRA PAESI DELL'UE**
Anno 1995

PAESI	ENERGIA ELETTRICA PER USI DOMESTICI			PREZZO FINALE: COMPONENTE FISCALE		
	ALIQUOTA IVA IN %	ACCISA Lire/kWh	PREZZO FINALE Lire/kWh	ELETTRICITÀ IN %	GAS NATURALE IN %	BENZINA SENZA PIOMBO IN %
AUSTRIA	20,0	0,0	268,7 (*)	16,7	16,7	67,2
BELGIO	21,0	2,7	283,8 (*)	17,9	21,0	72,3
DANIMARCA	25,0	125,1	340,1	56,8	20,0	70,7
FINLANDIA	22,0	0,0	177,2	18,0	25,6	74,2
FRANCIA	20,6	14,3	271,6	21,5	16,4	80,2
GERMANIA	15,0	22,6	333,3	19,8	19,2	76,3
GRECIA	18,0	0,0	184,6	15,3	n.d.	69,9
IRLANDA	12,5	0,0	215,3	11,2	11,1	66,3
ITALIA	10,0	41,8	275,7	24,0	42,6	73,2
LUSSEMBURGO	6,0	0,0	238,4	5,8	5,7	67,2
OLANDA	17,5	5,6	221,5	17,3	19,4	74,1
PORTOGALLO	5,0	0,0	294,5	4,8	n.d.	70,9
SPAGNA	16,0	0,0	316,2	13,8	15,1	67,6
SVEZIA	25,0	20,6	153,9	33,4	n.d.	73,5
REGNO UNITO	8,0	0,0	202,4	7,4	7,4	73,6
MEDIE UE	16,1	15,5	251,8	18,9	18,3	71,8

(*) Anno 1994

Fonte: Elaborazione su dati IEA

Le forniture per usi diversi sono tassate con aliquote differenziate per classi di potenza e scaglioni di consumo; il profilo delle aliquote è cedente, in analogia con quello tariffario. Un tratto caratteristico dell'attuale assetto sono le agevolazioni accordate a particolari settori e impieghi. Tali trattamenti riguardano principalmente le forniture a edifici destinati a usi agricoli, le forniture soggette a tariffa multioraria e una parte degli autoconsumi dell'industria. Fruisce dell'esenzione integrale l'energia prodotta con fonti rinnovabili o assimilate in impianti di piccola dimensione. Nel 1996 godevano dell'esenzione dall'accisa erariale circa 63.000 GWh (di cui 21.000 per uso domestico), pari a quasi un quarto dell'elettricità immessa sulla rete italiana.

Struttura dell'imposizione sui consumi di elettricità

Sia per le forniture domestiche, sia per gli altri usi, il prelievo si articola in quattro tributi: imposta erariale e relativa addizionale, addizionale comunale ed IVA. Per gli usi domestici, la struttura dell'imposizione è la seguente:

- *imposta erariale*: grava sui consumi eccedenti la fascia sociale (utenti con potenza impegnata non superiore a 3kW e con consumi inferiori a 150 kWh/mese effettuati nell'abitazione di residenza), con l'aliquota di 9,1 lire per kWh;
- *addizionale erariale*: prevede aliquote differenziate fra utenti residenti (8 lire/kWh, per consumi eccedenti la fascia sociale) e non residenti (11,50 lire/kWh per la totalità dei consumi); il gettito è destinato al finanziamento degli enti locali;
- *addizionale comunale*: colpisce i consumi con un'aliquota di 28 lire/kWh, esclusa la fascia sociale (l'omologa addizionale provinciale non è invece applicata alle forniture domestiche);
- *imposta sul valore aggiunto*: grava sulla totalità della bolletta, incluse le quote fisse, le fatturazioni in fascia sociale e le altre imposte; dal febbraio del 1995 l'aliquota è del 10 per cento.

Per gli altri usi, si ha invece la struttura seguente, in cui è anche presente un'addizionale provinciale:

- *l'imposta erariale* grava in misura maggiore sui primi 200.000 kWh mensili (soggetti all'aliquota di 4,10 lire/kWh) rispetto ai consumi eccedenti tale limite (2,45 lire/ kWh);
- *l'addizionale erariale* presenta aliquote differenziate a seconda della potenza installata: 4,10 lire/kWh fino a 30 kW, 10,10 lire/kWh da 31 a 3.000 kW, e 4,10 lire/kWh oltre 3.000 kW;
- *l'addizionale comunale* colpisce le utenze con potenza installata fino a 200 kW con un'aliquota di 6,50 lire/kWh, limitatamente ai primi 200.000 kWh consumati; la medesima tipologia di consumi è inoltre soggetta a un'*addizionale provinciale*, con un'aliquota di 11,50 lire/kWh;
- le aliquote dell'*imposta sul valore aggiunto* sono pari al 10 per cento nel caso delle attività manifatturiere, estrattive e editoriali, e al 20 per gli altri usi, inclusa l'illuminazione pubblica.

Finalità ambientali e proposte di armonizzazione europea

Il tentativo più ambizioso di impiegare la fiscalità energetica per fini di tutela dell'ambiente è stato compiuto nei primi anni novanta, con la proposta di introdurre a livello europeo un prelievo proporzionale al contenuto di anidride carbonica (la cosiddetta *carbon tax*).

Le linee guida contenute nella proposta di Direttiva avanzata dalla Commissione CEE nel 1992 prevedevano un tributo volto a colpire i consumi di energia, in particolare le emissioni di anidride carbonica⁶. La tassa si prefiggeva di limitare le emissioni di gas che si ritiene possano contribuire al cosiddetto *effetto serra*

e di accrescere l'efficienza nell'impiego dell'energia, stabilizzando entro l'anno 2000 le emissioni sui livelli del 1990. Il gettito della nuova imposta avrebbe dovuto essere "re-impiegato" per mitigare l'imposizione sul lavoro, permettendo così di cogliere i frutti di un "doppio dividendo": correzione delle esternalità ambientali e sostegno all'occupazione. Giudicata restrittiva e dannosa per la competitività dell'industria europea da parte di alcuni stati membri, la proposta non venne mai incorporata in un accordo operativo.

Le difficoltà di giungere a un accordo sono alla base di iniziative più recenti, anch'esse sorte in sede europea, volte ad armonizzare le accise sui prodotti energetici piuttosto che a introdurre forme di tassazione esplicita delle emissioni nocive. La necessità di riformare il trattamento tributario dell'energia elettrica scaturisce anche dall'esigenza di coordinamento fra politica tariffaria e politica tributaria, destinata a divenire ancora più stringente con le profonde modifiche del sistema di tariffazione che a breve verranno varate: il valore segnaletico dei nuovi schemi verrebbe di molto attenuato se la struttura del cuneo fiscale non venisse armonizzata con quella delle tariffe.

Un recente schema di Direttiva presentato per iniziativa del prof. Monti dalla Commissione Europea al Consiglio propone di intervenire sulla tassazione dell'energia, ricorrendo a un sistema di aliquote minime su tutti i prodotti energetici, ivi inclusi i combustibili solidi⁷. La proposta si inserisce nell'azione di coordinamento dell'imposizione indiretta, avviata nel 1985 con il *Libro Bianco* sulla creazione del mercato unico europeo: non prefigura nuovi prelievi, ma estende il criterio di armonizzazione minima a tutte le fonti energetiche, sia primarie, sia secondarie. Verrebbero in tal modo tassati in tutti i paesi europei il carbone, il gas naturale e l'elettricità, oltre all'olio combustibile e agli altri derivati del petrolio. L'ampliamento dei prodotti tassati mira a contenere le distorsioni allocative e la concorrenza fiscale fra i paesi membri.

Per quanto concerne in particolare il prelievo sull'elettricità, la Commissione Europea propone di colpire il prodotto finale (*output tax*), in luogo dei combustibili impiegati nella generazione (*input tax*). Si intende in tal modo uniformare la tassazione secondo il criterio del paese di destinazione, differenziare le aliquote in funzione del settore di impiego e alleggerire in tal modo il carico tributario sui settori *electricity intensive*. A sfavore del criterio suggerito dalla Commissione Europea sta tuttavia l'impossibilità di distinguere l'elettricità in base alla fonte primaria da cui proviene.

Va rilevato che le aliquote vigenti in Italia sono già più elevate delle soglie minime proposte nella Direttiva: non solo per gli idrocarburi, ma anche per l'elettricità e il gas. Per la prima, viene indicata un'aliquota minima di 1 ECU per MWh; è previsto che tale aliquota salga a 2 e a 3 ECU per MWh, a partire dal gennaio del 2000 e del 2002, rispettivamente; ai cambi attuali, tali valori corrispondono a 1,9 lire, a 3,8 e

5,7 lire/ kWh, a fronte di un prelievo di 9,1 lire/kWh per la sola imposta erariale gravante sugli utenti non garantiti dalla fascia sociale. Anche per il metano per riscaldamento l'accisa minima è crescente nel tempo: si passa da valori iniziali di 0,20 ECU per GJ, a 0,45, fino a 0,70 nel 2002, corrispondenti a 15, 33 e 52 lire/mc. Queste aliquote si confrontano con un livello attuale di oltre 330 lire/mc per la sola imposta di consumo applicata alle forniture domestiche nel Centro-Nord⁸.

PREZZI E CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA

Tariffe elettriche e indici dei prezzi al consumo

Nell'ambito delle elaborazioni sui prezzi al dettaglio (prezzi al consumo e costo della vita), l'Istat rileva mensilmente un insieme di prezzi di prodotti energetici. In particolare, all'interno della categoria "spesa per l'abitazione" del "costo della

TAV. 2.12 INDICI MENSILI DEL COSTO DELLA VITA E DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA (3kW)

Anni 1996-97; numeri indice 1995=100

MESI	1996				1997			
	prezzo nominale		prezzo reale (*)		prezzo nominale		prezzo reale (*)	
	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	var. %	
GENNAIO	101,2	-	98,8	-	91,6	0,1	87,2	-0,1
FEBBRAIO	101,2	0,0	98,5	1,4	91,6	0,0	87,1	-0,1
MARZO	101,2	0,0	98,3	0,4	91,6	0,0	87,0	-0,1
APRILE	101,2	0,0	97,7	-0,6	91,6	0,0	86,9	-0,1
MAGGIO	101,2	0,0	97,3	-0,4	91,6	0,0	86,7	-0,3
GIUGNO	101,2	0,0	97,1	-0,2	91,6	0,0	86,7	0,0
LUGLIO	87,8	-13,2	84,4	-13,1	91,1	-0,5	86,2	-0,5
AGOSTO	88,7	1,0	85,2	0,9	91,1	0,0	86,2	0,0
SETTEMBRE	88,7	0,0	85,0	-0,3	91,1	0,0	86,0	-0,2
OTTOBRE	88,7	0,0	84,9	-0,1	91,1	0,0	85,8	-0,2
NOVEMBRE	91,5	3,2	87,3	2,9	92,2	1,1	86,6	0,8
DICEMBRE	91,5	0,0	87,2	-0,1	92,2	0,0	86,6	0,0
MEDIA ANNUA	95,3	-4,7	91,8	-8,2	91,5	-3,8	86,6	-5,2

(*) Rapporto tra indice del prezzo nominale e indice del costo della vita

Fonte: Elaborazione su dati Istat

vita” - l'indice che presenta la maggiore tempestività di aggiornamento - vengono inclusi l'energia elettrica, il gas per il riscaldamento e il gas per cottura cibi. La voce energia elettrica è costruita aggregando su base territoriale indicatori di spesa da parte delle famiglie, considerando le diverse tipologie contrattuali (in base alla potenza installata) e fasce di consumo annuo; nel paniere di spesa sono comprese le quote fisse e le imposte; i dati di base sono tratti da informazioni elaborate dall'Enel.

Nel 1997 l'indice dei prezzi dell'energia elettrica ha subito una diminuzione del 3,8 per cento rispetto alla media dell'anno precedente: alla caduta dell'indice ha concorso la forte riduzione ereditata dal 1996, determinatasi in luglio in seguito al DM dell'8 agosto 1996, che aveva rivisto le aliquote ordinarie di sovrapprezzo termico, e la più lieve diminuzione registratasi dodici mesi più tardi, effetto del provvedimento di razionalizzazione dei sovrapprezzi assunto dall'Autorità alla fine di giugno. In presenza di un aumento del costo della vita dell'1,8 per cento, la voce energia elettrica è pertanto diminuita di oltre il 5 per cento in termini reali. Andamenti analoghi si erano registrati nel 1996, con riduzioni del 4,7 per cento in termini nominali e dell'8,2 in termini reali (Tav. 2.12). L'andamento in corso d'anno è stato pressoché stabile. Nel secondo semestre il prezzo dell'energia elettrica rilevato dall'Istat è aumentato dello 0,7 per cento: la riduzione di circa mezzo punto percentuale intervenuta a luglio per effetto del provvedimento citato è stata più che compensata dall'aumento di circa un punto percentuale rilevato a novembre, a seguito dei successivi provvedimenti dell'Autorità.

