

4. L'offerta di energia

4.1 *Il sistema petrolifero*

4.1.1. Il quadro internazionale

4.1.1.1 *L'evoluzione del mercato petrolifero*

Nel corso degli ultimi cinque anni e cioè dal 1993 al 1998 la produzione di petrolio nel mondo è continuata ad aumentare passando da circa 66 milioni di b/g (al netto degli apporti di raffinazione) ad oltre 73 milioni di b/g con un tasso medio di crescita del 2.1% annuo¹. Dell'offerta globale di greggio la quota maggiore è stata prodotta sempre dai paesi non OPEC che sono passati da 39.2 milioni di b/g del 1993 a 42.3 milioni di b/g con un tasso medio annuo del 1,6 % mentre la produzione OPEC è passata da 26.8 milioni di b/g a 30.7 milioni di b/g con un tasso di crescita del 2,9 %

Durante questo periodo il mercato petrolifero internazionale è stato caratterizzato da una domanda in forte crescita nel primo periodo (1993-1995) e in misura minore nel secondo periodo (1995-1998) a causa della stagnazione economica mondiale. Contestualmente aumentavano le difficoltà all'interno dell'OPEC nel mantenere gli accordi sulle quote di produzione che creavano un eccesso di offerta sul mercato; in dipendenza di ciò e di altri fattori i prezzi del greggio sono progressivamente deteriorati fino a raggiungere a fine 1998 livelli al di sotto dei 10 \$/b. [Fig.1; Fig.2]

La domanda e l'offerta di petrolio hanno, di fatto, mantenuto per tutto il periodo considerato un equilibrio precario, che nel corso del 1998 si è completamente sfaldato, provocando una crisi senza precedenti all'interno dei paesi produttori; i loro introiti petroliferi si sono ridotti del 30-40% circa.

¹ Alcuni elementi descritti in questo capitolo sono già stati ricordati nel quadro di riferimento; vengono ripetuti qui sia per fornire un quadro completo del settore, sia perché quantizzati nelle unità proprie del settore. Le differenze più o meno significative fra i dati sono dovute all'utilizzo di fonti diverse

Fig.1 Domanda e offerta mondiale di petrolio e saldo

Fonte: Bp Statistical Review

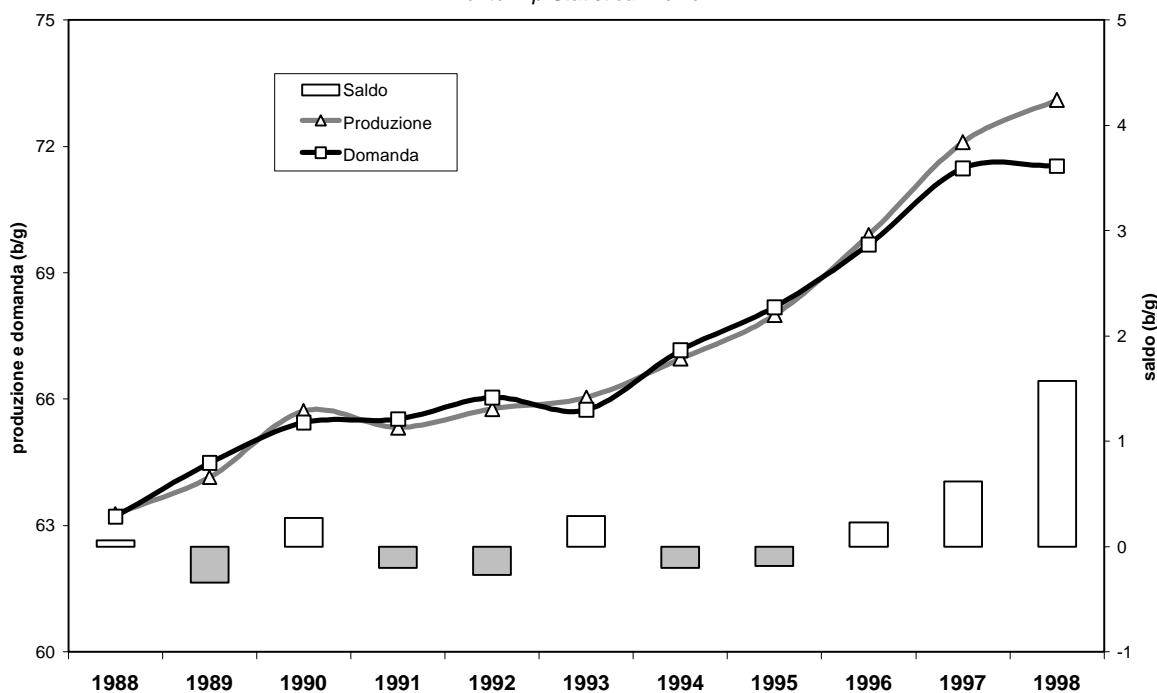
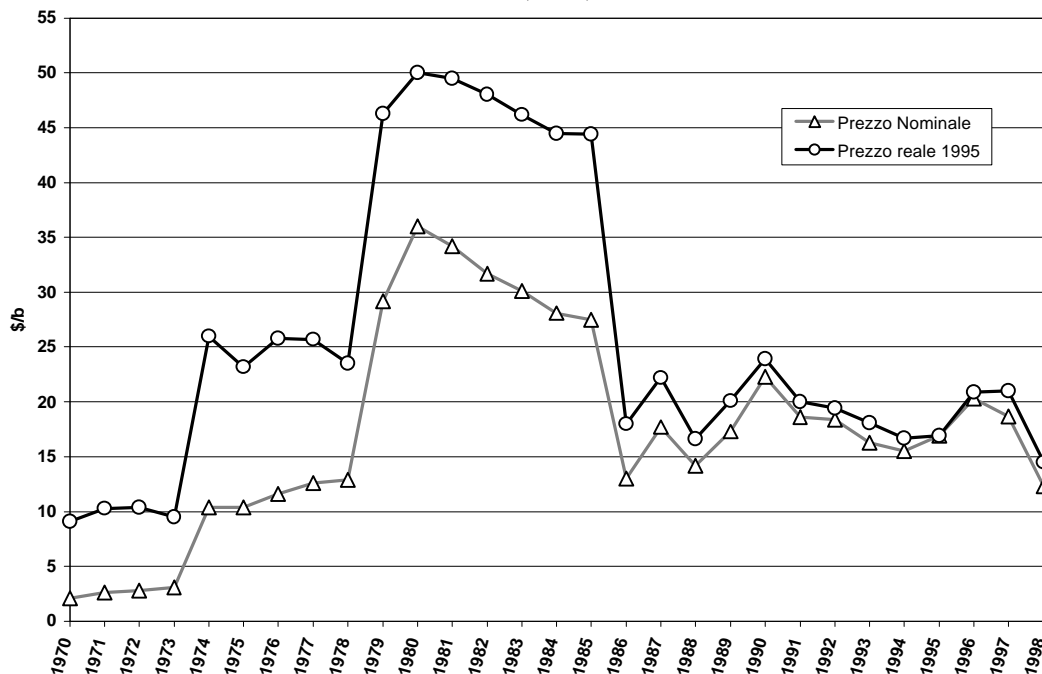


Fig. 2 Prezzo Nominale e Reale del petrolio greggio, 1970-1998

Fonte: IMF, OPEC, OAPEC



Più in particolare, per quanto riguarda la domanda, occorre segnalare che la crisi economica e finanziaria asiatica ha inflitto un duro colpo alla crescita dei consumi petroliferi nel mondo, essendo stata la componente asiatica uno dei maggiori elementi per lo sviluppo della domanda petrolifera mondiale nel corso degli anni '90. [Fig.3; Fig.4]

Fig.3 Crescita economica e delle domanda petrolifera nei Paesi asiatici, 1994-1998

Fonte: OPEC; IEA e PIW

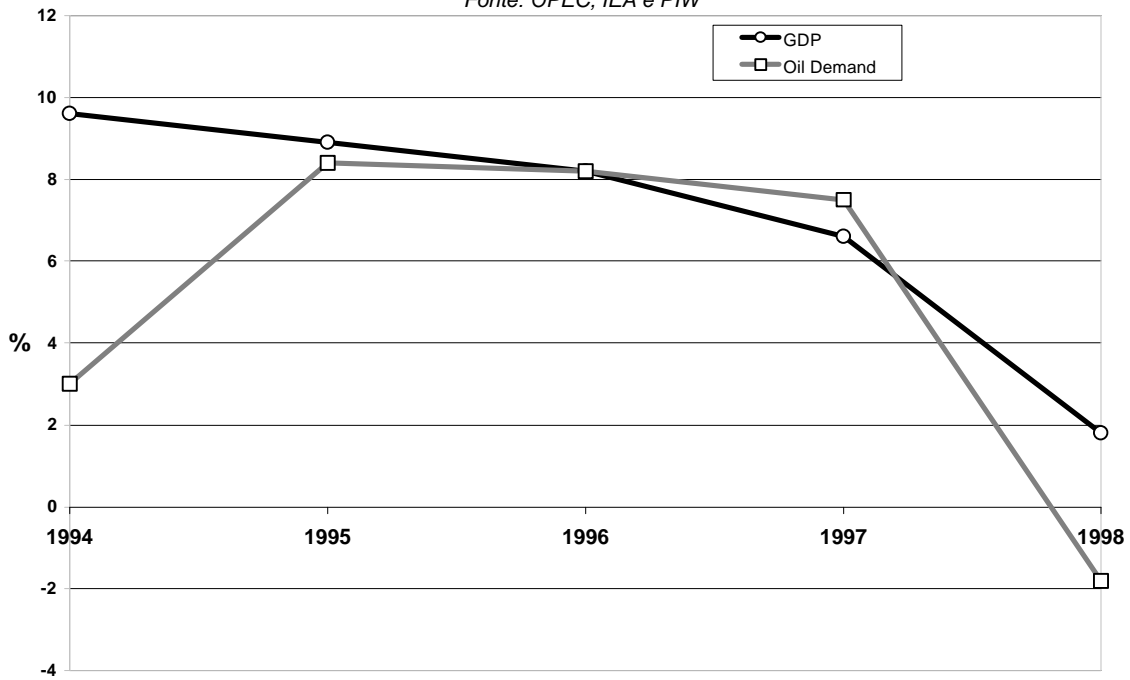
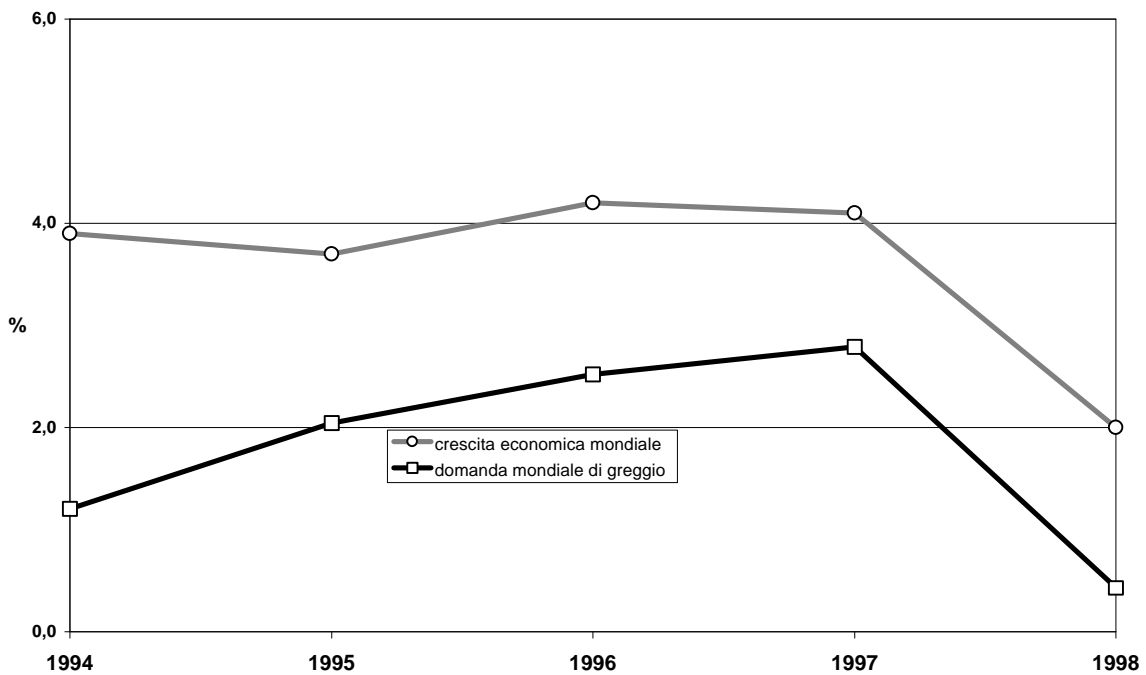
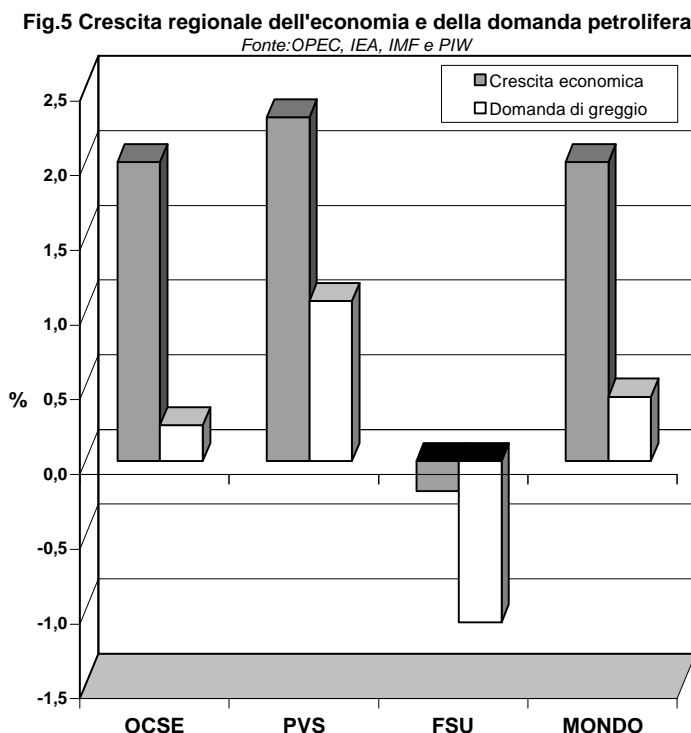


Fig.4 Crescita dell'economia mondiale e della domanda di greggio, 1994-1998

(Fonte: OPEC, PIW, IEA e IMF)



Nel 1998 la caduta della domanda petrolifera è stata generale. I risultati negativi dell'economia asiatica, ed in particolare del Giappone e della Russia, hanno avuto ripercussioni sulla crescita complessiva di petrolio anche dei paesi occidentali che hanno visto ridurre progressivamente la domanda interna dei prodotti petroliferi. [Fig.5] In Europa e negli Stati Uniti la domanda petrolifera è aumentata, nel 1998, meno dell'1% che rappresenta uno dei valori più bassi di tutto il periodo relativo agli anni '90. In America Latina la crescita della domanda è stata più elevata di quelle di altre aree, ad eccezione di quella dei paesi in via di sviluppo, che peraltro ha una bassa incidenza sulla domanda petrolifera globale.



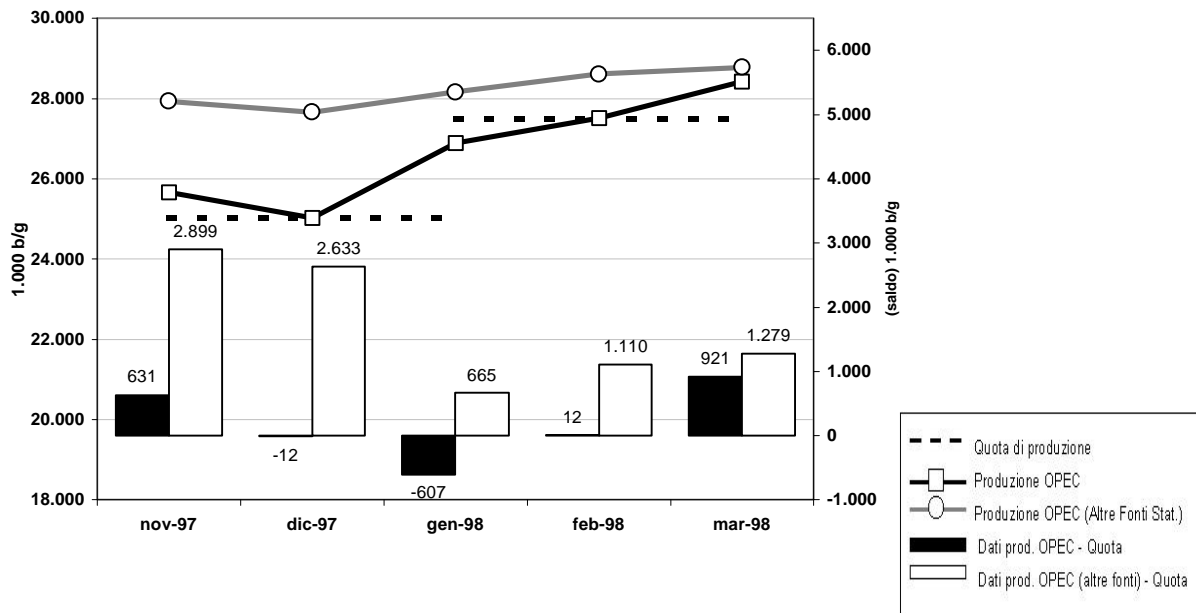
Nel periodo 1997-1998 anche il clima, eccezionalmente mite, ha avuto un effetto negativo sull'equilibrio domanda-offerta, riducendo la richiesta di combustibili per riscaldamento, accentuando l'accumulo delle scorte di petrolio e di prodotti, rendendo quindi più difficile la copertura dell'offerta di greggio sui mercati.

All'interno dell'OPEC, la situazione di debolezza del mercato petrolifero è stata più volte analizzata, nel corso del 1997-1998 ma i conflitti interni tra alcuni paesi, principalmente Arabia Saudita e Venezuela, non hanno prodotto risultati apprezzabili sul piano del contenimento della produzione.

Va ricordato anzi, che l'OPEC decideva nella Conferenza di Giacarta del novembre 1997, di portare la produzione complessiva di greggio da 25 a 27,5 milioni di b/g aumentando tutte le quote. L'accordo entrato in vigore il 1° gennaio 1998 giungeva nel momento sbagliato, dato che i prezzi, rimasti ragionevoli fino all'autunno 1997, cominciarono ad indebolirsi. Per giunta nel primo trimestre 1998 la produzione OPEC "sforava" di circa 1 milione di b/g le quote stabilite, mettendo in dubbio la capacità dell'Organizzazione di far rispettare le proprie decisioni. Dal punto di vista psicologico l'incremento delle quote, in un mercato sempre più debole, aveva un effetto assai

negativo sui prezzi, legittimando lo “sforamento” delle quote e quindi degli incrementi produttivi, anche da parte dei Paesi non appartenenti all’OPEC. [Fig.6]

Fig.6 Produzione di greggio OPEC (da diretta comunicazione dei paesi membri e da fonti statistiche esterne) e saldo rispetto alla quote di produzione ufficiali (periodo 11/97-3/98) Fonte: OPEC Review



Immediatamente, l’OPEC e alcuni dei paesi produttori di rilevanza mondiale, esprimevano le loro preoccupazioni riguardo ai prezzi del petrolio e chiedevano delle misure per stabilizzare il mercato. Veniva così fissato un incontro tra i paesi OPEC, o meglio, tra questi ed una più ampia rappresentanza dei paesi produttori, al fine di decidere le politiche atte a rettificare il crollo dei prezzi. Arabia Saudita, Venezuela e Messico, fautori di questo meeting tenutosi nel mese di marzo 1998, si accordavano per ridurre l’offerta di petrolio, in collaborazione con altri stati, di un valore compreso tra 1,6 e 2 milioni di barili/giorno. Tutti i paesi OPEC ed altri produttori sottoscrivevano l’accordo subito dopo.

In vista di questo meeting ne era stato organizzato un altro, nello stesso mese, dal Consiglio dei paesi OPEC. In questa occasione i paesi OPEC decidevano di ridurre la produzione OPEC, rispetto alle quote di febbraio, di 1,245 milioni barili/giorno a partire dal mese di aprile, una cifra comunque inferiore all’aumento deliberato a Giacarta. L’Iraq non veniva incluso nell’accordo per rispetto del programma “oil for food”.

I prezzi, nonostante l’accordo, rimanevano bassi a causa della forte discrepanza tra offerta e domanda; i tagli di produzione programmati servivano solo a fermare in un certo periodo il trend decrescente dei prezzi. Visto l’insuccesso del primo accordo, i tre paesi promotori decidevano allora di tagliare ulteriormente la produzione. In una comunicazione congiunta, all’inizio del giugno 1998, annunciavano un successivo taglio di 450.000 b/g dal primo luglio, spronando gli altri paesi OPEC e gli altri produttori alla sottoscrizione dell’intesa.

Il 24 giugno, il consiglio OPEC aderiva all’accordo in base al quale tutti i paesi membri avrebbero dovuto tagliare la produzione di altri 1,355 milioni di barili giorno. Questo nuovo accordo OPEC portava ad una riduzione totale di 2,6 milioni b/g, superiore ai 2,467 m b/g in aumento deliberati a

Giacarta nel novembre 1997. Altri paesi (Messico, Russia e Oman) si impegnavano a ridurre la produzione per un valore globale di 180.000 b/g. Malgrado queste azioni, i prezzi continuavano a scendere deludendo le speranze e smentendo le previsioni ottimistiche formulate dopo la sottoscrizione dell'accordo.

Il fallimento di queste politiche per la stabilizzazione del mercato e le pressioni determinate dalla riduzione degli introiti del petrolio nei paesi esportatori, portavano l'OPEC a discutere su quale degli strumenti fosse il più adatto per ridare forza ai prezzi del greggio. In particolare alcuni membri dell'organizzazione esprimevano il loro malessere di fronte a nuovi preventivati tagli, essendo il loro costo elevato in dipendenza della perdita di alcuni mercati di esportazione.

Alla fine del 1998 i prezzi del greggio toccavano la punta più bassa del ciclo, scendendo sotto i 10\$/b. All'inizio del 1999 alcuni paesi OPEC (Arabia Saudita, Venezuela) cui si aggiungevano Messico e Norvegia spingevano per una ulteriore accordo sulle quote di produzione, accordo che si concludeva nell'aprile dello stesso anno e che consentiva nei mesi successivi prima una stabilizzazione, e poi, una crescita dei prezzi del greggio.

Va segnalato come nel 1998, ancora una volta, l'Irak abbia svolto un ruolo significativo sia a livello politico che economico. La sua produzione petrolifera, scesa a 0,7 milioni b/g nel dicembre 1997, ha invertito la rotta e ha raggiunto nel 1998 i 2,4 milioni b/g, superando così del 15% la "quota ufficiale" fissata nel novembre dell'anno precedente. Per quanto riguarda le estrazioni, l'Irak facendo riferimento agli accordi con l'ONU che, in base alla decisione "Oil for food", autorizzava la vendita di petrolio per un totale di 52 mld doll. al semestre aumentava progressivamente i volumi produttivi autorizzati, nel momento in cui, però, i prezzi stavano scendendo. L'accordo dell'ottobre 1998, che consente all'Irak di riparare i propri impianti petroliferi acquistando all'estero i ricambi necessari, inoltre sta portando inevitabilmente questo Paese ad un ulteriore aumento della produzione petrolifera nei prossimi mesi.

Il 1998 è stato anche l'anno contrassegnato dalle più rilevanti fusioni industriali della storia. Le due maggiori compagnie petrolifere americane Exxon e Mobil hanno siglato infatti, un accordo per formare una nuova compagnia (Exxon-Mobil), di cui Exxon sarà proprietaria al 70% e Mobil al 30%.

L'operazione, del valore di 77 miliardi di dollari, ha dato vita alla più grande compagnia nel mondo in termini di vendite, profitti e riserve di idrocarburi, davanti a Shell e BP-Amoco. Con un valore di mercato di 238 miliardi di dollari Exxon-Mobil è la terza impresa dopo General Electric e Microsoft. In un contesto di prezzi petroliferi deboli è chiaro che l'alleanza tra Mobil ed Exxon ha come obiettivo principale la razionalizzazione delle attività, riducendo nel contempo i costi, incamerando ulteriori profitti e garantendo alla compagnia la reciproca copertura dai rischi economici. Sebbene gli obiettivi finanziari siano prioritari, si possono tuttavia intravedere alcune sinergie industriali:

- nell'*upstream* si completano dal punto di vista geografico: Mobil porta in dote la propria produzione petrolifera africana (Nigeria) e nelle repubbliche CSI (Mar Caspio) dove Exxon era meno presente;
 - nel *downstream* la nuova compagnia aumenta la propria capacità di raffinazione di circa il 60% e raddoppia al 15% la quota della distribuzione negli Stati Uniti;
 - Mobil apporterà i vantaggi della propria esperienza nei lubrificanti e nella catena del GNL.
- Oltre questa mega-fusione, sono da ricordare anche quelle tra BP e Amoco e tra Total e Petrofina.

L'11 agosto 1998 BP e Amoco hanno sottoscritto un accordo per fondersi in una nuova società, ribattezzata BP-Amoco, con un valore di mercato di circa 146 miliardi di dollari, che la pone al terzo posto tra le compagnie petrolifere mondiali in termini di fatturato e riserve, dopo l'americana

Exxon-Mobil, e l'anglo-olandese Shell. Come nel caso di Exxon-Mobil, l'operazione è principalmente diretta a raggiungere una dimensione critica in tutti i settori dell'industria degli idrocarburi per consolidare le quote di mercato e aumentare la profittabilità. Nonostante la fusione Exxon-Mobil, la nuova società BP-Amoco rimane il maggiore produttore di petrolio offshore nel settore del Mare del Nord e negli Stati Uniti, mentre deve cedere il primato nella produzione americana di gas naturale.

Nel dicembre 1998 anche la francese Total e la belga Petrofina hanno annunciato l'intenzione di fondersi. L'operazione doveva concretarsi con uno scambio di azioni che prevedeva 9 azioni Total contro 2 Petrofina. Durante la prima fase i maggiori azionisti di Petrofina (il gruppo finanziario Albert Frères e Tractebel) scambiarono il proprio 41% della compagnia belga contro il 12% di quella francese. Alla fine il gruppo Albert Frères, il principale azionista di Petrofina con il 30,9%, insieme con Tractebel, Electrabel ed altri, è divenuto con l'8,8% il maggiore azionista di Total-Fina. Con questa operazione da 65 miliardi di franchi francesi, Total-Fina è divenuta la quarta compagnia petrolifera mondiale per fatturato e la quinta per riserve di idrocarburi. Nel settore upstream, Total-Fina aumenterà del 30% la produzione e del 20% le riserve di petrolio e gas. Le due compagnie francese e belga beneficeranno anche di sinergie nel Mare del Nord e in Angola dove sono entrambe presenti. Inoltre Petrofina apporterà la propria esperienza nell'offshore profondo in Angola e nel Golfo del Messico. La nuova società sarà al sesto posto nel mondo nella produzione di idrocarburi.

