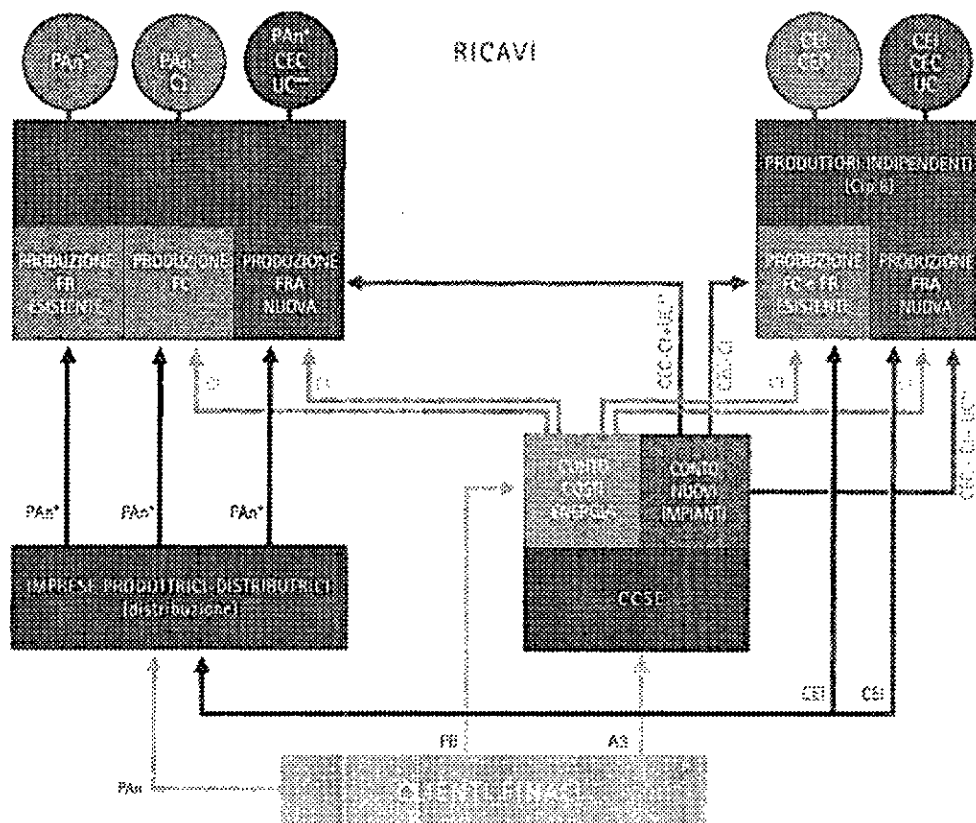


FIG. 2.10 REGIME ECONOMICO DELLA PRODUZIONE



A3 = Incentivazione della produzione da fonti rinnovabili e assimilate

CEC = Costo evitato di combustibile

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

Ct = Contributo tecnico

FC = Fonti convenzionali

FR = Fonti rinnovabili

FRA = Fonti rinnovabili e assimilate

P = Perdite

PA_n = Parte A netta

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

UC = Ulteriore componente

* Per la parte afferente alla produzione

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