Le statistiche dell'Enel offrono informazioni sui prezzi medi per di fornitura dell'energia elettrica nell'aggregato delle vendite e distintamente per categoria di utenza (Tav. 2.13). Nel 1997 il prezzo medio per kWh, al netto delle imposte, del totale delle cessioni effettuate dall'Enel è stato di 178 lire, con un aumento del 2 per cento rispetto all'anno precedente. Considerando la sola utenza diretta, il prezzo medio è stato di 183,5 lire (2,2 per cento), a sintesi di livelli superiori a 200 lire per illuminazione pubblica e usi domestici e di circa 170 lire nel caso degli usi diversi.

La disaggregazione delle forniture fa emergere la progressività delle tariffe domestiche in relazione alla potenza installata e, di contro, il profilo degressivo di quelle per usi diversi: il prezzo medio praticato all'utenza fino a 30 kW risulta quasi tre volte più elevato di quello delle forniture con oltre 500 kW. La divaricazione della struttura dei prezzi si è ampliata nell'ultimo biennio: a una flessione dell'1,7 per cento dei prezzi per usi domestici ha fatto riscontro un aumento del 3,3 per cento negli altri usi, con andamenti differenziati all'interno delle due categorie che hanno accentuato le caratteristiche di progressività della prima e di degressività della seconda.

TAV. 2.13 PREZZI MEDI PER VENDITE DI ENERGIA ELETTRICA AL NETTO DELLE IMPOSTE

Valori in Lire/kWh

	1996	1997	VARIAZIONE PERCENTUALE
ILLUMINAZIONE PUBBLICA	195,6	203,6	4,1
USI DOMESTICI	225,0	221,2	-1,7
Fino a 3kW residenti	203,5	198,2	-2,6
Fino a 3kW non residenti	451,1	446,1	-1,1
Totale fino a 3kW	219,1	214,4	-2,1
Oltre 3 kW	318,0	327,1	2,9
FORNITURE IN LOCALI E LUOGHI DIVERSI DALLE ABITAZIONI	168,7	174,3	3,3
Fino a 30kW	296,9	304,7	2,6
Da 30kW a 500kW	189,6	195,1	2,9
Oltre 500kW	111,8	117,4	5,1
F.S. PER TRAZIONE	33,1	34,2	3,3
TOTALE UTENTI DIRETTI	179,6	183,5	2,2
RIVENDITORI NAZIONALI	57,6	57,7	0,1
TOTALE UTENTI NAZIONALI	174,6	178,1	2,0
FORNITURE ALL'ESTERO	95,6	100,2	4,8
TOTALE GENERALE	174,5	178,0	2,0

Fonte: Elaborazione su dati Enel

La spesa per l'energia elettrica nei consumi delle famiglie

I consumi energetici rappresentano una quota relativamente contenuta dei consumi finali delle famiglie italiane: 3,5 per cento nel 1996 (Tav. 2.14). Si tratta di una quota nettamente inferiore rispetto a tutte le altre voci di spesa e pari ad un quarto circa dei consumi per l'abitazione. Nel decennio 1987-96 la quota dei consumi energetici è rimasta praticamente costante. Tenuto conto della forte riduzione dei prezzi reali delle due componenti principali dei consumi energetici (energia elettrica e gas) negli anni seguenti il *controschoc* petrolifero del 1986 (circa il 30 per cento nel decennio in esame), i consumi di energia in quantità sono risultati in crescita tra il 1987 e il 1996, essendo infatti aumentati a un tasso superiore a quello del PIL.

La spesa per l'energia elettrica ha un peso non trascurabile sul bilancio energetico delle famiglie italiane in quanto rappresenta circa un terzo della spesa media per i consumi energetici medi mensili (Tav. 2.15). Dai dati dell'indagine campionaria sui consumi delle famiglie condotta annualmente dall'Istat, la

TAV. 2.14 **CONSUMI FINALI DELLE FAMIGLIE ITALIANE**

Valori percentuali

	1986	1996
ALIMENTARI	22,4	17,3
VESTIARIO E CALZATURE	10,1	8,6
ABITAZIONE	10,6	14,5
<i>ENERGIA</i>	3,6	3,5
APPARECCHI, UTENSILI E MOBILI PER LA CASA	9,1	8,8
SALUTE	5,6	6,6
TRASPORTI	11,1	10,9
COMUNICAZIONI	1,2	1,5
RICREAZIONE, ISTRUZIONE E CULTURA	8,6	8,6
ALTRO	17,7	19,7
TOTALE CONSUMI FINALI	100,0	100,0

Fonte: Relazione generale sulla situazione economica del paese

TAV. 2.15 **SPESA MENSILE MEDIA PER FAMIGLIA PER COMBUSTIBILI ED ENERGIA ELETTRICA E SUA INCIDENZA SULLA SPESA TOTALE***

Anno 1996

	LIRE	VALORI PERCENTUALI
ENERGIA ELETTRICA	52.474	1,6
GAS	75.908	2,3
KEROSENE E ALTRI COMBUSTIBILI	11.978	0,4
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	20.471	0,6
ALTRI (CARBONE E LEGNA)	9.318	0,2
TOTALE CONSUMI ENERGETICI	170.149	5,1

Nota:

- La maggiore incidenza dei consumi energetici sulla spesa totale indicata dalla tabella rispetto a quella riportata dalla Tav.2.16 riflette alcune differenze nelle modalità di stima dei dati fra l'indagine sui bilanci delle famiglie e la contabilità nazionale. Tali differenze sono principalmente riconducibili al trattamento di poste frutto di imputazione contabile, relative ai fitti figurativi e alle prestazioni sanitarie.

Fonte: Elaborazione su dati Istat

spesa media mensile per energia elettrica risultava di oltre 52.000 lire nel 1996, con un'incidenza dell'1,6 per cento sulla spesa mensile complessiva per consumi.

Tale incidenza varia a seconda del reddito disponibile, passando da un massimo

del 3 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia di reddito familiare mensile più bassa (fino a 1.500.000 lire) a un minimo dell'1 per cento per le famiglie appartenenti alla fascia con reddito mensile più alto (oltre 5.500.000 lire). L'incidenza risulta decrescente rispetto al reddito anche in virtù di una struttura tariffaria in cui le agevolazioni per l'utenza domestica sono, sotto il profilo sociale, assai poco mirate. E' ragionevole, infatti, ipotizzare che a una crescita di livelli di reddito familiare disponibile corrisponda un consumo crescente di energia: nel caso dell'energia elettrica la crescita della spesa è però molto più contenuta che nel caso del gas (Cap. 3). La rilevanza delle agevolazioni sembrerebbe pertanto accentuare la relativa rigidità dei consumi di energia elettrica rispetto al reddito, connessa alla sua complementarità con il possesso di beni durevoli di impiego domestico ormai largamente diffusi. Il 70 per cento delle famiglie italiane risulta, infatti, possedere almeno tre dei quattro principali beni di consumo durevole di uso domestico⁹. La spesa media mensile aumenta, infatti, dallo scaglione di reddito più basso al più alto di circa il 60 per cento mentre nel caso del gas, dove sono previste agevolazioni più mirate, quasi quadruplica.

Per evidenti motivi climatici, nel Mezzogiorno la spesa media mensile per consumi energetici delle famiglie risulta, in valori assoluti, inferiore di circa il 33 per cento rispetto alla spesa media nazionale. Tuttavia, l'energia elettrica assorbe da sola ben oltre il 50 per cento del bilancio energetico mensile delle famiglie residenti nelle regioni meridionali, una quota praticamente doppia rispetto a quella delle famiglie residenti nelle regioni settentrionali (Tav. 2.16). La minore diffusione del gas e il maggior utilizzo di beni durevoli a elevato consumo di energia, soprattutto per il riscaldamento (scaldabagno elettrico e stufa elettrica), possono spiegare in larga misura il diverso profilo di consumo

TAV. 2.16 **STRUTTURA DELLA SPESA ENERGETICA DELLE FAMIGLIE NELLE RIPARTIZIONI TERRITORIALI**

Anno 1996; composizione percentuale

	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
ENERGIA ELETTRICA	22,5	31,7	52,2	30,8
GAS	48,3	46,0	33,7	44,6
KEROSENE E ALTRI COMBUSTIBILI	8,8	5,1	4,0	7,0
RISCALDAMENTO CENTRALIZZATO	16,8	9,4	1,7	12,0
ALTRI (CARBONE E LEGNA)	3,6	7,8	8,4	5,6
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

energetico nelle regioni italiane, e in particolare l'alto consumo di elettricità delle regioni meridionali rispetto a quelle settentrionali.

Le famiglie residenti delle regioni meridionali (e centrali anche se in minor misura) spendono quindi mensilmente per l'elettricità un ammontare del 13 per cento superiore alla media nazionale; nelle regioni settentrionali, e in particolare in quelle nord-occidentali, un ammontare del 10 per cento inferiore a quello medio nazionale (Tav. 2.17).

TAV. 2.17 **SPESA MEDIA MENSILE PER FAMIGLIA PER ENERGIA ELETTRICA NELLE RIPARTIZIONI TERRITORIALI**

Anno 1996; valori in lire

ITALIA SETTENTRIONALE	47.042
Nord-Est	49.903
Nord-Ovest	45.156
ITALIA CENTRALE	53.884
ITALIA MERIDIONALE E INSULARE	59.451
ITALIA	52.474

Fonte: Elaborazione su dati Istat

TAV. 2.18 **SPESA MEDIA MENSILE DELLE FAMIGLIE PER ALCUNI SERVIZI DI PUBBLICA UTILITÀ E PER SCAGLIONI DI REDDITO**

Variazioni percentuali a prezzi correnti 1985-95

	TOTALE	1° SCAGLIONE DI REDDITO FAMILIARE MENSILE	6° SCAGLIONE DI REDDITO FAMILIARE MENSILE
TELEFONO	13,5	20,2	8,8
ACQUA	11,9	13,7	8,4
GAS	11,1	10,2	10,2
ELETTRICITÀ	3,5	3,4	3,1

Fonte: Elaborazione su dati Istat

Nel decennio in esame l'incidenza della spesa elettrica sulla spesa media mensile per consumi delle famiglie italiane è costantemente diminuita, passando dal 2,1 per cento nel 1985 al 1,6 per cento nel 1996. Tale tendenza è ascrivibile ad almeno tre processi di medio periodo in corso nell'ultimo decennio: innanzi tutto una politica contenuta di aumenti tariffari (il prezzo dell'energia elettrica è diminuito del 30 per cento circa in termini reali), in secondo luogo

una minore crescita dei consumi elettrici delle famiglie a partire dai primi anni '90 (quale risultante sia delle politiche di contenimento dei consumi, da un lato e della progressiva metanizzazione dall'altro) e infine un miglioramento effettivo delle condizioni reddituali delle famiglie che si è riflesso maggiormente in altre componenti di spesa, stante il carattere di bene inferiore dell'elettricità.

Rispetto alla spesa per altri beni e servizi di pubblica utilità (telefono, acqua e gas), la spesa per energia elettrica presenta un aumento minore nel decennio in esame (appena del 3,5 per cento) e distribuito in maniera più uniforme con il gas rispetto al reddito familiare disponibile (Tav. 2.18).

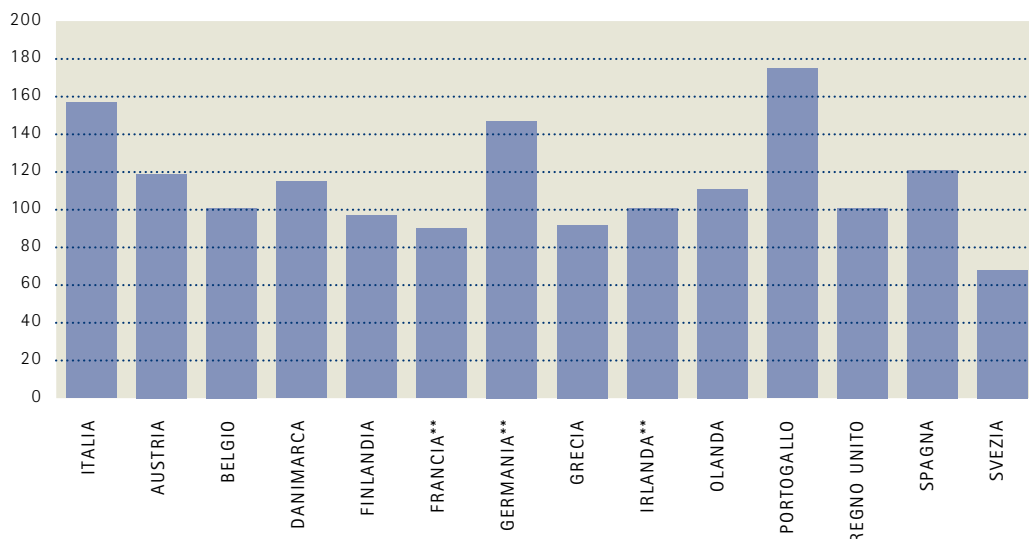
I prezzi dell'energia elettrica nel confronto internazionale

I confronti internazionali dei prezzi dell'elettricità possono essenzialmente basarsi su due metodologie: la *metodologia del prezzo medio* e quella del *consumatore tipo* (vedi il box seguente).