4.1.1.2 *La domanda di petrolio*

La domanda di greggio nel 1998 è stata estremamente debole, aumentando rispetto al 1997 di solo 0,3 milioni di barili giorno. Questo risultato è irrilevante, in termini quantitativi, se paragonato alle variazioni registrate nei precedenti cinque anni. Il 1998 ha rappresentato il giro di boa del quinquennio 1993-1998 durante il quale la domanda è cresciuta tra l'1,2 e il 2,8%. [Fig.7]

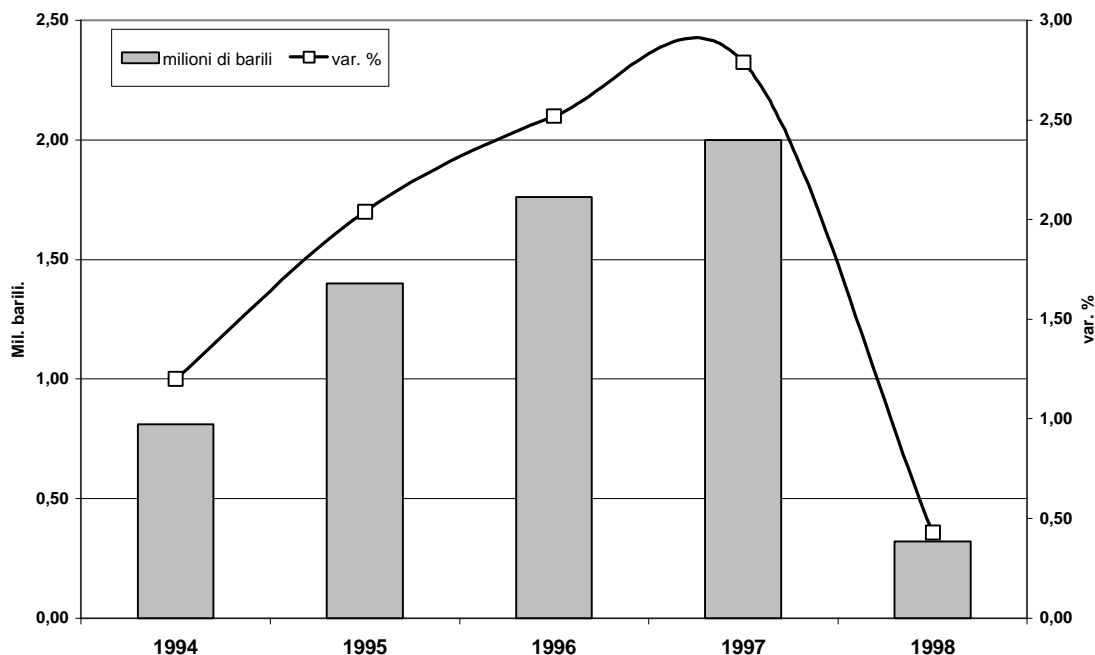
Il crollo nel trend crescente della domanda mondiale di petrolio è stato causato anche dall'inverno mite di inizio anno. Questo ha portato all'abbassamento della domanda per i prodotti petroliferi nei paesi OCSE rispetto all'anno precedente che era stato caratterizzato da un inverno piuttosto rigido. La caduta è evidente specialmente nel secondo trimestre.

I mercati mondiali sono stati particolarmente condizionati dal declino della domanda dei paesi dell'est asiatico e in Russia. Questo è stato il risultato delle crisi economiche "a catena" che hanno colpito dapprima le regioni asiatiche, quindi il Giappone (dove l'economia è in una situazione di stallo), ed infine la Russia dove si è avuta una vera e propria depressione.

Una volta ancora si è confermata la stretta correlazione tra la caduta della domanda di greggio e il rallentamento della domanda mondiale di beni e prodotti.

Fig.7 Crescita della domanda di petrolio, 1994-1998

Fonte: OPEC, IEA e PIW

**Tabella 4.1.1****Variazioni trimestrali nella domanda di greggio nei maggiori paesi industrializzati (1997-'98)**

Var.98-97 (in M.barili/giorno)	USA	Europa Occ.	Giappone	Totale
I° Trimestre	0,27	3,15	-3,61	0,27
II° Trimestre	-0,32	-1,42	-3,87	-1,18
III° Trimestre	1,49	0,23	-3,51	0,33
IV° Trimestre	1,52	0,00	-1,37	0,62

Fonte: AIEE

4.1.1.3 L'attività esplorativa

Nel 1998 sono stati perforati nel mondo oltre 53.000 pozzi con una diminuzione del 19% rispetto al 1997, dovuta al forte calo dei prezzi che ha comportato una decisa riduzione dell'autofinanziamento delle compagnie e, quindi, delle disponibilità finanziarie per gli investimenti, nonché la percezione da parte degli operatori di un peggioramento delle prospettive di redditività delle attività di esplorazione e sviluppo degli idrocarburi.

Il 61% dei pozzi sono stati perforati in Nord America, il 22% in Estremo Oriente, il 6% nell'ex URSS-Europa Centrale, il 5% in America Latina, il 2% in Medio Oriente, il 2% in Africa e l'1% in Europa Occidentale.

Le diminuzioni più vistose del numero di pozzi perforati si sono verificate nell'ex URSS-Europa Centrale (-33%), in Nord America (-22%) e in America Latina (-20%). Nelle altre aree il calo è stato di circa il 6% ad eccezione dell'Africa che ha visto un aumento dell'1%.

Questa fase di riduzione delle attività fa seguito ad un periodo di parecchi anni caratterizzato da un incremento abbastanza diffuso delle operazioni di esplorazione e sviluppo in gran parte dei Paesi del mondo. Questo andamento era stato favorito da un andamento dei prezzi oscillante attorno al valore di 18 \$/barile con variazioni positive e negative che hanno raggiunto al massimo il 25% rispetto al valore medio.

Nel corso di questi anni si è assistito ad un processo di continua riduzione dei costi unitari di scoperta, di sviluppo e di produzione, grazie ad uno sviluppo tecnologico e ad uno sforzo di ristrutturazione organizzativa che ha permesso di bilanciare e di ribaltare la tendenza all'aumento dei costi unitari derivante dalla necessità di condurre la ricerca in aree sempre più mature (e quindi con volumi via via decrescenti di riserve per campo) e con obiettivi localizzati in ambienti operativamente più difficili (acque profonde oppure maggiori profondità da perforare).

Lo sviluppo tecnologico è stato molto evidente nel campo dell'esplorazione con il sistema di sismica 3D che ha permesso di migliorare di molto il tasso di successo delle perforazioni esplorative e quindi il costo unitario di scoperta. A ciò si è affiancata la riduzione dei costi di perforazione grazie alla diffusione dei pozzi orizzontali, dei sistemi di controllo dell'avanzamento del pozzo e alla riduzione dei diametri del foro.

Nel campo delle infrastrutture di produzione si è avuta una riduzione dei costi degli impianti offshore grazie alla diffusione dei sistemi di produzione con teste pozzo sottomarine ed ai miglioramenti ottenuti nella costruzione delle piattaforme.

La migliore conoscenza del comportamento dei giacimenti ha portato un incremento del fattore di recupero degli idrocarburi e quindi delle riserve, con conseguente riduzione di tutti i costi unitari. L'utilizzo di una sempre più spinta automazione nel controllo della produzione, come anche una evoluzione dei sistemi di organizzazione delle attività con maggiore ricorso a contrattisti ha permesso la riduzione dei costi operativi.

Grazie a tale importante processo di miglioramento l'industria petrolifera upstream internazionale è riuscita a mantenersi competitiva anche in avverse situazioni di prezzi bassi e a permettere l'incremento delle produzioni particolarmente nei Paesi non-OPEC, contribuendo così all'allargamento dell'offerta di idrocarburi e, quindi, al contenimento dei prezzi.

4.1.1.3.1 Nord America

Negli USA nel 1998 sono stati perforati circa 22.000 pozzi con un calo del 24% rispetto al 1997. Sulla base dei dati del 1° Semestre 1999, pur tenendo conto dell'incremento di attività nel 2° Semestre legato all'incremento dei prezzi, si stima che il 1999 registrerà complessivamente un ulteriore calo del numero dei pozzi perforati del 21% rispetto al 1998. La diminuzione dei pozzi ha interessato in particolare le attività di esplorazione.

In Canada sono stati perforati nel 1998 circa 10.800 pozzi con un calo del 18% rispetto al 1997. Una diminuzione del 12% è prevista per il 1999. Oltre alle attività convenzionali nelle Province Occidentali, un forte interesse è stato dimostrato dalle compagnie per lo sviluppo delle sabbie bituminose dell'Athabasca, per l'esplorazione del Territorio del Nord Ovest (che ha portato recentemente a importanti scoperte di gas) e per l'esplorazione dell'Offshore Atlantico.

In effetti nel 1998 la diminuzione di produzione di greggio convenzionale nelle Province occidentali è stato più che bilanciato dall'aumento di produzione dei liquidi recuperati del gas naturale, dell'olio sintetico ottenuto dalle sabbie bituminose dell'Athabasca (grazie ai nuovi progetti di sviluppo ed all'ampliamento degli impianti esistenti) e del greggio prodotto nell'offshore Atlantico, dove oltre al campo di Hibernia sono in via di sviluppo il progetto Terra Nova e il campo a gas Sable.

4.1.1.3.2 America Latina

In Messico, che rimane uno dei pochi Paesi del mondo chiuso alla presenza delle compagnie internazionali, l'attività di perforazione è stata nel 1998 in forte aumento con un totale di 203 pozzi (+68%), di cui 21 pozzi esplorativi (+100%) che hanno registrato un tasso di successo del 62%. Un pozzo perforato nell'offshore di Tabasco ha dato risultati eccezionali con una produzione di oltre 27.000 barili/giorno di olio e di oltre 300.000 metri cubi/giorno di gas. Le attività di sviluppo sono attualmente concentrate sul progetto offshore Cantarell comprendente la realizzazione di un sistema di iniezione di azoto e di un sistema per l'automatizzazione delle facilities di produzione, che saranno controllate da un centro ubicato onshore.

In Venezuela sono stati perforati in totale 855 pozzi (-22% rispetto al 1997), di cui 34 pozzi esplorativi (+36%). Tale incremento rispecchia l'interesse dimostrato dalle compagnie internazionali che hanno preso parte, negli ultimi anni, alle gare per l'aggiudicazione di nuovi blocchi. Due nuove scoperte di rilevante interesse sono state effettuate dalle compagnie internazionali nel Colon Block e nel Golfo di Paria West mentre ulteriori scoperte sono state effettuate nelle aree produttive del Jusepin Field e del Quiriquire Block. Attività di sviluppo da parte di compagnie internazionali sono in corso sui blocchi assegnati nel 1997 per i campi di Ambrosia, Dacion, Maturin e Maracaibo. Malgrado ritardi e rinvii dovuti alla bassa congiuntura dei prezzi petroliferi anche alcuni progetti per la coltivazione dei greggi pesanti dell'Orinoco sono andati avanti, in particolare i progetti Sincor, Petrozuata e Cerro Negro.

In Argentina l'evento principale degli ultimi anni è rappresentato dalla privatizzazione della compagnia di stato YPF e dalla successiva sua acquisizione da parte della spagnola Repsol. Nel 1998 sono stati perforati in totale 866 pozzi con un calo del 33% rispetto al 1997. L'attività esplorativa ha riguardato 59 pozzi con un tasso di successo del 54%. Tre scoperte interessanti di olio sono state effettuate nel Rio Negro Block nel bacino di Neuquen. L'attività di sviluppo riguarda in particolare il settore gas, poiché, nei prossimi due anni, nuovi gasdotti saranno operativi per l'esportazione di gas in Cile, Uruguay e Brasile. Nell'*offshore* della Terra del Fuoco è entrato in produzione il pozzo Argo Submarine nel permesso Cuenca Marina Austral, collegato via pipeline al campo di Hidra.

In Colombia le condizioni di insicurezza determinate dalla guerriglia hanno comportato da una parte una stagnazione dell'attività su livelli contenuti, con la perforazione di un totale di 106 pozzi (-12% rispetto al 1997), e dall'altra una prudente partecipazione delle compagnie alla gara per l'ottenimento di blocchi esplorativi (con conseguente riduzione dei blocchi effettivamente assegnati). Tutto ciò ha portato ad una riduzione del numero di scoperte effettuate.

In Brasile è prevista la vendita a privati di una ulteriore quota della compagnia di stato Petrobras, in modo che al Governo rimanga solo il 50% più uno delle azioni. In una gara sono stati assegnati 12 blocchi esplorativi a compagnie internazionali segnando una rottura della precedente tradizione di sostanziale monopolio della Petrobras. Complessivamente sono stati perforati 307 pozzi (-5% rispetto al 1997). Una interessante scoperta di gas è stata effettuata nel bacino delle Amazzoni.

L'attività di sviluppo ha riguardato in particolare il progetto a gas e olio di Urucu nel bacino delle Amazzoni con riserve stimate in 100 miliardi di metri cubi di gas e 160 milioni di barili di olio. Nell'area principale petrolifera del paese, il bacino offshore di Campos, ubicato in larga parte in acque profonde, l'attività di sviluppo dei campi di Barracuda e Caratinga dovrebbe dare un contributo di produzione di 300.000 barili/giorno di olio.

In Ecuador nel 1998 sono stati perforati 51 pozzi (-22% rispetto al 1997). L'attività più importante riguarda l'espansione dell'oleodotto SOTE e la costruzione di un nuovo oleodotto parallelo al SOTE in modo da permettere lo sviluppo dei campi scoperti nella regione orientale del Paese.

In Bolivia l'interesse principale risiede nel settore gas che ha visto negli ultimi anni spettacolari successi nell'esplorazione e la realizzazione del gasdotto Bolivia-Brasile.

In Perù è segnalata una scoperta di olio pesante, ma l'interesse maggiore riguarda i possibili sbocchi del gas scoperto nel campo gigante Camisea con riserve di oltre 300 miliardi di metri cubi di gas e di 575 milioni di barili di olio, la cui messa in produzione resta per ora problematica per l'insufficienza della domanda e per gli alti costi previsti di sviluppo minerario.

In Trinidad e Tobago sono state effettuate negli ultimi anni numerose scoperte di gas per un totale di riserve di oltre 300 miliardi di metri cubi, confermate nel corso del 1998 da ulteriori scoperte di campi a gas e condensati e di campi ad olio.

4.1.1.3.3 Europa Occidentale

In UK nel 1998 sono stati perforati 269 pozzi (-6% rispetto al 1997) di cui 76 esplorativi (-26%). Nove nuove scoperte sono state effettuate di cui 3 a gas nel settore meridionale del Mare del Nord, 5 a olio e gas negli altri settori del Mare del Nord ed 1 scoperta a gas nell'area di ricerca ad Ovest delle isole Shetland. L'intensa attività di sviluppo ha portato alla messa in produzione di 19 nuovi campi di cui 18 nel Mare del Nord ed 1 nell'area ad Ovest delle isole Shetland. Di questi campi 11 sono stati sviluppati come satelliti di infrastrutture esistenti. Le riserve complessivamente messe in produzione da questi 19 campi ammontano a oltre 800 milioni di barili di olio e oltre 150 miliardi di metri cubi di gas. I campi più importanti entrati in produzione sono stati Britannia e Schiehallion. Nel corso del 1998 è stato inoltre autorizzato lo sviluppo di 19 campi con riserve totali per 230 milioni di barili di olio e 35 miliardi di metri cubi di gas.

In Norvegia nel 1998 sono stati perforati 160 pozzi (-13% rispetto al 1997), di cui 31 esplorativi (-38% rispetto al 1997). I pozzi esplorativi sono stati ubicati per 3/4 nel Mare del Nord e per 1/4 nel Mar di Norvegia. Sette nuove scoperte sono state effettuate, di cui 2 nelle acque profonde del Mar di Norvegia. L'attività di sviluppo ha portato alla messa in produzione nel corso del 1998 di 3 nuovi campi (Gullveig, Tordis East e Varg) con riserve complessive per oltre 500 milioni di barili di olio e 73 miliardi di metri cubi di gas. Ulteriori obiettivi di sviluppo sono stati raggiunti con il completamento della fase 2 di sviluppo del campo gigante a olio e gas di Ekofisk, mentre nel 1999 entra in produzione il campo gigante a olio e gas di Aasgard (con riserve per oltre 1 miliardo di barili di olio e oltre 200 miliardi di metri cubi di gas) e il settore Nord dell'area di Troll West (32 pozzi collegati alla piattaforma Troll C).

In Olanda nel 1998 sono stati perforati 59 pozzi (-19% rispetto al 1997), di cui 26 pozzi esplorativi (-37%). Nell'offshore olandese sono state effettuate 7 nuove scoperte. Un nuovo campo (Andalusite) con riserve pari a 10 miliardi di metri cubi di gas è entrato in produzione nell'aprile 1999, mentre numerose piccole scoperte sono entrate in produzione nel corso del 1998.

In Danimarca nel 1998 sono stati perforati 26 pozzi (+24% rispetto al 1997), di cui 3 esplorativi. Uno di essi ha portato alla scoperta a gas di Francisca a Sud-Ovest del campo di Siri. L'attività di sviluppo ha portato all'entrata in produzione nel 1998 del campo di Lulita (con riserve per 20 milioni di barili di olio e oltre 2 miliardi di metri cubi di gas) e nel 1999 del campo a olio di Siri con riserve per 65 milioni di barili di olio. Entro la fine del 1999 è prevista l'entrata in produzione del campo di South Arne con riserve per 150 milioni di barili di olio e 6 miliardi di metri cubi di gas.

In Italia l'area della Val Padana, precedentemente assegnata all'ENI, è stata aperta all'attività delle altre compagnie. L'attività esplorativa ha interessato soprattutto l'Appennino Centro-Meridionale dove sono state effettuate negli scorsi anni le importanti scoperte dei campi ad olio della Val d'Agri. Ulteriori scoperte di campi a gas sono avvenute nel mare Adriatico mentre un'importante scoperta a gas si è avuta nella Sicilia Centrale in prossimità del campo a gas di Gagliano. L'attività di sviluppo ha riguardato principalmente la Val d'Agri e la realizzazione di nuove centrali di compressione gas per i campi dell'Adriatico.

4.1.1.3.4 Comunità degli Stati Indipendenti e Paesi dell'Europa centrale - orientale

In Russia la crisi finanziaria, congiuntamente al calo dei prezzi petroliferi mondiali, ha portato ad un ulteriore ridimensionamento dell'attività di esplorazione e sviluppo. I pozzi perforati complessivamente nel 1998 sono ammontati a 2575, di cui 400 pozzi esplorativi, con una diminuzione del 38% rispetto al 1997 sia per i pozzi nel loro complesso che per la sola attività esplorativa. Complessivamente i nuovi pozzi entrati in produzione nel 1998 indicano un calo del 21% rispetto all'anno precedente. Un ulteriore calo rispetto ai valori del 1998 si è registrato nel corso del 1° trimestre 1999 con riguardo sia alla perforazione di pozzi esplorativi (-19%) e di sviluppo (-26%), sia al numero di nuovi pozzi entrati in produzione (-32%).

Finora gli unici progetti rilevanti con la partecipazione di compagnie internazionali nel quadro di contratti di ripartizione della produzione sono quelli di Sakhalin 1 e 2 nell'Estremo Oriente della Russia; le attività previste si svolgono con ritardo rispetto ai programmi; le produzioni che saranno via via ottenute a partire dalla seconda metà del 1999 aiuteranno a finanziare i progetti. Nell'area del Caspio la forte riduzione dei prezzi internazionali del petrolio ha portato ad una riduzione delle attività a causa del rilevante peso del costo di trasporto fino ai mercati di sbocco che incide pesantemente sulla economicità delle attività in uno scenario di bassi prezzi.

In Kazakhstan nel 1998 sono stati perforati 93 pozzi (-11%). Le attese di risultati dall'esplorazione sono principalmente concentrate nell'area del Caspio settentrionale dove la sismica ha messo in evidenza numerose strutture con elevato potenziale di cui inizierà prossimamente la perforazione. Le principali attività di sviluppo riguardano i campi giganti di Tengiz (ad olio) e di Karachaganak (a gas e condensati) e procedono con qualche difficoltà.

In Azerbaijan nel 1998 sono stati perforati 45 pozzi (-10% rispetto al 1997). Alcuni successi esplorativi si sono registrati sulle strutture offshore Ashrafi/Dan Ulduzu e Shah-Deniz. Numerosi progetti di sviluppo sono in corso nell'offshore; il più rilevante è quello dei campi Azeri, Chirag e Guneshli collegati al Mar Nero attraverso un oleodotto che giunge a Novorossiisk in Russia ed un nuovo oleodotto collegato al porto di Supsa in Georgia.

In Turkmenistan, caratterizzato da ingenti riserve di gas nel bacino dell'Amu Darya e da numerosi campi ad olio nell'area caspica, le attività attuali di esplorazione sono modeste; più rilevanti quelle di sviluppo relative al miglioramento degli impianti in alcuni campi già produttivi e alla messa in produzione di alcuni nuovi campi.

4.1.1.3.5 Africa

In Algeria nel 1998 sono stati perforati 85 pozzi (-19% rispetto al 1997), di cui 43 esplorativi (+10% rispetto al 1997). Numerose scoperte sono state effettuate e l'attività di sviluppo in corso potrà permettere l'incremento della produzione nei prossimi anni.

In Libia, dopo la sospensione delle sanzioni dell'ONU, è previsto un incremento delle attività delle compagnie internazionali. Nel 1998 sono stati perforati 123 pozzi (-4% rispetto al 1997), di cui 22 pozzi esplorativi. Scoperte sono state effettuate nel blocco NC-137 lungo la frontiera tunisina e nel blocco NC-115 nel bacino di Murzuq. Le principali attività di sviluppo riguardano il campo Elephant nel bacino di Murzuq e l'avvio del grande progetto di sviluppo gas che riguarda inizialmente il campo di Wafa.

In Egitto sono stati perforati nel 1998 172 pozzi (-2%), di cui 81 esplorativi. Sono state effettuate numerose scoperte prevalentemente a gas soprattutto nell'offshore mediterraneo: tra le principali i giacimenti in acque profonde Saffron e Scarab con riserve complessive per circa 140 miliardi di metri cubi di gas. Anche le attività di sviluppo sono concentrate nei campi a gas dell'offshore mediterraneo ed in particolare Ha'py e Temsah.

In Nigeria nel 1998 sono stati perforati 132 pozzi (-4% rispetto al 1997), di cui 43 esplorativi (+30%). Due interessanti scoperte sono state effettuate nelle acque profonde nei blocchi 216 e 218 dopo le scoperte degli scorsi anni a Bonga ed Abo. Attività di sviluppo, in diminuzione rispetto agli scorsi anni, sono continuate nelle aree tradizionali del delta del Niger. Di particolare importanza l'avvio di una fase di espansione del progetto di liquefazione del gas naturale di Bonny.

In Angola nel 1998 sono stati perforati 91 pozzi (+40% rispetto al 1997), di cui 31 pozzi esplorativi (+24%). Il forte incremento di attività, contrastante con l'andamento dominante in quasi tutti i Paesi del mondo, testimonia l'importanza dei successi conseguiti in questi anni nell'esplorazione delle acque profonde. Tra le principali scoperte effettuate nelle acque profonde nel 1998-1999 si ricordano quelle di Belize nel Blocco 14, di Dikanza nel blocco 15, di Lirio e Tulipa nel Blocco 17 e di Platina e Plutonio nel Blocco 18. Le attività di sviluppo hanno riguardato soprattutto il campo in acque profonde di Kuito nel blocco 14 e il campo di Banzala nell'offshore di Cabinda, mentre è ancora in discussione lo sviluppo del campo gigante di Girassol

4.1.1.3.6 Medio Oriente

In Arabia Saudita nel 1998 sono stati perforati 284 pozzi (-7% rispetto al 1997). L'attività esplorativa ha portato alla scoperta nella zona orientale del Paese di nuove riserve di gas non associato per complessivi 220 miliardi di metri cubi ed alla scoperta di ingenti quantità di olio, in particolare nel campo di Sidr sulla costa settentrionale del mar Rosso. Le attività di sviluppo hanno riguardato il campo di Shaybah e l'ampliamento del Master Gas System per incrementare le capacità di trattamento gas a 60 miliardi di metri cubi l'anno.

In Kuwait un pozzo esplorativo ha confermato la scoperta di olio leggero 49°API di Kar'a al-Marū. Un programma di sviluppo di numerosi campi con l'intervento di compagnie internazionali é ancora in fase di discussione.

In Iran nel 1998 sono stati perforati 124 pozzi con un livello di attività analogo a quello del 1997. Accordi sono stati firmati con compagnie internazionali per l'esecuzione di attività esplorative nel Mar Caspio iraniano. Una gara é stata emessa per l'assegnazione di blocchi esplorativi onshore e offshore nell'area del Golfo Persico. Contratti con compagnie internazionali sono stati anche conclusi per lo sviluppo di alcuni campi ad olio.

4.1.1.3.7 Estremo Oriente

In Cina nel 1998 sono stati perforati 9800 pozzi (-8% rispetto al 1997). I pozzi esplorativi sono stati 163 con un incremento dell'87% rispetto al 1997. Numerosi campi sono stati scoperti nell'onshore. In offshore su 15 pozzi esplorativi eseguiti da compagnie internazionali si é verificato un tasso di successo del 13%.

In Indonesia nel 1998 sono stati perforati 1016 pozzi (+3% rispetto al 1997), di cui 146 pozzi esplorativi (+34%). Sono state effettuate numerose scoperte di olio e gas e sono stati portati a termine parecchi progetti di sviluppo. Le valutazioni per lo sviluppo di un terzo impianto di liquefazione gas (dopo Bontang e Arun) sono in corso. Gli studi per la fattibilità del progetto di sviluppo del campo a gas di Natuna (riserve per circa 1300 miliardi di metri cubi) continuano.

In India nel 1998 sono stati perforati 274 pozzi (-14% rispetto al 1997). Non sono stati segnalati importanti ritrovamenti né rilevanti progetti di sviluppo.

In Malesia nel 1998 sono stati perforati 87 pozzi (+85% rispetto al 1997), di cui 15 esplorativi (+36%). Sono state effettuate diverse scoperte di olio e gas. Di notevole rilievo le attività gas rivolte sia allo sviluppo del sistema di consumo interno sia all'alimentazione di un secondo impianto di liquefazione gas a Bintulu.

In Thailandia nel 1998 sono stati perforati 222 pozzi (+16% rispetto al 1997) di cui 36 esplorativi (-40%). Tre campi a gas ed un campo a gas ed olio sono stati scoperti. Due campi sono entrati in produzione durante il 1998 ed altre strutture produttive sono entrate in attività nel corso del 1999.

In Australia nel 1998 sono stati perforati 265 pozzi (-20%), di cui 135 pozzi esplorativi (-22%). Nel 1998-99 sono state effettuate 7 scoperte nell'offshore del Nord-Ovest (4 ad olio e 3 a gas) e 11 scoperte nell'onshore, di cui 10 in South Australia ed 1 nel Queensland (10 a gas ed 1 a olio e gas). Le principali attività di sviluppo riguardano l'ampliamento dell'impianto di liquefazione gas del North West Shelf, lo sviluppo annunciato del campo ad olio di Buffalo nel Timor Sea e dei campi a gas onshore del South Australia.

4.1.1.4 Le riserve

La stima delle riserve mondiali provate di greggio è salita di circa un miliardo di barili nel 1998. Alla fine dell'anno si sono attestate a 1.051 miliardi di barili. Aggiungendo la produzione totale annua (26,5 miliardi di barili), le riserve addizionali nel 1998 sono state di circa 27,4 miliardi di barili. L'aumento è spiegabile soprattutto grazie all'apporto dei paesi non OPEC che hanno avuto

un incremento nelle proprie riserve stimate. Per quanto riguarda i dati relativi alle riserve mondiali ci sono comunque delle discrepanze tra le varie fonti.