Gli investimenti dell'Enel su base territoriale

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

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

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

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

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

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

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

Quote percentuali

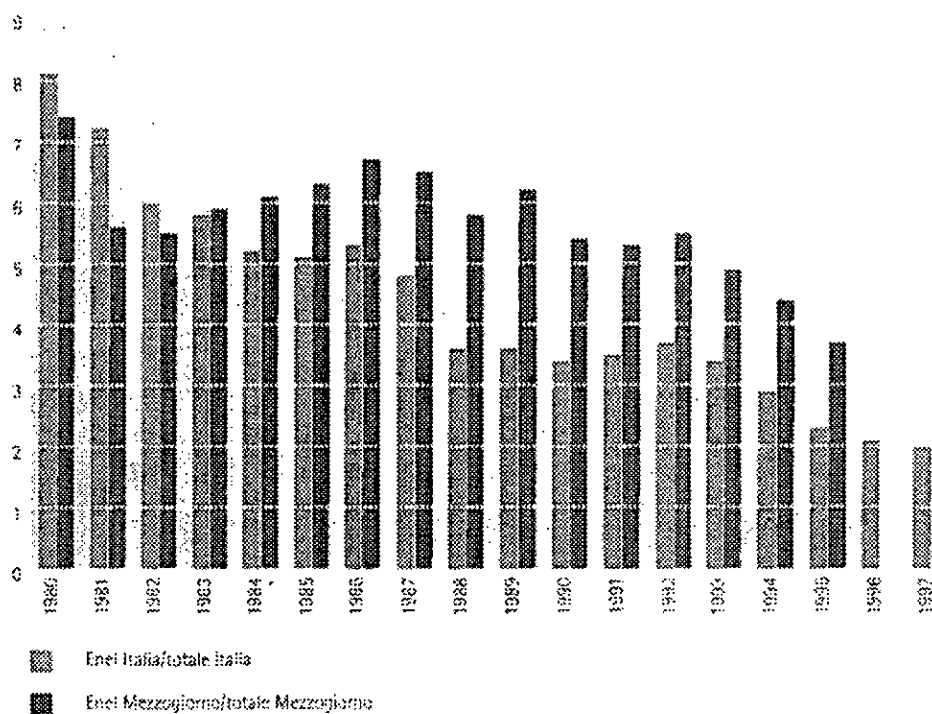
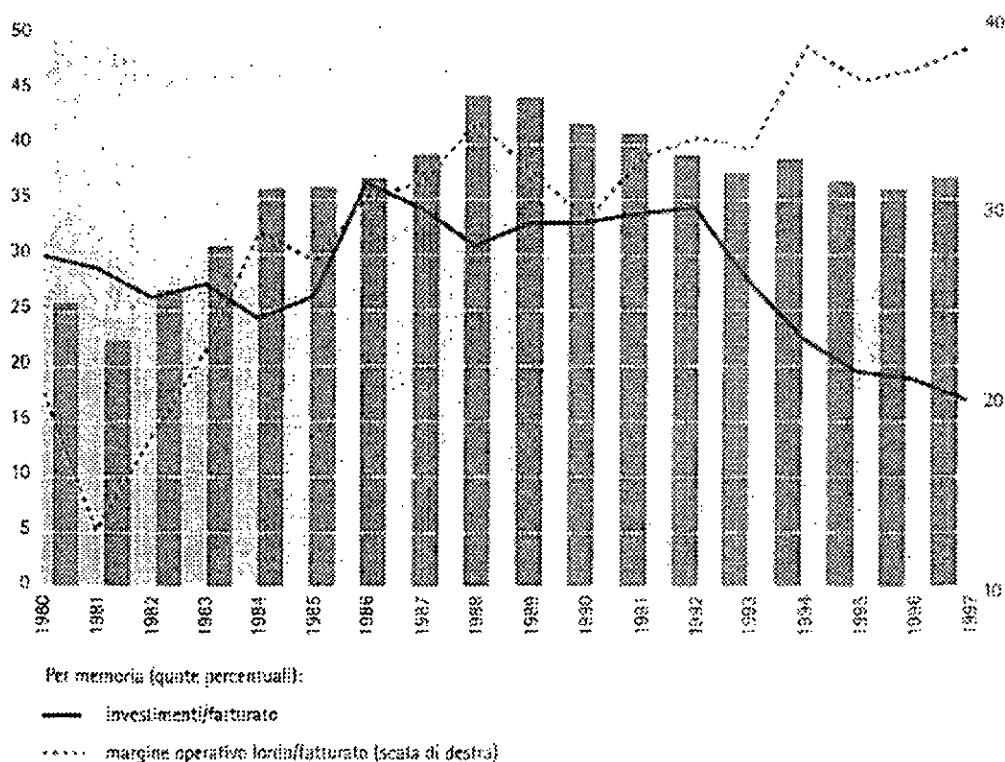