Nei confronti basati sulla metodologia del prezzo medio, l'Italia risulta al secondo posto dopo il Portogallo per il livello delle tariffe applicate alle utenze industriali (Fig. 2.8), e al quinto per le utenze domestiche (Fig. 2.9). In que-

FIG. 2.8 PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI NELLA UE (*)

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, a cambi correnti

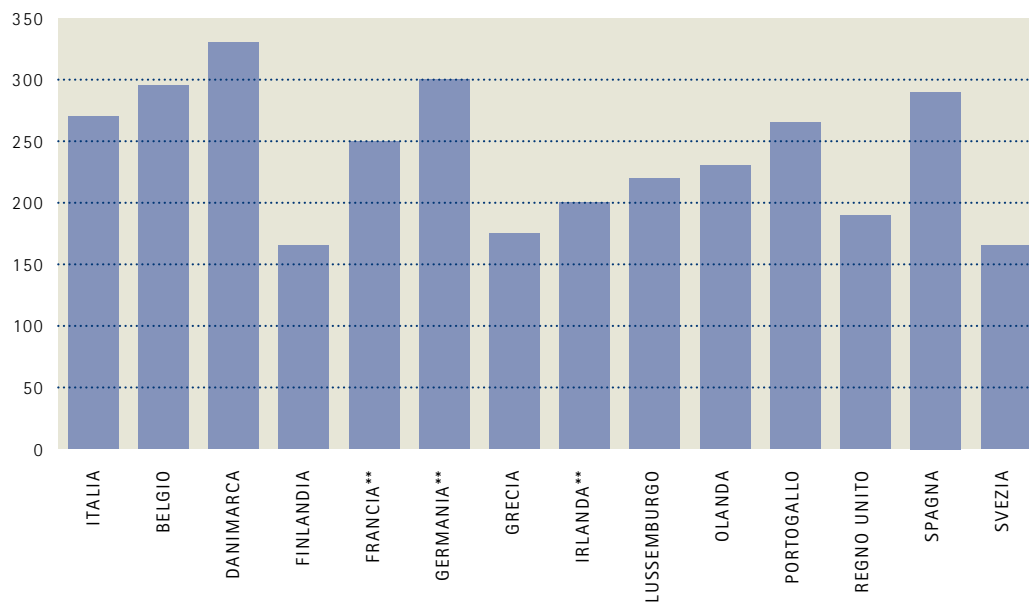


(*) I prezzi relativi alle utenze industriali di Lussemburgo e Norvegia non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

FIG. 2.9 **PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NELLA UE (*)**

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, a cambi correnti



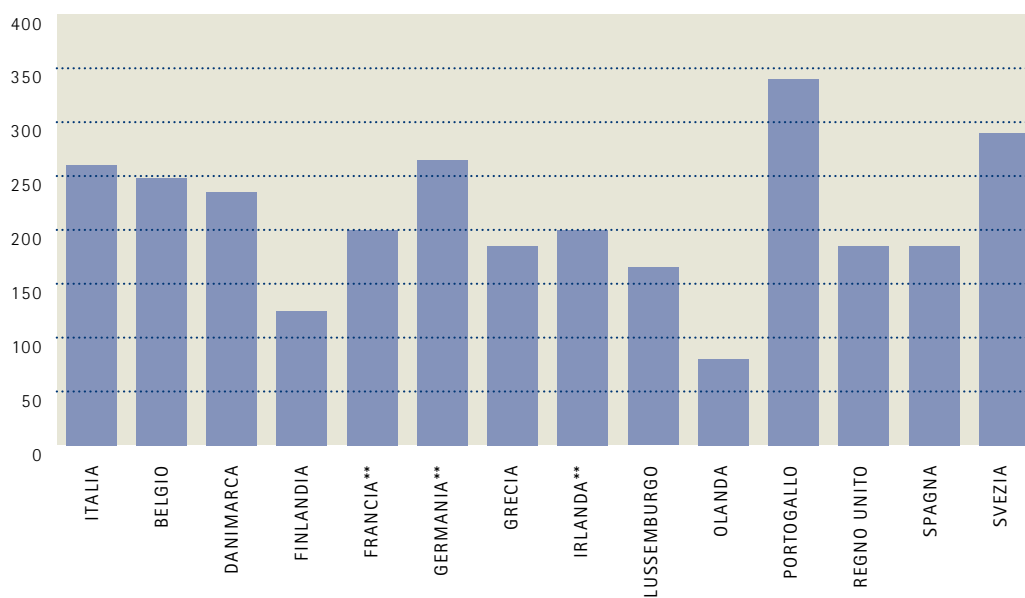
(*) I Prezzi recenti relativi all'Austria non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

Fonte: Elaborazione su dati Iea

FIG. 2.10 **PREZZO MEDIO DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NELLA UE (*)**

Anno 1996; valori in lire/kWh al lordo delle imposte, PPA



(*) I Prezzi relativi all'Austria non sono noti

(**) Prezzi anno 1995

Fonte: Elaborazione su dati Iea

st'ultimo caso la posizione dell'Italia muta a seconda che il confronto venga istituito a cambi correnti oppure in base alle parità dei poteri d'acquisto (PPA). Infatti, quando i prezzi vengono denominati in lire a PPA l'Italia risulta il terzo paese più caro, dopo Portogallo e Spagna (Fig. 2.10). Alcuni paesi con livelli di prezzo più contenuti, in particolare per i consumatori domestici, come Finlandia, Svezia e Regno Unito risultano caratterizzati da consumi medi elevati (soprattutto nei paesi scandinavi) e mercati elettrici liberalizzati.

Ragioni e metodologia dei confronti di prezzo

Le informazioni desumibili dai confronti internazionali delle tariffe dell'energia elettrica sono utili a diversi fini. Le spese per elettricità costituiscono una frazione modesta ma non trascurabile del reddito che le famiglie consumano: il confronto internazionale dei livelli tariffari, effettuato su basi opportune e omogenee, consente di evidenziare differenze in termini di potere d'acquisto dei redditi familiari. Inoltre, poiché l'energia elettrica costituisce anche un *input* delle attività economiche, il confronto internazionale permette di cogliere effetti di competitività.

La comparazione internazionale dei prezzi dell'elettricità presenta problemi metodologici complessi. Comune a tutti i confronti internazionali di prezzo è la scelta di come esprimere in termini omogenei valori denominati in valute nazionali. Nel caso delle forniture alle imprese, se si vogliono cogliere gli effetti sulla posizione competitiva di breve periodo, può ritenersi sufficiente l'impiego del tasso di cambio nominale; nel caso degli usi domestici, caratterizzati da una ridotta mobilità e dalla sostanziale impossibilità di accedere a fornitori diversi da quelli nazionali, il ricorso al cambio nominale diviene scarsamente significativo. In questo caso, una soluzione metodologica di largo impiego consiste nella conversione dei prezzi nazionali in Standard di Potere di Acquisto, o SPA¹⁰.

I problemi specifici per l'elettricità derivano dalle difficoltà di individuare profili di consumo egualmente rappresentativi in paesi con diverse caratteristiche strutturali o diversi regimi di regolazione e di selezionare il criterio cui riferire i confronti. Il primo problema, in linea di principio insolubile, viene aggravato dal regime vincolistico di determinazione dei prezzi dell'elettricità a lungo prevalso nei sistemi nazionali, volto a compiere scelte di natura redistributiva, invece di riflettere le scarsità relative e i costi dei fattori di produzione. Per ovviarvi, i confronti effettuati da organismi internazionali (Ocse, Eurostat), da associazioni internazionali di imprese (Unipede, *Electricity Association*) o da società di consulenza (Nus) seguono generalmente due metodologie: la metodologia del *prezzo medio* e la metodologia

del *consumatore tipo*.

La prima metodologia consiste nel calcolo della media dei prezzi effettivamente applicati a diverse categorie di utenza nei vari paesi. Il prezzo osservato nel periodo è comprensivo di eventuali sconti e rimborsi. Il limite di questa metodologia risiede nella sua coincidenza con il valore unitario implicito del kWh, mentre la struttura tariffaria sarebbe più correttamente descritta dalla media ponderata dei prezzi marginali.

La seconda metodologia presuppone l'applicazione della struttura tariffaria a un "consumatore tipo", con potenza impegnata e talvolta punte di consumo predeterminate. Possono sorgere problemi di rappresentatività quando la struttura tariffaria è molto progressiva o degressiva, perché i livelli di spesa media potrebbero essere in questi casi alquanto variabili nell'intorno del livello di riferimento. È il caso dell'Italia, dove le tariffe domestiche sono fortemente progressive e quelle industriali fortemente regressive. Questo metodo può comunque risultare di una certa validità, se si tiene conto dell'influenza di fattori strutturali come la specializzazione settoriale dell'economia e le condizioni climatiche.

Informazioni più ricche si ottengono utilizzando la metodologia del consumatore tipo, in base alla quale il confronto internazionale delle tariffe domestiche, effettuato in base ai cambi correnti, pone in evidenza i seguenti aspetti (Tav. 2.19):

- i consumatori con livelli di consumo di 600 kWh e di 1.200 kWh annui sostengono in Italia un prezzo unitario che risulta il più basso a livello europeo, sia al netto che al lordo delle imposte;
- di contro, ai consumatori con un livello di consumo annuo di 3.500 kWh viene applicato un prezzo che al lordo delle imposte risulta in Italia più elevato che altrove nella UE;
- l'Italia è l'unico paese in cui le tariffe sono fortemente progressive;
- l'incidenza fiscale e parafiscale in Italia è tra le più elevate nella UE per tutti i livelli di consumo considerati, tuttavia inferiore in media a quella di alcuni paesi nordici, quali la Danimarca, che attuano politiche di tutela ambientale. Considerando invece le sole voci fiscali, l'incidenza diminuisce e per il primo livello di consumo considerato, le tariffe in Italia diventano le più basse.

Il divario che si osserva rispetto agli altri paesi europei per i livelli inferiori di consumo discende principalmente dalla natura estensiva delle agevolazioni accordate all'utenza domestica in Italia. Può inoltre concorrervi una disomogeneità di rilevazione, anch'essa connessa con l'agevolazione sociale applicata in Italia¹¹ che, a causa della sua ampiezza, le statistiche internazionali consi-

TAV. 2.19 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE DOMESTICHE NEI PAESI DELLA UE (*)

Anno 1997; valori in lire/kWh e in lire PPA/kWh

PAESI	600 kWh			1.200 kWh			3.500 kWh		
	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE	PREZZI AL LORDO DELLE IMPOSTE		INCIDENZA FISCALE
	IN LIRE	IN LIRE PPA	%	IN LIRE	IN LIRE PPA	%	IN LIRE	IN LIRE PPA	%
ITALIA	118,5	118,5	27,4	133,4	133,4	25,4	424,2	424,2	25,0
AUSTRIA	295,6	254,3	21,3	284,8	245,0	21,5	240,3	206,6	22,4
BELGIO	415,0	392,0	18,0	383,4	362,0	18,0	279,8	264,1	18,3
DANIMARCA	482,3	358,0	47,0	381,1	282,8	54,1	314,5	233,3	61,4
FINLANDIA	328,3	267,4	21,4	234,9	191,3	22,8	182,7	148,7	24,1
FRANCIA (valori medi)	329,1	286,9	23,7	288,4	251,3	23,7	240,8	209,7	23,7
GERMANIA (valore max)	599,9	492,8	17,3	434,8	357,1	18,9	310,7	255,1	13,0
GERMANIA (valore min)	361,7	297,2	13,0	315,7	259,3	13,1	248,8	204,2	13,0
GRECIA	173,4	194,5	15,3	162,8	182,6	15,3	138,7	155,5	15,3
IRLANDA urbana	318,2	316,6	11,1	263,0	261,6	11,1	183,7	182,7	11,1
LUSSEMBURGO	430,9	376,7	5,7	322,7	282,0	5,7	215,2	188,0	5,7
OLANDA (valori medi)	290,7	263,4	14,9	248,5	225,1	18,3	219,1	198,4	23,9
PORTOGALLO	255,5	347,4	5,5	292,9	398,1	5,1	252,4	342,9	4,9
REGNO UNITO (valore max)	458,1	394,6	7,4	336,6	289,8	7,4	230,2	198,1	7,4
REGNO UNITO (valore min)	381,8	328,9	7,4	298,6	257,1	7,4	205,7	177,1	7,4
SPAGNA	294,2	326,6	13,8	294,2	326,5	13,8	230,0	255,1	13,8
SVEZIA	448,7	326,6	26,6	297,8	216,6	29,9	198,6	144,4	34,8

(*) Nota:

Poiché non in tutti i paesi europei le tariffe risultano uniche sul territorio nazionale, si è proceduto a calcolare la media dei prezzi dove si osservano almeno tre diversi livelli di prezzo, mentre si sono riportati in tabella i prezzi minimi e i massimi, quando la differenziazione geografica è maggiore.

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

derano alla stregua di una tariffa ordinaria. Ciò non sembra caratterizzare i dati relativi agli altri paesi che escludono dalla rilevazione agevolazioni domestiche di portata assai più circoscritta.

In particolare, in alcuni paesi quali Belgio, Grecia e Portogallo una quota molto ristretta dei consumatori con livelli di consumo contenuti (e, limitatamente al Belgio, con bassi redditi) beneficia di tariffe inferiori fino al 50 per

cento a quelle standard. Altri paesi come Irlanda e Regno Unito riconoscono forme di abbuono alle fasce di popolazione più svantaggiate socialmente, come i pensionati al di sotto di una soglia predeterminata di reddito e i disabili (nel solo caso del Regno Unito).