Le riserve stimate dei paesi OPEC sono scese dello 0,4% per la revisione al ribasso di quelle iraniane (-3,1%) e venezuelane (-3,1%), non compensate dalla crescita delle riserve nigeriane (+8%); sono rimaste invariate quelle relative all'Indonesia ed ai paesi arabi OPEC.

Le riserve globali dei paesi OPEC non arabi, sono scese dell'1,8% nel 1998 passando da 193,34 miliardi di barili a circa 189,78 miliardi di barili. L'OPEC controlla circa il 77,8% delle riserve mondiali di greggio.

E' interessante evidenziare come nonostante gli enormi sforzi sostenuti dalle compagnie internazionali per aiutare lo sviluppo dell'industria petrolifera, la CSI non abbia ancora redatto un'immagine realistica delle proprie riserve petrolifere. La difficoltà del lavoro risiede nella notevole disparità esistente tra il sistema di classificazione delle riserve adottata dalla confederazione russa e quello del resto del mondo. Tuttavia, le riserve dell'area CSI, dovrebbero essere rimaste invariate come lo sono quelle della Cina e del Mare del Nord.

Tra i paesi rimanenti, unico dato di rilievo è quello dell'Australia, le cui riserve sono salite di quasi un miliardo di barili.

4.1.1.5 *Gli stoccaggi*

Crescendo più velocemente della domanda, l'offerta di petrolio ha fatto sì che gli stock di greggio e di prodotti raggiungessero quasi il loro livello massimo nell'ultimo trimestre del 1997. La situazione è giunta ad un punto critico all'inizio del 1998 allorché il livello delle scorte ha superato il proprio limite a seguito dell'ulteriore aumento registrato nel primo trimestre dell'anno. Andamento, quest'ultimo, contrario ai trend stagionali registrati negli anni precedenti.

Le scorte sono continuate a salire nell'estate 1998 come appare evidente dal monitoraggio degli stock commerciali di petrolio nei più grandi e trasparenti mercati dei paesi OCSE: le scorte sono state tre giorni di consumo maggiori rispetto a quanto non lo fossero state negli anni precedenti. L'incremento delle scorte ha giocato un ruolo importante sul mercato dei futures che sua volta condiziona le aspettative degli operatori e quindi le quotazioni del greggio. [Fig.9]

Fig.8 Andamento delle riserve mondiali di greggio per aree in diversi anni (miliardi di barili)

Fonte: BP-Amoco Statistical Review

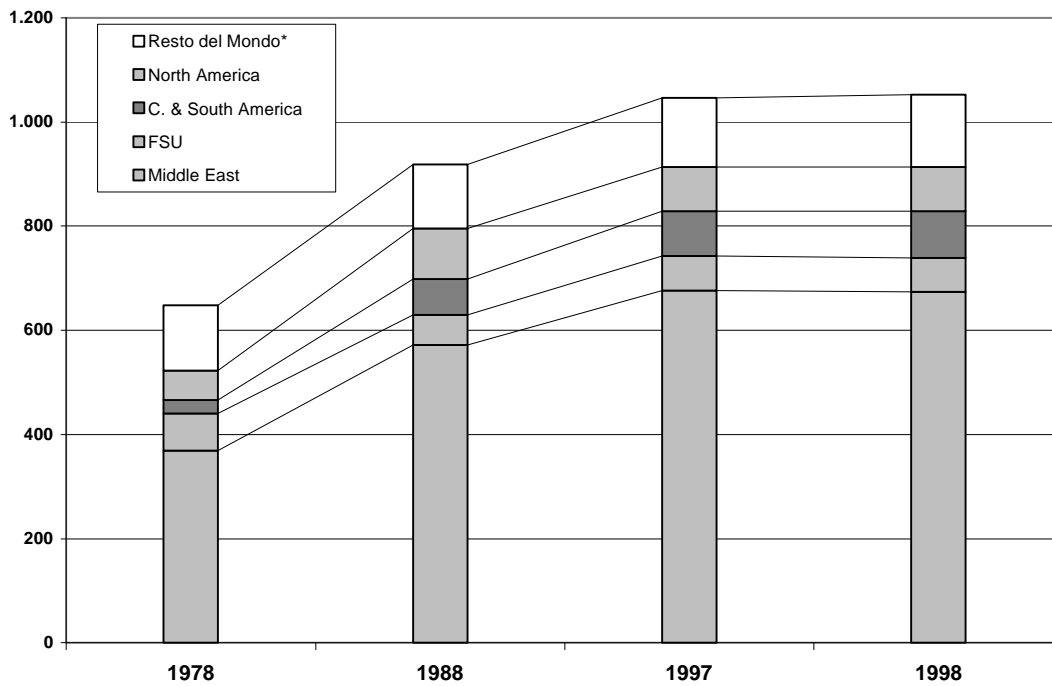


Fig.9 Livello delle scorte OCSE e prezzi medi spot dell'OPEC Basket (trimestri)

Fonte: OPEC, IEA

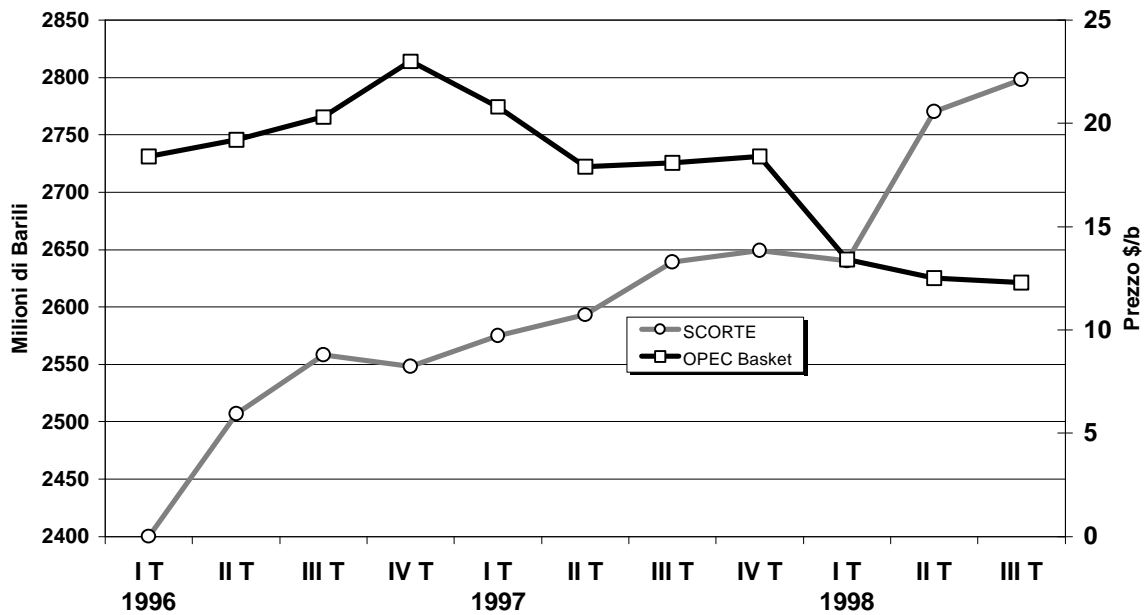


Tabella 4.1.2**Giorni di consumo preventivato coperti dalle scorte OCSE e prezzi medi spot dell'OPEC Basket (trimestri)**

		SCORTE		PREZZO
		VOLUME	NUMERO DI	DELL'OPEC
		(milioni di barili)	GIORNI	BASKET (\$/b)
	I T	2.400	54	18,4
1996	II T	2.507	56	19,2
	III T	2.558	54	20,3
	IV T	2.548	54	23,0
	I T	2.575	57	20,8
1997	II T	2.593	56	17,9
	III T	2.639	55	18,1
	IV T	2.649	56	18,4
	I T	2.640	59	13,4
1998	II T	2.770	60	12,5
	III T	2.798	58	12,3
	IV T	-	-	11,1

Fonte: OPEC, IEA

4.1.1.6 *Dinamica dei prezzi*

Alla drammatica caduta dei prezzi del 1998 hanno contribuito la debolezza della domanda mondiale di greggio, il mancato accordo dei membri OPEC sulle quote di produzione, l'aumento dell'offerta non OPEC e la decisione delle Nazioni Unite di raddoppiare le esportazioni dell'Iraq nell'ambito del programma "oil for food". Paragonati con gli anni precedenti, i prezzi hanno raggiunto un record negativo che ha determinato, nei mercati, uno sconforto diffuso.

I prezzi sono risultati i più bassi da venti anni a questa parte, superando addirittura i livelli del 1986 (I° controshock petrolifero). Nel 1998 il paniere OPEC nominale dei greggi ha raggiunto il valore medio di 12,3 \$/b, inferiore ai 13 \$ del 1986. In termini reali, scontando l'effetto dell'inflazione, il prezzo del petrolio nel 1998 è stato il più basso dall'aggiustamento dei prezzi del 1973. Infatti il prezzo reale era allora di 9,5 \$/b paragonabile ai 9,7 \$/b di fine 1998.

Nel 1998 i differenziali di prezzo tra i greggi leggeri e quelli pesanti si sono ridotti. I fattori sottostanti tale fenomeno, includono la caduta dei prezzi, la ristrutturazione delle raffinerie e la struttura della domanda per i prodotti petroliferi. Ad esempio, il differenziale tra il Saharan blend e il Dubai è sceso a 0,8 \$/b, rispetto ai 2,7 \$/b del 1996.

Nel 1999, invece, le quotazioni internazionali del greggio Brent in termini correnti (Fob Rotterdam) hanno fatto registrare una drastica inversione di tendenza. Infatti, dal gennaio 1999 i prezzi hanno avuto una fortissima accelerazione che ne ha portato il livello in ciascuno dei trimestri dell'anno rispettivamente a 11,28 \$/b nel 1° trimestre, 15,5 nel 2°, 20,6 nel 3° e 23,7 in quello che sta per concludersi.

Negli ultimi 12 mesi il prezzo del greggio è passato dai circa 10 \$/b del Dicembre '98 a circa 26 \$/b della media stimabile per il dicembre 1999, con punte che negli ultimi giorni hanno sfiorato i 27 \$/b.

In sostanza, sempre in termini correnti e con riferimento alle quotazioni Fob Rotterdam del greggio Brent, si può dire che il prezzo ha raggiunto nel corso del solo 1999 un livello superiore di quasi tre volte al valore del dicembre 1998.

Modifiche di questa entità, ed anche di maggiore ampiezza, si sono certamente verificate nella storia del mercato petrolifero internazionale dell'ultimo trentennio.

Basta ricordare l'impennata dei prezzi in coincidenza con la guerra del Kippur.(1973) e quella ancora più macroscopica (fino a 38\$/b) a ridosso del conflitto Iran-Iraq alla fine degli anni '70. Così come molto rilevante fu la successiva flessione che portò il prezzo del greggio a scendere fino a 15\$/b a metà degli anni '80.

Rispetto a quegli eventi caratterizzati da situazioni politiche ed economiche molto differenti, l'andamento a cui abbiamo assistito quest'anno, e che tuttora interessa il mercato internazionale, ha la sua ragione peculiare nel comportamento deciso e coerente (almeno fino ad ora) dei paesi OPEC (più Messico, Norvegia e Russia) che, unanimi, nel marzo '99 hanno deciso prima di ridurre e poi di mantenere il taglio di 4 milioni di barili al giorno della loro produzione allo scopo di ridurre l'offerta di greggio in esubero rispetto ad una domanda stazionaria. In tal modo si veniva a ricreare un equilibrio tra domanda e offerta che, via via, per vari fattori, (incluso una ripresa della domanda) portava ad un progressivo rafforzamento del prezzo del petrolio.

Gli effetti della decisione OPEC hanno trovato poi appoggio da parte di altri Paesi produttori non OPEC che hanno ridotto o mantenute le loro produzioni di greggio e, da ultimo, nella decisione dell'Iraq, in lite con l'ONU per le note sanzioni, di bloccare a partire da novembre tutte le esportazioni di greggio, facendo così mancare al mercato altri 2,2 milioni di barili al giorno, il 3 per cento del fabbisogno mondiale.

A questo quadro va aggiunto l'atteggiamento degli operatori internazionali che, scontando il permanere di prezzi alti del greggio, hanno alimentato aspettative e quotazioni sui mercati finanziari, almeno a breve termine, che escludono flessioni delle quotazioni del greggio.

4.1.1.7 La raffinazione

Nel 1998 il risultato netto della capacità di distillazione primaria mondiale, è stato un incremento di 1,12 milioni di b/g (+1,41%) rispetto al 1997, raggiungendo gli 80,41 milioni di b/g.

Le regioni che hanno registrato gli incrementi più rilevanti nella capacità di distillazione primaria, sono il Nord America (+550.000 b/g, anche grazie all'apertura di una nuova raffineria in Louisiana), l'Asia/Pacifico (+490.000 b/g), l'Europa Occidentale (+260.000 b/g), il Medio Oriente (+120.000 b/g) e l'Africa (+80.000 b/g). Flessioni si sono avute nell'Europa dell'Est e nella CSI (-240.000 b/g), in America del Sud e nell'area caraibica (-140.000 b/g).

Nel 1998 è continuato il trend mondiale delle politiche per la protezione dell'ambiente dall'inquinamento. Sono stati effettuati infatti notevoli tagli alla percentuale di zolfo e azotati presenti nel diesel e in altri prodotti raffinati. I processi di conversione catalitica (cracking, idrocracking e reforming) hanno registrato un aumento di 650.000 b/g. Il 40% della variazione si è avuta nel Nord America, il 30% nell'area asio-pacifica ed il restante 30% nei paesi delle aree rimanenti. L'idrocracking ha realizzato il maggior aumento (+463.000 b/g), seguito dal cracking catalitico mentre al terzo posto c'è il reforming con un incremento modesto.

In Europa, a Rotterdam e nel Mediterraneo i margini di raffinazione si sono stabilizzati nel corso del 1997 e 1998, grazie soprattutto all'esportazione di benzina verso gli Stati Uniti e alla maggiore

flessione dei prezzi del greggio rispetto a quelli dei prodotti petroliferi. Nel terzo quadrimestre 1998 però gli eventi hanno preso una piega negativa e il margine è sceso di circa 0,5 \$/b.

Negli Stati Uniti il calo dei prezzi e l'eccesso di offerta hanno consentito ai raffinatori di ottenere nel 1997 margini soddisfacenti, nonostante la spiccata stagionalità. L'inverno mite e la riduzione del differenziale di prezzo tra benzina e greggio ne spiegano la caduta nel quarto trimestre dell'anno. La primavera del 1998 ha visto la ripresa dei margini a livelli assai soddisfacenti, seguita in agosto da una sensibile flessione. Non bisogna però dimenticare l'estrema volatilità dei margini osservata in questa regione negli ultimi due anni, né la differenza assai significativa (anche 5-6 \$/b) tra quelli della Costa del Golfo e quelli dell'interno o della California.

In Asia, invece i margini sono crollati a livelli bassissimi per la debolezza dei consumi e il profilarsi di un eccesso di capacità cresciuta, nel 1997, di 720.000 b/g e arrivata nel primo semestre 1998 a quasi 1 milione di b/g. Nel 1998 i consumi di prodotti petroliferi in Asia sono previsti crescere di 200.000 b/g, quattro volte meno rispetto al 1997 con prospettive sui margini di raffinazione assai deprimenti.

In Europa l'eccesso di capacità di raffinazione è un problema ricorrente che, secondo alcune stime, equivale alla produzione di 10-15 raffinerie. Infatti a fronte di un consumo di prodotti di 13,5 milioni b/g, l'Europa occidentale ha una capacità di distillazione di oltre 16,7 milioni b/g, utilizzata per soli 14,8 milioni b/g.

Finora i tagli proposti (circa 60 milioni di tonnellate di capacità di distillazione) non sono stati realizzati. Nonostante il tasso di utilizzo rimanga modesto, nessun raffinatore è infatti disposto ad accollarsi i cospicui costi di chiusura, senza la minima garanzia di un risultato positivo (il rischio che i concorrenti cerchino di approfittarne o che aumentino le importazioni non è trascurabile). Il leggero miglioramento dei margini della raffinazione in questi due anni è incoraggiante, soprattutto perché i guadagni di produttività (a seguito di riduzioni di costo) sono notevoli. Conseguentemente anche questo elemento scoraggia la chiusura di capacità in eccesso.

4.1.2 Il quadro nazionale

4.1.2.1 Il bilancio petrolifero italiano

Nel 1998 la domanda di prodotti petroliferi per il consumo interno, la carica per la petrolchimica, i bunkeraggi ed i consumi e perdite hanno conseguito un totale di 94,5 milioni di tonnellate, in leggera flessione rispetto al 1997. Aggiungendo le esportazioni di prodotti petroliferi, pari a 22,8 milioni di tonnellate (in aumento rispetto al 1997) si ha un totale di impieghi nel bilancio petrolifero 1998, pari a 117,39 milioni di tonnellate con un aumento del 1% rispetto al 1997. [Tab.3]

Le importazioni di greggio (in aumento) e quelle di semilavorati e prodotti (in diminuzione) oltre la produzione nazionale di petrolio hanno totalizzato 115,9 milioni di tonnellate, sicché c'è stata una variazione positiva delle scorte di circa 1,5 milioni di tonnellate a fine 1998. Nel corso degli ultimi 5 anni i dati del bilancio petrolifero non sono molto cambiati, se si fa eccezione per il forte aumento delle importazioni di greggio nel 1998, a fronte del quale aumento c'è una riduzione dell'importazione di prodotti finiti. In leggera ripresa nel 1998 anche i bunkeraggi e in flessione la carica per la petrolchimica.

Tabella 4.1.3

BILANCIO PETROLIFERO NAZIONALE*(Milioni di tonnellate)*

FONTI		1993	1994	1995	1996	1997	1998
ENI	Importazioni greggi	77,21	75,23	73,52	74,08	78,93	85,55
	Import semilav. + prod. finiti	32,81	33,10	33,09	33,24	30,22	27,67
	Produzione Nazionale	4,60	4,80	5,20	5,40	6,00	5,60
	Variazione scorte	-1,48	-0,31	-1,39	-1,69	-1,03	1,44
	Totale FONTI	116,09	113,43	113,20	114,41	116,17	117,38

IMPIEGHI		1993	1994	1995	1996	1997	1998
	benzine	16,47	16,94	17,48	17,67	17,71	17,98
	carboturbo	2,61	2,67	2,93	3,04	3,15	3,21
	Gasolio	23,91	22,75	23,20	22,72	22,67	23,40
	OC	26,11	26,44	27,37	27,37	25,34	23,48
	GPL	3,41	3,31	3,49	3,52	3,44	3,54
	Bitumi	1,98	2,06	2,20	2,20	2,41	2,44
	Altri Prodotti	2,88	3,01	2,95	2,93	3,67	3,68
	Totale Vendite mercato interno	77,38	77,19	79,61	79,45	78,36	77,74
	Petrolchimica Netta	6,97	7,22	7,80	7,80	7,88	7,00
	Bunkeraggi	2,50	2,42	2,49	2,35	2,46	2,71
	Consumi e perdite	6,16	6,04	6,26	6,13	6,45	7,10
	Totale Consumo	93,00	92,86	96,15	95,74	95,15	94,55
	Esportazioni	23,09	20,57	17,06	18,67	21,03	22,84
	Totale IMPIEGHI	116,09	113,43	113,21	114,41	116,18	117,39

Fonte: Elaborazioni AIEE su dati MICA

4.1.2.2 La produzione nazionale di petrolio greggio

Nel 1998, la produzione nazionale di idrocarburi ha fatto registrare un passo indietro, peraltro non inatteso, rispetto al 1997, sia per il gas naturale che per il petrolio. Quest'ultimo è sceso del 6%, passando da 5,9 a 5,6 milioni di tonnellate, dopo diversi anni di costante crescita. Nel 1997 si era raggiunto il "massimo storico" della produzione che era nella quasi totalità di origine onshore.

Hanno cominciato a pesare sui risultati, da una parte il naturale declino produttivo dei campi più "anziani" (Trecate in particolare) e, dall'altra, la mancanza di nuovi apporti che si è andata accentuando per fattori internazionali (crollo prolungato dei prezzi del greggio) e nazionali (ostacoli ambientali, difficoltà autorizzative e confusione-sovrapposizione delle competenze).

Sono da registrare i ritardi del Progetto in Val d'Agri che si pensava potesse compensare il trend decrescente della produzione di greggio; almeno in parte, questi ritardi, potrebbero essere recuperati con il rapido avvio del raddoppio del Centro Olio di Viggiano.

Secondo le ultime previsioni triennali (1998-2000) messe a punto dal Ministero dell'Industria, che per l'anno 1998 risultano grosso modo confermate, le tendenze appena evidenziate dovrebbero ricevere un ulteriore consolidamento con circa 6,3 milioni di tonnellate per l'anno 2000, grazie all'effetto dell'aumento di produzione in Basilicata.

Gli investimenti effettuati nell'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia sono stimati, nel 1998, a 1800 miliardi. L'attività di perforazione ha fatto registrare nel complesso 75 pozzi perforati contro i 60 dell'anno prima. E' però sintomatico che quelli di esplorazione siano rimasti sostanzialmente stabili mentre l'incremento è da ascrivere integralmente a quelli di sviluppo, che sono passati da 26 a 43. [Tab.4]

Tabella 4.1.4**ATTIVITA' DI PRODUZIONE DISTINTA PER REGIONI E ZONE MARINE**

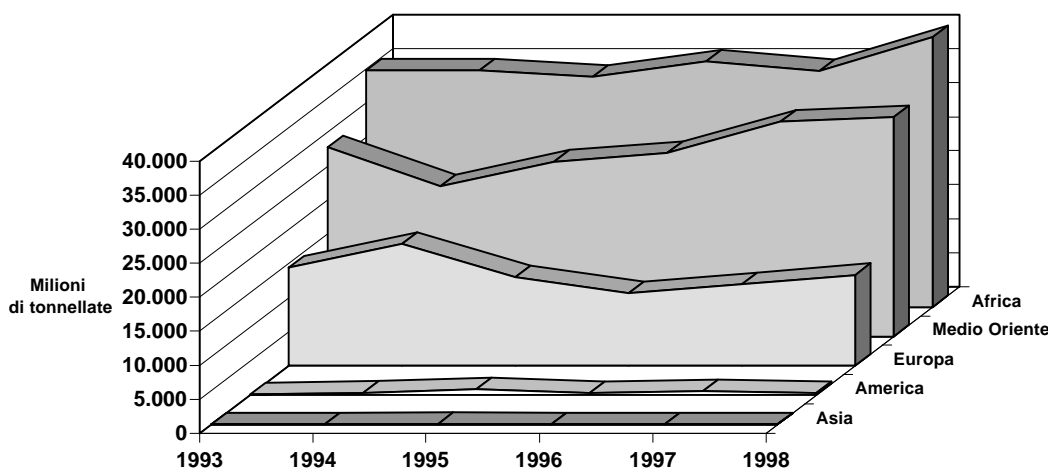
consuntivo anni 1998-1997; Migliaia t

OLIO	Anno 1998	Anno 1997	Var.% 98/97
Basilicata	485	567	-14,46
Emilia Romagna	47	64	-26,56
Lazio	1	1	0,00
Lombardia	133	354	-62,43
Molise	42	44	-4,55
Piemonte	2.650	3.133	-15,42
Sicilia	722	704	2,56
Totale Terra	4.080	4.867	-16,17
Zona B	555	601	-7,65
Zona C	428	468	-8,55
Zona F	537	0	
Totale Mare	1.520	1.069	42,19
TOTALE GENERALE	5.600	5.936	-5,66

Fonte: MICA

Fig.10 Importazioni greggio per area di provenienza

Fonte: MICA



Alla fine dell'anno le riserve ancora da produrre (includendo le certe, le probabili e le possibili) si possono stimare in oltre un miliardo di barili di olio, pari a circa 160 milioni di tonnellate.

4.1.2.3 *Le importazioni di greggio*

Nel 1998, le importazioni totali di greggio sono state pari a circa 85,6 milioni di tonnellate, con un incremento dell'8,4% rispetto all'anno precedente. L'accrescimento è stato determinato, prevalentemente, dall'aumento della domanda interna di prodotti petroliferi, specialmente della benzina senza piombo e del gasolio da autotrazione.

Nel 1998, le importazioni in conto proprio sono salite di circa l'8% passando dai 73 milioni di tonnellate del 1997 a circa 78,6, mentre quelle per committente estero sono salite del 20% proseguendo il trend crescente iniziato nel 1995.

L'esame specifico dei flussi di importazione del greggio rispetto alle aree di provenienza rileva un incremento dell'11,4% dei greggi di provenienza europea che coprono nel 1998 il 15,2% delle immissioni totali; in particolare è notevole l'incremento di quelli norvegesi (+33,1%) che si attestano a 3,85 milioni di tonnellate; la Russia conferma la sua posizione di principale paese esportatore europeo con 9,4 milioni di tonnellate (+6,1% rispetto al 1997). E', però, la Libia che si conferma in assoluto come principale fornitore italiano con una quota sul complesso delle importazioni del 32,4% (27,7 milioni di tonnellate) davanti a Iran e Arabia Saudita il cui apporto è comunque sceso rispettivamente dell'1,6% e 7,1%. I volumi di greggio medio orientale sono comunque rimasti costanti con una quota sul complesso del 37,7% grazie al raddoppio delle importazioni irachene (3,6 milioni di tonnellate del 1998 contro le 1,6 milioni di tonnellate del 1997). L'Africa conferma la sua leadership (39,7 milioni di tonnellate nel 1998 rispetto alle 34,7 del 1997; con una crescita del 14,2%) con una quota relativa sulle importazioni in aumento (+2,4 punti percentuali) e pari al 46,4%. Questo trend è spiegabile con la dinamica dei greggi egiziani, camerunesi e congolese, che si vanno ad aggiungere a quelli libici. [Tab.5] [Fig.10].

Tabella 4.1.5
Importazioni di greggio per area di provenienza

Valori assoluti

	1993	1994	1995	1996	1997	1998	var.% 1998/1997	quota % 98
Europa	14.414	17.894	13.041	10.632	11.984	13.350	0,11	0,156
America	117	344	830	289	555	260	-0,53	0,003
Asia	0	0	45	0	0	0	-	0,000
Africa	34.826	34.856	33.892	36.174	34.751	39.690	0,14	0,464
Medio Oriente	27.851	22.131	25.715	26.980	31.637	32.250	0,02	0,377
Totale	77.208	75.225	73.523	74.075	78.927	85.550		

Composizione percentuale

	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Europa	18,7%	23,8%	17,7%	14,4%	15,2%	15,6%
America	0,2%	0,5%	1,1%	0,4%	0,7%	0,3%
Asia	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%
Africa	45,1%	46,3%	46,1%	48,8%	44,0%	46,4%
Medio Oriente	36,1%	29,4%	35,0%	36,4%	40,1%	37,7%
Totale	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%	100,0%

Fonte: MICA

4.1.2.4 *Le importazioni e le esportazioni di prodotti petroliferi*

Il trend decrescente nell'importazione di olio combustibile per usi termoelettrici è continuato anche nel 1998 non compensato dai lievi aumenti del GPL e del gasolio. Di conseguenza l'importazione di prodotti petroliferi è scesa (circa il 6%), rimanendo poco sopra i 21 milioni di tonnellate.

