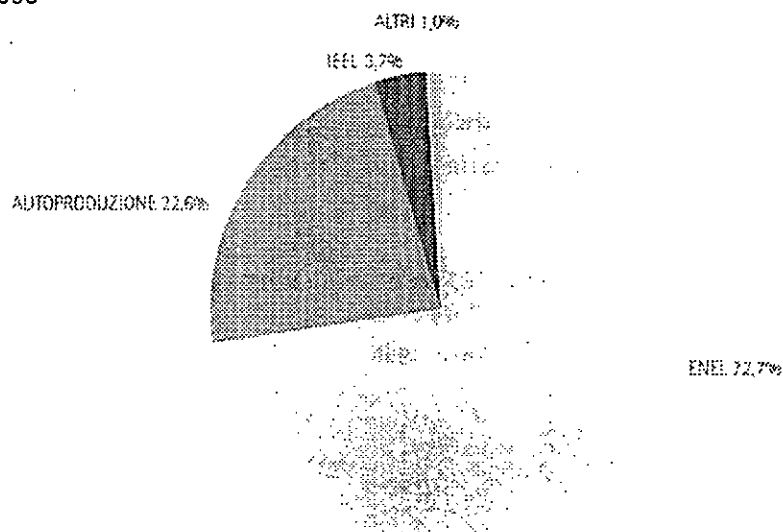


FIG. 2.1 QUOTE DI MERCATO NELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Anno 1998



Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Occupazione

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

Consumo di fonti energetiche primarie

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

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

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

TAV. 22 CONSUMI DI COMBUSTIBILI NELLA PRODUZIONE E PRODUZIONE PER TIPO DI COMBUSTIBILE

Anno 1998

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

Fonte: Elaborazione su dati Enel

Struttura dei consumi finali per classi e tipologie di utenza

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

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

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

Fonte: Elaborazioni su dati Enel e IEEL

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

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

* Comprende energia venduta a FF.SS.

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

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

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

TAV. 25 CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA PER RIPARTIZIONE GEOGRAFICA
E SETTORE DI UTILIZZO.

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

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

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Elasticità della domanda

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

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

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

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

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

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

Nell'impostazione per flussi, i diversi tipi di impiego (ad esempio illuminazione domestica, lavatrice, riscaldamento, ecc.) vengono spesso considerati in forma aggregata, non tenendo conto degli specifici fattori di influenza. Un'altra scelta metodologica rilevante per l'attendibilità delle stime dell'elasticità riguarda la forma di prezzo considerata. La struttura tariffaria di molti paesi è articolata per scaglioni di consumo. La configurazione dei prezzi è dunque in "blocchi" a prezzo marginale decrescente all'interno di ogni blocco. Una variazione del prezzo all'interno di un dato blocco può avere l'effetto di spostare la domanda al segmento di consumo successivo. La questione è nota come problema della plausibilità teorica della curva di domanda per energia. Ciò implica l'utilizzo di metodi di programmazione matematica in luogo del calcolo differenziale.

Nelle stime vengono utilizzate diverse definizioni di prezzo:

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

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

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

La struttura del parco di generazione

Composizione per tipo di impianti e tecnologie

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

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

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

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

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

Età media

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

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

Anno 1997, MW

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

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

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

Anno 1997, MW

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

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

TAV. 28 **POTENZA EFFICIENTE LORDA DEGLI IMPIANTI TERMoeLETTRICI TRADIZIONALI
SECONDO TIPO DI COMBUSTIBILE UTILIZZATO**

Anno 1997, MW

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

Fonte: Elaborazioni su dati Enel

Rendimenti

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

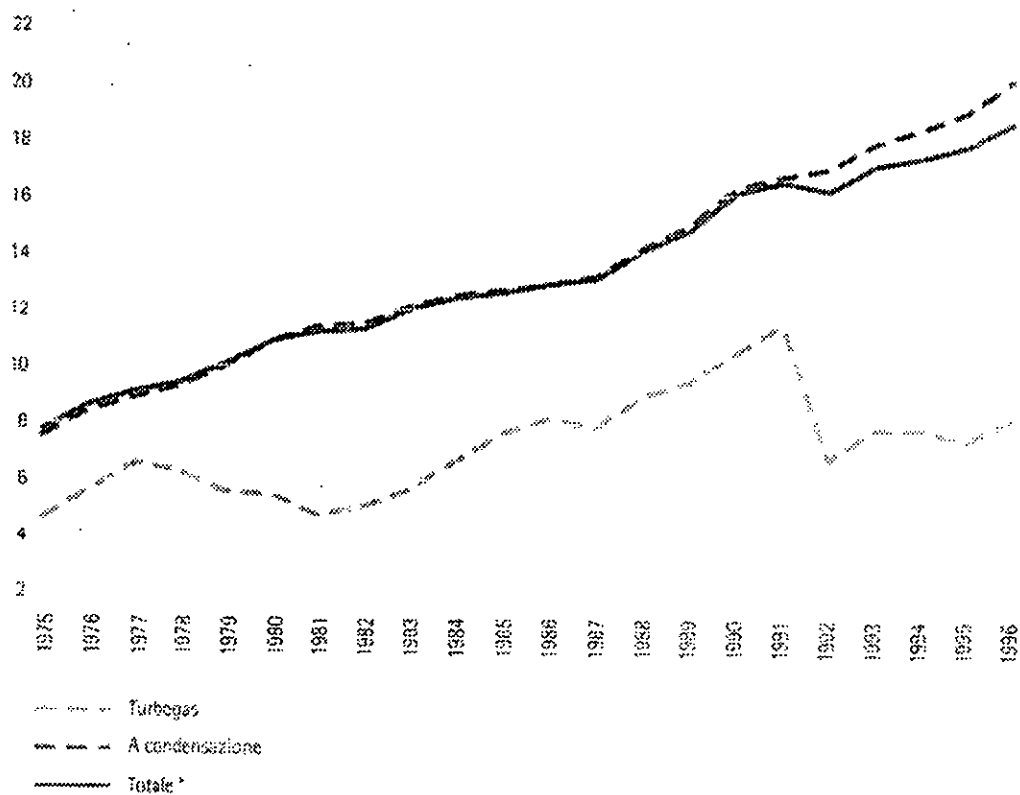
Il lento tasso di rinnovo che ha caratterizzato l'evoluzione del parco impianti nazionale fino ad oggi ha fortemente condizionato la possibilità di aumentare l'efficienza complessiva della generazione elettrica attraverso la sostituzione degli impianti più vecchi con impianti più efficienti di nuova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