A differenza del caso domestico, le tariffe all'utenza industriale in Italia sono decrescenti in funzione del consumo, analogamente a quanto avviene negli altri paesi europei. Per questa categoria d'utenza, gli elementi di maggiore rilievo, sempre in base alla metodologia del consumatore rappresentativo, sono i seguenti (Tav. 2.20):

TAV. 2.20 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER LE UTENZE INDUSTRIALI PER ALCUNI LIVELLI DI CONSUMO NEI PAESI DELL'UE (*)**

Anno 1997; valori in Lire/kWh

PAESI	30 MWh			160 MWh			10 GWh			50 GWh		
	prezzi al lordo delle imposte	prezzi al netto delle imposte	incidenza fiscale %	prezzi al netto delle imposte	prezzi al lordo delle imposte	incidenza fiscale %	prezzi al lordo delle imposte	prezzi al netto delle imposte	incidenza fiscale %	prezzi al netto delle imposte	prezzi al lordo delle imposte	incidenza fiscale %
ITALIA	372,1	286,1	23,1	250,5	180,9	27,8	184,3	135,7	26,4	137,0	105,5	23,0
AUSTRIA	357,3	284,0	20,5	282,9	222,0	21,5	187,1	142,1	24,0	163,6	122,5	25,1
BELGIO	348,8	288,2	17,4	272,5	225,2	17,4	165,2	136,5	17,4	119,0	98,3	17,4
DANIMARCA	171,1	98,8	42,3	165,8	94,5	43,0	155,9	86,6	44,4	145,3	78,2	46,2
FINLANDIA	144,6	113,4	21,6	136,0	106,5	21,7	103,2	79,5	22,9	83,1	63,1	24,1
FRANCIA (valori medi)*	229,2	174,9	23,7	200,5	161,0	19,7	137,3	113,9	17,1	108,8	90,2	17,1
GERMANIA (valore max)*	468,2	407,1	13,0	326,4	283,9	13,0	195,0	169,5	13,1	177,5	154,3	13,0
GERMANIA (valore min)*	297,8	259,0	13,0	250,4	217,7	13,0	167,9	146,0	13,0	143,7	124,9	13,1
GRECIA	191,6	162,4	15,3	176,2	149,4	15,3	129,9	110,1	15,2	102,2	86,6	15,3
IRLANDA	295,3	262,5	11,1	251,6	223,6	11,1	142,8	126,9	11,1	123,4	109,7	11,1
LUSSEMBURGO	274,8	259,2	5,7	214,2	202,1	5,7	118,2	111,5	5,7	101,2	95,5	5,6
OLANDA (valori medi)*	233,2	173,6	25,5	220,2	179,5	18,5	125,2	106,5	15,0	112,4	95,6	14,9
PORTOGALLO	329,8	317,1	3,9	242,2	232,0	4,2	188,0	180,1	4,2	110,4	105,1	4,8
REGNO UNITO (valore max)*	269,9	229,7	14,9	201,7	171,7	14,9	122,3	104,0	14,9	n.d.	n.d.	n.d.
REGNO UNITO (valore min)*	218,9	186,3	14,9	195,4	166,3	14,9	124,9	106,3	14,9	n.d.	n.d.	n.d.
SPAGNA	243,4	209,8	13,8	184,6	159,1	13,8	144,1	124,3	13,8	129,9	112,1	13,8
SVEZIA	173,6	138,9	20,0	150,2	120,1	20,0	91,6	73,2	20,0	83,7	67,0	20,0

(*) Vedi nota alla tavola precedente

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

- per livelli di consumo di 30 MWh, che corrispondono a utenze di piccoli esercizi commerciali, artigianali o industriali, l'Italia è il paese in cui le tariffe sono tra le più onerose, dopo la Germania; tale prezzo risulta superiore di quasi 3 volte rispetto al paese con tariffe più basse: la Finlandia;
- meno oneroso è il costo per le utenze con livelli di consumo più elevati. Per i livelli di consumo di 160 MWh e di 10 GWh, il nostro paese occupa rispettivamente il quinto e il quarto posto in graduatoria. Anche per il livello di consumo di 50 GWh, corrispondente generalmente a utenze di grandi complessi industriali, i prezzi al lordo delle imposte risultano tra i più elevati dopo Germania, Austria e Danimarca;
- la fiscalità in Italia ha un'incidenza tra le più elevate, dopo Danimarca, Olanda e Francia, per il primo livello di consumo considerato, e dopo la Danimarca, per i livelli di consumo annui di 160 GWh e di 10 GWh, mentre è minore per l'ultimo livello di consumo considerato;
- depurati dalle imposte, i livelli relativi di prezzo si riducono in Italia per tutte le tipologie di consumo considerate, mentre aumentano in Germania, Portogallo e Spagna. Anche nel caso delle utenze industriali, la componente fiscale comprende prelievi di natura ambientale e, relativamente all'Italia, anche voci di natura parafiscale.

NUOVI ASSETTI DEL SERVIZIO ELETTRICO

La costruzione del mercato interno dell'energia elettrica

Il 19 dicembre 1996 il Consiglio dei Ministri e il Parlamento dell'Unione europea, dopo quattro anni di dibattiti, hanno approvato la Direttiva sul mercato interno dell'energia elettrica. Alla base della Direttiva è l'articolo 100 A del Trattato sull'Unione europea che consente al Consiglio, "in codecisione" con il Parlamento, di promuovere l'armonizzazione delle legislazioni degli Stati membri per rimuovere gli ostacoli che si frappongono al funzionamento del mercato unico. Trattandosi di una direttiva di armonizzazione, essa si limita a fissare alcuni principi fondamentali, lasciando gli Stati membri liberi di definirne le modalità attuative, in applicazione del principio di sussidiarietà.

I principi fondamentali per la realizzazione del mercato interno dell'energia elettrica delineati dalla direttiva europea sono i seguenti:

- *Mercato della generazione di energia elettrica.* Viene abolito ogni diritto esclusivo per la costruzione dei nuovi impianti di generazione. Gli Stati membri possono scegliere tra una procedura di appalto e una di autorizzazione, entrambe da svolgersi secondo criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori (artt. 4, 5 e 6);

- *Separazione gestionale e contabile.* L'approccio minimo imposto dalla direttiva è quello della separazione contabile delle imprese elettriche verticalmente integrate; per il gestore della rete è richiesta la condizione minima di indipendenza della gestione. La separazione contabile deve comportare la tenuta di conti separati per le attività di generazione, trasmissione e dispacciamento di energia elettrica e, ove rilevante, conti consolidati per altre attività non elettriche “*come se tali attività fossero svolte da imprese separate, al fine di evitare discriminazioni, sovvenzioni incrociate e distorsioni alla concorrenza*”. Gli Stati membri possono prevedere ulteriori forme di separazione verticale sino ad arrivare a quella societaria (artt. 7, 13, 14 e 15);
- *Accesso alla rete.* Viene stabilita l'indipendenza, almeno sul piano della gestione, delle attività di trasmissione e dispacciamento dalle altre attività elettriche non connesse al sistema di trasmissione. Gli Stati membri possono scegliere tra accesso alla rete negoziato/regolato e/o tramite acquirente unico. Il primo si basa su contratti individuali di uso della rete a prezzi liberamente contrattati dalle parti oppure regolati da un apposito organismo; il secondo prevede che l'acquirente unico acquisti l'energia contrattata tra il produttore e il cliente “idoneo” a un prezzo pari al prezzo di vendita che egli offre ai propri clienti “idonei”, al netto della tariffa di trasmissione (artt. 16, 17 e 18). Il gestore della rete/dispacciatore dovrebbe avere anche la responsabilità di assicurare la disponibilità dei *servizi di sistema* (riserva statica, servizi dinamici e regolazione di frequenza).
- *Apertura del mercato elettrico finale.* Deve avvenire per una quota almeno pari al 25 per cento del consumo totale a partire dal febbraio 1999 e del 33 per cento a partire dal 2003, liberalizzando gli scambi di energia per i clienti definiti idonei, in quanto superano soglie di consumo prefissate (gli utenti con prelievi annui superiori ai 100 GWh sono considerati clienti idonei di diritto); le quote di mercato elettrico così definite sono calcolate in base all'energia consumata dai clienti finali con consumi superiori a 40 GWh a partire dal febbraio 1999, a 20 GWh dal febbraio del 2000 e a 9 GWh dal 2003;
- *Misure di accompagnamento.* Agli Stati membri è data la possibilità di introdurre obblighi di servizio pubblico (art. 3), un'autorità per la risoluzione delle controversie (art. 20), meccanismi di garanzia per evitare abusi di posizione dominante (art. 22) e trattamenti preferenziali per le fonti rinnovabili nel dispacciamento (art. 8). Altri aspetti riguardano il riconoscimento del monopolio naturale nella distribuzione locale per i clienti vincolati e l'abolizione dei diritti di esclusiva per gli scambi con l'estero e la costruzione delle linee di trasporto.

La Direttiva, pubblicata nella *Gazzetta Ufficiale delle Comunità Europee* il 30 gennaio 1997, è entrata in vigore il 19 febbraio 1997. Da tale data ha avuto inizio il processo di recepimento da parte degli Stati membri che dovrà con-

cludersi entro il 19 febbraio 1999.

La tavola di sintesi riportata qui di seguito (Tav.2.21) definisce lo stato del processo di riforma dell'assetto del settore elettrico negli altri paesi UE all'ini-

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	AUSTRIA	DANIMARCA	FINLANDIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Gennaio 1997: Piano governativo di riforma del (Piano Farnleitner) non ancora approvato dal Parlamento	Maggio 1996: entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico	Giugno 1995: entrata in vigore della legge di riforma del settore elettrico
GENERAZIONE	Assetto attuale: 9 società di produzione a capitale misto + VEG, società a capitale interamente pubblico. Proposta di legge: Autorizzazioni per produttori indipendenti	La nuova legge non ha modificato l'assetto: 8 maggiori società di produzione di proprietà delle aziende di distribuzione (proprietà municipale). Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW	Assetto attuale: IVO maggiore società di generazione a capitale pubblico + società a capitale privato o municipale. Regime di autorizzazioni per impianti > 25 MW
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Assetto attuale: trasmissione gestita dalla VG, società a capitale pubblico. Proposta di legge: VG gestore unico della trasmissione in alta tensione e del dispacciamento <i>Unbundling</i> : societario	Eltra ed Elsam (consorzi di imprese) gestiscono la trasmissione e il dispacciamento, rispettivamente, nella parte ovest ed est del paese (2 diverse interconnessioni) <i>Unbundling</i> : gestionale	Fingrid gestore unico a livello nazionale della trasmissione e del dispacciamento. Ha assunto nel gennaio 1998 il controllo di EL-EX (la borsa elettrica) <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non prevista una Borsa dell'energia. I generatori danesi dell'area orientale (Elsam) partecipano al NordPool	EL-EX esiste dal 1996 ed opera pur in presenza di contratti bilaterali di lungo periodo. È allo studio la fusione tra EL-EX e il NordPool norvegese-svedese
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso regolamentato	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Assetto attuale: monopoli regionali nei 9 Laender. Proposta di legge: attribuzione dello status di acquirente unico alle 9 utilities che hanno scorporato le attività di trasmissione conferendole alla VG	103 distributori (società municipali e cooperative di consumatori) con monopolio locale	Completa liberalizzazione della vendita di elettricità. È richiesta una licenza per gestire le reti di distribuzione in regime di monopolio
CLIENTI IDONEI	Rispetto delle scadenze comunitarie (40 GWh) proposte per un'accelerazione dei tempi da parte dell'industria; adozione "clausola di reciprocità"	I clienti sopra i 100 GWh già oggi operano sul mercato libero. Il limite di 100 GWh sarà discusso	Completa apertura a tutti gli utenti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione della VG, ma nessun limite è posto a investitori privati nelle utilities regionali	Permane l'attuale struttura proprietaria prevalentemente municipale	È prevista la privatizzazione del 40% della società di generazione IVO
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari: Divisione Energia. Dibattito in corso sul progetto di istituzione di un'Autorità indipendente	Ministero dell'Energia; Agenzia per l'energia + altri Ministeri economici e autorità locali	Autorità di regolazione: "Electricity Market Authority"