FIG. 2.12 ENEL: INVESTIMENTI NEL MEZZOGIORNO

Quote percentuali



TAV. 224 **ANDAMENTO E STRUTTURA TERRITORIALE DEGLI INVESTIMENTI DELL'ENEL**

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

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

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

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

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

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

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

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

Interconnessioni con l'estero e limitazioni agli scambi di energia

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Note

- 1 Dai dati Enel 1997 risulta nulla la produzione di sola energia elettrica da impianti a ciclo combinato.
- 2 Nell'ambito del paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati, l'Istituto Nazionale di Statistica rileva mensilmente il prezzo dell'energia elettrica, posto all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione". L'indice dell'energia elettrica viene aggiornato mensilmente in base ai provvedimenti tariffari dell'Autorità in assenza di altri interventi normativi sulle componenti del prezzo finale. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione Annuale* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto — in mancanza della presentazione dei nuovi dati — esula dagli scopi di questa *Relazione*.
È comunque opportuno precisare che nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati in base 1998=100 l'incidenza dell'indice elementare dell'energia elettrica si è notevolmente ridotta, passando dall'1.7262 all'1.2357 sul paniere al netto dei tabacchi.
- 3 Principalmente grazie all'eliminazione della componente della tariffa elettrica destinata a compensare la riduzione al fondo di dotazione dell'Enel (decisa nella legge Finanziaria del 1986).
- 4 Per un'esposizione dei vantaggi e degli svantaggi delle due metodologie, si veda la *Relazione Annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, 30 aprile 1998.
- 5 Rapporto sulla qualità del servizio elettrico nel 1997. *Quaderni dell'Autorità*, collana Documenti n. 2. Milano, gennaio 1999.
- 6 Essi riguardano i tempi massimi per l'esecuzione di prestazioni richieste dall'utente come preventivazione, esecuzione di sopralluoghi, allacciamento di nuove utenze, attivazione della fornitura, riattivazione per subentro, disattivazione della fornitura, risposta a richieste scritte, risposta a reclami, rettifiche di fatturazione, riattivazione in caso di distacco per morosità, verifica delle caratteristiche dei misuratori, verifica della tensione fornita.
- 7 Una sintesi dei risultati dell'indagine verrà pubblicata nel corso del 1999 nei *Quaderni dell'Autorità*.
- 8 La rete di trasmissione nazionale comprende le reti ad altissima tensione (220 kV e 380 kV) e le parti di rete ad alta tensione (tra 120 kV e 220 kV) individuate, secondo un criterio funzionale, dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato, sentita l'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro novanta giorni dall'entrata in vigore del decreto.

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

3. STATO DEI SERVIZI: IL GAS NATURALE

Analogamente ai principali paesi europei, anche in Italia l'utilizzo del gas naturale è in continua espansione, con elevati tassi di crescita.

Tra i fattori che sostengono l'incremento della domanda vi sono l'utilizzo crescente di gas nella generazione elettrica, alimentato dalla rapida diffusione dei processi a ciclo combinato, e il minore impatto ambientale che rende il gas preferibile ad altri combustibili fossili.

Ulteriori spinte innovative potranno provenire dal recepimento della Direttiva europea sul mercato interno del gas naturale, previsto entro l'agosto del 2000.

Altro fattore rilevante sono la formazione e andamento dei prezzi e delle tariffe che riflettono costi della materia prima e costi di vettoriamento. L'analisi dei prezzi per aree geografiche e i confronti internazionali mostrano la scarsa omogeneità tra tariffe applicate in Italia, sia su base territoriale, sia per gruppi di utenza.

Informazioni sulla qualità e le condizioni del servizio gas sono oggi disponibili grazie alle indagini conoscitive e ai controlli effettuati dall'Autorità a tutela degli utenti. A fronte di una quasi universale adozione della Carta dei servizi da parte degli esercenti, la tutela effettiva degli interessi degli utenti è ancora debole. Le rilevazioni sulla sicurezza del servizio indicano che frazioni rilevanti delle reti non sono sottoposte ad adeguate verifiche.

Il mutamento delle tecnologie e le innovazioni di processo, insieme con il dispiegarsi dei cambiamenti istituzionali conseguenti al recepimento della Direttiva europea, possono condurre a un superamento dei punti di debolezza che attualmente caratterizzano il settore nel nostro Paese, portare a forme di maggiore concorrenza in alcune fasi o attività e consentire anche una razionalizzazione del sistema di distribuzione del gas a mezzo di reti urbane oggi caratterizzato da un elevato grado di frammentazione.

L'EVOLUZIONE DEL MERCATO

Il recepimento della Direttiva sul gas naturale in Italia

In Italia come in altri paesi europei è in corso il processo di recepimento della Direttiva europea 98/30/CE.