Per quanto riguarda le esportazioni di prodotti petroliferi è da rilevare il costante aumento di questi ultimi anni; nel periodo che va dal 1995 al 1998 le esportazioni sono passate da 16,6 a 22,3 milioni di tonnellate, con una variazione positiva nell'ultimo anno dell'8,2%. Relativamente alla destinazione dei prodotti, mercato di sbocco prioritario rimane quello europeo e del bacino mediterraneo con il 78% dei volumi esportati. Al secondo posto abbiamo il mercato americano (14,4%) con gli Stati Uniti che assorbono circa il 60% delle quantità esportata verso il Nuovo Continente; in terza posizione sono i paesi dell'area mediorientale. Pur essendo quantitativamente irrilevante il trend storico delle esportazioni verso l'Asia, è interessante notare come nel periodo del boom economico delle regioni asiatiche (1992-1994) i volumi immessi su quei mercati hanno raggiunto i 2,2 milioni di tonnellate (10% del totale esportazioni), e come, nel loro attuale periodo di recessione, gli stessi siano scesi a 30 mila tonnellate (0,1% del totale esportazioni).

4.1.2.5 *La raffinazione*

Nel 1960 la capacità di distillazione, in Italia, era pari a 47 milioni di tonnellate annue ma le lavorazioni non ne sfruttavano neanche il 70%. Con il boom economico e con il ruolo di principale paese "raffinatore" assunto dall'Italia, la capacità è aumentata notevolmente portandosi nel 1975 a

178 milioni di tonnellate; le lavorazioni sempre in quell'anno non hanno però superato i 105 milioni tonnellate.

La prima e la seconda crisi petrolifera, la necessità di migliorare i margini di raffinazione, le mutate richieste del mercato dei prodotti e, non ultime, le norme per la salvaguardia dell'ambiente hanno determinato dal 1975 ad oggi la chiusura di 12 raffinerie e la diminuzione della capacità di distillazione, bilanciata però, quest'ultima, da un migliorato tasso di efficienza. Un cambiamento di questo tipo ha richiesto investimenti che nel periodo 1976-2000 sfioreranno cumulativamente la somma di 19.000 miliardi di lire.

La capacità primaria effettiva tecnico-bilanciata del settore della raffinazione italiana alla fine del 1998 è risultata pari a 100 milioni di tonnellate, non essendosi presentate sostanziali variazioni rispetto al 1997. Oggi in Italia operano, infatti, 16 raffinerie (+2 di piccole dimensioni e senza impianti di conversione). [Tab.6]

Tabella 4.1.6
Capacità delle raffinerie in Italia (al 1/1/1999)

		<i>Capacità Bilanciata</i>	<i>Distillazione Atmosferica</i>	<i>Processi Termici</i>	<i>Processi Catalitici Cracking Reforming</i>	
API	FALCONARA	3,9	3,9	2,9	-	0,6
AGIP PETROLI	P.MARGHERA	3,5	4,5	1,1	-	1,2
AGIP PETROLI	SANNAZZARO	8,0	10,0	1,6	3,1	2,7
AGIP PETROLI	LIVORNO	4,2	4,2	-	-	0,6
AGIP PETROLI	GELA	5,0	5,0	2,6	2,7	0,6
AGIP PETROLI	PRIOLO	8,0	11,0	1,4	1,7	0,4
AGIP PETROLI	TARANTO	4,5	4,5	2,0	0,8	0,7
RAFF.MILAZZO	MILAZZO	8,0	10,0	-	4,6	0,5
ESSO	AUGUSTA	8,5	8,5	-	2,3	1,0
I.E.S.	MANTOVA	2,6	2,6	1,7	-	0,3
IPLM	BUSALLA	1,6	1,8	0,5	0,4	-
ISAB (Erg Petroli)	PRIOLO	11,4	12,0	4,3	3,4	1,5
RAFF. DI ROMA	PANTANO	4,3	4,3	1,7	-	0,6
SARAS	SARROCH	15,0	18,0	2,4	7,2	1,2
SARPOM	TRECATE	6,7	9,0	-	1,5	1,1
TAMOIL	CREMONA	5,0	5,0	2,0	0,3	1,1
TOTALE		100,2	114,3	24,1	27,9	13,9

Fonte: Unione Petrolifera

Le lavorazioni complessive, includendo cioè i derivati dalla petrolchimica e i semilavorati per carica agli impianti visbreaking e vacuum, sono state di 100 milioni di t: la capacità disponibile è stata quindi interamente utilizzata.

La capacità di conversione (espressa in cracking catalitico equivalente) è passata dai 23 milioni di tonnellate del 1985 ai 46 del 1999 che, in termini di rapporto con la capacità di distillazione atmosferica, rappresenta il più alto valore (40%) fra i grandi paesi dell'area UE.

Le lavorazioni di greggio nazionale, greggio estero e di semilavorati di importazione sono state pari a 97 milioni di tonnellate, superiori del 4,8 per cento a quelle del 1997 soprattutto grazie all'incremento delle lavorazioni per l'esportazione (+8,6%). Disaggregando il dato complessivo è interessante notare come siano diminuite del 30,6% le lavorazioni di semilavorati di importazione e aumentate quelle di greggio estero (+9,3%). Queste variazioni sono spiegabili con la situazione internazionale del prezzo del greggio.

Analizzando i dati relativi ai margini di lavorazione e impiegandoli come meri indicatori della tendenza congiunturale più che nel loro valore assoluto, risulta evidente come la generalizzata (in Europa) riduzione della capacità di raffinazione e la crescita sostanziale della capacità di conversione (UE 1998: 32% della capacità di distillazione primaria rispetto al 9% del 1980) non abbiano incentivato, in termine di margine incrementale, le lavorazioni. Le cause di questo trend possono essere spiegate con l'accresciuta competitività a livello mondiale, esasperata dall'eccesso di capacità di raffinazione rispetto ai consumi finali, e dalla non equilibrata capacità produttiva di benzina nel Nord Europa e di gasolio nell'Europa dell'Est. [Tab.7]

Tabella 4.1.7**Margini per la lavorazione di 1 barile incrementale di greggio (valori medi annui in \$/b)**

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Brent (Hydroskimming)	1,69	0,34	0,91	0,70	0,43	0,54	0,19	0,48
Brent (Cracking)	3,76	1,85	2,03	1,49	1,15	1,51	1,41	1,34
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Urals (Hydroskimming)	-	0,58	1,59	0,87	0,68	0,75	0,56	1,16
Urals (Cracking)	-	2,25	3,03	1,79	1,44	1,80	1,85	2,07

Fonte: IEA

Il margine di raffinazione nel 1998 è stato buono grazie alla congiuntura favorevole - situazione di contango -, specie per gli impianti meno sofisticati e con l'utilizzo dei greggi pesanti.

I problemi dell'industria rimangono però insoluti e riconducibili sinteticamente all'eccesso di prodotti leggeri dovuto ai forti investimenti in conversione che non trovano oggi sufficiente remunerazione. Di ulteriori chiusure non si parla, vista la necessità di recuperare una parte dei costi e le forti barriere all'uscita dovute, in particolare, alla regolamentazione ambientale. Ciò rinvia il miglioramento strutturale ad una non vicina ripresa della domanda di prodotti petroliferi.

Sorprende, inoltre, l'incapacità del sistema di raffinazione italiano di giocare un ruolo più attivo sul mercato spot del Mediterraneo, sia per il greggio che per i prodotti.

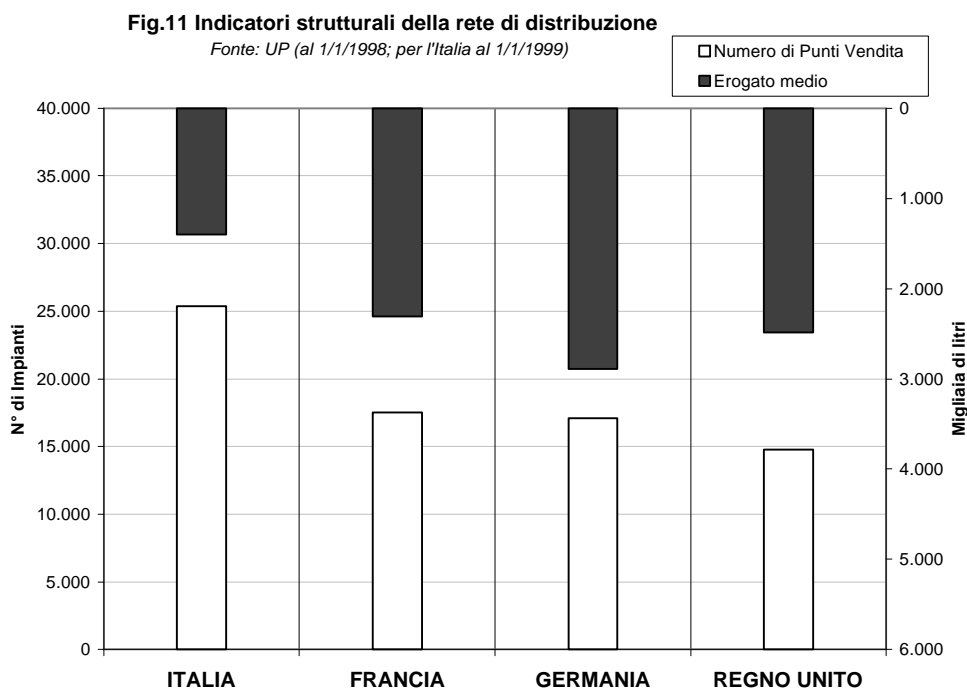
4.1.2.6 *Il sistema distributivo*

La ristrutturazione della rete carburanti è un altro degli elementi di spicco del contesto petrolifero italiano.

Le compagnie petrolifere di altri Paesi comunitari, come quelle inglesi, tedesche, francesi, hanno razionalizzato i loro sistemi di distribuzione ormai da tempo. La possibilità di vedere anche in Italia un minor numero di impianti, con erogato medio teoricamente raddoppiabile e dotati di servizi aggiunti "non oil" di qualità superiore ha avuto nuovo impulso con il decreto legislativo n. 32 dell'11 febbraio 1998 che prevede la razionalizzazione del sistema distributivo in diverse fasi a partire dall'anno duemila. In questo contesto notevole importanza ha, al fine della risoluzione del problema, il lavoro assegnato alle Amministrazioni locali, che hanno il compito di individuare gli impianti incompatibili e di selezionare le aree per la costruzione delle nuove aree di servizio. Ad oggi la maggior parte dei comuni è rimasta passiva di fronte al trasferimento di competenze, rallentando l'iter posto in essere.

D'altra parte il risultato più significativo del 1998 è stata la chiusura di circa 2000 impianti, frutto esclusivo dell'impegno volontaristico delle aziende. Dal punto di vista economico il risultato è

modesto poiché i fattori chiave per la riduzione significativa dei costi, che possono essere traslati sui prezzi del carburante, sono costituiti dalla modernizzazione dei punti vendita, dall'automazione delle operazioni di rifornimento, dall'ampliamento dell'offerta di merci vendute. [Fig.11]

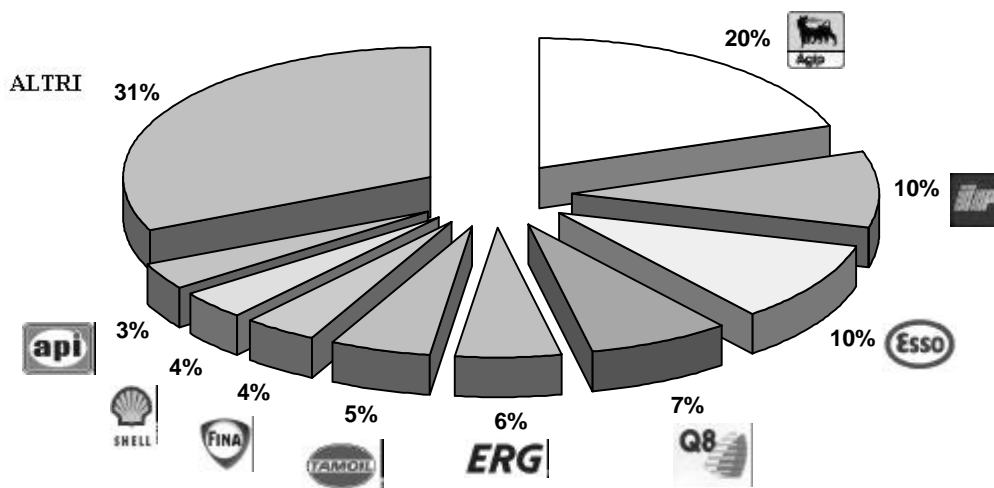


4.1.2.7 Le quote di mercato

Nel 1998 le modifiche nella partecipazione dei diversi gruppi di operatori alle vendite globali al mercato interno sono state piuttosto modeste. Anche per quanto riguarda l'assetto organizzativo e la struttura operativa dei partecipanti al mercato le novità sono piuttosto limitate; tra le altre si possono segnalare l'acquisto da parte di Edison Gas della Elf Idrocarburi Italia (settore upstream), l'annuncio da parte dell'Agip Petroli della dismissione anticipata della quota di partecipazione in Erg S.p.A., l'approvazione nelle rispettive assemblee della fusione per incorporazione della IP nell'Agip Petroli a partire dal primo gennaio 1999. [Fig.12]

Fig.12 Percentuale di contributo alle vendite al mercato interno di tutti i prodotti petroliferi

Fonte: UP (dati 1997)



Si confermano quindi le quote di mercato da parte dei vari operatori già in essere nel 1997 che vedono: il Gruppo ENI (AGIP Petroli + IP) con il 30%; la Exxon con il 10%; la Kuwait Petroleum Italia con il 7%; la ERG con il 6%; la TAMOIL con il 5%; la Fina con il 4%; la Shell con il 4%; la API con il 3%; e gli altri operatori con il 31%.

4.1.2.8 I consumi interni di prodotti petroliferi

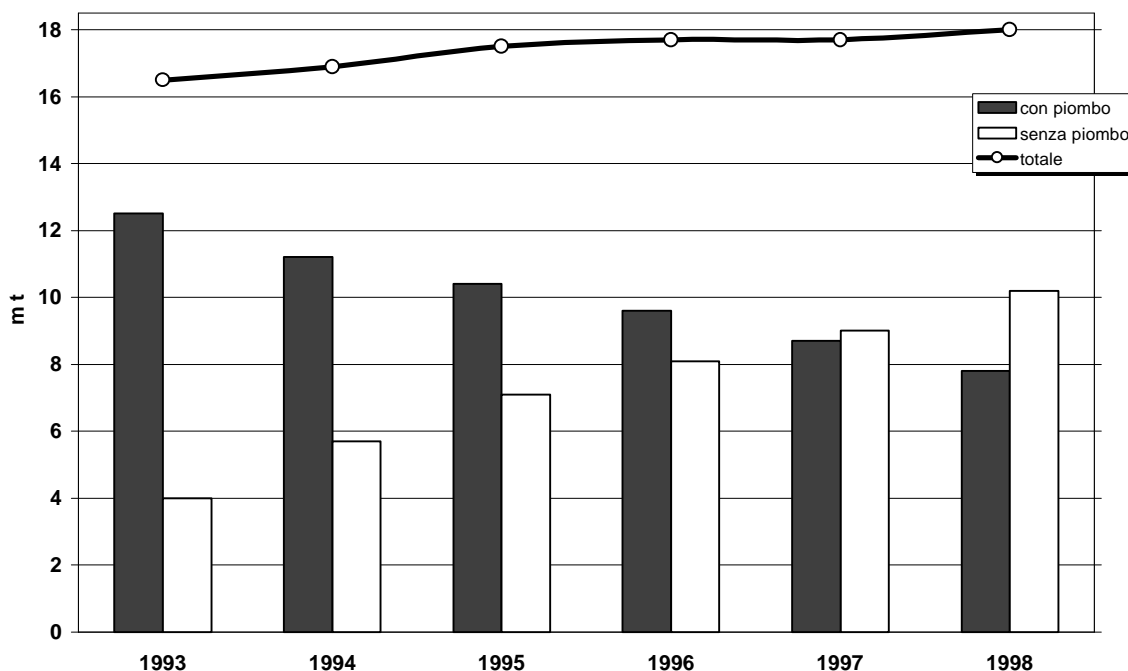
Nel 1998 i complessivi consumi di energia sono aumentati (+2,7%) più della variazione del PIL. Unica eccezione è stata la fonte petrolifera che pur mantenendo il primo posto nella copertura del fabbisogno energetico, ha registrato una diminuzione dello 0,6%. Analizzando dall'interno questo dato possono essere distinti diversi andamenti:

Il consumo di benzine è aumentato dell'1,5%; prosegue il trade off tra benzina "senza piombo" e benzina "con piombo" per la costante sostituzione del parco vetture grazie al proseguimento degli incentivi alla rottamazione per tutto il primo semestre del 1998. Tale politica ha altresì favorito la crescita della cilindrata media. Il consumo di benzina unleaded è infatti salito del 13,9% mentre quello della super è sceso di circa l'11%. [Fig.13] Problema annoso è, per l'Italia, il rispetto delle direttiva UE per l'eliminazione della benzina etilata a partire dal primo gennaio del 2000, visto che il 40% del parco autovetture italiano fa ancora uso della benzina "con piombo".

Il consumo di gasolio sul mercato interno si è attestato a 23,4 milioni di tonnellate con un incremento del 3,2% rispetto al 1997; lo sviluppo del gasolio nel settore trasporti (+8,1%), soprattutto nel mercato rete, è spiegabile con l'ulteriore espansione della dieselizzazione privata. Nel settore riscaldamento le quantità consumate sono circa 3,8 milioni di tonnellate, in diminuzione

Fig.13 Analisi del consumo di benzina (milioni di t)

Fonte: MICA, UP



rispetto al 1997 del 9,9%. Si deve comunque ricordare che nel 1998 la temperatura media della stagione del riscaldamento è stata leggermente più bassa di quella dell'anno precedente.

Le immissioni totali di olio combustibile, pari a 23,5 milioni di tonnellate, si sono ridotte rispetto al 1997 del 7,3%. Nel settore termoelettrico si è registrata una riduzione dell'uso di olio combustibile (-7,8%) a favore del gas naturale nell'ultima parte dell'anno. In crescita l'impiego di olio combustibile ATZ (+38,5%) e in diminuzione quello BTZ (26,7%).

Il consumo di GPL, rispetto al 1997, ha segnato un aumento del 3,1% con un marcato aumento del settore trasporti (+9,1%).

Il jetfuel è salito del 2,2% rispetto al 1997.

4.1.2.9 I prezzi dei prodotti petroliferi

Condizionati dall'andamento delle quotazioni internazionali del greggio, i prezzi industriali dei prodotti petroliferi in Italia hanno proseguito fino alla primavera del 1999 il loro trend decrescente iniziato nell'ottobre 1997.

L'analisi dei valori medi ponderati dell'anno 1998 rispetto al precedente anno, mostra come i prezzi industriali di tutti i principali prodotti petroliferi, abbiano registrato sensibili riduzioni, dall'11% della benzina super al 16,7% dell'olio combustibile BTZ. I benefici traslati al consumatore sono stati fortemente ridotti dalla componente fiscale (in termini di variazione percentuale rispetto al 1997). Infatti, i valori medi ponderati del 1998 sono risultati inferiori a quelli del 1997 con percentuali che vanno dal 2,8% della benzina super al 14,1% dell'olio combustibile BTZ.

Dall'analisi comparata dell'IVA e dell'accisa, imposte nei paesi dell'Unione Europea sui prodotti petroliferi appare chiaro come l'Italia sia uno dei paesi con la componente fiscale più alta. L'accisa più alta, comunque, è in media quelle dei paesi anglosassoni. [Tab.8]

Tab.4.1.8

IMPOSTE E TASSE SUI PRODOTTI PETROLIFERI								
(dati dicembre 1998)								
	Benzina Super 1000 lt	Benzin a s.p. 1000 lt	Gasolio auto 1000 lt	Gasolio riscald. 1000 lt	O.c.denso ATZ (tonn.)	O.c.dens o BTZ (tonn.)	Gpl auto 1000 lt	Gpl riscald. (tonn.)
IVA %								
Belgio	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00	21,00
Danimarca		25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00	25,00
Germania	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Grecia	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Spagna	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00	16,00
Francia	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60	20,60
Irlanda	21,00	21,00	21,00	12,50	12,50	12,50	21,00	12,50
Italia	20,00	20,00	20,00	20,00	10,00	10,00	20,00	10,00
Lussemburgo	15,00	12,00	15,00	12,00	12,00	12,00	6,00	6,00
Paesi Bassi	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50	17,50
Austria		20,00	20,00	20,00		20,00	20,00	20,00
Portogallo	17,00	17,00	17,00		12,00	12,00	17,00	17,00
Finlandia		22,00	22,00	22,00		22,00	22,00	22,00
Svezia		25,00	25,00	25,00		25,00	25,00	25,00
Regno Unito	17,50	17,50	17,50	5,00	17,50	17,50	17,50	5,00
ACCISA (in ECU)								
Belgio	559,30	501,70	286,90	13,50	18,40	6,10		17,20
Danimarca		447,50	304,10	261,60	306,50	306,50	201,90	305,40
Germania	546,20	495,60	313,50	40,50	15,20	15,20	161,80	25,30
Grecia	380,80	329,60	265,60	64,00	41,60	41,60	57,60	12,80
Spagna	395,10	362,80	263,40	76,80	13,10	13,10	31,60	7,20
Francia	625,50	584,20	367,50	78,70	24,40	18,20	63,00	
Irlanda	467,70	386,00	336,40	53,10	18,80	18,80	73,40	24,20
Italia	572,00	526,10	384,70	384,70	46,30	23,20	167,50	184,90
Lussemburgo	395,00	343,50	250,10	250,10	13,50	6,10	53,90	
Paesi Bassi	569,10	568,50	335,20	335,20	29,90	29,90	27,60	
Austria		409,90	286,50	286,50		35,90	99,90	
Portogallo	509,70	464,20	278,80	278,80	27,20	12,40	50,40	7,40
Finlandia		556,30	302,80	302,80		57,60		
Svezia		512,70	306,50	306,50		234,60	161,70	130,80
Regno Unito	741,90	662,50	677,50	677,50	33,20	33,20	<u>318,80</u>	

Fonte: Bollettino Petrolifero Cee n.949 del 20 gennaio 1999; _____=per tonnellata

4.1.2.10 I campi della Val D'Agri.

I campi della Val D'Agri, Tempa Rossa, Monte Alpi, Monte Enoc, Cerro Falcone e Costa Molina, sono classificati tra i più grandi d'Europa. Le riserve tecnicamente recuperabili ammontano a circa 1,02 miliardi di barili².

Ci si aspetta che la produzione combinata dai campi di Monte Alpi, Monte Enoc, Cerro Falcone e Tempa Rossa possa raggiungere i 165.000 barili/giorno entro il 2002. Il greggio sarà trasportato mediante un nuovo oleodotto (che dovrà essere completato nel 2001) ad una raffineria ed al terminale marittimo di Taranto.

Il Campo di Tempa Rossa

Il giacimento di Tempa Rossa è stato scoperto nel 1988 da un gruppo di compagnie capeggiate dalla Petrex. Fino a questo momento sono stati realizzati, nel campo, sei pozzi. Tutti I pozzi sono produttivi. Le riserve tecnicamente recuperabili sono stimate essere circa 420 milioni di barili, con circa il 7% del totale di gas associato. La produzione è stimata di 45.000 barili/giorno entro il 2002. I risultati dei test hanno mostrato per uno dei pozzi una produzione di 116.000 barili di greggio (17°) per una prova durata 135 giorni, con una produzione media di 1.200 barili/giorno. Durante il test non si è registrata né produzione di acqua e né un abbassamento della pressione del giacimento.

Il Campo di Monte Alpi

Il giacimento di Monte Alpi è stato scoperto nel 1988 da un gruppo di compagnie capeggiate dalla FINA italiana. Attualmente il campo consiste di nove pozzi (tutti produttivi). La produzione attuale del campo è di circa 6.800 barili/giorno. E' stimata, per il 2001, una produzione di circa 45.000 barili.

Il Campo di Monte Enoc

Il giacimento di Monte Enoc è stato scoperto nel 1994 ed attualmente consiste di otto pozzi (tutti produttivi). La produzione attuale è di circa 7.700 barili/giorno di greggio (30-37°).

Il Campo di Cerro Falcone

Il campo di Cerro Falcone consiste di sei pozzi (tutti produttivi), realizzati tra il 1992-1997. Durante le prove, la produttività del campo è stata di 6.600 barili/giorno con un significativo volume di gas associato.

Sono preventivati per i campi di Monte Alpi, Monte Enoc e Cerro Falcone un totale di 42 pozzi. Diciotto di questi sono già stati completati e quattro di questi sono già in produzione. Ci si aspetta che la produzione totale raggiunga i 120.000 barili/giorno entro il 2002. Le riserve totali per tutti e tre campi sono stimate in 600 miliardi di barili equivalenti, di cui appena il 12% di gas associato.

² Jack Holton, Oil & Gas Journal, week of Dec. 6, 1999, pag. 81.

4.2 *Il gas naturale*

4.2.1 **Il quadro internazionale**

4.2.1.1 *La domanda globale*

Nel 1998 la domanda mondiale di gas si è attestata sui 2.240 miliardi di metri cubi, segnando un incremento dell'1,3% rispetto al 1997 (del 12% circa rispetto al 1991) leggermente inferiore alla media annua dell'ultimo decennio (2%). La quota sul totale dell'energia primaria consumata è continuata a salire nello stesso periodo in tutte le regioni raggiungendo il 23,8%.

Il principale paese consumatore, con 612,4 mld mc (quota del 27,3% sul totale consumi), sono gli Stati Uniti che dopo aver detenuto il primato dei consumi mondiali di gas fino alla prima metà degli anni'80 hanno visto ridursi la propria incidenza dal 39% del 1980, al 32% del 1984, al 27% del 1991, divenendo la seconda regione consumatrice alle spalle dell'ex Unione Sovietica. Dal 1991 è però drammaticamente sceso il consumo della FSU a causa degli sconvolgimenti politico-economici di questi ultimi anni e la leadership è tornata nelle mani degli USA che nel frattempo hanno aumentato i consumi (circa +1,45% medio annuo nel periodo 1992-1998) sebbene il 1998 abbia fatto segnare una variazione in diminuzione del 3% a causa dell'inverno mite.

Per quanto riguarda le aree, il Nord America detiene la leadership e mantiene la propria quota sul consumo globale costante intorno al 32% (718,9 mld mc), crescendo la domanda agli stessi tassi di quella mondiale (nel periodo 1991-1998: USA +12,5%, Mondo, 11,8%). Nell'ultimo anno si è però avuta una forte diminuzione oltre che negli USA anche in Canada, non compensata dal forte sviluppo della domanda messicana.

La FSU ha registrato nel 1998 il primo aumento dei consumi a partire dal 1991, se si eccettua il leggero assestamento al rialzo del 1996, attestandosi a quota 529 mld mc (+2,2% rispetto al 1997). La dinamica del 1998 è spiegabile con il consistente aumento della domanda in Russia (+4,1%) e in Uzbekistan (+3,5%) che ha sopperito all'andamento inverso dei consumi in Ucraina (-7,4%).

Nell'America centro-meridionale si è avuto un aumento dei consumi del 2,6% grazie alla rapida crescita del mercato argentino (+4,1%) e brasiliano (+6,3%); stop impreveduto, spiegabile con la congiuntura internazionale, si è avuto in Venezuela (-3,5%) dove dal 1992 al 1997 si era registrato un incremento medio annuo dell'8,6%.