CONTINUA

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	FRANCIA	GERMANIA	INGHILTERRA-GALLES
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Primo progetto di riforma sul settore presentato a fine Aprile dal Ministro dell'industria	Proposta di legge alla firma del Presidente della Repubblica federale, solo parzialmente conforme al piano del Ministro dell'economia dopo i numerosi emendamenti del Parlamento	L' <i>Energy Act</i> del 1989 ha liberalizzato il settore elettrico, anticipando la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Aste competitive per il mercato vincolato e autorizzazioni per i produttori indipendenti	Assetto attuale: 9 utility verticalmente integrate. Proposta: liberalizzazione e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero: per produrre è necessario ottenere un'autorizzazione rilasciata dall'Autorità (Offer)
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Creazione di una controllata di EdF (Electricité de France)-il monopolista pubblico-per la gestione della rete di trasmissione e del dispacciamento <i>Unbundling</i> : gestionale	Assetto attuale: non esiste un gestore unico della rete a livello nazionale bensì 9 diversi proprietari e gestori (le 9 grandi utility) coordinati attraverso un consorzio. Proposta: mantenimento dell'attuale coordinamento tra i proprietari/gestori delle reti <i>Unbundling</i> : gestionale	National Grid gestore unico della trasmissione e del dispacciamento in base ad una licenza rilasciata dall'Autorità di settore <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Non previsto	Il mercato all'ingrosso (<i>Pool Market</i>) è obbligatorio per tutti i generatori. Dispacciamento secondo criterio del <i>merit order</i>
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso negoziato	Accesso negoziato. Le imprese municipali possono ottenere lo status di acquirente unico fino al 2005 sulla base di un'autorizzazione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	I distributori non nazionalizzati potranno accedere alla rete per la quantità di energia necessaria ai loro clienti idonei	Proposta: eliminazione dei monopoli regionali della distribuzione, ponendo un limite massimo alla durata delle concessioni. Le imprese municipali hanno chiesto una eliminazione graduale	12 monopoli regionali nella distribuzione fino al 1998 per i clienti sotto i 100 kW di potenza installata
CLIENTI IDONEI	Rispetto del calendario minimo della direttiva. I rivenditori non sono considerati clienti idonei	Completa apertura del mercato a partire dal 1998; adozione "clausola di reciprocità"	Dal settembre 1998 apertura totale a tutti i clienti
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione del monopolista pubblico EdF	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Società tutte private, tranne gli impianti nucleari di vecchia generazione ancora statali
ORGANI DI REGOLAZIONE	Ministero dell'Industria e del Territorio. Non è prevista la creazione di un'Autorità	Ministero degli Affari Economici e Industria (livello federale e regionale) e Antitrust (federale e regionale)	Autorità di regolazione: Offer (Office of Electricity Regulation)

CONTINUA

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	IRLANDA (**)	OLANDA	PORTOGALLO
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Maggio 1997: proposta di riforma del settore del Ministero dell'Industria non ancora approvata dal Parlamento	Un piano governativo di riassetto del 1997 recepisce la direttiva	Luglio 1996: nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Gare per la costruzione di nuova capacità ed autorizzazioni per i produttori indipendenti	Accesso libero. Creazione di un solo generatore dalla fusione dei 4 maggiori esistenti	Creazione di due sistemi paralleli: sistema "pubblico" dove è necessaria un'autorizzazione e sistema "indipendente" dove è necessaria una licenza per costruire nuovi impianti
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Electricity Supply Board rimane proprietaria della rete di trasmissione che sarà gestita da un'operatore indipendente responsabile del dispacciamento. <i>Unbundling: societario</i>	Gestore unico della rete di trasmissione e del dispacciamento con il ruolo di acquirente unico. <i>Unbundling: societario</i>	"Rede Electrica Nacional" gestore unico della trasmissione e del dispacciamento (passante per produttori indipendenti e di merito per il mercato vincolato) <i>Unbundling: societario</i>
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	Non previsto	Inizialmente contatti bilaterali di lungo periodo ma è prevista la creazione di una borsa elettrica (spot e future) sul modello di NordPool	Non previsto (nel lungo periodo potrà nascere un mercato spot per gli sbilanciamenti/scambi tra i due sistemi)
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato tramite acquirente unico	Accesso regolamentato	Il gestore della rete svolge il ruolo di acquirente unico nel sistema "pubblico" mentre nel sistema "indipendente" l'accesso alla rete è negoziato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Istituzione di un acquirente unico con obblighi di servizio pubblico per i consumatori vincolati	Società regionali di distribuzione monopoliste con diritti esclusivi di fornitura ai clienti vincolati	4 società monopoliste regionali nella distribuzione controllate dalla holding Edp
CLIENTI IDONEI	Allo stato attuale ancora nessuna indicazione	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2008 completa apertura e adozione "clausola di reciprocità"	Utenti > di 100GWh e distributori obbligati inizialmente ad acquistare l'8% del proprio fabbisogno sul mercato libero
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Non è prevista la privatizzazione dell'Electricity Supply Board	Non è prevista la privatizzazione per i forti intrecci azionari pubblici/municipali/privati	Nel giugno 1997 è stata collocata con successo sul mercato una prima tranche (30%) di Edp holding
ORGANI DI REGOLAZIONE	È prevista l'istituzione di un'Autorità di regolazione	Ministero per gli Affari Economici e Finanziari: Divisione Energia. Possibile Istituzione di un'Autorità	Autorità di regolazione: Erse (Entidade Reguladora Sector Electrico) all'interno del Ministero dell'Industria

CONTINUA
↓

TAV. 2.21 **PROGETTI DI RIFORMA DEL SETTORE E RECEPIMENTO DELLA DIRETTIVA SUL MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA NEGLI ALTRI PAESI UE. QUADRO DI SINTESI AGGIORNATO ALL'APRILE 1998 (*)**

	SPAGNA	SVEZIA
PROGETTO DI RIFORMA/LEGGE DI RECEPIMENTO	Legge di recepimento 27 novembre 1997, n.54 (Ley del Sector Eléctrico)	1° gennaio 1996: nuova legge di riforma del settore ha anticipato la direttiva comunitaria
GENERAZIONE	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità	Accesso libero e adozione della procedura autorizzativa per la costruzione di nuova capacità
TRASMISSIONE E DISPACCIAMENTO	Red Eléctrica (Redesa) gestore unico a livello nazionale della rete di trasmissione e del dispacciamento (Operatore del sistema) <i>Unbundling</i> : societario	Svenska Kraftnat, società pubblica, gestisce della rete di trasmissione a livello nazionale <i>Unbundling</i> : societario
MERCATO ELETTRICO ALL'INGROSSO	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 NordPool norvegese, borsa a cui partecipano produttori e acquirenti. Oggi è un mercato residuale, in quanto vigono ancora contratti bilaterali
MODALITÀ DI ACCESSO ALLA RETE DA PARTE DEI TERZI	Accesso regolamentato per la rete di trasmissione e per le reti di distribuzione	Accesso regolamentato
DISTRIBUZIONE E VENDITA	Autorizzazione amministrativa per distribuire in una data "zona elettrica" e separazione tra distribuzione e vendita	Completa apertura a tutti i consumatori
CLIENTI IDONEI	Soglie di apertura più accelerate rispetto alla direttiva. Dal 2007 completa apertura a tutti gli utenti	Completa apertura del mercato già dal 1996
PRIVATIZZAZIONE DELLE UTILITY	Da ottobre 1997 avviata privatizzazione del gruppo Endesa: per giugno '98 è prevista la collocazione sul mercato della residua quota pubblica del 41,1% del capitale	Non è prevista la privatizzazione. Intrecci azionari pubblici/municipali/privati
ORGANI DI REGOLAZIONE	Autorità di regolazione CNSE (Comission Nacional del Sistema Eléctrico) controllata dal Ministero dell'Industria e dell'Economia	Autorità di regolazione Nutek, creata nel 1995, al cui interno è competente per la regolazione la Network Authority

(*) Non sono inclusi Belgio e Grecia - poiché in base alla Direttiva hanno a disposizione un periodo supplementare per il recepimento e per i quali, pertanto, non si hanno ancora informazioni definitive - e il Lussemburgo (per le modeste dimensioni del mercato)

(**) L'Irlanda ha a disposizione un tempo supplementare di 1 anno per il recepimento della Direttiva

zio del 1998 rispetto alle indicazioni contenute nella Direttiva europea. Il recepimento della Direttiva si intreccia con le riforme del settore avviate o già in atto in diversi paesi. Nel Regno Unito, nei paesi scandinavi e in Spagna la legislazione nazionale ha anticipato, e talvolta superato, la Direttiva; in altri, come in Italia, essa imporrà a breve termine interventi più radicali.

Il recepimento in Italia

In Italia il processo di recepimento della Direttiva europea è in corso. Tale pro-

cesso è stato avviato nel settembre 1996 con l'istituzione di una commissione consultiva ministeriale (Commissione Carpi, dal nome del sottosegretario che l'ha presieduta) che ha approvato un documento conclusivo il 29 gennaio 1997. Quest'ultimo è stato discusso in sede parlamentare nell'ambito della Commissione X della Camera dei deputati (Attività produttive, commercio e turismo) portando all'adozione della risoluzione dell'11 giugno 1997.

La seconda tappa del processo di recepimento è stata l'approvazione da parte del Parlamento in data 21 aprile 1998 dell'art. 37 della legge n. 128 *“Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità europea”*, detta *“legge Comunitaria 1995-97”*, relativo alle *“Norme per il mercato dell'energia elettrica”*. Quest'ultimo delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi nel rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato elettrico nazionale.

In sintesi le indicazioni del Parlamento in materia di riassetto del mercato elettrico contenute nell'art. 37 della *“legge Comunitaria 1995-97”* prevedono:

- La liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscano il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'applicazione della tariffa unica sul territorio nazionale ai clienti vincolati;
- l'istituzione di un acquirente unico con compiti di garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura ai clienti vincolati con tariffa unica;
- l'attribuzione delle funzioni di gestore della rete di trasmissione e di dispacciamento a un unico soggetto, in modo da garantire sia la funzione pubblicistica, sia la neutralità di entrambi i servizi;
- l'attribuzione al Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentiti il Ministro del commercio con l'estero e l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, della responsabilità in materia di sicurezza ed economicità del sistema di generazione;
- la razionalizzazione in base a criteri di trasparenza e attraverso normali regole di mercato del sistema di distribuzione, valorizzando le imprese degli enti locali;
- l'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico, anche con l'obiettivo di ridurre le emissioni di anidride carbonica;
- le condizioni di reciprocità nei confronti degli stati membri in termini di grado di apertura del mercato, anche al fine di tutelare la competitività delle imprese elettriche e dell'indotto sul mercato europeo.

La dimensione del mercato libero, ovvero l'individuazione delle soglie minime per i clienti idonei è uno dei nodi critici da sciogliere in sede di recepimento

della Direttiva europea. Le stime disponibili per l'Italia riguardo all'ampiezza della quota di mercato liberalizzata differiscono infatti a seconda dell'inclusione o dell'esclusione degli autoconsumi degli autoproduttori e delle imprese elettriche degli enti locali (pari quasi a 25 TWh nel 1996). Nel primo caso, la quota dovrebbe corrispondere a circa 62 TWh (pari a circa il 25 per cento del mercato complessivo nel 1996) mentre, nel secondo caso, essa scenderebbe leggermente (57 TWh). Le soglie di idoneità risulterebbero, rispettivamente, pari a circa 33 e a circa 10 GWh/annui di consumi. Esse si ridurrebbero ulteriormente quando, nel caso di un soggetto con più punti di prelievo, si considerasse il consumo totale e non quello del singolo punto.

Per facilitare il processo di recepimento, verificarne sul nascere la conformità con il disposto della Direttiva e per favorire lo scambio di informazioni, la Commissione Europea ha costituito un apposito *Gruppo di monitoraggio* nel quale l'Italia è rappresentata dal ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, e a cui l'Autorità per l'energia elettrica e il gas partecipa in qualità di osservatore.

TUTELA DELL'AMBIENTE E INNOVAZIONE TECNOLOGICA

Il contenimento delle emissioni

I profili di carattere ambientale sono di grande rilievo nel settore elettrico. Alla combustione termoelettrica, infatti, si associa il rilascio di agenti inquinanti di origine fossile. Le sostanze di maggiore impatto sull'atmosfera sono gli ossidi di zolfo (SO_x , per oltre 400.000 ton. su quasi 1,5 milioni emesse in Italia nel 1992, secondo i dati della *Relazione sullo stato dell'ambiente*, presentata dal Ministero competente nel 1997) e di azoto (NO_x , circa 400.000 ton. su 2,1 milioni), responsabili delle piogge acide, e il particolato presente nei fumi della combustione.

A queste si aggiungono i gas responsabili delle alterazioni climatiche, il cosiddetto "effetto serra": anidride carbonica (CO_2 , per 1 milione di tonnellate riferibili al settore elettrico) e, in misura minore, ossidi misti di azoto, metano e altri composti organici volatili (Tav. 2.22). Si stima che nel 1995 ogni kWh prodotto in Italia avrebbe comportato l'emissione di 0,52 kg di anidride carbonica, in media equivalenti a 0,60 kg di CO_2 per kWh consumato dall'utente finale.