Al fine di accelerare il processo di recepimento la delega al Governo è stata inserita nel disegno di legge collegato alla Finanziaria sugli incentivi all'occupazione (il cosiddetto collegato "ordinamentale"), dando così seguito ad un

ordine del giorno del dicembre 1998 accolto dal Governo nell'ambito della discussione sulla legge Finanziaria per il 1999. Il testo dell'art. 41 approvato in via definitiva dal Parlamento il 12 maggio 1999 delega il Governo a dare attuazione alla Direttiva 98/30/CE attraverso l'emanazione, entro un anno dalla sua data di entrata in vigore, di uno o più decreti legislativi prevede il rispetto di alcuni criteri e principi che riguardano il riassetto del mercato del gas naturale.

In sintesi, le indicazioni in materia di riassetto del mercato del gas naturale contenute nell'art. 41 prevedono:

- la liberalizzazione del mercato nel quadro di regole che garantiscono il servizio pubblico e universale, la qualità, la sicurezza, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi;
- la dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere infrastrutturali del sistema gas;
- l'eliminazione di disparità normative tra i diversi operatori nel sistema gas;
- la previsione di misure nei piani e nei programmi relativi alle opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio al fine di salvaguardare la sicurezza degli approvvigionamenti, promuovere la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio e importazione, favorire lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti;
- la costituzione per le imprese integrate del mercato del gas, e ove funzionale allo sviluppo del mercato, di società separate e comunque l'obbligo di tenere nella contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas;
- condizioni trasparenti e non discriminatorie per l'accesso al sistema gas;
- misure affinché l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea dei mercati sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per località, sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas verso nuovi assetti europei, tenuto conto anche dei contratti di approvvigionamento già stipulati all'atto di entrata in vigore della Direttiva 98/30/CE, sia per assicurare alle imprese italiane, mediante condizioni di reciprocità con gli altri Stati membri, uguali condizioni di competizione sul mercato europeo del gas.

La congiuntura settoriale**Domanda**

Nel 1998 i consumi di gas hanno raggiunto in Italia i 61,9 miliardi di mc (Tav. 3.1), registrando un aumento superiore all'8 per cento rispetto all'anno precedente, soprattutto per l'impulso della domanda termoelettrica, cresciuta di circa il 13 per cento. In termini assoluti, la crescita più significativa è avvenuta nel settore degli usi civili con un aumento di 2.3 miliardi di mc rispetto al 1997, seguita dal settore termoelettrico (1,9 miliardi di mc) e dal settore industriale (0,8 miliardi di mc).

TAV. 3: **DOMANDA E OFFERTA DI GAS NATURALE IN ITALIA**

Anno 1998; miliardi di mc

	AGIP	SNAM	ENEL	EDISON GAS E ALTRI	AZIENDE DI DISTRIB.	TOTALE
PRODUZIONE NAZIONALE	16,8	0,0	0,0	2,1	0,0	18,9
VARIAZIONE SCORTE	1,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
IMPORTAZIONE	0,0	38,5	4,0	0,2	0,0	42,7
RUSSIA	0,0	16,7	0,0	0,0	0,0	16,7
ALGERIA	0,0	18,8	4,0	0,0	0,0	22,8
OLANDA	0,0	3,0	0,0	0,0	0,0	3,0
ABU DHABI	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
ACQUISTI INTERNI	0,0	17,9	0,0	0,1	30,0	48,0
DA AGIP	0,0	17,8	0,0	0,0	0,0	17,8
DA SNAM	0,0	0,0	0,0	0,1	29,7	29,8
DA EDISON E ALTRI	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,4
TOTALE RISORSE	17,8	56,4	4,0	2,4	30,0	-
TOTALE CESSIONI INTERNE	-17,8	-29,8	0,0	-0,4	0,0	-
DISPONIBILITÀ LORDA	0,0	26,6	4,0	2,0	30,0	62,6
CONSUMI E PERDITE DI RETE	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
CONSUMI FINALI*	0,0	26,4	4,0	2,0	29,5	61,9
UTENTI TERMoeLETTRICI	0,0	10,4	4,0	1,2	0,0	15,6
UTENTI INDUSTRIALI	0,0	16,0	0,0	0,8	5,0	21,8
UTENTI CIVILI	0,0	0,0	0,0	0,0	24,5	24,5

* I consumi termoelettrici includono quelli degli autoproduttori. I consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Elaborazione su dati Snam, Edison Gas e altri operatori.