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

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

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

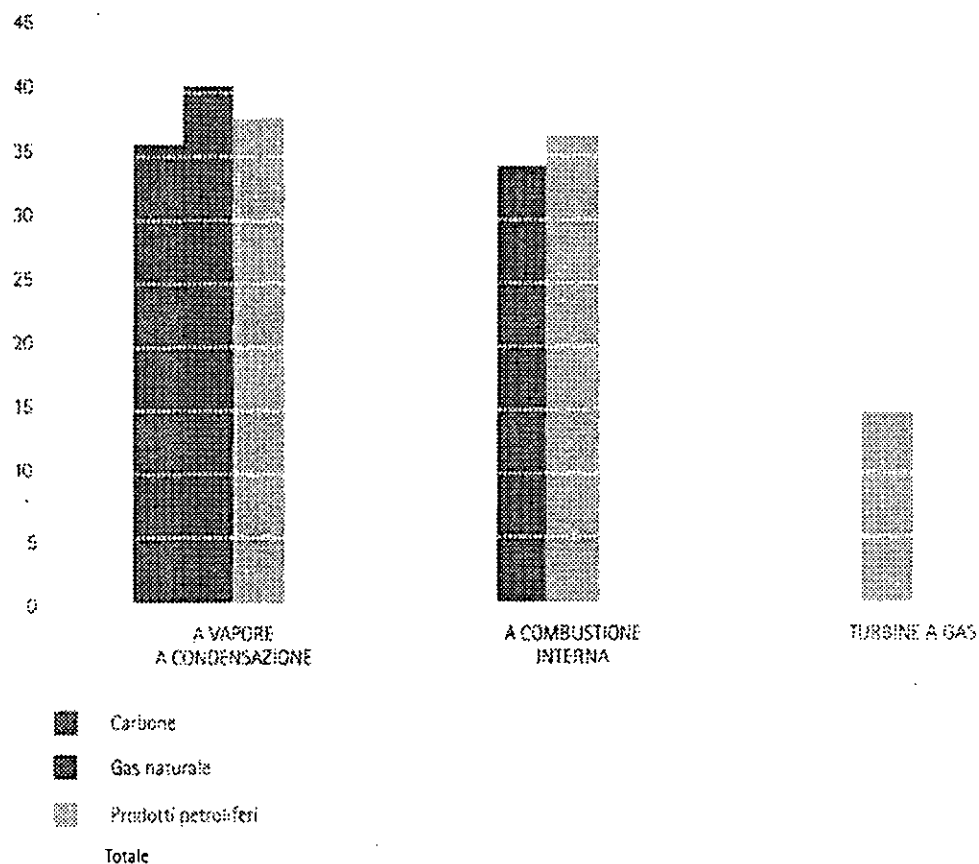
FIG. 2.2 EVOLUZIONE DELL'ETÀ MEDIA DEL PARCO TERMoeLETTRICO ENEL



* Include gli impianti geotermoelettrici

Fonte: Elaborazione su dati Enel

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



Fonte: Elaborazione su dati Enel

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

**Adeguamento ambientale
dei grandi impianti
di combustione**

La normativa nazionale contro l'inquinamento atmosferico (dPR 24 maggio 1988, n. 203) e quella di recepimento della Direttiva europea sui grandi impianti di combustione (impianti con potenza termica superiore ai 50 MW: Direttiva 88/609/CE, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 24 giugno 1989, decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 2 maggio 1989 e linee guida 12 luglio 1990) stabiliscono limiti alle emissioni di ossidi di zolfo (SO_2), ossidi di azoto (NO_x) e polveri dei nuovi impianti di combustione, e fissano la riduzione graduale delle emissioni complessive degli impianti di combustione esistenti alla data del 1 luglio 1988 rispetto ai livelli registrati nel 1980. La tavola 2.9 riassume gli obiettivi di contenimento delle emissioni stabiliti per gli ossidi di zolfo e di azoto e riporta nelle ultime due colonne i risultati conseguiti da Enel. Questi risultati sono stati conseguiti attraverso diverse iniziative, variamente combinate:

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

TAV. 2.9 PERCENTUALI DI RIDUZIONE DELLE EMISSIONI SPECIFICHE

EMISSIONI SPECIFICHE	OBIETTIVI DI LEGGE			RISULTATO DEGLI IMPIANTI ENEL	
	1993	1998	2003	1993	1997
SO_2	-30%	-39%	-63%	-41,5%	-62,8%
NO_x	-2%	-30%		-18,6%	-36,7%

Fonte: Enel

FORMAZIONE DEI PREZZI E COSTI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN ITALIA

Prezzi internazionali delle materie prime

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

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

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

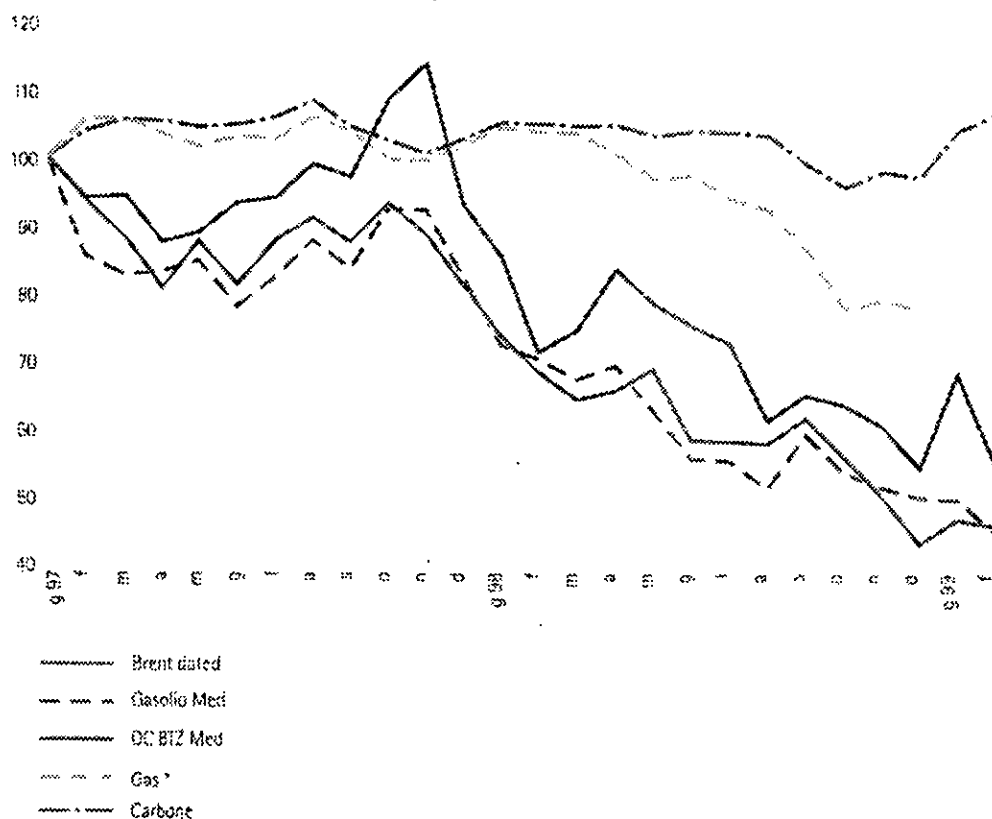
L'andamento discendente nelle quotazioni del greggio si è interrotto soltanto all'inizio del 1999. Nei primi mesi del nuovo anno le quotazioni internazionali del petrolio si sono prima stabilizzate intorno ai valori raggiunti alla fine del 1998 e, dalla fine di marzo, hanno ripreso a salire (il prezzo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

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

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

FIG. 24 PREZZI INTERNAZIONALI DEI COMBUSTIBILI IMPIEGATI
NELLA GENERAZIONE TERMoeLETTRICA

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



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

Fonte: Elaborazione su dati Platt's e WGI