Le emissioni per kWh di CO_2 del settore elettrico sono diminuite nel tempo in conseguenza dell'adozione di soluzioni rese possibili dall'evoluzione tecnologica o imposte da interventi legislativi. Si sono diffuse tecnologie di produzio-

TAV. 2.22 EMISSIONI DI CO₂ IN ITALIA E NEI MAGGIORI PAESI DELLA UE

Anno 1994

	PRODUZIONE E CONSUMO DI FONTI DI ENERGIA		SETTORE ELETTRICO	
	milioni di ton.	ton. per abitante	milioni di ton.	(*) %
ITALIA	432	7,5	118	27,3
UE 15	3.496	9,4	959	27,4
AUSTRIA	73	9,0	12	16,4
BELGIO	152	12,5	24	15,8
DANIMARCA	71	13,5	36	50,7
FINLANDIA	83	16,2	26	31,3
FRANCIA	405	6,9	31	7,7
GERMANIA	972	11,8	337	34,7
GRAN BRETAGNA	618	10,7	184	29,8
GRECIA	79	7,6	36	45,6
IRLANDA	36	9,9	12	33,3
OLANDA	194	12,5	47	24,2
PORTOGALLO	57	5,7	16	28,1
SPAGNA	255	6,5	68	26,7
SVEZIA	85	9,6	9	10,6

(*) Incidenza delle emissioni del settore elettrico sul totale delle emissioni associate alla produzione e al consumo di energia

Fonte: Elaborazione su dati IEA

ne prive di emissioni di CO₂ (come quelle basate sull'impiego di fonti rinnovabili), combustibili a minor contenuto di carbonio (il gas naturale, a parità di resa termica, produce CO₂ in misura di circa il 40 per cento inferiore rispetto al carbone e di circa il 20 rispetto all'olio combustibile) e processi a rendimenti elevati (come i cicli combinati).

In Italia, i principali interventi normativi hanno riguardato la tassazione dei combustibili, le norme sulle emissioni e sull'autorizzazione per la scelta dei siti degli impianti di generazione, gli incentivi all'aumento dell'efficienza termica, l'uso del rimborso per l'onere termico e, infine, le agevolazioni alle fonti rinnovabili.

I risultati in materia di contenimento delle emissioni nel settore elettrico conseguiti negli anni recenti appaiono migliori di quelli richiesti da norme di legge. In particolare, per quanto riguarda la quantità di SO₂ rilasciata dagli impianti di proprietà dell'Enel, nel 1990 vi sarebbe stata una riduzione di oltre il 40 per cento rispetto al 1980, a fronte di un obiettivo del 30 per cento. Esiti

ancora più positivi si avrebbero nell'anno in corso, con un abbattimento rispetto al 1980 del 70 per cento a fronte del 40 circa richiesto dalle normative. Anche per quanto riguarda i volumi di NO_x, Enel dichiara di aver conseguito risultati superiori ai requisiti di legge: rispetto al 1980, le emissioni si sarebbero ridotte del 18 per cento circa nel 1990, contro un'indicazione normativa del 2 per cento. L'obiettivo per l'anno in corso prevede un abbattimento del 40 per cento, a fronte della riduzione del 30 per cento richiesta dalla legge. Questi risultati sono stati principalmente ottenuti con un mutamento della composizione qualitativa dei combustibili e con un miglioramento dei processi di combustione. In particolare, la recente riduzione delle emissioni di SO₂ è stata favorita dall'impiego di combustibili a basso tenore di zolfo, come l'olio combustibile STZ.

Di contro, appare ancora insufficiente l'adozione di tecnologie tese al miglioramento delle condizioni di combustione e all'abbattimento dei fumi nocivi: secondo le informazioni contenute nel *Rapporto ambientale dell'Enel* relativo al 1996, solo il 10 per cento della potenza installata sarebbe già stato pienamente adeguato alle normative in vigore. Inoltre, i quattro primi desolficatori sono stati posti sulle centrali dell'Enel solamente nel 1996, anno di installazione anche dei primi sei denitrificatori catalitici.

Il contenimento delle emissioni di CO₂ comporta l'impiego di fonti energetiche a basso contenuto di carbonio, il miglioramento dei rendimenti energetici nella produzione e l'impiego di dispositivi e di apparati a maggiore efficienza nel consumo finale. Per quanto riguarda i primi aspetti, l'Enel ha dichiarato di aver programmato una riduzione delle emissioni unitarie dai 752 gr/kWh del 1990 ai 690 gr/kWh del 2000. Il conseguimento di questo risultato sarebbe pienamente in linea con l'impegno programmatico assunto dall'Unione Europea nella recente conferenza di Kyoto, che prevede la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra dell'8 per cento nel quinquennio 2008-2012 rispetto al valore del 1990.

L'esposizione ai campi elettrici e magnetici

Un ulteriore effetto ambientale legato al settore elettrico è costituito dai campi elettromagnetici che si formano in corrispondenza delle linee elettriche di trasporto ad alta tensione. Elettrodotti, elettrodomestici e ogni apparato elettrico, così come gli impianti di telecomunicazione, generano infatti campi elettrici e magnetici. La frequenza radiante dei primi è di 50 Hz – la cosiddetta frequenza industriale – mentre è molto superiore, dell'ordine di alcuni MHz, per le infrastrutture trasmissive.

Nei paesi industrializzati è in atto un acceso dibattito sulla natura e l'entità

degli effetti nocivi dell'esposizione ai campi elettrici e magnetici, in particolare a quelli a frequenza industriale. Vi è tuttavia consenso sulla rilevanza del tempo di esposizione e dell'intensità del campo, fattore questo associato ai valori di frequenza, tensione e distanza dal luogo di emissione. Le ripercussioni sull'uomo vengono di norma distinte fra effetti di breve termine, o acuti, ed effetti di lungo termine, o cronici. Questi ultimi appaiono i più controversi sul piano scientifico.

La Commissione UE sta solo mettendo a punto una raccomandazione basata sugli standard definiti dall'*International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection (ICNIRP)*. L'Italia è uno dei pochi paesi in cui sono presenti norme sui campi con frequenza industriale, orientate a tutelare la salute dei lavoratori e della popolazione. Tra gli altri paesi europei, unicamente in Germania dal 1996 è in vigore una legge sugli effetti acuti derivanti dalle alte frequenze, tipiche delle telecomunicazioni, con limiti sulle basse frequenze elettriche analoghi a quelli stabiliti in Italia.

L'effettiva attuazione delle linee guida definite in ambito europeo è peraltro condizionata dalle difficoltà di definire i limiti per l'ambiente naturale e gli insediamenti abitativi in base a *standard* misurabili, sui cui registrare consenso. La normativa italiana fa perno sul dPCm 23 aprile 1992, che prende a riferimento gli indirizzi internazionali. Vincoli ulteriori alla localizzazione di nuovi impianti in prossimità di luoghi abitati e azioni di risanamento per quelli già esistenti sono stabiliti con il dPCm 28 settembre 1995. Quest'ultimo stabilisce in particolare:

- limiti di intensità per il campo elettrico e magnetico, in funzione del numero di ore/giorno di esposizione;
- limiti di distanza minima per le linee elettriche esterne a 132, 220 e 380 kV dalle abitazioni o da altri insediamenti che comportino "*tempi di permanenza prolungati*".

Questo secondo limite risulta particolarmente restrittivo, in quanto postula condizioni di carico estreme, rendendo in tal modo i limiti di distanza assai più prudenziali rispetto a quelli relativi all'intensità. Peraltro, la loro verifica è più agevole, e quindi il limite presenta maggiore trasparenza per le popolazioni. Il Governo ha recentemente definito uno schema di disegno di legge che si propone di innovare la normativa, introducendo limiti ancora più severi.

Gli strumenti normativi

La scelta tra fiscalità e tariffazione è questione dibattuta sul piano teorico. In

linea di principio, lo strumento tributario si rende preferibile quando sia la società nel suo insieme ad attribuire rilievo all'esternalità che si intende correggere, e non i soli agenti del settore in cui essa si genera; un aspetto rilevante è costituito dall'entità relativa della distorsione che entrambi gli interventi inevitabilmente comportano. È necessario il coordinamento fra i due strumenti, soprattutto se l'obiettivo che si persegue ha una valenza generale, come ha la tutela dell'ambiente. Nel contesto europeo, in particolare, ragioni di competitività, trasparenza e neutralità dovrebbero suggerire di estendere al livello transnazionale l'azione di coordinamento.

Gli strumenti tariffari e tributari sono due delle leve di cui dispone il regolatore per limitare l'impatto ambientale delle attività economiche. Altre misure che agiscono sul sistema dei prezzi sono rappresentate dai sussidi e dalle agevolazioni sulla fiscalità indiretta. Strumenti radicalmente diversi sono i meccanismi di tipo *command and control* (come standard di emissione, licenze e certificazioni obbligatorie, scelte dei combustibili, obbligo di adozione di apparati antinquinanti), gli strumenti di *moral suasion* (responsabilizzazione degli utenti, disseminazione dell'informazione, promozione di accordi volontari) e gli interventi volti alla creazione di mercati (attraverso permessi negoziabili o assicurazione di responsabilità civile da parte dei soggetti titolari di attività a rischio di inquinamento).

Un esempio di intervento tributario innovativo sulla produzione di elettricità si è avuto con l'introduzione, nel contesto della manovra di bilancio per l'anno in corso, di una tassa specifica commisurata al volume di emissioni gassose degli impianti industriali e termoelettrici di maggiore dimensione. La tassa colpisce le emissioni di anidride solforosa nella misura di 103.000 lire per tonnellata/anno e quelle di ossidi di azoto con 203.000 lire per tonnellata/anno. Questa misura rappresenta un importante sviluppo per la correzione delle esternalità ambientali, sebbene limitare la tassazione alle emissioni dei grandi impianti può introdurre distorsioni. Un esempio di intervento tariffario è dato dalla delibera n. 70/97, con cui l'Autorità ha consolidato in tariffa un insieme di sovrapprezzi (cfr. Cap. 5), per una trattazione di dettaglio).

La valutazione delle emissioni: il progetto ExterneE

L'esistenza di ripercussioni ambientali nel ciclo elettrico configura un tipico caso di esternalità, in cui l'intervento pubblico è chiamato in causa per colmare la divergenza fra valutazione privata e valutazione sociale dei costi e dei benefici.

La definizione di schemi d'incentivo per contenere l'impatto ambientale richiede in primo luogo la disponibilità di valutazioni attendibili dei costi di

tale impatto. Queste valutazioni, nonostante recenti progressi, non hanno ancora raggiunto uno stadio di piena maturità e pertanto devono considerarsi sperimentali. Il più ambizioso tentativo di valutare gli effetti esterni dei cicli elettrici è stato svolto dalla Commissione Europea, in collaborazione con il Dipartimento dell'Energia del governo degli Stati Uniti. Il cosiddetto progetto *ExternE*, avviato nel 1991 e di prossima conclusione, mira a fornire una misura monetaria dell'impatto ambientale dei diversi modi di produrre l'elettricità. Pur condizionato da limiti metodologici e incertezze nella valutazione del danno, i risultati del programma di ricerca offrono elementi utili a cogliere l'ordine di grandezza delle esternalità derivanti dalla produzione elettrica.

L'approccio adottato poggia sulla stima, per ciascun ciclo di generazione, del danno marginale associato alla produzione di 1 kWh (compresi gli effetti derivanti dall'estrazione del combustibile primario) sulla base dell'identificazione del sito produttivo, della tecnologia impiegata e degli impatti, distinguendo tra effetti di breve e di lungo termine e valutandone la dimensione territoriale; la metodologia analizza la propagazione dei singoli effetti su scala europea e, se necessario, globale. I profili sui quali viene valutato il danno sono la salute umana, la produzione agricola e ittica, l'ambiente naturale (foreste, acque, terreno, biodiversità) e le sue caratteristiche immediatamente percepite dall'uomo (visibilità e rumore), i fabbricati residenziali e infrastrutturali, l'impatto sul clima, escludendo i danni connessi con l'effetto serra.

I risultati indicano che, limitatamente ai soli cicli termici convenzionali, sarebbe il gas naturale a esercitare l'impatto minore (circa 0,7 mECU/kWh), mentre più elevati risulterebbero gli effetti associabili all'olio combustibile (11-12 mECU/kWh) e al carbone, dove le stime presentano incertezze maggiori (6-16 mECU/kWh). Complessivamente, gli effetti si manifesterebbero soprattutto sulla salute umana e in particolare sul rischio di decesso prematuro, mentre sarebbero più limitati quelli sull'ecosistema.

Un limite di queste stime consiste nella loro dipendenza dal tipo di impianto e dal sito preso in considerazione (*site specific*); come tali esse non sono direttamente utilizzabili a fini della definizione degli interventi di politica ambientale. Sono state tuttavia sviluppate tecniche per il trasferimento delle stime su altri siti e per la loro aggregazione.

In Italia vigono limiti puntuali sull'emissione di SO₂, che obbligano a installare tecnologie di desolfurazione dei fumi sugli impianti a carbone e a usare composti a basso tenore di zolfo negli impianti a olio combustibile; nel caso dei NO_x, è di norma prevista l'adozione di denitrificatori. Un ulteriore esempio

di misura normativa è dato dalle incentivazioni accordate all'energia elettrica prodotta con fonti primarie rinnovabili e assimilate, incentivazioni che hanno avuto effetti ragguardevoli sulla struttura dell'offerta elettrica.

Le misure citate ricadono fra i correttivi che operano sul versante dell'offerta di elettricità. Interventi di questa natura possono anche riguardare la scelta della tecnologia di produzione, i suoi livelli di efficienza, la localizzazione e la dimensione dei siti produttivi, i protocolli di adattamento degli impianti per la riduzione dell'impatto, il percorso delle linee trasmissive, le modalità di compensazione del danno direttamente arrecato alle popolazioni residenti. Queste misure hanno natura essenzialmente autorizzativa.