Il mercato asiatico, nonostante la crisi, ha avuto un aumento dei consumi, rispetto al 1997, del 5,4%, portandosi a 259 mld mc, grazie alle variazioni al rialzo del 20,1% in Malesia (tra i primi paesi dell'area a riprendere la via della crescita economica) e del Giappone (+6,7%); in diminuzione del 6,3% i consumi in Corea del Sud condizionati soprattutto dall'andamento del GNL.

La domanda del Continente africano, pur non raggiungendo quella di Francia e Spagna messe assieme, mostra un buon tasso di crescita (5,3% medio annuo nel periodo 1992-1998) grazie alla spinta dei due principali paesi produttori dell'area, Algeria ed Egitto.

L'Europa nel suo complesso (orientale e occidentale), terzo consumatore mondiale con 427,1 mld mc, ha fatto segnare, nel 1998, un incremento del 2,7% rispetto al 1997 grazie ai positivi trend del Belgio (+10%), che ha capitalizzato gli investimenti effettuati nel settore termoelettrico, della Spagna (+7%), grazie allo sviluppo del settore residenziale e industriale favorito dall'espansione della rete, della Francia e dell'Italia. Sembra invece in diminuzione il vertiginoso andamento della domanda nel Regno Unito che, nel periodo 1992-1998, è cresciuta mediamente ogni anno di 9,5 punti percentuali grazie agli effetti della liberalizzazione del mercato del gas. Percorso diverso si è avuto in Romania, mercato importante con i suoi 18,2 mld mc (gli stessi di Spagna e Danimarca messi assieme), a seguito del processo di ristrutturazione industriale in atto nel Paese che ha portato quest'anno alla riduzione dei consumi del 5,1% e più complessivamente al dimezzamento degli stessi in questo ultimo decennio. Questo risultato ha condizionato statisticamente i consumi dell'Europa orientale che sono scesi di oltre il 4%.

Per quanto riguarda, più in particolare, l'Europa occidentale è utile evidenziare che nel corso degli anni'90 il gas ha avuto un forte sviluppo. Ciò vale non solo per l'Italia, ma per moltissimi altri Paesi europei. Attualmente il gas copre oltre il 22% dei consumi energetici dell'area. Questa percentuale varia da paese a paese, passando dal 48% dell'Olanda al 10,4% in Spagna che è peraltro un paese con forti incrementi percentuali annui. [Fig.1; Fig.2]

Fig.1 EU 15: Percentuale di gas naturale nei consumi primari di energia, 1998

Fonte: Eurogas

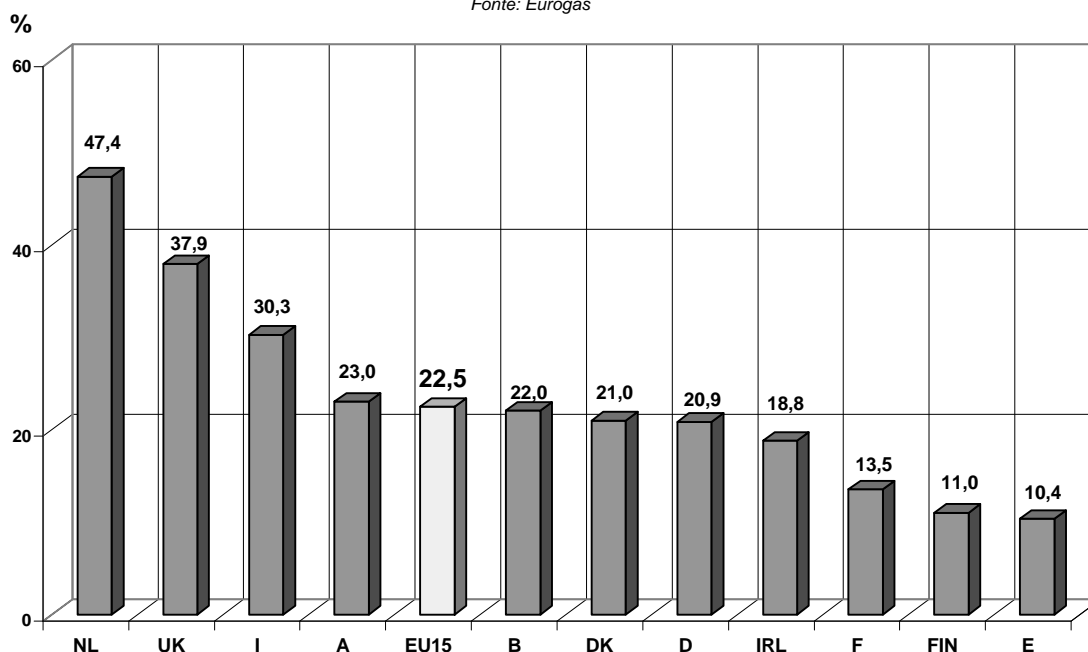
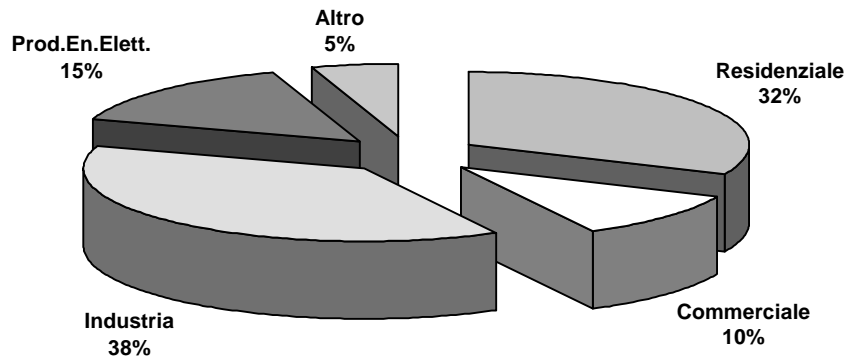


Fig.2 EU15: Vendite di gas naturale per settore, 1998

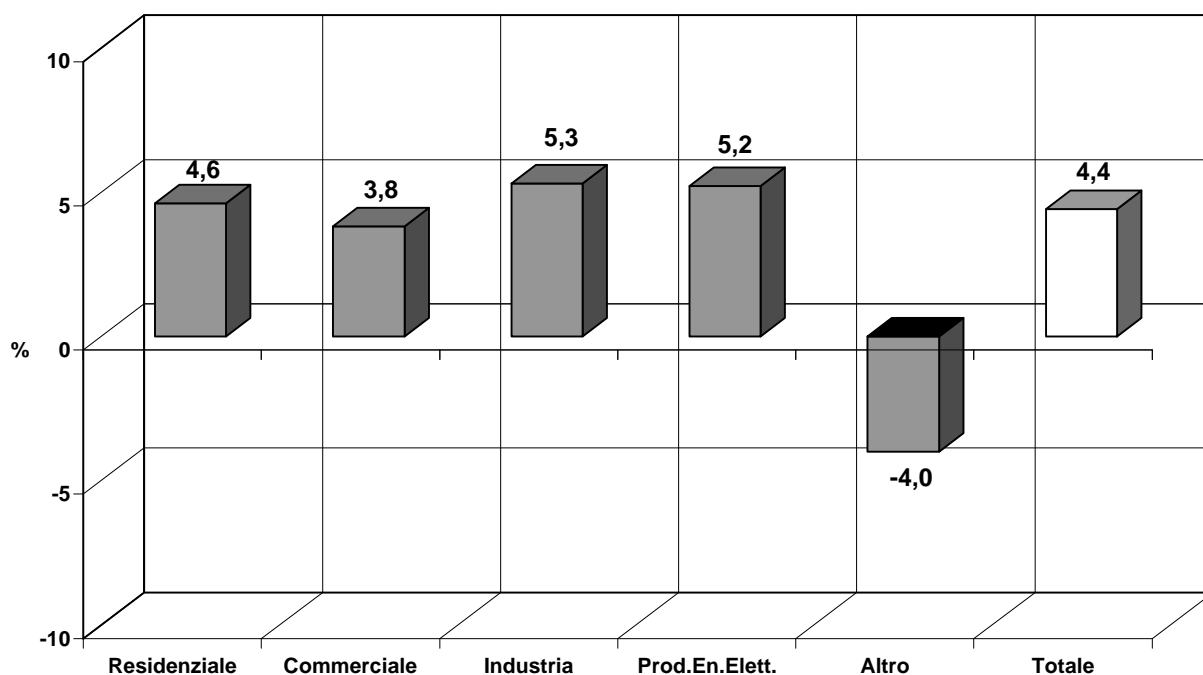
Fonte: Eurogas



I settori di maggior impiego del gas naturale sono l'industriale (37,8%), il residenziale (31,8%), il termoelettrico (15,2%) e il commerciale (10,3%). Di questi settori quello che ha il maggior tasso di sviluppo è il termoelettrico ma, nel 1998, anche il residenziale, l'industriale e il commerciale hanno registrato una buona crescita. Malgrado l'inverno mite nel 1998 il consumo di gas nell'Europa dei 15 è cresciuto del 4,4% rispetto al 1997 ma non in tutti i paesi in eguale modo. [Fig.3]

Fig.3 EU15: Tasso di crescita della domanda per settore

Fonte: Eurogas



Lo sviluppo positivo del mercato è da imputare al crescente numero di consumatori convinti dei benefici ambientali ed economici del gas.

Interessante è anche avere un quadro aggiornato al 1998 dei vari mercati europei per quanto riguarda i principali indicatori relativi allo sviluppo del gas: numero di clienti, investimenti realizzati, lunghezza gasdotti, numero e dimensione degli stoccaggi. [Tab.1] Nel 1998 il numero dei clienti domestici nell'Europa dei 15 è aumentato di circa il 2% superando la soglia dei 74 milioni; quello dei clienti non domestici è rimasto pressoché costante. Particolarmente interessante è stata la dinamica dei clienti domestici in Spagna che sono incrementati di oltre otto punti percentuali. In Germania, Francia e Italia la crescita è stata inferiore e rispettivamente pari al 3%, 2% e 1,3% rispetto ai valori del 1997.

Tab. 4.2.1

EU15:Indicatori strategici del settore gas, 1998

	AUT	B	D	DK	SP	F	IT	NL	UK	EU15
<i>NUMERO DI CLIENTI (migliaia)</i>										
<i>Domestici</i>	1.222	2.346	16.200	308	3.426	9.790	14.280	6.080	19.963	74.070
<i>Non Domestici</i>	2	89	700	7	67	486	920	390	362	3.040
<i>INVESTIMENTI (milioni di ECU)</i>										
<i>Tot. per trasmissione e distribuz.</i>	227	210	2.900	233	610	1.019	1.860	376	758	8.617
<i>LUNGHEZZA PIPELINE (km)</i>										
<i>Trasmissione</i>	5.183	3.749	57.000	1.113	9.910	33.512	30.000	11.630	18.000	174.431
<i>Distribuzione</i>	21.339	43.962	288.000	16.635	20.221	149.034	175.000	113.000	256.200	1.098.448
<i>STOCCAGGI DI GAS NATURALE</i>										
<i>Numeri di stoccaggi</i>	5	3	39	2	2	15	8	3	7	
<i>Volume totale (mil. mc)</i>	2.630	675	16.132	770	119	9.815	15.100	1.750	3.459	
<i>Capacità prelievo (mil.mc/g)</i>	27	19	389	20	9	185	263	100	134	

Fonte: EUROGAS

Per quanto riguarda gli investimenti per le fasi di trasmissione e di distribuzione nell'Europa dei 15, le statistiche mostrano un incremento del 2% nel 1998; gli stanziamenti maggiori, in valore assoluto, si sono avuti in Germania (2,9 mld di ECU), Italia (1,9 mld di ECU) e Francia (1 mld di ECU).

La lunghezza delle reti di trasmissione è cresciuta, sempre nella stessa area, del 5% circa raggiungendo i 174.000 km. Aumenti di notevole portata si sono registrati in Spagna, Belgio e Germania, di rilevanza minore in Italia.

4.2.1.2 La produzione

Complessivamente, nel 1998, la produzione mondiale è stata di 2.271,8 mld mc con una crescita rispetto al 1997 del 2,2%.

Per quanto riguarda le grandi aree geografiche, la produzione di gas naturale è leggermente salita negli Stati Uniti (+0,1%) dove ha raggiunto i 543 mld mc. Più consistente la crescita della produzione canadese (+2,7%) che ha trovato sbocco nel mercato statunitense, grazie al potenziamento dei due principali gasdotti che collegano i due paesi, e di quella messicana (+8,2%), caratterizzata però da volumi inferiori a quelli nord americani.

Nella FSU la produzione è salita a 643 mld mc (+2,8%) grazie alla accresciuta offerta russa (+3,5%), attestata a 551,3 mld mc, che è andata ad accrescere sia la domanda interna che le esportazioni. Queste ultime hanno come principali mercati di sbocco la Germania, l'Italia e la Francia. La stessa Russia conferma il suo ruolo di maggiore produttore mondiale.

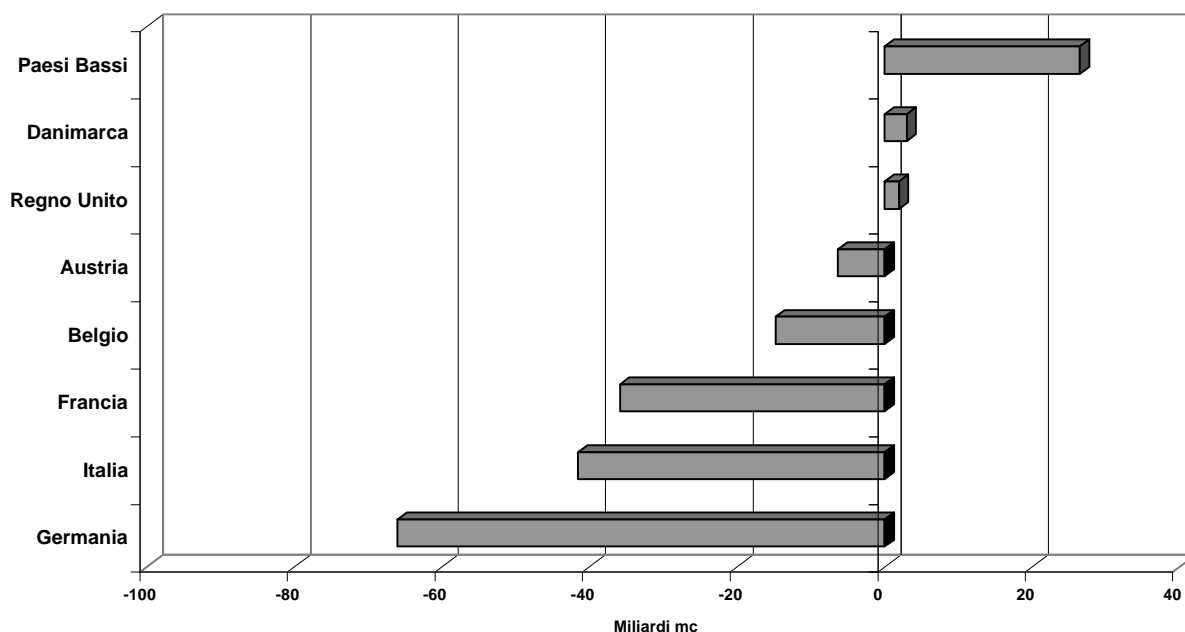
Per quanto riguarda i paesi africani è da segnalare l'ottima performance dell'Algeria che ha raggiunto la ragguardevole produzione di 72,8 mld mc (+7,4% rispetto al 1997) trainata dall'aumento delle esportazioni verso l'Europa via gasdotto (TransMed) e via GNL, grazie all'ammodernamento degli impianti di produzione in atto nel Paese. Dinamica crescente hanno avuto anche Egitto e Nigeria mentre la produzione libica è diminuita leggermente scendendo a 6,2 mld mc.

Altre variazioni di rilievo sono quelle registratesi in Brasile (+6,3%), in Trinidad e Tobago (+16,9%) dove la produzione si è attestata sui 8,6 mld mc, Thailandia (+5,5%) e Australia (+2%; 30,5 mld mc).

In Europa occidentale e orientale sono stati prodotti 274,3 mld mc di gas naturale, lo 0,5 in meno rispetto al 1997. Significativo è al riguardo la diminuzione della produzione olandese, scesa del 5,2% e ritornata ai livelli del 1990. E' cresciuta invece nel Regno Unito del 4,8% attestandosi a 90,3 mld mc, risultato che porta il paese anglosassone al raddoppio delle forniture rispetto al 1990, anno in cui vennero prodotti 45,6 mld mc di gas naturale. La Norvegia è rimasta su livelli pressoché

Fig.4 Saldi importazione/esportazione di gas naturale nel 1998

Fonte: Eurogas



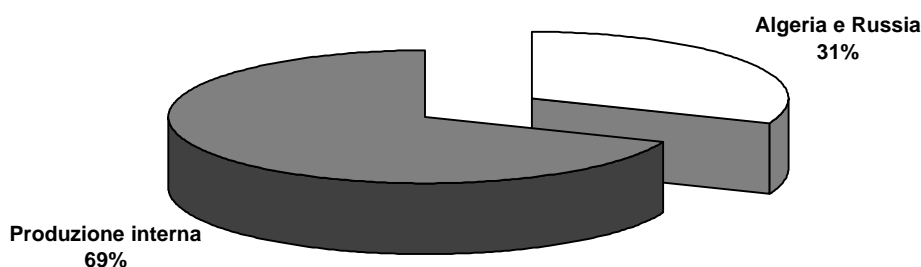
stabili e di poco superiori ai 47,8 mld mc. [Fig.4]

Per quanto riguarda la situazione di approvvigionamento dei vari Paesi dell'Europa occidentale, troviamo che vi è uno solo di questi fortemente esportatore che è l'Olanda, due autosufficienti che sono Regno Unito e Danimarca, e, successivamente, tutti gli altri paesi che sono importatori netti di gas in percentuali diverse e per quantità diverse in relazione ai consumi interni e alla produzione nazionale.

Le caratteristiche fondamentali dell'offerta sono basate sull'acquisto di gas mediante contratti a lungo termine con obblighi di take-or-pay.

Attualmente l'Europa occidentale copre il proprio fabbisogno di gas naturale per il 69% con produzione interna (Regno, Unito, Olanda, Norvegia) e per il 31% con importazioni dalla Russia (58%), dall'Algeria (40%) e da altri Paesi (Libia, paesi del Golfo). La quota proveniente dall'off-shore nordico, dalla Siberia orientale e dal deserto algerino è destinata a crescere viste le previsioni di crescita della domanda. [Fig.5]

Fig.5 Ripartizione dell'offerta di gas naturale nell'Europa Occidentale, 1998
Fonte: Eurogas



4.2.1.3 Le riserve

Negli ultimi decenni si è assistito ad una costante crescita delle riserve provate mondiali di gas che sono più che raddoppiate negli ultimi venti anni: nel 1978 erano infatti stimate a 70,85 migliaia di miliardi di mc, nel 1988 a 112 migliaia di miliardi di m³, nel 1991 a 132 migliaia di miliardi di mc e a 145 migliaia di miliardi di mc nel 1997.

Nel 1998 l'incremento è stato di poco sopra l'1% attestandosi a quota 146,4 migliaia di miliardi di mc, dato che rallenta il tasso di crescita delle riserve. L'analisi per area mostra come il settore gas possa avere, in teoria, una crescita più stabile vista l'assenza di una regione, come nel caso del petrolio, capace di condizionare le politiche economiche a livello mondiale. I dati mostrano infatti che la FSU e il Medio Oriente sono le due aree che detengono le maggiori riserve di gas naturale.

La FSU copre circa il 39% delle riserve mondiali, sfiorando i 57.000 miliardi di mc di gas naturale; all'interno della regione il ruolo principale è quello della Federazione Russa che è anche il principale detentore di riserve al mondo con 48 migliaia di miliardi di mc e una quota del 33% sul

totale. Importanti sono anche le regioni del Kazakistan, dell'Uzbekistan e, soprattutto, del Turkmenistan che assieme detengono più riserve dell'Europa nel suo complesso.

Il Medio Oriente copre circa il 34% delle riserve mondiali attestandosi sui 50.000 miliardi di mc; in questa regione il paese dominante è l'Iran, secondo a livello mondiale con 23.000 miliardi di mc, il 15,7% delle riserve di gas globali. L'Iraq, Emirati Arabi, Qatar e Arabia Saudita, assieme, raggiungono più o meno gli stessi livelli dell'Iran con 23.390 miliardi di mc.

Per quanto riguarda il resto del mondo, le quote delle riserve di gas sono piuttosto omogenee, si va dal 7% dei paesi africani al 3,6% di quelli europei passando per il 6,9% dell'area asiatico pacifica, per il 5,6% del Nord America e il 4,4% del America meridionale.

Importanti realtà in queste regioni sono l'Algeria, paese che sfrutta ampiamente il le proprie riserve di gas ai fini dell'esportazione, la Nigeria, che solo ora sta sviluppando la commercializzazione attraverso il GNL, la Libia e il Venezuela.

Esaminando il rapporto riserve/produzione (R/P ratio) si costata che, da una parte, le riserve di gas stanno crescendo e dall'altra parte che la produzione aumenta con la penetrazione del gas naturale nei vari paesi. Inoltre troviamo che le regioni a più alto consumo sono anche quelle con i livelli più bassi di riserve/produzione.

Nell'America del Nord il rapporto riserve/produzione non arriva a dodici anni e in Europa supera di poco i diciotto anni. Considerando che lo stesso rapporto riserve/produzione nel mondo è di oltre 63 anni si capisce come lo sviluppo dei consumi in queste due importanti regioni non potrà che dipendere da altre aree.

L'Europa ha la fortuna di avere relativamente vicino il serbatoio mondiale russo, quello africano e soprattutto importanti infrastrutture di collegamento.

Gli Stati Uniti oltre all'apporto del Canada potranno sviluppare le importazioni dal Messico, ma appare evidente che lo sviluppo dei loro consumi non potrà che passare dalla crescita del mercato del GNL che, paradossalmente, è ancora alquanto limitato.

4.2.1.4 La situazione attuale e futura degli scambi internazionali di gas naturale

Nel corso degli ultimi anni si sono intensificati i progetti per portare il gas naturale dai paesi produttori ai grandi mercati di consumo.

In Europa in particolare tutte le grandi compagnie gasifere hanno incrementato gli sforzi per aumentare il flusso di gas verso le aree di maggior domanda puntando alla Russia, la Norvegia, l'Algeria ed in misura minore su Olanda, Medio Oriente e Libia come aree di esportazione.

Il maggior numero di progetti riguarda la Russia ed i paesi della ex URSS che complessivamente detengono le maggior riserve mondiale di gas.

Tra i vari progetti, oltre i raddoppi in caso delle linee esistenti fra Russia ed Europa vanno ricordate due importanti iniziative già approvate che dovrebbero consentire di aprire nuove vie al gas sovietico di raggiungere il mediterraneo. La prima iniziativa è quella che prevede un gasdotto che raccogliendo il gas naturale di Turkmenistan, Kazakistan, Azerbaijan, attraversando il Mar Caspio

e poi la Georgia arriva al porto di Ceyhan in Turchia dove può essere utilizzato sia per coprire i consumi di questa nazione, sia per essere poi portato in altri paesi europei. Il secondo progetto chiamato "Blue Stream" prevede un gasdotto di 376 chilometri con due condotte che collegherà direttamente la rete di trasporto del gas verso la Turchia, passando per il Mar Nero, dove verranno posati cavi ad una profondità di 2.100 metri sotto il livello del mare.

Il primo progetto vede interessi di società americane mentre il secondo nasce da un accordo tra il Gruppo ENI e la Gasprom.

Altro interessante progetto già in fase operativa è l'Interconnector, un gasdotto che collega il Regno Unito al Continente e che prevede inizialmente di portare gas in Europa e, quanto i giacimenti inglesi del Mare del Nord inizieranno a prelevare, a importare invece nel Regno Unito gas proveniente dal Continente.

Dalla Norvegia è in fase di completamento una rete di gasdotti che porterà il metano al centro dell'Europa mentre dalla Libia è progettato, in base ad un accordo con l'ENI, un gasdotto che attraversa il Mediterraneo in Sicilia per portare 8 miliardi di mc di gas prodotti dai giacimenti offshore ENI/SNAM in Italia.

Sul piano del trasporto e del commercio del GNL moltissimi sono i nuovi impianti di rigassificazione ed i terminali in vari Paesi (Francia, Spagna, Portogallo etc) che dovrebbero consentire l'arrivo di navi metaniere con gas liquefatto proveniente dalla Nigeria, da Abu Dhabi, dal Qatar. E da altri paesi esportatori. Anche in Italia è previsto un terminale di GNL su una piattaforma offshore nell'Adriatico sulla base di un progetto in corso di realizzazione dalla Edisongas con tecnologia Mobil.

4.2.2 Il quadro nazionale

4.2.2.1 *La produzione di gas naturale*

Nel 1998 la produzione di gas naturale in Italia è stata di 19.1 miliardi di mc. con una flessione del 1,5% rispetto al 1997. Della produzione nazionale 1998 di gas il 19% è stato ottenuto da campi in terra ed il restante 81% da giacimenti in mare.

Si conferma il trend in discesa della produzione di gas nel nostro Paese, trend iniziato nel 1994 quando si era raggiunto il massimo storico con 20,5 miliardi di mc di gas, poi progressivamente in flessione negli anni successivi, flessione accentuatasi dal 1996 in poi per il declino naturale dei giacimenti, non reintegrati da nuovi campi in sviluppo.

Nel 1998 non sono stati rinvenuti nuovi giacimenti di gas, ma, grazie al progetto Adria nell'Alto Adriatico - iniziato nel 1992 con lo scopo di valutare attraverso rilievi sismici 3D ulteriori possibilità esplorative - sono stati delineati con precisione quelli esistenti che ne permetterebbero il loro sfruttamento ottimale. Questo progetto ha identificato infatti 15 giacimenti per complessivi 32 miliardi di mc di gas, il cui sviluppo prevede l'investimento di circa 1.300 miliardi di lire. Tutto il progetto è peraltro fermo a causa di ostacoli organizzativi frapposti sulla base di un ipotetico rischio ambientale legato ai fenomeni di subsidenza amplificati dalla produzione di idrocarburi. Dopo lunghe indagini conoscitive che hanno coinvolto i maggiori esperti e accademici del settore, il

progetto di sviluppo di questi giacimenti nell'Adriatico è ancora bloccato in attesa del decreto sulla valutazione di impatto ambientale.

Come già detto la produzione nei prossimi anni dovrebbe scendere a causa del naturale declino dei giacimenti attualmente in sviluppo a meno che non venga reintegrata da questi nuovi campi produttivi "congelati" per motivi ambientali.

Alla fine del 1998 le riserve di gas ancora da produrre in Italia (includendo le certe, le probabili e le possibili) risultano pari a 350 miliardi di mc.

4.2.2.2 *Le importazioni*

Nel 1998 gli approvvigionamenti di gas naturale dall'estero hanno raggiunto il volume di 42,6 miliardi di mc, con un incremento del 12,11% rispetto al 1997 ed una variazione media annua nel periodo 1994-1998 dell'11%.

In particolare le quantità importate dall'Algeria hanno rappresentato il 53,5% del totale, quelle dalla Russia il 39,2% e le importazioni dall'Olanda il 7%.

La dinamica delle immissioni dall'estero è stata però piuttosto differenziata; nel 1998 le importazioni russe sono aumentate del 21,9% dopo un periodo di stabilizzazione durato dal 1990 al 1997 intorno ai 13,7 miliardi di mc; quelle algerine hanno avuto una crescita media nel periodo 1990-1998 del 13,2%; quelle olandesi dopo un picco di 5,5 miliardi di mc nell'intervallo 1990-1993 hanno intrapreso una fase discendente, a seguito dell'interruzione resasi necessaria per consentire i lavori di potenziamento del gasdotto di importazione, raggiungendo nel 1998 un livello di soli 3 miliardi di mc (-3% rispetto al 1997).