La notevole crescita nel settore civile (superiore al 10 per cento) ha riflesso il ritorno su valori normali delle temperature invernali del 1998, dopo l'inverno relativamente mite dell'anno precedente. L'aumento degli utilizzi termoelettrici, che includono l'autoproduzione, è imputabile soprattutto all'entrata in funzione di impianti che operano in base alle convenzioni del provvedimento Cip n. 6/92. Con tale incremento, il contributo del gas naturale alla generazione elettrica ha raggiunto il 34 per cento, contro il 30 per cento del 1997. Complessivamente, il gas naturale ha soddisfatto nel 1998 il 29 per cento dei fabbisogni nazionali di energia primaria (27 per cento nel 1997).

Il positivo sviluppo del mercato del gas emerge anche dai dati di contabilità nazionale elaborati dall'Istat (Tav. 3.2). Nel 1998, le attività di approvvigionamento a prezzi correnti del settore gas ha sfiorato i 30.000 miliardi di lire, un valore non dissimile da quello a prezzi costanti (oltre 27.000 miliardi), cresciuto dell'8,3 per cento rispetto all'anno precedente. Si tratta di un'espansione cospicua, superiore a quella del settore energetico (3,2 per cento) e del complesso dell'industria (1,9 per cento, misurata dall'indice di produzione industriale).

Sia per il gas, sia soprattutto per l'industria energetica nel suo complesso, il forte aumento in termini reali riflette una pronunciata flessione del corrispondente deflatore implicito, su cui ha influito la discesa dei prezzi dei prodotti petroliferi intervenuta nel corso dell'anno.

Per il gas, la dinamica del valore aggiunto settoriale appare simile a quella della produzione (9,4 contro 8,3 per cento), mentre si registra un divario fra i due indicatori sensibilmente più elevato nell'intero settore energetico (5,9 contro 3,2 per cento).

TAV. 3.2 IL SETTORE GAS NELLA CONTABILITA' NAZIONALE

Miliardi di lire e variazioni percentuali 1998/97

	GAS	TOTALE ENERGIA	INDUSTRIA IN SENSO STRETTO
PRODUZIONE A PREZZI CORRENTI	29.676,3	178.232,9	
var. %	0,8	-3,3	
PRODUZIONE A PREZZI 1995	27.537,0	176.995,0	
var. %	8,3	3,2	
VALORE AGGIUNTO A PREZZI 1995	17.510,3	115.544,2	511.156,0
var. %	9,4	5,9	2,8
UNITA' DI LAVORO (migliaia)	29,1	185,7	5.269,8
var. %	1,7	-2,0	1,5

Fonte: Istat, contabilità nazionale

Anche sotto il profilo occupazionale il settore del gas mostra un tasso di crescita positivo per il secondo anno consecutivo. Con un aumento pari a 500 unità di lavoro, lievemente inferiore a quello dell'anno precedente (pari a 700 unità), nel 1998 gli occupati del gas hanno superato le 29.000 unità, registrando un incremento dell'1,7 per cento. Al contrario, nel 1998 è proseguita la caduta dell'occupazione nel settore energetico, dove gli addetti sono scesi sotto le 186.000 unità, evidenziando un calo del 2 per cento rispetto al 1997, concentrato nel settore dell'energia elettrica.

Approvvigionamento nazionale

Nel 1998 la produzione nazionale, mantenutasi sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, è stata di 18,9 miliardi di mc. Alla produzione hanno concorso la divisione Agip dell'Eni Spa con 16,8 miliardi di mc, seguita da Edison Gas con 1,8 miliardi di mc. Gli acquisti di Snam Spa da Eni Spa sono stati pari a 17,8 miliardi di mc (Tav. 3.1), una parte consistente dei quali, pari a circa 1,0 miliardi di mc, è stata prelevata dagli stoccaggi. Tale risultato si distingue nettamente dalla situazione dell'anno precedente quando Agip aveva venduto a Snam un quantitativo inferiore alla produzione, con una immissione netta di 0,3 miliardi di mc negli stoccaggi. Il diverso comportamento è da attribuire principalmente alla forte crescita dei fabbisogni nel 1998. Gli approvvigionamenti di gas nazionale (da produzione e da stoccaggi) hanno contribuito per circa il 32 per cento al fabbisogno totale di gas naturale del paese, rispetto al 33 per cento nel 1997.