Lo spazio per interventi tariffari è maggiore sul piano delle azioni volte a influire sull'impiego dell'elettricità, per indurne un uso efficiente. Rientrano in questo ambito le politiche di gestione attiva della domanda (*demand side management*, o DSM) e le azioni dirette al risparmio energetico negli impieghi industriali o nell'uso di apparati domestici. La legge istitutiva dell'Autorità salda i due strumenti: essa stabilisce infatti che fra gli elementi da considerare per aggiornare la tariffa elettrica con il metodo del *price cap* figurino il costo sostenuto per il “controllo e la gestione della domanda attraverso l'uso efficiente delle risorse” (art. 2, comma 19, della legge n. 481/95).

Le politiche di modulazione della domanda mirano a determinare un utilizzo più razionale dell'elettricità, ai fini sia di modificarne il profilo temporale per attenuare i vincoli di capacità, sia di ridurre l'impatto ambientale connesso con la produzione e la trasmissione. Interventi di DSM possono essere attuati con strumenti tariffari (inviando agli utenti i corretti segnali di prezzo) oppure informativi, di ricerca e sviluppo, di consulenza e di sussidio (per incoraggiare l'applicazione delle tecnologie innovative e l'acquisto di apparati che le incorporano). Al momento attuale, tuttavia, non vi è ancora un utilizzo coordinato ed esteso di questi interventi in Italia.

La già citata delibera n. 70/97 costituisce un esempio di misura volta a accrescere l'efficienza economica ed energetica della generazione, attraverso il contenimento del costo dell'approvvigionamento. Politiche di miglioramento dell'efficienza energetica hanno riflessi positivi sull'ambiente, perché permettono di ottenere la stessa quantità di energia - in termini di potere calorico - con un minor impiego di risorse primarie e, quindi, di un minor rilascio di agenti inquinanti.

L'incentivazione dell'energia prodotta da fonti rinnovabili nei paesi della UE

Nei paesi dell'Unione europea l'offerta di energia da fonti rinnovabili beneficia di diverse forme di incentivazione fiscale e finanziaria. Le forme di sostegno più diffuse sono le seguenti:

- a) *obbligo di acquisto a carico degli operatori di rete a prezzi convenuti*. Di norma, il prezzo viene fissato sulla base del criterio dei costi evitabili (Austria, Belgio, Francia, Grecia, Italia, Spagna). La direttiva europea sul mercato interno dell'energia elettrica non prevede ulteriori forme di sussidio diretto o indiretto alle fonti rinnovabili, ma si limita a favorire il loro impiego lasciando liberi gli Stati membri di imporre l'obbligo di dispacciamento (e quindi di acquisto) all'operatore della rete di trasmissione nazionale (Direttiva 96/92/CE, art. 8, comma 3);
- b) *esenzione fiscale*, in particolare dalle tasse ambientali (per esempio sulle emissioni di CO₂) o da altre imposte gravanti sul consumo di energia (Austria, Danimarca, Olanda);
- c) *sussidio diretto* per kWh prodotto o in altre forme (quali finanziamento pubblico di programmi di ricerca e sviluppo, contributi a fondo perduto). Questi aiuti possono essere concessi sia a livello statale (Germania, Irlanda, Lussemburgo), sia comunitario;
- d) *green pricing*. Questi schemi consistono in meccanismi tariffari volti a determinare l'autoselezione dei consumatori, attraverso le preferenze in materia di tutela ambientale. L'utente elettrico che vi aderisce contribuisce al finanziamento dei costi incrementali di impianto o di energia per produrre elettricità con fonti rinnovabili in luogo di quelle convenzionali. Le modalità applicative possono prevedere contributi *una tantum*, esborsi periodici oppure sovrapprezzi sui consumi. Il *green pricing* trova ampie applicazioni negli Stati Uniti, in particolare in California; in Europa esso è diffuso soprattutto in Olanda (per l'energia solare ed eolica), in Svezia, Austria e Germania;
- e) *certificati verdi*. Con questo meccanismo l'autorità nazionale stabilisce il livello di produzione (o di consumo) di energie rinnovabili ritenuto desiderabile. Successivamente, si richiede ai consumatori di coprire una quota del loro fabbisogno elettrico con fonti rinnovabili. A causa dell'impossibilità di separare l'energia "verde" da quella "convenzionale" una volta immessa nella rete, vi sono difficoltà pratiche di rifornire il consumatore in misura corrispondente alla quota sottoscritta; una possibile soluzione consiste nell'obbligo di acquisto di "certificati verdi" (*green certificates*) rappresentativi della quota pattuita del fabbisogno. I certificati vengono emessi dai produttori di energie rinnovabili, sotto il controllo dell'autorità di regolazione. In sostanza, i produttori cedono l'energia rinnovabile all'operatore di rete al prezzo di mercato; il costo aggiuntivo di produzione è coperto dai ricavi derivanti dalla sottoscri-

zione dei certificati. Può così svilupparsi un mercato per i certificati, con prezzi legati al divario fra il costo medio di produzione dell'energia prodotta con fonti rinnovabili rispetto al normale prezzo di mercato. Questo meccanismo è stato finora applicato solo in Olanda.

L'incentivazione delle fonti di energia rinnovabili e assimilate in Italia

Il miglioramento della compatibilità ambientale dei processi di produzione di energia elettrica richiede lo sviluppo di tecnologie che garantiscono un basso livello di emissione di gas nocivi in atmosfera, un alto grado di efficienza nella conversione delle fonti primarie, oppure la chiusura del ciclo dei rifiuti attraverso il loro recupero energetico. Soddisfano questi requisiti le fonti rinnovabili e assimilate.

Le fonti *rinnovabili* sono risorse energetiche la cui disponibilità dipende essenzialmente da processi naturali direttamente o indirettamente riconducibili alla radiazione solare (irraggiamento, potenziale idroelettrico, energia eolica, fotosintesi delle biomasse) e all'energia geotermica. L'incentivo accordato a queste fonti si giustifica con il loro ridotto impatto ambientale (nullo in termini di emissioni, ma non indifferente in termini di impianto) e con l'esigenza di modificare le convenienze finanziarie in presenza di elevati costi di impianto e di un'accentuata diluizione dell'energia utile.

L'elettricità prodotta con fonti cosiddette *assimilate* ha invece origine fossile. Si tratta prevalentemente di processi di cogenerazione (generazione congiunta di energia elettrica e di calore). La giustificazione dell'incentivazione viene ricercata nell'elevata efficienza energetica che caratterizza gli impianti che impiegano questi processi, che dovrebbero essere pertanto assimilati alle fonti rinnovabili. In Italia, un esempio di processo di questo tipo è dato dai cicli combinati alimentati con gas naturale per la produzione congiunta di energia elettrica (ceduta all'Enel) e di calore (impiegato in processi industriali).

La legge n. 9/91

Il regime di incentivazione per le fonti rinnovate e assimilate applicato in Italia è stato delineato dalla legge n. 9/91 di attuazione del Piano Energetico Nazionale del 1988. Tale legge detta, al titolo III, le "*Norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli enti locali*" definendo, in particolare, il regime giuridico degli impianti di produzione di energia elettrica a mezzo di fonti rinnovate e assimilate (art. 22) e quello per la circolazione dell'energia elettrica prodotta a mezzo di tali fonti (art. 23).

manazione di una convenzione-tipo (art. 22, comma 4) e del provvedimento del Cip 29 aprile 1992, n. 6, per la definizione dei prezzi dell'energia e dei parametri incentivanti (art. 22, comma 5).

La convenzione-tipo, approvata con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato in data 25 settembre 1992, riporta gli schemi relativi a quattro tipologie di transazioni tra Enel e produttori a mezzo di fonti rinnovate e assimilate:

- cessione di energia (cessione dedicata oppure cessione di eccedenze);
- scambio di energia (che prevede una consegna all'Enel dell'energia elettrica prodotta per scopi di autoconsumo e una successiva riconsegna in corrispondenza del sito di consumo dell'energia stessa);
- vettoriamento (con il quale si richiede un servizio di trasporto sulla rete pubblica a fronte del pagamento di un corrispettivo);
- produzione per conto dell'Enel (con la quale il produttore indipendente si impegna a rendere disponibile una certa potenza in determinate circostanze).

Le proposte di cessione, se ritenute dall'Enel compatibili con i propri programmi, sono ordinate in graduatorie di priorità, aggiornate con cadenza semestrale. L'Enel trasmette semestralmente al Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato una situazione aggiornata delle iniziative in corso in materia di fonti rinnovate e assimilate.

Il provvedimento Cip n. 6/92

Il provvedimento Cip n. 6/92, riguardante i *“Prezzi dell'energia elettrica relativi a cessione, vettoriamento e produzione per conto dell'Enel, parametri relativi allo scambio e condizioni tecniche per l'assimilabilità a fonte rinnovabile”*, definisce:

- le tipologie di impianto a cui spettano gli incentivi. Tra di esse sono compresi gli impianti che usano nuove fonti rinnovabili di energia e fonti assimilate; i criteri di efficienza nell'uso della materia prima per gli impianti assimilati sono espressi con un parametro denominato “indice energetico” (Ien);
- la struttura dei prezzi di cessione all'Enel dell'energia elettrica articolata secondo quattro componenti: costo di combustibile, costo di impianto, costo di esercizio, di manutenzione e spese generali, ulteriore componente di prezzo. Le prime tre componenti vengono espresse in base al criterio del “costo evitato” per l'Enel, mentre l'ultima componente rappresenta l'incentivo riconosciuto al nuovo produttore da fonti rinnovate e assimilate per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto (nel 1997 tale componente variava tra un valore di circa 33 lire/kWh, per gli impianti “assimilati” di media efficienza, fino a oltre 180 lire/kWh, per gli impianti alimentati con rifiuti o

con energia solare);

- i criteri di incentivazione riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per l'energia prodotta a mezzo di fonti rinnovate e assimilate e immessa nella propria rete (ovvero non ceduta all'Enel). In questo caso il contributo risulta composto dal solo costo evitato di combustibile a cui si aggiunge l'ulteriore componente incentivante per i primi 8 anni di esercizio dell'impianto.

All'inizio del 1997, un decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato (DM 24 gennaio 1997) ha sospeso gli effetti del provvedimento Cip n. 6/92 per quanto riguarda la cessione dell'energia elettrica da fonti rinnovate e assimilate; tale decreto ha salvaguardato gli impianti già realizzati, quelli in corso di realizzazione alla data di entrata in vigore del decreto e le iniziative di cessione di terzi selezionate dall'Enel fino al 30 giugno 1995.

Effetti sull'offerta e implicazioni finanziarie

Le risorse finanziarie per sostenere le iniziative in materia di produzione con fonti rinnovabili e assimilate sono alimentate con un sovrapprezzo prelevato sui consumi. I contributi di incentivazione vengono erogati dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

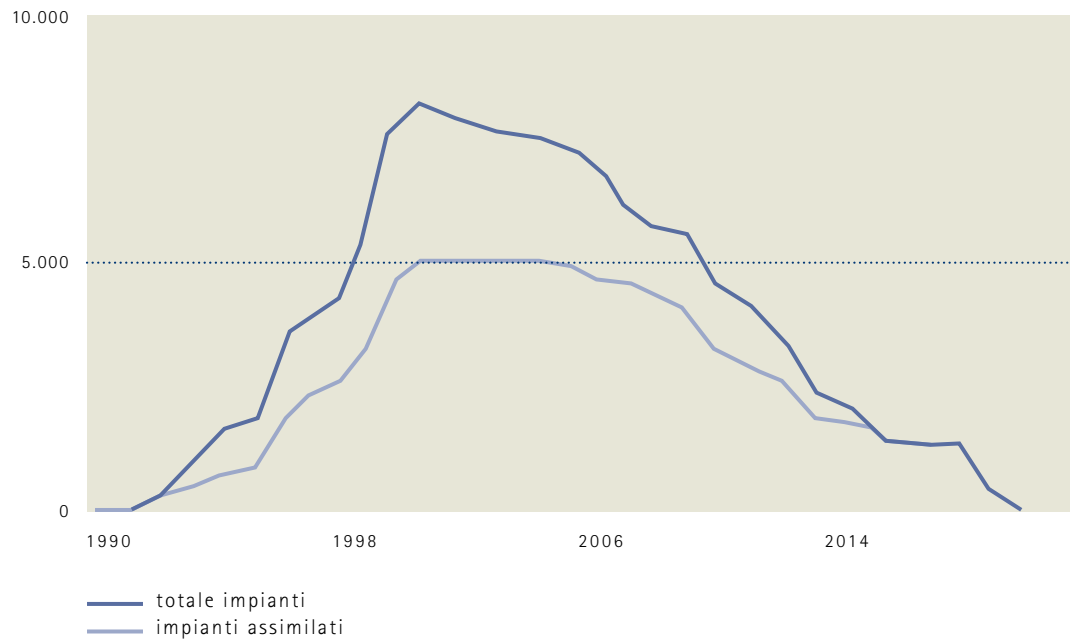
Dall'aprile 1992 al gennaio 1997 il provvedimento Cip n. 6/92 ha impresso un notevole sviluppo alle iniziative di produzione con fonti rinnovate e assimilate: si stima che, al momento della sua sospensione, fossero già state sottoscritte circa mille convenzioni di cessione dedicata tra produttori terzi ed Enel, corrispondenti a una potenza di circa 9.000 MW (di cui 5.000 per fonti assimilate e 4.000 per fonti rinnovabili), pari a oltre il 16 per cento della consistenza degli impianti di generazione dell'Enel in essere alla fine del 1996.