Per soddisfare la prevista crescita della domanda di gas in Italia, la SNAM ha stipulato nuovi contratti di importazione con la Norvegia (6 miliardi di mc), con l'Algeria (2 miliardi) con l'Olanda (4 miliardi) e con la Russia (8 miliardi) che assicureranno, complessivamente dal 2008, circa 66 miliardi di metri cubi di gas naturale. A questi si aggiungeranno le importazioni previste della Libia attraverso un nuovo gasdotto in fase di studio e progettazione per altri 8 miliardi di mc. [Fig.6; Fig.7; Tab.2]

Fig.6 Italia: Ripartizione del fabbisogno energetico per fonti 1998=174,3 Mtep
 Fonte: SNAM, MICA

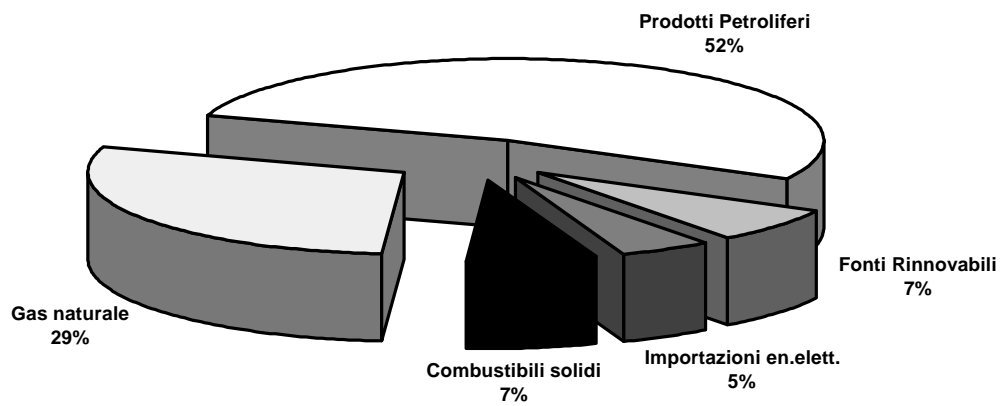
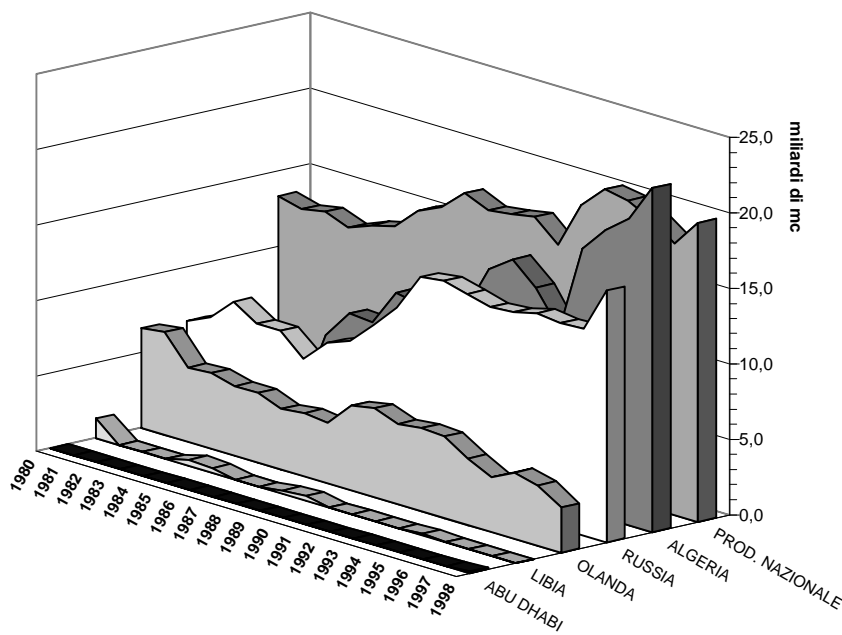


Fig. 7 Italia: Fonti di approvvigionamento del metano
 Fonte: SNAM



Tab.4.2.2*Italia: contratti per l'importazione di gas*

	Società esportatrice	Società importatrice	Volumi contratti a regime (Gmc)
<i>Olanda</i>	<i>Gasunie</i>	<i>SNAM</i>	6
<i>Russia</i>	<i>Gazprom</i>	<i>SNAM</i>	7
<i>Russia</i>	<i>Gazprom</i>	<i>SNAM</i>	8
<i>Russia</i>	<i>Gazprom</i>	<i>SNAM</i>	5,5
<i>Russia dal 2000</i>	<i>Gazprom</i>	<i>SNAM</i>	8
<i>Algeria</i>	<i>Sonatrach</i>	<i>SNAM</i>	19,5
<i>Tot. per trasmissione e distribuz.</i>	<i>Sonatrach</i>	<i>SNAM</i>	2
<i>Norvegia (dal 200/2001)</i>	<i>GFU</i>	<i>SNAM</i>	6
<i>Olanda (dal 2001)</i>	<i>Gasunie</i>	<i>SNAM</i>	4
T O T A L E			66
<i>Algeria</i>	<i>In Salah (BP/Sonatrach)</i>	<i>Enel</i>	4
<i>Nigeria</i>	<i>NLNG Co.</i>	<i>Enel</i>	3,5
T O T A L E			7,5
<i>Capacità prelevamento (mil.mc/g)</i>	<i>Adgas</i>	<i>Edison</i>	0,4

4.2.2.3 Gli stoccaggi

Lo stoccaggio di gas in Italia avviene in giacimenti di gas esauriti e svolge una duplice funzione. Da una parte serve come stoccaggio strategico e quindi è in grado di sopperire a impreviste interruzioni di flussi di gas dall'estero (è accaduto nel 1998 dall'Algeria), dall'altra serve invece come modulazione per bilanciare la domanda e l'offerta di gas in quanto la domanda presenta una elevata variabilità sia stagionale (inverno-estate) sia giornaliera (giorno-notte). Nei giorni di domanda di picco, in inverno, la domanda di gas è maggiore dell'offerta e quindi è necessario utilizzare il gas stoccato.

L'attuale sistema di stoccaggio è in massima parte gestito dall'ENI/AGIP, che possiede 9 centri, 8 dei quali sono nel nord dell'Italia ed uno in Italia centrale con una capacità complessiva di 28 miliardi di metri cubi, di cui 15 miliardi costituiscono il working gas (cioè il gas che può essere effettivamente utilizzato), con una portata di punta di 280 milioni di metri cubi/giorno. [Fig.8]

fig. 8 Impianti di stoccaggio in Italia



4.2.2.4 Consumi di gas naturale nei principali settori di impiego

L'analisi dell'evoluzione storica dei consumi di gas dal 1980 al 1998 fornisce importanti spunti per l'analisi settoriale. Se da una parte i consumi complessivi di gas sono più che raddoppiati dall'altra alcuni impieghi sono risultati in crescita esponenziale e altri in stagnazione.

Il settore termoelettrico è quello caratterizzato dalla crescita più importante (il consumo del 1998 è sette volte maggiore di quello del 1980) ed ha avuto due fasi di espansione: la prima dal 1983 al 1991 strettamente connessa con la "metanizzazione" capillare del territorio; e la seconda, dal 1992 al 1998 legata allo sviluppo delle turbine a gas, degli impianti di cogenerazione e dei cicli combinati.

Il settore industriale ha avuto uno sviluppo più moderato e comunque in gran parte completato nel periodo 1987-1992. Quello civile ha sostanzialmente ricalcato il trend generale del consumo complessivo caratterizzato da una crescita costante. Per quanto riguarda l'autotrazione non si può parlare di sviluppo visti i modesti volumi interessati e la stabilità dei consumi. [Fig.9; Fig.10; Fig.11; Fig.12]

Fig.9 Italia: evoluzione dei consumi di gas naturale per impieghi industriali e termoelettrici

Fonte: SNAM, MICA

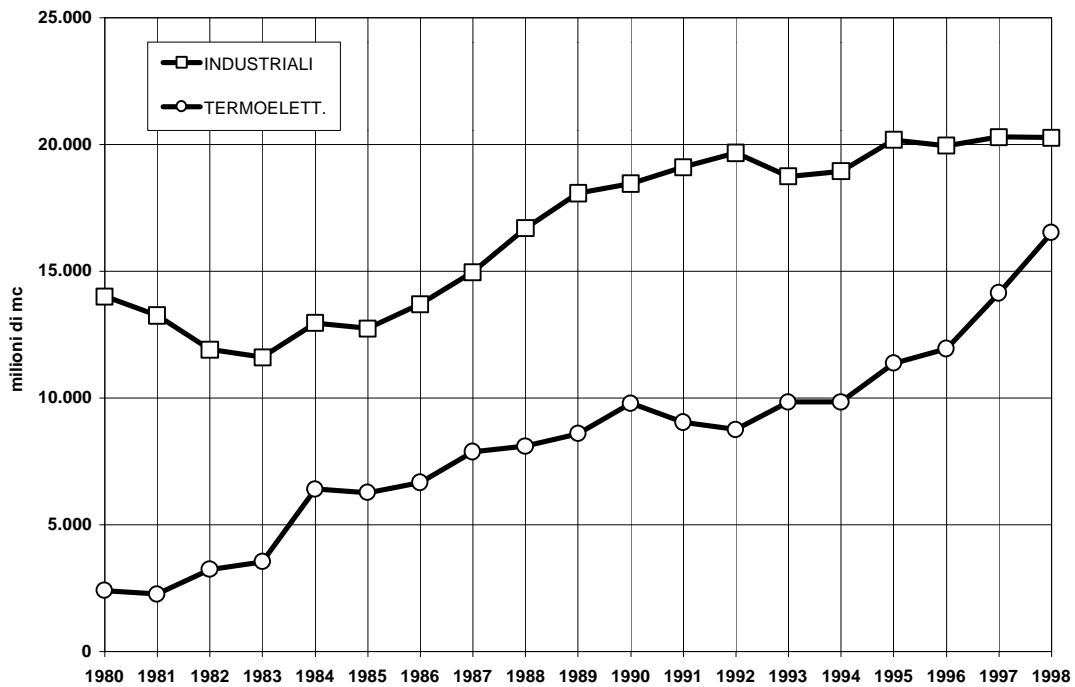


Fig.10 Italia: evoluzione dei consumi di gas naturale per impieghi civili

Fonte: SNAM, MICA

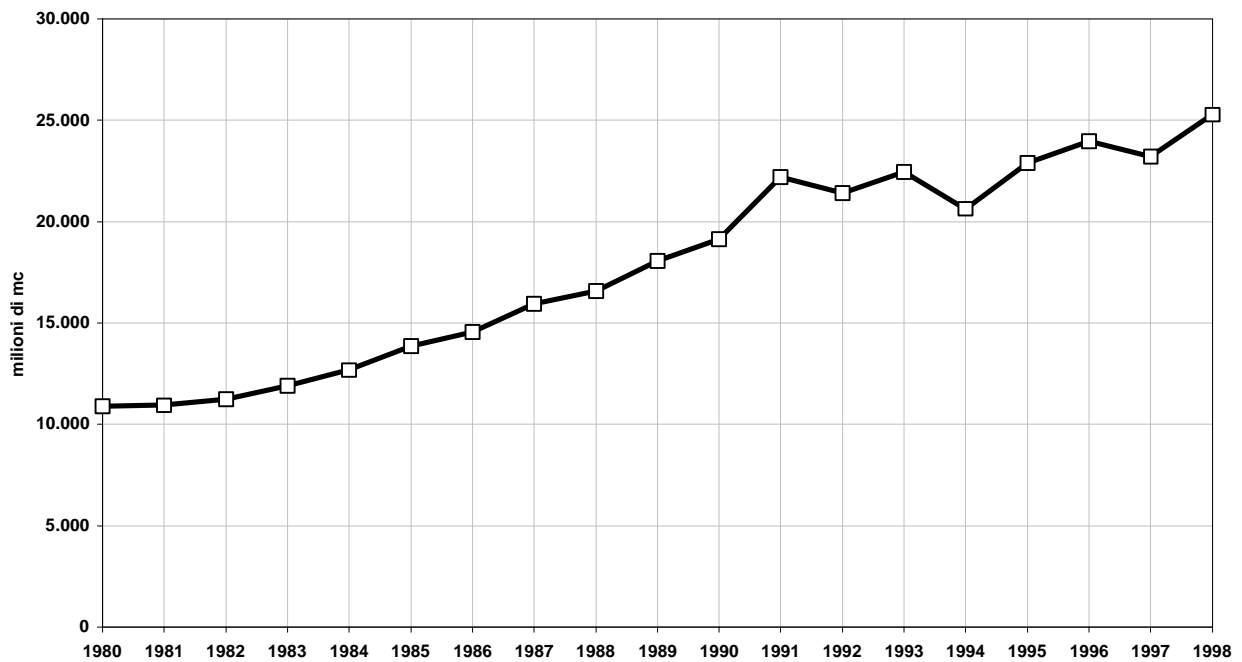


Fig.11 Italia: evoluzione dei consumi di gas naturale per autotrazione

Fonte: SNAM, MICA

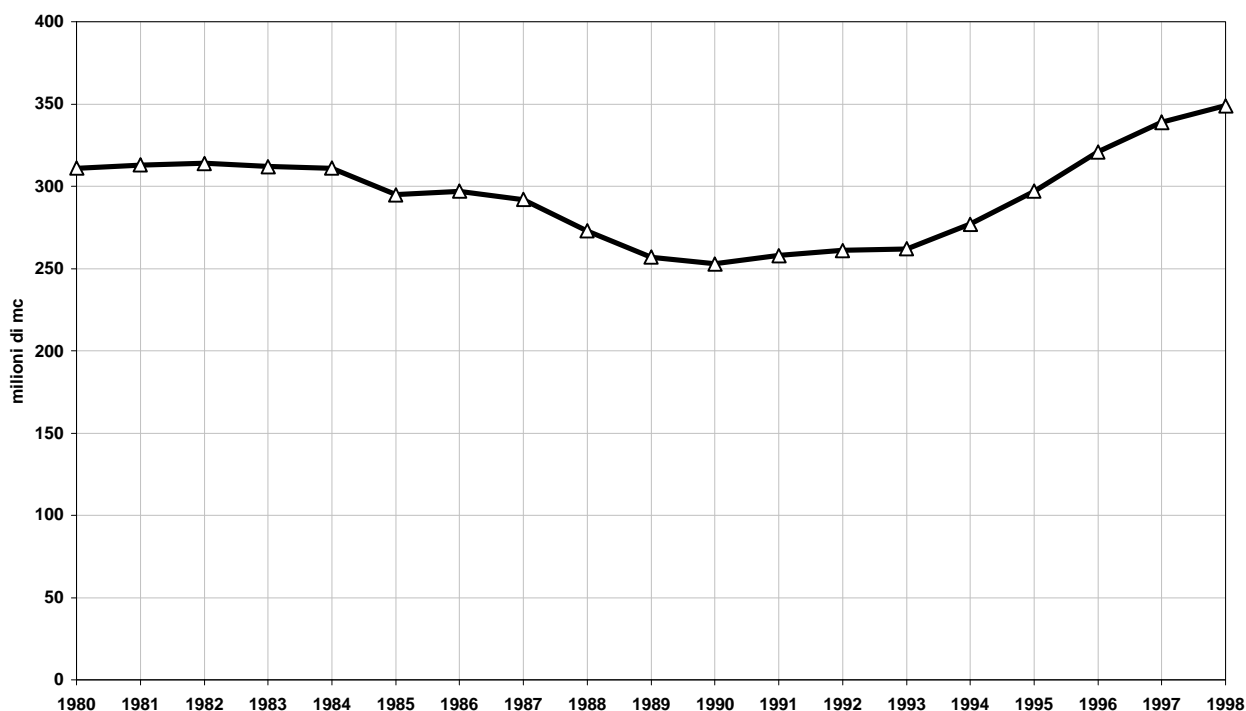
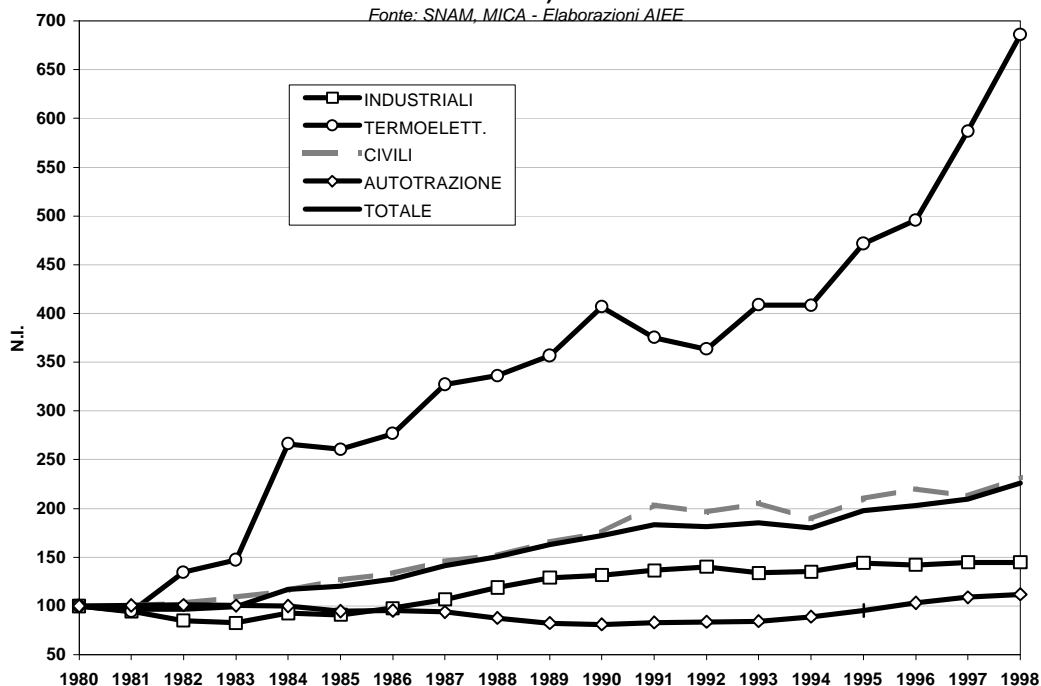


Fig.12 Evoluzione dei consumi di gas naturale: ripartizione per impieghi (NUMERI INDICE base 1980)

Fonte: SNAM, MICA - Elaborazioni AIEF



Nel 1998 i consumi di gas naturale in campo nazionale sono risultati pari a 62,4 miliardi di mc; di questi la gran parte è stato distribuito dalla SNAM. Le quantità destinate al settore degli usi civili hanno raggiunto il livello di 25,3 miliardi di mc, con un incremento del 7,7% rispetto all'anno precedente, nonostante le condizioni climatiche fossero state nell'inverno 1998 piuttosto miti.

I consumi complessivi per usi industriali (comprendendo gli usi di sintesi chimica, i consumi interni, invasi e scarichi) sono stati nel 1998 pari a 20,3 miliardi di m³, un livello sostanzialmente coincidente con quello del 1997.

Il settore termoelettrico si è portato sui 16,5 miliardi di mc con un incremento del 16,8% rispetto al 1997.

Il consumo di gas naturale come carburante nell'autotrazione si è portato sul livello di circa 350 milioni di mc, con un aumento del 3% rispetto all'anno precedente. Analizzando i dati storici del settore e confrontandoli con la dinamica degli altri impieghi risulta evidente come il consumo di gas nel settore autotrasporti non sia mai decollato. Vincolo principale al suo sviluppo non è stato il gas naturale come fonte energetica in se per se, quanto la mancanza di politiche industriali atte a favorire la crescita del settore (mancanza di impianti di rifornimento, parco autovetture a metano limitate, considerazione del gas come combustibile di sostituzione, et cetera).

Nel 1998 si deve registrare un'inversione di tendenza, almeno nelle intenzioni; infatti nel corso dell'anno è stata aperta, a Campogalliano, nel tratto tra Verona e Modena, la prima stazione di rifornimento di metano della rete autostradale italiana. Grazie ai tempi di rifornimento ridotti (al di sotto dei 3 minuti) l'impianto è in grado di servire 70/80 veicoli all'ora. L'iniziativa sarà estesa ad altri punti di rifornimento autostradale e l'obiettivo è la mappatura completa del Paese. Attualmente circolano in Italia circa 300.000 vetture alimentate a metano; si tratta nella maggior parte dei casi di veicoli "trasformati" in cui il sistema di alimentazione a benzina è stato successivamente integrato con un circuito per l'alimentazione a metano. Il vantaggio immediato è rappresentato dal costo del rifornimento ma il vero volano è rappresentato dalle norme italiane ed europee sulle emissioni dei veicoli che dovrebbero portare rilevanti cambiamenti nel mercato automobilistico. Recentemente, a riprova di questo fatto, le maggiori case automobilistiche statunitensi ed europee hanno iniziato ad introdurre nuovi veicoli cosiddetti "bifuel" progettati fin dall'inizio per essere alimentati a metano. L'impegno maggiore sarà però quello di adeguare il sistema distributivo estendendo la rete esistente, finora concentrata nelle regioni settentrionali, soprattutto nei percorsi autostradali (attraverso stazioni multiservizio). L'obiettivo è quello di raddoppiare la rete esistente di 300 stazioni di rifornimento portandola in pochi anni a 600 unità.

4.2.2.5 Rete dei metanodotti

Alla fine del 1998 la rete dei metanodotti di trasporto gas ha raggiunto, in Italia, la lunghezza di 29.960 km che presenta un aumento del 30% rispetto all'anno 1991. Lo sviluppo della domanda di gas, sia essa civile, industriale o termoelettrica passa così attraverso una rete sempre più ampia e capillare che supplisce al vincolo maggiore posto da questa fonte che è il trasporto per la distribuzione all'utente.

Considerando i dati relativi alle reti di trasporto e alle reti di distribuzione, e rapportandoli regionalmente (Nord/Centro/Mezzogiorno) al numero di abitanti, pur non considerando la morfologia e l'orografia delle singole aree, si può notare che mentre la densità della rete di trasporto è sostanzialmente uguale nel Nord, nel Centro e nel Sud, la densità della rete di distribuzione non è in equilibrio. Nel Nord e nel Centro quest'ultimo indice è rispettivamente 4 volte e 2,5 volte maggiore di quello del Mezzogiorno.

Il significato più immediato di questi dati è che il programma di metanizzazione del Mezzogiorno non è ancora del tutto completo e che ancora molti comuni meridionali attendono di essere allacciati alle reti primarie per poter ricevere il metano.

Negli ultimi venti anni, il massiccio programma di investimenti effettuati dalle aziende distributrici e dalla SNAM nella metanizzazione del Mezzogiorno, ha consentito comunque di portare il gas naturale in oltre 1000 Comuni del Sud che ne erano sprovvisti, portando la quota della popolazione collegata alla rete del metano da meno del 24% nel 1980, al 75% di oggi, corrispondenti a 15,6 milioni di abitanti. Il numero di località collegate, che nel 1980 era di 93, è oggi salito a più di 1100. Con il completamento delle opere già avviate e in corso di ultimazione si raggiungeranno 1300 comuni e 16,7 milioni di abitanti.

Il rallentamento nella realizzazione del Piano di Metanizzazione del Mezzogiorno negli ultimi anni è stato motivato, in massima parte, dalle difficoltà nel reperimento dei fondi necessari per finanziare le opere malgrado il cofinanziamento del FESR.

La decisione di rifinanziare la legge ha immediatamente attivato l'iniziativa degli Enti pubblici e delle imprese. La delibera CIPE recentemente approvata prevede le modalità per il completamento del Piano di metanizzazione del Sud. [Tab.3]

Tab. 4.2.3

ITALIA: Ripartizione regionale dei metanodotti di trasporto e delle reti di distribuzione del gas

<i>REGIONE</i>	<i>RETI DI TRASPORTO (*)</i>	<i>RETI DI DISTRIBUZIONE URBANE (**)</i>
Valle d'Aosta	56	269
Piemonte	2.231	17.095
Liguria	449	3.854
Lombardia	4.296	37.189
Veneto	2.559	23.312
Friuli Venezia Giulia	867	6.043
Trentino Alto Adige	333	2.119
Emilia Romagna	3.539	22.343
Toscana	1.964	11.066
Marche	891	6.215
Umbria	562	3.829
Lazio	1.698	9.896
Molise	662	704
Abruzzo	1.290	4.633
Campania	1.796	6.278
Puglia	1.577	5.953
Basilicata	1.215	1.130
Calabria	1.631	2.084
Sicilia	2.344	4.942
Sardegna	-	-
Italia	29.960	168.954

Fonte: SNAM; (*) al 31/12/1998, (**) al 1/1/1998

4.2.2.6 *Prezzi del gas naturale*

Le importazioni e la produzione di gas naturale vengono convogliate in gasdotti e trasportate sulla rete principalmente da SNAM (97%) e da altri operatori (Edison Gas, SGM) per la quota residuale.

SNAM detiene un monopolio di fatto nell'attività di trasporto e importazione di gas; gestisce una rete di circa 27.000 km con 20 stazioni di compressione per un totale di 885MW di potenza installata; usufruisce inoltre della capacità di stoccaggio di proprietà Agip.

Edison Gas gestisce la rete di Cellino nelle Marche e negli Abruzzi (430 km), la rete di Collato in provincia di Treviso (50 km) e altre reti minori (50 km) in Basilicata, Calabria e Sicilia. Edison, dopo l'acquisizione della Elf Idrocarburi Italiana, è inoltre azionista di maggioranza in SGM (gasdotto di 600 km in Lazio, Molise e Puglia).

Nel dicembre del 1994 è stato firmato l'accordo tra SNAM, Unione Petrolifera e Associazione Mineraria Italiana sul Vettoriamento del Gas Naturale di Produzione Nazionale, sulla base del quale i produttori nazionali possono trasportare, sulla rete SNAM, il proprio gas di produzione nazionale presso le centrali ENEL, presso le utenze industriali della Società produttrice, sulla rete SGM, agli impianti di produzione di energia elettrica per cessione ad ENEL e alle imprese di cui al R.D. 15 ottobre 1925, n.2578, che esercitano le attività di cui all'Art.1, primo comma, della legge n.1643/62. Le principali condizioni per la vettoriabilità, oltre alla qualità del gas che deve rientrare entro certi parametri in termini di PCS e Indice di Wobbe, sono la definizione di un piano quinquennale e annuale di consegna/riconsegna, la portata max giornaliera di riconsegna, il volume minimo annuo e il bilanciamento mensile dei volumi. Nel rispetto di questi parametri la regola tariffaria applicata è la seguente:

$$T_0 = T_f + \sum_i (T_{v_i} * L_i)$$

dove T_f è il termine fisso che vale 8,5 Lit(94)/Smc, T_{v_i} è il termine variabile, funzione del diametro della tubazione, espresso in Lit(94)/S mc/km e L_i è la lunghezza dei singoli tratti di rete SNAM necessari per collegare punto di consegna e di riconsegna; T_0 viene indicizzato su base annuale. Se il gas è in controflusso si utilizza il 50% del valore dichiarato.

I contratti di fornitura che vengono posti in essere sono diversi a seconda del cliente. Si hanno principalmente cinque tipologie contrattuali. La prima è rappresentata dalla fornitura per usi civili ad aziende distributrici, la seconda è la fornitura per usi civili tra azienda distributtrice e cliente finale, la terza è quella relativa alla fornitura per usi industriali con imprese industriali, la quarta è la fornitura per usi termoelettrici con produttori di energia elettrica e l'ultima è la fornitura per uso autotrazione.