Importazioni

Nel 1998 le importazioni di gas naturale in Italia hanno raggiunto i 42,7 miliardi di mc, pari al 68,9 per cento del fabbisogno totale. Gli approvvigionamenti esteri provengono dall'Algeria nella misura di 22,8 miliardi di mc, dalla Russia per 16,7 miliardi di mc e dall'Olanda per 3,0 miliardi di mc.

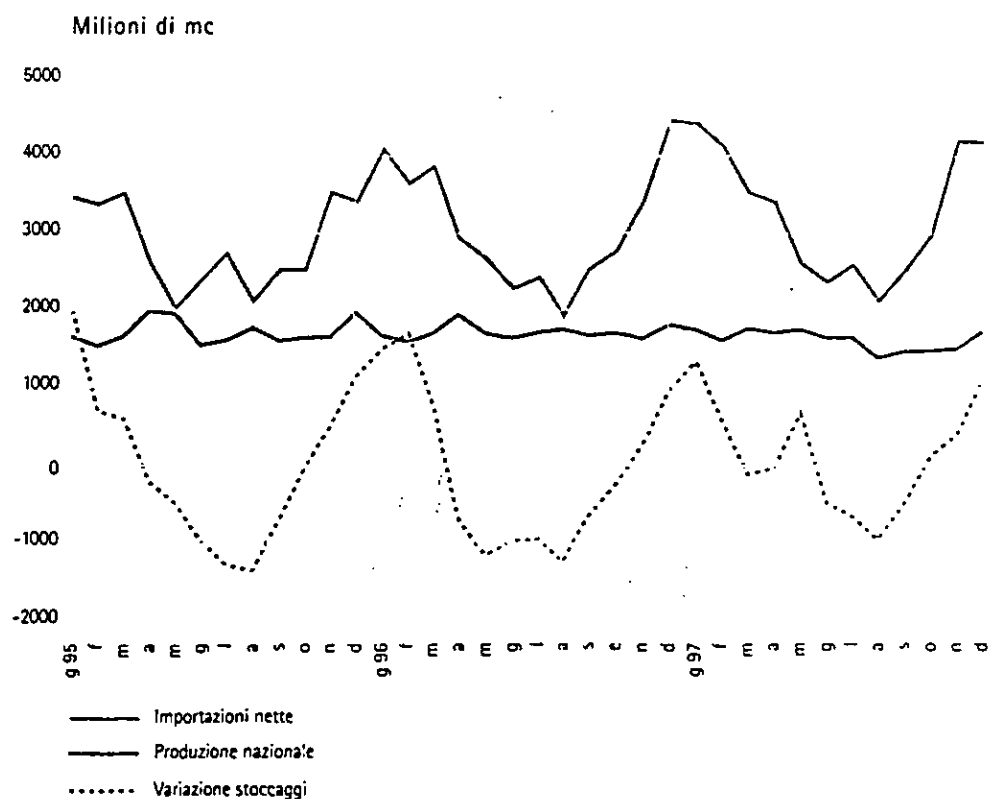
Questi valori rappresentano un diverso equilibrio rispetto al biennio precedente. Nel 1996-97, lo scarso sviluppo della domanda, attribuibile agli inverni miti e ad acquisti del settore termoelettrico inferiori al previsto, aveva indotto la Snam a mantenere le importazioni dalla Russia a livelli minimi (circa 13,6 miliardi di mc in entrambi gli anni), con l'ipotesi di operare una compensazione (*make up*; per la definizione di *make up* e *carry forward* si veda oltre in questo Capitolo) negli anni successivi. Le importazioni dalla Russia sono addirittura calate rispetto al 1995 nonostante l'avvio del nuovo contratto da 5 miliardi di mc/anno nel 1996; nel 1997 tali flussi avevano anche risentito del più elevato livello di importazioni dall'Olanda, pari a 5 miliardi di mc, rispetto ai valori storici. Le maggiori importazioni dall'Olanda sono state presumibilmente effettuate in base a una previsione di prelievi anticipati (*carry forward*)

a valere sull'anno successivo, imposti dalle opere di costruzione del metanodotto Norfra per il trasporto di metano dalla Norvegia (che hanno tra l'altro richiesto la temporanea chiusura del metanodotto dall'Olanda). In quell'anno, il contenimento delle importazioni aveva anche comportato una riduzione nelle consegne dall'Algeria a poco oltre l'83 per cento dei quantitativi contrattuali. Alle importazioni della Snam vanno sommate quelle del contratto algerino dell'Enel Spa che nel 1998 hanno raggiunto il valore di regime di 4 miliardi di mc. Inoltre, l'Edison Gas Spa ha importato 167 milioni di mc di gas naturale liquefatto sulla base di un contratto *spot* con la Adgas di Abu Dhabi.