Nel caso in cui tutte queste iniziative venissero realizzate nei tempi previsti, la produzione dedicata dei terzi raggiungerebbe un picco nei primi anni del prossimo decennio con cessioni di oltre 50 TWh annui, con un successivo declino, più rapido per le fonti rinnovabili, in relazione allo scadere delle convenzioni sottoscritte con l'Enel (Fig. 2.11). Questa produzione avviene in gran parte (circa il 70 per cento) mediante impianti assimilati (centrali a cogenerazione), mentre apporti consistenti sono attesi anche dal recupero energetico dei rifiuti e dagli impianti che utilizzano combustibili di processo o recuperi di energia (complessivamente circa il 20 per cento della produzione).

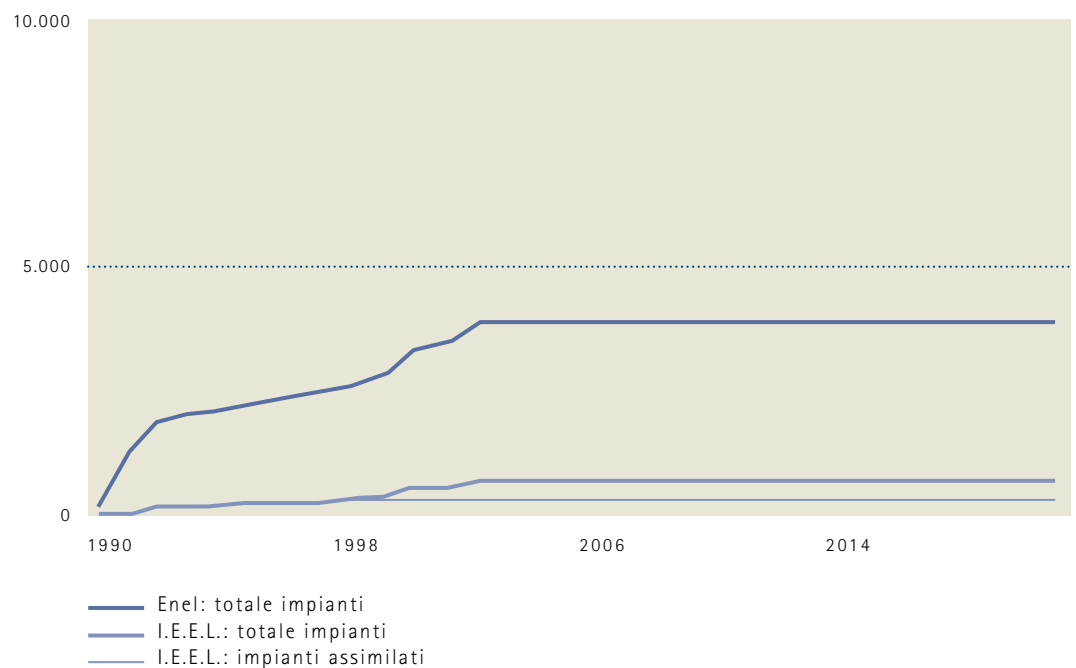
Ai prezzi del 1996, il costo dell'energia generata dai produttori terzi può essere stimato, per i primi anni del prossimo decennio, in oltre 5.000 miliardi di lire annui (di cui poco più della metà da fonti assimilate) a carico della Cassa conguaglio per il settore elettrico (come costo evitato di combustibile e ulteriore componente) e in quasi 2.000 miliardi di lire annui a carico dell'Enel (come costo evitato di impianto e di esercizio).

FIG. 2.11 **PRODUTTORI TERZI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE**

Potenze (MW) a disposizione dell'Enel in base a convenzioni stipulate ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92

FIG. 2.12 **ENEL E IMPRESE DEGLI ENTI LOCALI: FONTI RINNOVABILI E ASSIMILATE**

Potenze (MW) disponibili ai sensi del provvedimento Cip n. 6/92



L'Enel ha avviato un programma per accedere ai contributi previsti dal Cip n. 6/92, limitatamente alle sole fonti rinnovabili. La produzione incentivata

potrebbe raggiungere nei primi anni del prossimo decennio - se tutti gli impianti supereranno gli accertamenti previsti dalla normativa in vigore - una produzione massima stimabile nell'ordine di 10 TWh annui, per una potenza installata di circa 4.000 MW. Dal momento che l'attuale normativa non prevede alcuna scadenza per il contributo "costo evitato di combustibile", si assume che l'impianto possa goderne fino al termine della sua vita produttiva (Fig. 2.12). La produzione incentivata dell'Enel proverrebbe dagli impianti geotermici (circa il 45 per cento), da quelli idroelettrici (oltre il 40 per cento) e dagli idroelettrici a pompaggio (quasi il 15 per cento).

Anche le imprese elettriche degli enti locali (leel) hanno in corso programmi di realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica con fonti rinnovabili e assimilate da distribuire attraverso le proprie reti per una potenza installata di circa 700 MW (di cui oltre 200 da fonti assimilate). La produzione di energia dovrebbe raggiungere, all'inizio del prossimo decennio, valori massimi non superiori ai 2 TWh annui (Fig. 2.12): la quota maggiore della produzione riguarderebbe l'idroelettrico (oltre il 50 per cento) e le fonti assimilate (circa il 40 per cento della produzione), mentre i restanti apporti deriverebbero essenzialmente da rifiuti solidi urbani e da *biogas*. Anche nel caso degli impianti degli enti locali non è prevista alcuna scadenza per la fruizione del contributo.

Nel caso delle imprese produttrici-distributrici (l'Enel e le leel), l'esborso a carico della Cassa conguaglio - sulla base delle ipotesi sopra indicate - è stimato, per l'anno 2002, in circa 1.200 miliardi di lire in favore dell'Enel (metà dei quali come ulteriore componente incentivante) e quasi in 200 miliardi di lire (di cui circa 50 derivanti da fonti assimilate) in favore delle altre imprese elettriche.

LA QUALITÀ DEL SERVIZIO ELETTRICO

Per gli utenti "civili", la qualità del servizio è attualmente disciplinata dal regime della cosiddetta "Carta dei servizi", che ha preso le mosse dalla Direttiva del Presidente del Consiglio dei ministri del 27 gennaio 1994, evolvendosi attraverso l'art. 2 della legge 11 luglio 1995, n. 273, e i dPcM recanti gli schemi generali di riferimento.

Per il servizio dell'elettricità, lo schema generale di riferimento è stato definito dal dPcM 18 settembre 1995. Tale schema ha stabilito la scadenza del termine di 120 giorni entro cui i soggetti erogatori avrebbero dovuto adottare e inviare al Dipartimento della funzione pubblica una propria Carta dei servizi pubblici, ispirandosi ai principi della Direttiva e dello schema stesso. Nella Carta, i soggetti erogatori avrebbero dovuto indicare gli "standard" di qualità

generali e specifici applicati agli indicatori elencati nello schema di riferimento. Inoltre, ogni azienda avrebbe dovuto indicare almeno quattro “standard” specifici soggetti a rimborso in caso di mancato rispetto dello standard per cause non imputabili all’utente. La Carta dei servizi attribuisce notevole importanza agli aspetti relazionali del servizio, che sono quelli più rilevanti per l’utenza domestica o commerciale e artigianale cui la Carta si rivolge; in particolare, essa riguarda la tempestività d’intervento a fronte di una richiesta dell’utente per allacciamento, attivazione e altre prestazioni innescate dall’utente, come la risposta a reclami o richieste di informazione.

L’Autorità, in base all’art. 2, comma 12, lettera p, della legge istitutiva, ha assunto le competenze del *Comitato permanente per l’attuazione della Carta dei servizi pubblici*, limitatamente ai settori regolati, a decorrere dalla data in cui è avvenuto il trasferimento delle competenze da altre amministrazioni e organi dello stato (23 aprile 1997, in seguito alla pubblicazione del regolamento di organizzazione e funzionamento dell’Autorità). I soggetti erogatori avrebbero dovuto inviare a tale Comitato le relazioni annuali sul raggiungimento degli obiettivi di qualità indicati dagli “standard” che autodichiarati nelle Carte.

Nella fase di avvio dell’attività l’Autorità ha proceduto in primo luogo alla rilevazione dello stato di attuazione della Carta nel settore dell’energia elettrica, esaminando la documentazione disponibile presso il *Comitato permanente per l’attuazione della Carta dei servizi pubblici*. Dalla ricognizione effettuata emerge che, in generale, la concreta attuazione della Carta presenta diversi aspetti positivi: la grandissima maggioranza degli utenti è servita da un soggetto erogatore che si è dotato di una propria Carta dei servizi. Le 194 Carte relative all’elettricità (di cui 147 provenienti dalle zone in cui è suddivisa la distribuzione dell’Enel) pervenute al Dipartimento della funzione pubblica alla data del 28 febbraio 1997 - data immediatamente precedente all’avvio operativo dell’Autorità - rappresentano infatti il 99 per cento dell’utenza in bassa tensione.

Le Carte elaborate dai soggetti esercenti rispondono in generale alle specifiche fissate dagli schemi generali di riferimento. Tuttavia, il processo attuativo presenta ancora rilevanti aspetti critici:

- l’adozione delle Carte non è sempre stata seguita dalla verifica degli “standard” da parte degli esercenti;
- moltissimi esercenti di minore dimensione non hanno adottato la Carta;
- rimane un’ampia dispersione degli “standard”, dovuta alle differenti caratteristiche delle zone servite, alla mancanza di riferimenti comuni nazionali e, in parte, anche a differenze nelle modalità di misura;
- gli utenti non conoscono le Carte dei servizi e quindi non si avvalgono del

diritto al rimborso quando questo sia accordato, come avviene nella stragrande maggioranza dei casi, solo su iniziativa degli utenti che hanno subito il disservizio.

Al momento del passaggio di competenze dal *Comitato permanente per l'attuazione della Carta dei servizi pubblici* all'Autorità la conoscenza circa lo stato della qualità del servizio elettrico in Italia risultava quindi ancora molto incompleta; in particolare, non erano disponibili dati di verifica dei livelli di qualità raggiunti a fronte degli "standard" dichiarati. L'Autorità nel suo primo anno di attività ha pertanto avviato un'indagine, basata su dati dichiarati dagli stessi soggetti esercenti, volta a completare il quadro conoscitivo dello stato di adozione delle Carte e a rilevare i livelli di qualità effettivamente raggiunti nel 1996 a fronte degli "standard" dichiarati. I risultati dell'indagine sono riportati nel Capitolo 6.

NOTE

- 1 Al coordinamento tecnico e gestionale delle interconnessioni in ambito europeo provvede l'*Unione per il Coordinamento della Produzione e Trasmissione dell'Elettricità*, o UCPTÉ.
- 2 Parte A della tariffa al netto delle componenti A1, A2, A3 inglobate nella tariffa dalla delibera n. 70/97.
- 3 Si veda la Comunicazione della Commissione CE 96/C 288/04, relativa alla procedura di infrazione in merito all'aiuto di Stato concesso dall'Italia alla società *Alumix*.
- 4 A norma della legge dell'11 dicembre 1933, n.1775, art.5 e della legge del 27 dicembre 1953, n.959. artt. 1 e 3.
- 5 Già al momento dell'istituzione del sovrapprezzo termico (provvedimento Cip 6 luglio 1974, n. 34) era prevista l'esenzione di questa componente di prezzo per le utenze sottese, per l'energia loro spettante a tale titolo. Successivamente, il provvedimento Cip del 27 gennaio 1988, n. 3 ha stabilito l'esonero dall'applicazione del sovrapprezzo termico per le stesse utenze sottese e per l'energia elettrica fornita ai comuni rivieraschi a norma della legge n. 1775/33, art. 52 e della legge n. 959/53, artt. 1 e 3, destinata ad uso esclusivo di pubblici servizi.
- 6 *Proposal for a council directive introducing a tax on carbon dioxide emissions and energy*. Si veda il documento COM(92) 226-Final, del 30 giugno 1992.
- 7 *Commission of the European Communities, Proposal of a Council Directive, volta a Restructuring the Community Framework for the Taxation of Energy Products*, Brussels, 12 marzo 1997, COM(97) 3-Final.
- 8 Cfr. Cap. 3.
- 9 Frigorifero, lavatrice, lavastoviglie e televisione a colori.
- 10 Lo SPA è un rapporto di conversione tra diverse valute nazionali tale da eguagliare la parità dei poteri di acquisto (PPA) fra le stesse. La PPA viene calcolata come media ponderata dei rapporti di prezzo tra diversi paesi per un paniere di merci e servizi rappresentativi di un impiego di domanda finale (in genere si considera il vettore dei consumi finali
- 11 Le statistiche dell'Eurostat per l'Italia includono nella voce componenti parafiscali alcuni oneri che prima della delibera n. 70 dell'Autorità confluivano nei sovrapprezzi e successivamente sono stati inglobati in tariffa e costituiscono le componenti A1, A2, A3 e la "parte non inglobata" relativa alla maggiorazione straordinaria (legge 9 gennaio 1991, art. 33, comma 1) per la parte necessaria ad assicurare il reintegro delle minori entrate per lo Stato.