4.2.2.7 *Contratti di fornitura del metano*

4.2.2.7.1 **Forniture industriali**

I prezzi e le condizioni di fornitura di gas utilizzato dalle imprese industriali sono determinati dagli Accordi tra SNAM e le associazioni di categoria (CONFINDUSTRIA e CONFAPI) dell'11 novembre 1997, con decorrenza triennale a partire dal 1/1/1997. Le condizioni di fornitura e di prezzi definiti sono destinate a tutte le utenze industriali con consumi superiori a 200.000 Sm³/anno,

indipendentemente dal fatto che queste siano allacciate alla rete di distribuzione primaria o a quella secondaria. In base alle modalità di fornitura sono previste forniture di tipo.

➤ **CONTINUO**, quando vi è garanzia da parte del fornitore che essa non subirà interruzioni. Il cliente ha la possibilità di scegliere tra tariffa monomia (obbligatoria per utenti con consumi annui compresi tra 200.000 e 500.000 Smc), binomia per bassa utilizzazione e binomia per alta utilizzazione a seconda del grado di regolarità dei propri prelievi. La tariffa monomia forfettizza tutti gli elementi che compongono la tariffa; quella binomia si compone di tre elementi, un termine fisso, funzione della portata messa a disposizione dell'utente [$Q.F. = Ca * I$, dove I è l'impegno], un termine proporzionale, funzione dei metri cubi effettivamente prelevati [$Q.P. = \sum V_i * B_i$, dove V_i è il volume per scaglione e B_i è il prezzo base per scaglione, correlato all'andamento delle quotazioni internazionali di un paniere di prodotti petroliferi (ATZ, BTZ, Gasolio)] e un termine di abbonamento, fisso e indipendente da portata e prelievi. Sono previsti inoltre degli sconti di stagionalità, per la regolarità dei pagamenti, per gli utenti con più stabilimenti, per la regolarità dei prelievi e un abbuono sul gas per la produzione di energia elettrica.

➤ **CONTINUO STAGIONALE**, allorché le forniture vengono effettuate in un periodo contrattuale inferiore ad un anno, nei mesi da ottobre a marzo compresi, per una durata non superiore a otto mesi e non inferiore a tre.

➤ **INTERROMPIBILE**, quando è prevista la possibilità da parte del fornitore, in via unilaterale e tramite preavviso (48 ore), di richiedere l'interruzione totale o parziale della fornitura di gas per un periodo contrattualmente stabilito (minimo 4 settimane e massimo 16 settimane all'anno, anche non consecutive). Tra le condizioni di accesso al contratto vi è la necessità di possedere impianti dual-fuel, alimentabili ad olio combustibile. La tariffa per questo tipo di forniture è di tipo monomio ed è legata alle quotazioni dell'olio combustibile. Sono previsti sconti di stagionalità, di quantità, per gli utenti con più stabilimenti, un abbuono sul gas destinato alla produzione di energia elettrica e un premio per la regolarità dei pagamenti.

➤ **CONGIUNTO**, in cui una parte dei prelievi è di tipo continuo, eventualmente anche su base stagionale, e la restante di tipo interrompibile con un'unica apparecchiatura di misurazione per ogni singola fornitura. Possibilità di accesso al contratto solo per utenti direttamente forniti dalla SNAM.

➤ **CONTINUO CON SOSPENSIONE PROGRAMMATA DEI PRELIEVI**, quando è l'utente a concordare preventivamente con il fornitore il periodo (1-2 mesi solari) della sospensione o della riduzione e l'entità dei prelievi. E' sostanzialmente un mix fra il contratto continuo e quello interrompibile. La formula di prezzo è la stessa delle forniture continue, con uno sconto sul termine proporzionale.

4.2.2.7.2 Forniture per la produzione di energia elettrica

L'accordo che regola questo tipo di forniture è stato sottoscritto tra SNAM e UNAPACE e avrà validità fino al 31 dicembre 2006. La struttura tariffaria è binomia ed è composta da un termine fisso che dipende dall'Impegno giornaliero e da un termine proporzionale a sua volta scomponibile in due parti: un Termine Energetico e un Termine di Scaglione. Il Termine Energetico è determinato moltiplicando i volumi di prelievo mensile per il corrispondente prezzo unitario.

4.2.2.7.3 Forniture alle Aziende di distribuzione

Le forniture civili sono regolate dall'accordo che è stato stipulato nell'ottobre del 1996 tra il fornitore di gas naturale (SNAM) e le Associazioni delle Aziende Distributrici (ANCI, ANIG, ASSOGAS, FEDERGASACQUA) e la validità del contratto è prevista fino al giugno del 2002.

I prezzi di cessione alle Aziende Distributrici/Comuni si compongono di due elementi: la componente fissa - indicizzata al 90% sulla base dei parametri ISTAT relativi a salari degli operai dell'industria (45%), dei prezzi all'ingrosso (22,5%) e dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali (22,5%) - e la componente "energetica" - differenziata in base al consumo specifico medio degli utenti finali serviti dall'Azienda Distributtrice -.

4.2.2.7.4 Forniture dalle Aziende di distribuzione al cliente finale

Le forniture di gas naturale dalle Aziende di distribuzione al consumatore finale civile sono regolate dal Provvedimento Ministeriale del 4 agosto 1994, modificato con provvedimento del 19/11/96, che integra il Provvedimento ex. C.I.P. del 16 settembre 1993 (cd. "Metodo").

Il prezzo del gas naturale applicato dalle Aziende di Distribuzione agli utenti finali è composto da due componenti principali:

- il prezzo "industriale" che comprende il costo della materia prima e i costi relativi alla gestione della rete di distribuzione cittadina definita dalle Aziende Distributrici nel rispetto di una metodologia tariffaria ("metodo") oggi di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas;
- le imposte di competenza legislativa.

La metodologia stabilisce i criteri per determinare un prezzo medio di ricavo che si compone di due elementi: la quota "materia prima" che rappresenta il costo del gas naturale e la quota "costo di distribuzione" che è la somma di una componente gestione, indicizzata con il criterio del "price cap" (inflazione al netto di un recupero di produttività), e di una componente investimenti, correlata all'ammontare degli investimenti delle aziende distributrici nell'ultimo triennio ed al "grado di sviluppo" inteso come consumo specifico medio per utente.

Tale prezzo medio di ricavo viene articolato in quattro tariffe di tipo binomio composte da un *quota fissa*, definita direttamente dal "metodo" in relazione al tipo di utilizzo del gas (omogenea sul territorio nazionale) e da una *quota proporzionale ai consumi*, articolata su almeno 4 livelli, di valore progressivamente decrescente, in relazione all'utilizzo del gas:

- **Tariffa T1**, uso cottura cibi e produzione di acqua calda;
- **Tariffa T2**, uso riscaldamento individuale;
- **Tariffa T3**, uso riscaldamento centralizzato e altri usi (articolata su almeno due scaglioni di prezzo distinti per scaglioni di consumo);
- **Tariffa T4**, per usi industriali e artigiani delle imprese con consumo annuo compreso tra i 100.000 e i 200.000 metri cubi e articolata su due livelli distinti per scaglioni di consumo.

4.3 *Il carbone*

4.3.1 **Il contesto internazionale.**

4.3.1.1 *Domanda*

La domanda mondiale di carbone nel 1998 è stata di circa 5 miliardi e mezzo di tonnellate, di cui il 10,8% è stato richiesto dai Paesi dell'Unione Europea. Il maggior consumatore di carbone resta la Cina (26,2% della richiesta mondiale), seguita dagli USA (20,7%) e, a grande distanza, dall'India (7,4%), da Russia e Germania (5,2%), dal Sud Africa (3,5%), dalla Polonia (3,2%), dal Giappone (2,8%) e dall'Australia (2,6%). In tutte le altre nazioni il consumo di carbone costituisce una frazione della domanda mondiale inferiore al 2%. I Paesi OECD nel loro insieme hanno richiesto il 46,5% dei consumi globali (vedi tabella 4.3.1).

Rispetto al 1997, la domanda di carbone è scesa del 3%, soprattutto in seguito alla riduzione dei consumi in Cina (-8,3%), in Russia (-7,8%), in Polonia (-10,8%), in Germania (-7%), in Giappone (-4,0%), a fronte di una crescita lieve della richiesta negli USA (+0,9%) e più marcata in India (+1,8%). L'OECD, nel suo insieme, ha conservato una domanda interna di carbone piuttosto stabile (-0,7%), mentre nell'Unione Europea la richiesta è scesa del 5,5%, trascinata dal calo in Germania e, in minor parte, nel Regno Unito (-9,3%).

Alcuni Paesi hanno registrato forti incrementi della richiesta interna di carbone, come il Brasile (+43,3%), l'Australia (+12,3%), l'Ungheria (+13,7%), Israele (+13,1%); altri incrementi importanti sono stati rilevati in Francia (+7,8%), in Italia (+7,5%), in Serbia e Montenegro (+6,9%), in Turchia (+5,9%), in Kazachstan (+5,9%), nella Repubblica Ceca (+5,3%). Per contro, in diverse nazioni la domanda di carbone è scesa di quote superiori al 20%: in Danimarca (-48,6%), in Finlandia (-34,0%), in Romania (-26,7%), in Portogallo (-20,8%). Altri importanti cali si sono registrati da più parti, nel mondo, confermando una tendenza al ribasso nei Paesi asiatici dell'area del Pacifico e nell'ex URSS, e una sostanziale stabilità dei consumi in occidente, con una crescita più marcata in Africa e in Medio Oriente.

Rispetto al 1991 la domanda mondiale di carbone è aumentata dello 0,2%. L'andamento temporale nel decennio trascorso è stato, tuttavia, altalenante, con un andamento decrescente fino al valore minimo del 1992 (-1,1%), seguito da una marcata crescita che ha portato ad un picco del +4,8% nel 1996, per avere poi nuovamente un andamento negativo fino ai valori attuali. Il calo della domanda che avuto luogo nei primi anni del decennio è stato causato principalmente dal precipitare dei consumi nei Paesi dell'ex-URSS, che nel 1993 registravano un consumo del 29% inferiore a quello di tre anni prima; attualmente in quest'area la domanda di carbone è la metà rispetto ai valori del 1990 ed il trend negativo continua, se pure a tassi di decremento annuo leggermente ridotti.

La riduzione dei consumi nei paesi della Comunità degli Stati Indipendenti è stato in parte compensato dalla crescita esponenziale del mercato cinese: fino al 1996 l'incremento della domanda di carbone in Cina è stato sempre più imponente (+32%), trascinando i consumi mondiali, supportati anche dalla continua crescita degli USA (+12%, nello stesso periodo), e riportandoli ai

livelli del '90. Dal 1996 in poi si è verificato un brusco tracollo, a seguito della crisi finanziaria che ha colpito i mercati asiatici. Nel 1997 la domanda cinese di carbone è scesa del 3,4% e nel 1998 l'andamento negativo si è decisamente rafforzato (-8,5%).

Ad attenuare, in parte, gli effetti altalenanti delle turbolenze interne del mercato cinese sui consumi mondiale di carbone ha contribuito, oltre alla crescita statunitense, il costante incremento della domanda in India, terzo Paese al mondo per volume di consumi, il cui settore carbonifero ha risentito della crisi finanziaria asiatica solo con una saturazione nell'andamento del tasso di crescita. Le fluttuazioni dei consumi nelle altre aree del mondo si sono più o meno compensate.

Dal 1990 ad oggi la Germania è passata dal quarto posto, nell'ordine dei maggiori consumatori di carbone, al quinto, scavalcata dall'India. Anche la Polonia dal sesto posto occupato nel 1990 è scesa al settimo attuale, mentre l'Australia, in lenta ma continua crescita, ha superato il Regno Unito, uscito dal gruppo dei primi quindici consumatori mondiali.

Il carbone costituisce, alla fine del 1998, il 26,2% del consumo energetico primario mondiale, essendo la seconda fonte richiesta dopo il petrolio e prima del gas naturale. Rispetto al 1991 la sua penetrazione è diminuita, a beneficio soprattutto di quest'ultimo. Per quanto riguarda la destinazione d'uso, il 69% del consumo mondiale di carbone è stato assorbito dalle centrali elettriche; il 21% è stato richiesto dal settore industriale e il 6% dal comparto residenziale e dei servizi. La quota parte del consumo primario di carbone per la produzione termoelettrica è cresciuta, dal 1993 ad oggi, passando dal 60% all'attuale 69%, mentre sono scese di circa 3 punti percentuali quelle destinate all'industria e al settore civile.

Tabella 4.3.1:
Consumo mondiale di carbone (primi quindici consumatori) [Mton*/a]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	97/98	Quota 98
1 China	1.239	1.284	1.322	1.406	1.532	1.650	1.637	1.582	1.447	-8,5%	26,2%
2 USA	987	979	1.001	1.041	1.050	1.061	1.108	1.135	1.145	0,9%	20,7%
3 India	266	278	302	315	334	343	388	401	408	1,8%	7,4%
4 Russia**	-	-	413	398	349	325	345	314	289	-7,8%	5,2%
5 Germany**	-	448	396	369	346	327	326	308	287	-7,0%	5,2%
6 South Africa	153	158	164	168	177	179	181	191	195	2,1%	3,5%
7 Poland	223	222	211	213	203	200	208	199	178	-10,8%	3,2%
8 Japan	138	141	139	142	147	154	159	160	154	-4,0%	2,8%
9 Australia	114	119	123	120	121	123	130	127	143	12,3%	2,6%
10 Ukraine**	-	-	166	149	121	118	100	103	99	-3,2%	1,8%
11 Turkey	66	70	71	67	72	74	77	82	86	5,9%	1,6%
12 Czech Republic**	-	-	-	91	85	82	78	81	85	5,3%	1,5%
13 Korea, North	82	83	84	88	88	89	90	77	77	-0,5%	1,4%
14 Greece	65	65	69	69	72	71	72	73	73	-0,2%	1,3%
15 Canada	61	62	53	60	64	64	65	68	72	5,9%	1,3%
Others	-	-	-	813	816	809	814	797	787	-1,2%	14,2%
World Total	5.796	5.516	5.456	5.510	5.577	5.670	5.780	5.698	5.525	-3,0%	100%

Fonte: EIA **Energy Annual 1998**

* Unità metriche

** Russia e Ucraina dopo lo scioglimento dell'URSS; Germania dopo l'unificazione Est-Ovest; Repubblica Ceca dopo la separazione dalla Slovacchia.

Il carbone detiene dunque il primato tra i combustibili per l'alimentazione dell'industria elettrica mondiale, con una quota del 40%, contro il 18% del nucleare, il 17% delle fonti rinnovabili, il 15% del gas naturale, il 10% del petrolio. Leggermente diversa è la partecipazione delle fonti primarie alla produzione elettrica in Europa, dove il nucleare primeggia con il 35% ed è seguito a ruota dal carbone con il 34%, mentre le fonti rinnovabili occupano il 14% del mercato, il gas il 9% ed il petrolio l'8%.

In generale, in Occidente, e specialmente in Europa, è in corso la conversione al gas naturale, soprattutto per gli impianti termoelettrici di nuova costruzione, che beneficiano dell'economicità e della qualità ambientale dei cicli combinati. Peraltro, nei Paesi dell'est europeo con economia in transizione sarà più difficile rinnovare gli impianti, già obsolescenti: il carbone sembra avere ancora largo spazio per molti anni.

4.3.1.2 Produzione

In unità metriche, la produzione mondiale di carbone nel 1998 è stata circa 5 miliardi e mezzo di tonnellate. In termini di energia primaria essa è stata pari a circa 2,2 Gtep, il 42,3% proveniente dai Paesi dell'OCSE. Il maggior produttore mondiale di carbone è la Cina (26,8%), seguita da presso dagli USA (22,2%). L'India (7,1%) e l'Australia (6,2%) seguono a distanza, e così la Federazione Russa (5,4%), il Sud Africa (4,9%), la Germania (4,5%) e la Polonia (3,9%). Nessun'altra nazione supera la quota del 2% della produzione mondiale complessiva (vedi tabella 4.3.2).

Tabella 4.3.2

Produzione mondiale di carbone (primi quindici produttori) [Mton*/a]

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	97/98	Quota 98
1 China	1.312	1.321	1.354	1.436	1.547	1.694	1.669	1.610	1.489	-7,5%	26,8%
2 United States	1.134	1.098	1.099	1.042	1.139	1.138	1.172	1.201	1.233	2,6%	22,2%
3 India	257	279	298	310	321	332	374	389	395	1,6%	7,1%
4 Australia	249	260	274	273	274	294	300	323	346	7,1%	6,2%
5 Russia**	-	-	447	401	345	326	335	319	300	-5,9%	5,4%
6 South Africa	213	216	224	229	238	250	251	272	272	0,2%	4,9%
7 Germany**	-	428	381	347	322	301	292	277	252	-9,1%	4,5%
8 Poland	261	254	241	241	243	243	244	243	218	-10,2%	3,9%
9 Czech Republic**	-	-	-	103	93	90	93	93	92	-1,1%	1,7%
10 Canada	83	86	80	84	88	91	92	96	92	-4,2%	1,6%
11 Ukraine**	-	-	162	141	115	102	88	95	91	-3,5%	1,6%
12 Kazakhstan**	-	-	154	136	127	101	93	88	85	-4,1%	1,5%
13 Korea, North	79	80	81	86	86	86	87	75	75	0,0%	1,3%
14 Turkey	58	56	62	59	66	67	68	69	74	8,3%	1,3%
15 Indonesia	10	16	27	33	38	50	61	67	73	10,1%	1,3%
Others	2.247	1.448	647	501	477	483	494	483	469	-2,9%	8,5%
World Total	5.903	5.542	5.531	5.423	5.519	5.649	5.714	5.699	5.557	-2,5%	100%

Fonte: EIA **Energy Annual 1998**

* Unità metriche

** Russia, Kazakhstan e Ucraina dopo lo scioglimento dell'URSS; Germania dopo l'unificazione Est-Ovest; Repubblica Ceca dopo la separazione dalla Slovakia.

Rispetto al 1997 c'è stata una diminuzione del 2,5% della produzione mondiale di carbone, soprattutto per il calo in Cina (-7,5%), nella Federazione Russa (-5,9%), in Germania (-9,1%) e in Polonia (-10,2%), non compensato da eguali tassi di crescita in USA (+2,6%), India (+1,6%), Australia (+7,1%) e Sud Africa (+0,2%). Un netto calo della produzione, in termini percentuali, si è pure registrato in Canada (-4,2%), Ucraina (-3,5%), Kazakistan (-4,1%), Repubblica Ceca (-1,1%), Giappone (-14,3%), Regno Unito (-15%), Francia (-20,9%) e Romania (-23,3%), Thailandia (-14,7%); una crescita rilevante si è avuta invece solo in pochi dei maggiori produttori, oltre quelli menzionati: Indonesia (+10,1%), Turchia (+8,3%), Serbia e Montenegro (+7,3%), Colombia (+6,8%), Messico (+10,6%), Ungheria (+16,9%), Brasile (+6,2%). Nelle altre aree geografiche c'è stata una tendenza alla diminuzione dei consumi, ovvero, in minor misura, alla crescita moderata.

Nel corso dell'ultimo decennio la produzione mondiale di carbone ha avuto un andamento fluttuante, seguendo la domanda. Nel 1993 si è registrato il livello di produzione minimo, soprattutto visibile nel calo della produzione statunitense, che poi, già dal 1994 ha ripreso la crescita, sostenendo la produzione mondiale fino al picco del 1996, molto evidente nel *trend* cinese. A seguito della crisi dei consumi nell'area asiatica, dal 1996 la produzione mondiale è in calo e ricalca l'andamento in Cina. Gli USA dovrebbe recuperare entro pochi anni la posizione di maggior produttore di carbone al mondo, perduta nei primi anni '80 a favore della Cina stessa.

La produzione nell'area dell'ex Unione Sovietica ha avuto un andamento negativo che continua tuttora e ha consentito all'India ed all'Australia, entrambe in continua, costante crescita, di andare ad occupare la terza e la quarta posizione mondiale. Anche la Germania ha registrato un calo continuo della produzione lungo tutto il decennio, consentendo nel 1998 al Sud Africa di sottrarle la quinta fila nel settore della produzione di carbone; e così la Polonia, che veniva scavalcata dal Sud Africa già nel 1995 e occupa attualmente l'ottava posizione. Anche i produttori minori segnalano un calo dal 1990 ad oggi; i livelli produttivi attuali sembrano essersi stabilizzati.

La Germania resta il primo produttore mondiale di lignite (19,8% della produzione mondiale), seguito da Russia (9,9%), U.S.A. (9,2%), Australia (7,8%), Polonia (7,5%), Turchia (7,0%), Grecia (7,0%), Cina (6,5%), Serbia e Montenegro (5,2%), Bulgaria (3,3%). Le altre nazioni detengono una quota inferiore al 3%³. Nel 1998 si è avuto un calo dell'1,7% nella produzione mondiale di lignite, che riflette da un lato la diminuzione della produzione tedesca (-6,2%), russa (-1,9%), statunitense (-1,8%), cinese (-3,8%), oltre che rumena (-24,8%), thailandese (-14,7%) e indiana (-24,1%); dall'altro il forte incremento produttivo dell'Australia (+12,8%), della Turchia (+9,8%), di Serbia e Montenegro (+7,2%) e del complesso dei piccoli produttori (+6,8%) che da copre il 5,6% della produzione mondiale.

La Cina detiene di gran lunga il primato mondiale nella produzione di antracite (69,4% del totale mondiale), seguita dalla Corea del Nord (12,1%), dalla Russia (4,5%), dall'Ucraina (4,5%) e dal Vietnam (3,2%). Gli altri Paesi non arrivano a quote superiori al 2% e, nel loro complesso, coprono appena il 6,3% della produzione mondiale, che è in netto calo (-5,8%) per la crisi nell'area asiatica del Pacifico (Cina -4,0%, Vietnam -6%) e nei Paesi dell'ex-URSS (-14,4%). In Germania e in Sud Africa, che occupano rispettivamente la nona e la decima posizione mondiale nella graduatoria dei produttori di antracite, la riduzione della produzione rispetto al 1997 ha superato il 50%, mentre in Francia, all'undicesimo posto, ha sfiorato il 40%, in Gran Bretagna (12^a posizione) il 15% e in Spagna (6^a posizione) il 4,3%. Solo negli USA, settimo produttore mondiale, c'è stato un aumento di produzione rilevante (+11,5%), mentre in Corea del Nord il tasso annuo di crescita si è mantenuto a zero.

³ Soltanto Romania, Corea del Nord, Thailandia e India superano il 2%.

Tabella 4.3.3:**Produzione mondiale di carbone (tipologie di carboni) [kton*/a]**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	97/98	Quote 98
LIGNITE	1.344.196	1.194.466	1.149.140	1.115.556	1.086.619	1.065.304	1.066.366	1.038.520	1.021.111	-1,7%	18,4%
ANTRACITE	443.743	436.215	437.821	436.594	446.280	471.984	489.206	430.422	405.602	-5,8%	7,3%
BITUMINOSO	4.114.568	3.911.814	3.944.161	3.870.670	3.985.918	4.111.447	4.157.985	4.230.123	4.130.334	-2,4%	74,3%
TOTALE	5.902.508	5.542.495	5.531.122	5.422.820	5.518.817	5.648.734	5.713.557	5.699.065	5.557.047	-2,5%	100%

Fonte: EIA/DOE - **Energy Annual 1998**; * Unità metriche

In merito al carbone di tipo bituminoso, più diffuso (3/4 del totale) di lignite e antracite, la graduatoria dei produttori ricalca grossomodo quella presentata in Tabella 2, con Cina (27,6% della produzione mondiale), USA (27,4%) e India (9,1%) nelle prime tre posizioni. Al quarto posto il Sud Africa (6,5%), seguito da Australia (6,4%) e Russia (4,4%); poi la Polonia (3,4%), la Repubblica Ceca (2,2%) e il Kazakhstan (2%), mentre nessun'altra nazione tocca quota 2%. La riduzione rispetto al 1997 è stata del 2,4%, molto forte, oltre che in Cina e nell'ex-URSS, in Polonia, Regno Unito e Germania (-15%). Crescite dell'ordine del 3% si sono registrate negli USA e in India, mentre nei primi quindici produttori mondiali soltanto Australia (+5,5%), Indonesia (+10,1%) e Colombia (+6,8%) hanno avuto indici di crescita superiori al 5%.

La produzione del coke metallurgico ha raggiunto nel 1997 i 398,2 milioni di tonnellate. Il 38% è stato prodotto in Cina, il 12% nei Paesi dell'ex-URSS, l'11% in Giappone, appena il 5,8% negli USA, il 3% in India, Polonia e Germania; spetta all'Italia una frazione dell'1,4%.

4.3.1.3 Riserve

Le riserve di carbone sono abbondanti e geograficamente abbastanza distribuite, in confronto alle altre fonti fossili. Alla fine del 1998 si stimano in 984,2 miliardi di tonnellate, di cui 509,5 di antracite e carbone di tipo bituminoso, 474,7 di lignite e carbone di tipo sub-bituminoso.

Il rapporto tra riserve e produzione di carbone (*R/P ratio*) è stimato pari a 218 anni. Confrontato con quello del gas naturale (63,4) e del petrolio (41) esso è di gran lunga superiore, a testimonianza del fatto che gli eventuali problemi di scarsità delle risorse energetiche mondiali interesseranno il carbone ben più tardi delle altre fonti fossili.

La maggior concentrazione di riserve carbonifere risiede negli USA (25,1% delle riserve mondiali). Quasi la stessa quantità di carbone giace nel sottosuolo dei territori dell'ex Unione Sovietica (23,4%), il 15,9% nella sola Federazione Russa, mentre si calcola un frazione dell'11,6% in Cina, del 9,2% in Australia, del 7,6% in India, del 6,8% in Germania e del 5,6% in Sud Africa. Oltre al Brasile, con l'1,2%, e alla Polonia, con l'1,4%, le altre nazioni del mondo hanno una frazione delle riserve mondiali inferiore all'1%.

Mentre gli USA hanno un rapporto R/P superiore alla media mondiale (245 anni, +12,4%), la Cina ha un valore decisamente più basso (92 anni, -57,8%). Ai ritmi di produzione attuali, dunque, nel lungo termine gli USA dovrebbero accrescere il proprio peso internazionale nel mercato carbonifero. Peraltro, i valori del rapporto tra riserve e produzione sono per entrambi talmente elevati da non costituire un indicatore del tutto affidabile. Addirittura inferiore ai 20 anni, invece, il rapporto R/P in Corea, e dello stesso ordine di grandezza in Francia. Solo di poco superiore in Turchia e in Spagna, vale 36 nel Regno Unito e 47 in Grecia. Per il resto, si mantiene a valori superiori a 70 negli altri Paesi produttori. È da notare che nell'area dell'ex URSS il rapporto riserve/produzione supera i 500 anni, e così in Brasile.