Le caratteristiche del prelievo stagionale

Modulazione dell'offerta Il bilanciamento tra domanda e offerta di gas richiede di equilibrare flussi che presentano profili stagionali profondamente diversi: mentre la domanda s'intensifica fortemente nel periodo invernale per il riscaldamento degli edifici e presenta una caratteristica periodicità settimanale connessa con gli usi industriali del gas naturale, l'offerta — rappresentata dalle importazioni e dalla produzione nazionale — è relativamente costante (Fig. 3.1).

FIG. 3.1 OFFERTA MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA



Fonte: Aie

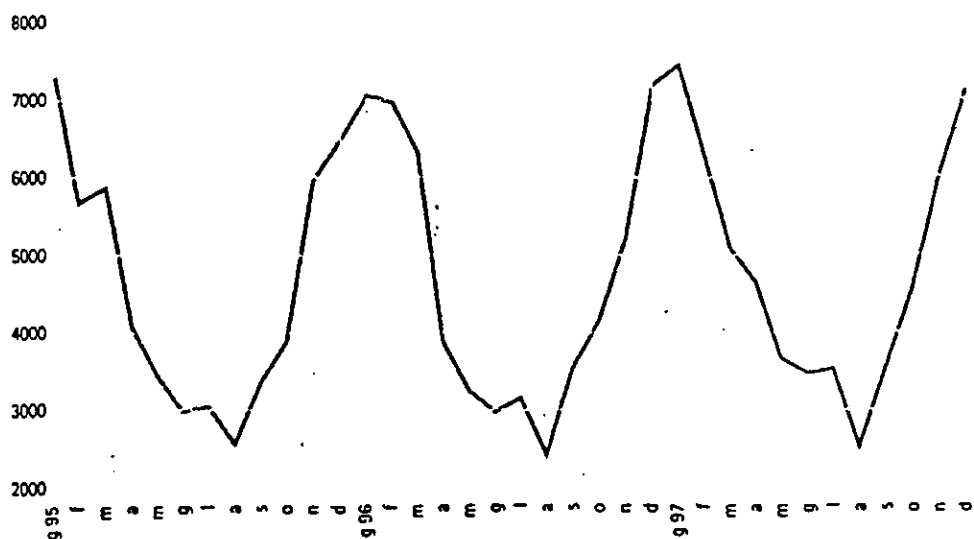
La produzione nazionale (Eni-Agip, per la maggior parte) viene da molti anni mantenuta il più possibile costante per motivi legati soprattutto allo sfruttamento ottimale dei giacimenti. Le importazioni presentano invece una modulazione più accentuata nell'arco dell'anno: in corrispondenza delle quantità di gas richieste dagli utenti, le importazioni dall'Olanda sono 4-5 volte inferiori al minimo in estate rispetto al massimo invernale, mentre sono più stabili quelle dall'Algeria e ancora di più quelle dalla Russia, variando non più del 30 per cento tra minimo e massimo. La variabilità è invece minore tra un anno e l'altro, per l'esistenza di impegni di *take or pay* da parte della Snam che impongono il ritiro delle quantità contrattate a meno di una percentuale, in genere nell'ordine del 15 per cento.

Modulazione della domanda Il profilo della domanda presenta una periodicità stagionale (Fig. 3.2) e una periodicità settimanale.

Nel 1998 la quantità media giornaliera di gas venduto nell'anno, per l'aggregato nazionale, è stata circa il 50 per cento della quantità venduta nel giorno di maggiore domanda. In questo giorno si vende una quantità di gas cinque volte maggiore di quella che si vende nel giorno di minore domanda. L'escursione è meno accentuata nel Centro-Sud (circa la metà).

Nelle stagioni intermedie (primavera e autunno) la quantità media giornaliera venduta nei giorni feriali è superiore di circa il 40 per cento alla quantità giornaliera venduta nei giorni festivi.

FIG. 3.2 CONSUMO MENSILE DI GAS NATURALE IN ITALIA
Milioni di mc



Fonte: Aie