Tabella 4.3.3:
Prezzi internazionali del carbone [US\$/ton]

	Marker Price (basis Northwest Europe)	Price of US coal receipts at steam-electric utility plants	Japan coking coal import cif price	Japan steam coal import cif price
1987	31,30	35,09	53,44	41,28
1988	39,94	33,77	55,06	42,47
1989	42,08	33,21	58,68	48,86
1990	43,48	33,57	60,54	50,81
1991	42,81	33,10	60,45	50,30
1992	38,53	32,35	57,82	48,45
1993	33,68	31,51	55,26	45,71
1994	37,18	30,88	51,77	43,66
1995	44,50	29,78	54,47	47,58
1996	41,25	29,16	56,68	49,54
1997	38,92	28,83	55,51	45,53
1998	32,00	28,34	50,74	40,51

Fonti: McCloskey Coal Information Service, BP

4.3.1.4 Commercio

La maggior parte del carbone estratto è impiegato nell'area di origine. Il volume di carbone commercializzato nel mondo supera di poco il 12% della produzione mondiale. Lo 0,6% di questa è stato usato per l'accrescimento delle scorte.

La maggior parte del volume di esportazioni viaggia via mare, con un elevato livello di sicurezza per le persone e per l'ambiente. Non si è mai verificato alcun disastro ecologico connesso con un incidente nel trasporto di carbone.

4.3.2 La situazione italiana

4.3.2.1 Consumi

Nel 1998, il 6,8% del consumo interno lordo di energia in Italia (circa 179 Mtep), è stato coperto dai combustibili solidi. Dei 12,1 Mtep di combustibili solidi richiesti, poco meno del 54% è stato utilizzato per la produzione di energia elettrica, mentre l'industria ne ha assorbito il 35%, il settore energetico circa il 9% ed il comparto degli usi civili e agricoltura lo 0,6%, mentre poco più del 2% è stato destinato agli usi non energetici.

Rispetto al 1997 c'è stato un incremento nel consumo interno lordo dei combustibili solidi del 4%, sostenuto dalla crescita dell'elettricità in rete (+12,9%), mentre il settore industriale ha visto un calo del 5,6%. Nel periodo che va dal 1990 al 1998 l'andamento della domanda interna di carbone ha subito un calo abbastanza netto fino al 1993, per poi risalire con un picco nel 1995 e scendere nuovamente fino ai valori attuali, rimanendo comunque confinato in un intervallo piuttosto ristretto, se confrontato con l'andamento generale dei consumi energetici.

La fonte dominante, in Italia, resta quella petrolifera, i cui derivati coprono più della metà del fabbisogno energetico lordo complessivo, seguita dal gas naturale (quasi un terzo del fabbisogno) e

dalle fonti rinnovabili (circa il 7% del fabbisogno). Rispetto a questo mix energetico, la penetrazione dei combustibili solidi (6,7%) si presenta quasi marginale, ma comunque di notevole rilevanza strategica.

Per il consumo nelle centrali elettriche la quota parte di solidi è più elevata, attestandosi intorno al 10%, mentre i prodotti petroliferi occupano una porzione del 35%, il gas naturale del 22% e le fonti rinnovabili del 18%⁴. Dei 6,5 Mtep di combustibili solidi assorbiti dalla produzione termoelettrica, circa 5,1 Mtep sono costituiti dal carbone, pari all'8% circa della richiesta complessiva di fonti primarie per elettrogenazione. In questo ambito, la conversione di 8,4 Mt di carbone costituisce una frazione dell'11,1% sulla produzione nazionale termoelettrica lorda⁵.

Le sezioni termoelettriche attrezzate per la combustione del carbone sono, in Italia, 50 in tutto, raggruppate in 12 centrali, per una potenza lorda installata di circa 11.000 MW. Di queste una sola è alimentabile esclusivamente a carbone, mentre le altre fanno parte di installazioni polivalenti, in grado di utilizzare anche altri combustibili. Una piccola frazione dell'energia elettrica prodotta mediante la combustione del carbone proviene da impianti di cogenerazione a vapore in contropressione, il 2% circa.

Le altre unità a carbone sono del tipo convenzionale a vapore, di recente interessate da un massiccio programma di "ambientalizzazione" che ha contemplato l'installazione di desolficatori dei fumi e precipitatori elettrostatici di grande capacità. A seguito di questi interventi, per i quali sono stati investiti circa 3.500 miliardi di lire⁶ (e altri 1.500 ancora in corso di investimento), oltre all'obiettivo primario di riduzione delle emissioni inquinanti si è conseguito un innalzamento del rendimento medio di funzionamento delle sezioni a carbone, che ora è superiore alla media europea di qualche punto percentuale. In particolare, il consumo specifico medio riferito alla produzione netta delle centrali termoelettriche a carbone è stato pari, nel 1998, a circa 2.370 kcal/kWh, mentre per le centrali a lignite, peraltro di taglia più modesta, si è avuto un valore medio di circa 2.750 kcal/kWh. Per gli stessi impianti è anche in corso una certificazione EMAS, che dovrebbe interessare entro il 2000 circa l'80% della potenza elettrica installata a carbone.

Nel settore siderurgico è in atto una progressiva riduzione della produzione da altoforno, a vantaggio della tecnologia del forno elettrico. Negli altri settori industriali e nel settore civile i consumi di carbone, relativamente bassi, si sono sostanzialmente stabilizzati.

Il carbone importato in Italia via mare costituisce oltre il 99% del totale. Circa la metà di esso viaggia su navi *bulk carriers* della flotta italiana, composta di circa 60 imbarcazioni con una capacità complessiva di carico superiore a 4,6 milioni di tonnellate di portata lorda⁷.

La legge n. 448 del 23/12/1998 ha introdotto una tassazione delle emissioni di anidride carbonica ("carbon-tax") nell'ambito delle politiche di riduzione delle emissioni di gas serra. L'accisa sul carbone è stata introdotta nel 1999 nella misura di 5,084 £/kg ed è programmata per giungere a 41,84 £/kg nel 2005, contro un'imposta di 8,7 £/m³ per il gas naturale, di 41,260 £/kg per l'olio combustibile e 30,8 £/kg per l'orimulsion.

⁴ Il rimanente 14% circa è il saldo import-export che ha luogo a livello di interconnessione delle reti nazionali di trasmissione dell'energia elettrica.

⁵ Esclusi gli impianti geotermoelettrici.

⁶ Fonte ENEL. La spesa interessa l'adeguamento ambientale di un parco termoelettrico di circa 42.000 MW, ma gli interventi più pesanti interessano comunque le centrali a carbone.

⁷ La flotta è relativamente giovane, essendo stato costruito dal 1990 in poi più del 60% delle unità. Essa fa capo a 18 gruppi armatoriali con un fatturato complessivo annuo di circa 1.300 miliardi di lire ed ha una ricaduta occupazionale valutabile in circa 1.400 posti di lavoro, con un indotto di circa 3.700 unità.

4.3.2.2 *Il progetto Sulcis*

Nel Sulcis (Sardegna) si sta realizzando il più potente impianto termoelettrico a ciclo combinato integrato con la gassificazione del carbone (IGCC), una delle cosiddette nuove tecnologie pulite del carbone (Clean Coal Technologies) (vedi tabella 4.3.4). Il carbone delle miniere del Sulcis è poco adatto alla combustione nelle centrali termoelettriche convenzionali, per l'alto contenuto di zolfo (7-8%) e ceneri. Per sfruttare l'unica risorsa carbonifera rilevante sul territorio italiano, con riserve superiori a 50 milioni di tonnellate, per rafforzare l'offerta elettrica nell'isola e promuovere l'occupazione delle risorse locali si è avviato un progetto di importanza strategica. Pur utilizzando un combustibile scadente, l'impianto è pienamente nei limiti più restrittivi della normativa ambientale vigente, nazionale e internazionale.

La realizzazione del progetto è stata prevista esplicitamente da un DPR, nel 1994⁸, e nell'anno successivo, sempre per via legislativa, sono state istituzionalmente definite le condizioni e gli obblighi contrattuali per la realizzazione dell'impianto, nell'ambito del programma di privatizzazione delle miniere del bacino carbonifero del Sulcis, in Sardegna. Il 4/10/1996 è stata stipulata la convenzione che ha assegnato la concessione per la costruzione e l'esercizio dell'impianto ad una Associazione Temporanea di Imprese (*ATI Sulcis*)⁹. Il "Progetto Sulcis è un punto focale per lo sviluppo della diffusione del carbone in Italia. Se per esempio a regime l'impianto fosse esercito con un fattore di utilizzazione pari a 0,6, coi valori di consumo orario di carbone stimati si giungerebbe ad accrescere all'incirca del 10% la quantità di carbone annuale destinata alla produzione termoelettrica, rispetto ai valori attuali.

Tabella 4.3.4:

I principali parametri tecnici dell'impianto termoelettrico a ciclo combinato con la gassificazione del carbone (IGCC) previsto per l'utilizzo del carbone Sulcis

potenza termica in ingresso	1167 MWt
gas di sintesi prodotto	932 MWt
potenza termica recuperata	164 MWt
potenza totale trasferita al ciclo combinato	1096 MWt
consumo di carbone Sulcis	100 t/h ca (almeno 50% su base annua)
consumo di altro carbone	80 t/h
consumo di ossigeno	3013 t/giorno
potenza elettrica lorda (2 x 173 + 238)	584 MW
rendimento dell'isola di potenza	52,4%
rendimento complessivo IGCC	40,1%
ceneri pesanti (vetrificate)	25,5 t/h
ceneri leggere	1,2 t/h
residuo di filtrazione	0,2 t/h
sali	0,2 t/h
zolfo (commerciabile)	6,8 t/h
emissioni liquide	24 t/h
SO ₂	2.440 t/anno, 98 mg/Nm ³
NO _x	2.148 t/anno, 86,2 mg/Nm ³

⁸ "Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente", DPR del 28/01/1994.

⁹ I membri principali sono Ansaldo Energia s.p.a., del gruppo Finmeccanica, e Sondel s.p.a., del gruppo Falck.

Proprio perché adotta la tecnologia commerciale più avanzata al mondo per la combustione del carbone ad alto rendimento e a limitato rilascio di inquinanti, questo impianto IGCC ha costi elevati, dell'ordine di 2500 miliardi¹⁰. La costruzione avviene in regime di *project financing*, come per gli impianti di gassificazione dei residui bituminosi di raffineria già realizzati in Italia.

La convenzione preliminare con l'ENEL per la cessione alla rete è già stata firmata. È stata inoltre riattivata la miniera, che fornirà alla centrale di Portovesme (dotata di desolficatori) circa 400.000 t/a di carbone fino alla realizzazione dell'IGCC, definita la Licenza della Tecnologia di Gassificazione Shell, completato il Progetto Generale Esecutivo dell'impianto, approvato dalla Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente lo Studio di Impatto Ambientale, costituita la società Sulcis Energia, per ricevere i finanziamenti tramite project finance, espresso un giudizio positivo sulla bancabilità del progetto da parte dei Financial Advisor. È iniziata la ricerca dell'Operatore Minerario che gestirà la miniera per conto della Sulcis Energia ed è imminente il lancio della gara internazionale che individuerà il trattista *turn key* che realizzerà l'impianto IGCC.

¹⁰ Tra le altre, sono previste misure di finanziamenti a fondo perduto, concessione gratuita trentennale per lo sfruttamento della miniera, cessione dell'energia elettrica alla rete ENEL a prezzo incentivato (160 €/kWh, 1994, per 8 anni, poi secondo CIP 6/92-impianti a carbone), concessione gratuita dell'area di realizzazione dell'impianto. D'altra parte, il Concessionario ha l'obbligo di realizzare l'impianto IGCC consumando almeno per il 50% (input energetico su base annua) il carbone del Sulcis, assumendo tutta la forza lavoro attualmente in carico alla Carbosulcis e mantenendo il livello occupazionale per tutta la durata della concessione.

4.4 L'energia nucleare nel mondo

4.4.1 Produzione di energia elettrica

4.4.1.1 Ruolo della fonte nucleare nella copertura del fabbisogno

Nel corso degli ultimi cinque anni, la produzione di energia elettrica da fonte nucleare nel mondo è cresciuta, ma a un ritmo inferiore rispetto agli anni ottanta, contraddistinti da una crescita impetuosa per l'entrata in funzione di numerosi impianti ordinati negli anni precedenti. Utilizzando i dati del sistema informativo PRIS della IAEA relativi alla potenza elettrica installata, nel 1993 assommava a 338 GW in 430 reattori, nel 1997 assommava a 352 GW in 437 reattori. Con riferimento all'energia immessa in rete la produzione è stata nel 1993 di circa 2093 TWh, mentre nel 1997 è stata di circa 2276 TWh. L'anno 1997 è stato però il primo anno in cui si è verificata una diminuzione, ancorché modesta (dello 0.6%) nella produzione di energia elettrica dalla fonte nucleare rispetto all'anno precedente (1996).

Il contributo della fonte nucleare alla copertura dei fabbisogni mondiali complessivi di energia primaria è stato nel 1997 pari a 617,4 tep, costituendo il 7,2% del totale (fonte BP). Nell'ambito dei paesi aderenti all'OCSE, la fonte nucleare ha un ruolo ancora molto significativo. Infatti nel 1997 ha contribuito ai fabbisogni complessivi di energia per quasi il 7,8% nell'America del Nord, per il 14,25% nell'Europa Occidentale (circa il 15% nel complesso dei paesi UE). L'Europa Occidentale che già da qualche anno risulta essere l'area con la più alta produzione di energia elettrica da fonte nucleare, con 152 reattori e una potenza elettrica installata nel 1997 di 127 158 MW ha prodotto circa 838 TWh contro i 717 TWh del Nord America (USA + Canada) ed i 318 TWh del Giappone.

All'interno dell'Europa occidentale si riscontra, però, una situazione di notevole differenziazione tra i vari paesi e si può notare che circa l'89% della produzione di energia elettrica da fonte nucleare avviene nei seguenti cinque paesi: Francia (376 TWh), Germania (161 TWh), Svezia (67 TWh), Spagna (53 TWh) e Regno Unito (89 TWh). In Europa Occidentale, i paesi nei quali si sono avuti i più forti incrementi di produzione negli ultimi 5 anni sono: il Belgio (14,1% da 39,5 TWh a 45,1 TWh), la Svezia (13,7% da 58,9 TWh a 67 TWh), il Regno Unito (11,9% da 79,8 TWh a 89,3 TWh), la Germania (11,3% da 145 TWh a 161,4 TWh), la Francia (7,4% da 350,2 TWh a 376 TWh). In Svizzera l'aumento è stato invece praticamente nullo (0,86% da 22 a 23,9).

Nell'area dell'Est Europa e nei paesi dell'ex Unione Sovietica si è avuta la seguente situazione negli ultimi cinque anni: in Russia si è avuto un notevole calo di produzione (-16% da 119,2 TWh a 99,68 TWh), in Ucraina la produzione è stata quasi stazionaria (da 75,2 TWh a 74,6 TWh), in Bulgaria c'è stato un significativo aumento (17% da 14 TWh a 16,4 TWh), mentre negli altri paesi dell'est europeo dotati di capacità elettronucleare (Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia, Bulgaria e Ungheria) si è avuta una situazione quasi stazionaria. In Romania invece, in seguito all'entrata in funzione della centrale di Cernavoda, sono stati prodotti 5,4 TWh da fonte nucleare.

Negli altri paesi con programmi elettronucleari che sono al di fuori delle aree già considerate, la produzione di energia elettrica da fonte nucleare ha un ruolo importante oltre al Giappone già citato

(dove copre il 35% del totale) in Corea del sud e a Taiwan nei quali la quota nucleare copre circa il 34% per il primo e circa il 26% per il secondo.

Nel 1996 la quota della produzione elettronucleare è stata del 17,5 della produzione elettrica mondiale, con un leggero aumento rispetto al 1993. Tra i paesi dell'Europa Occidentale gli apporti maggiori alla produzione interna sono stati dovuti nel 1997 alla Francia (78,17%), al Belgio (60%), alla Svezia (46,24%), alla Svizzera (40,57%), alla Germania (31,76%), alla Finlandia (30,4%), alla Spagna (29,34%). Nell'Europa Orientale i maggiori apporti alla produzione interna da fonte nucleare si sono avuti in Ucraina (46,84%), in Bulgaria (45,38%), Slovacchia (43,99%), Ungheria (39,88%), Repubblica ceca (19,34%) e in Russia (13,63%). Nei restanti paesi sono da menzionare, come già ricordato, il Giappone (35,22%), la Corea del Sud (34,08%) e Taiwan (26,35%) (vedi tabella 4.4.1).

Tabella 4.4.1:
Potenza (in Gw netti) e produzione lorda (in TWh) di energia elettronucleare nel mondo

Paese	Potenza		Produzione		
	In esercizio Al 31.12.97 Gw netti	Cumulata Al 31.12.97 TWh	Nel 1993	Nel 1997	
			TWh	TWh	TWh
Argentina	0,9	106,3	7,2	7,4	7,1
Armenia	0,4		0,0	1,4	-31,0
Belgio	5,7	625,7	39,5	45,1	8,2
Brasile	0,6	20,2	0,4	3,2	66,0
Bulgaria	3,5	245,0	14,0	16,0	-0,9
Canada	12,0	1402,9	88,6	77,9	-11,0
Cina	2,2	50,9	2,5	11,3	-17,0
Corea	10,0	6081,0	55,4	73,2	4,0
Finlandia	2,4	313,2	18,8	20,0	5,3
Francia	62,8	4594,0	350,2	376,0	-0,6
Germania	22,3	2272,6	145,0	161,4	5,3
Giappone	43,8	3412,8	246,3	318,1	9,7
India	1,7	104,9	5,4	8,7	38,0
Italia	0,0	92,7	0,0	0,0	--
Kazakistan	0,0	2,0	0,5	0,3	70,0
Lituania	2,4	158,0	12,3	10,9	-14,0
Messico	1,3	36,5	3,7	10,5	32,0
Olanda	0,5	87,3	3,7	2,3	-41,0
Pachistan	0,1	8,1	0,4	0,4	16,0
Regno Unito	13,0	1560,0	79,8	89,3	12,2
Rep,Ceca	1,6	155,2	12,6	12,5	-2,7
Romania	0,6	6,3	0,0	5,4	83,1
Russia	20,0	**2447,9	119,2	99,7	-8,3
Slovacchia	1,6	138,1	11,0	10,8	-4,0
Slovenia	0,6	63,2	3,8	4,8	9,0
Spagna	7,1	670,8	53,6	53,1	-1,3
Sud Afica	1,8	108,5	7,2	12,6	7,4
Svezia	10,0	1100,6	58,9	67,0	-6,1
Svizzera	3,0	418,6	22,0	24,0	10,5
Taiwan	4,9	473,0	33,0	34,8	-4,0
Ucraina	13,8	**	75,2	74,6	-6,2
Ungheria	1,7	148,6	13,0	14,0	-1,3
U.S.A,	99,2	10030,9	610,3	629,4	-6,7
TOTALE	351,5	34487,8	2093,5	2260,8	+8,0

** I dati di Russia e Ucraina erano accorpati prima del 1991

Fonti: IAEA, Nuclear News, ENEA

Al 31/12/1998 il 64% circa della potenza installata è costituito da reattori ad acqua pressurizzata (PWR), mentre i reattori ad acqua bollente (BWR) costituiscono il 23% circa, i reattori ad acqua pesante (HWR) il 6% circa, i reattori a grafite-acqua (LGR) il 4% circa e i reattori a gas-grafite il 3% circa. All'incirca le stesse percentuali valgono per l'energia prodotta, tenendo conto che le centrali nucleari nei vari paesi sono usate per la base del diagramma di carico. Bisogna però rilevare che i fattori di utilizzazione sono risultati mediamente più alti negli ultimi anni per i PWR, che quindi hanno prodotto più energia delle altre filiere a parità di potenza. Inoltre in quei paesi nei quali la produzione di energia elettrica da fonte nucleare è percentualmente molto alta (più del 50%) la potenza deve comunque essere modulata e il controllo dei reattori è stato modificato per farli funzionare a potenza ridotta.

4.4.1.2 I principali programmi elettronucleari nel mondo.

Nel corso degli ultimi 5 anni, dal 1993 al 1997 sono entrati in funzione a livello mondiale 25 unità elettronucleari per una potenza complessiva di circa 24906 MW, e precisamente: 6 unità in Giappone, 4 in Francia, 4 in Repubblica di Corea, 2 in USA, 2 in Cina, 2 in Canada, 1 ciascuno in Russia, Regno Unito, Romania, India e Messico.

Nel 1997 sono entrati in funzione 3 reattori per una potenza totale di 3555 MW, due in Francia e uno nella Repubblica di Corea. Nel 1997 è iniziata la costruzione di cinque nuovi reattori, tre in Cina e due in Corea, per cui il numero di reattori in costruzione nel mondo è salito a 38 unità in quattordici paesi. Dall'analisi della situazione degli impianti elettronucleari a livello mondiale, suddivisa per paese (vedi tabella 4.4.2) si evidenzia:

- sono in esercizio 437 reattori per un totale di potenza netta di 352 Gwe circa;
- sono in costruzione 36 unità per una potenza di circa 27 GWe, di cui 15 (11.21 GWe) nei paesi dell'Europa Orientale e nella ex URSS e 8 (7.36 GWe) nell'area OCSE (fonte IAEA);
- le unità programmate per le quali esiste un fermo impegno di costruzione sono 19 per una potenza elettrica complessiva di circa 20,5 GW: 4 unità in Cina per una potenza totale di 3,4 GW, 4 unità in Giappone per una potenza totale di circa 4,7 MW, 10 unità in Corea per una potenza totale di 11.2 GW, 1 in Ucraina per una potenza di 1,2 GW (fonte Nuclear Europe Worldscan).

Nel periodo dal 1993 al 1997 sono state messe fuori servizio 8 unità, includendo il reattore Superphenix, per una potenza elettrica complessiva di 6175 MW, portando il totale complessivo dei reattori non più in servizio a 73 unità per complessivi 18321 MW. Inoltre 6 unità canadesi sono state spente, ancora non definitivamente, per un totale di 3445 MW.

Da quanto rilevato si nota che nella maggioranza dei paesi dell'area OCSE non si prevede a breve/medio termine un'ulteriore espansione dei rispettivi programmi elettronucleari, tranne che in Giappone dove 1 impianto è in costruzione e 4 impianti sono programmati, e in Francia dove 1 unità è in costruzione. Negli altri paesi di tale area, per molti dei quali tuttavia la produzione di energia elettrica da fonte nucleare ha raggiunto già livelli significativi come contributo alla produzione totale, non vi sono nuove iniziative. Nella stessa Francia si è ormai raggiunta una situazione di saturazione e non sono previsti nuovi ordini nel breve periodo, malgrado il forte impegno profuso insieme ai tedeschi nella progettazione del reattore EPR da 1500 MW (progetto Framatome-Siemens).

Tabella 4.4.2:
Programmi elettronucleari

Paese	In Esercizio		In Costruzione		In programma		Esperienza Al 1997 (in anni)
	N° unità	Potenza (in Mwe)	N° unità	Potenza (in Mwe)	N° unità	Potenza (in Mwe)	
Argentina	2	935	1	692			389
Armenia	1	376					30
Belgio	7	5712					149
Brasile	1	626	1	1245			15
Bulgaria	6	3538					95
Canada	16	11994					390
Cina	3	2167	4	3090	4	3400	14
Corea	12	9770	6	5120	10	11200	123
Finlandia	4	2455					75
Francia	59	62853	1	1450			993
Germania	20	22282					550
Giappone	54	43850	1	796	4	4700	810
India	10	1695	4	808			149
Iran			2	2111			
Kazachistan	1	70					24
Lituania	2	2370					24
Messico	2	1308					11
Olanda	1	449					53
Pakistan	1	125	1	300			26
Regno Unito	35	12968					1133
Rep.Ceca	4	1648	2	1824			46
Romania	1	650	1	650			1
Russia	29	19843	4	3375			584
Slovacchia	4	1632	4	1552			69
Slovenia	1	632					16
Spagna	9	7320					165
Sud Africa	2	1842					26
Svezia	12	10040					243
Svizzera	5	3079					113
Taiwan	6	4884					98
Ucraina	16	13765	4	3800	1	1200	206
Ungheria	4	1729					50
U.S.A.	107	99188					2246
MONDO	437	351795	36	26813	19	20500	8577

Nei paesi dell'Europa Orientale e nella ex URSS le mutate condizioni politiche che hanno modificato la struttura industriale e finanziaria, hanno portato da una parte ad un maggior impegno nei confronti dell'impatto ambientale e della sicurezza degli impianti procedendo a revisioni degli stessi per adeguarsi alle raccomandazioni e agli standard di sicurezza del mondo occidentale, dall'altra a una crisi energetica senza precedenti, conseguenza della crisi economica. In Russia i consumi energetici complessivi sono crollati dal 1991 al 1997 del 31% e anche la produzione da fonte nucleare è diminuita anche se di meno (del 10%). Decrementi anche maggiori si sono verificati negli altri paesi dell'ex URSS.

Al di fuori delle aree menzionate finora, i paesi con maggior potenza elettronucleare installata sono la Corea del Sud, Taiwan e l'India. E' da tenere presente, però, il forte impegno della Cina che sta attuando un programma elettronucleare che, nel giro di qualche anno, dovrebbe concretizzarsi in un parco di 11 unità per complessivi 9 GW di potenza elettrica, oltre un numero imprecisato di piccole unità di progettazione cinese per la desalinizzazione dell'acqua di mare e in prospettiva per il riscaldamento urbano.

4.4.1.3 *Sicurezza e affidabilità*

La scala degli incidenti nucleari proposta dalla IAEA (Agenzia Internazionale per l'Energia Atomica) e adottata internazionalmente dall'aprile 1990 (INES), ha soddisfatto bene le esigenze di informazione degli eventi classificati in base alla loro gravità. I maggiori Paesi dotati di impianti nucleari forniscono sistematicamente dati inerenti il loro esercizio, eventuali guasti e anomalie di funzionamento in modo trasparente e codificato contribuendo efficacemente ad aumentare il livello di conoscenza ed esperienza di esercizio che è alla base di ogni azione tesa a ridurre il rischio di incidenti. Dopo Chernobyl nessun evento, nelle centrali nucleari, ha raggiunto il livello 4 (si ricordi che l'incidente di TMI è classificato al 5° livello e quello di Chernobyl al 7°).

Si è invece verificato recentemente un incidente di criticità in un impianto di fabbricazione di combustibile (Tokai Mura in Giappone), a causa di un errore da parte degli operatori, che hanno mescolato uranio ad alto arricchimento, fabbricato saltuariamente per un reattore veloce sperimentale, nella stessa quantità prevista per l'uranio poco arricchito fabbricato quotidianamente per i reattori ad acqua naturale. L'emissione di radiazione, limitata alla zona in cui sorge l'impianto, ha gravemente colpito tre tecnici e in modo più lieve alcune decine di lavoratori, per cui è stato classificato tra il quarto e il quinto grado della scala INES. L'incidente, al di là delle conseguenze relativamente limitate, ha rivelato l'esistenza di carenze ed è stato gestito in modo non del tutto adeguato dalle autorità preposte, avendo un grande risalto nei mezzi di comunicazione di massa e dimostrando l'importanza della sicurezza in tutte le fasi del ciclo di combustibile, ai fini dell'accettabilità sociale.

Anche il fenomeno della diversione di combustibili nucleari e del commercio di materiali irraggiati richiede molta attenzione da parte degli enti preposti; malgrado i severi controlli della IAEA sull'inventario dei materiali nucleari, sono stati segnalati episodi che hanno suscitato preoccupazione nell'opinione pubblica. Non va sottovalutato inoltre il pericolo rappresentato da combustibili nucleari e materiali radioattivi provenienti dallo smantellamento di arsenali militari dell'ex Unione Sovietica.

D'altra parte negli ultimi anni nei paesi dell'OCSE e in Corea, con l'eccezione del Canada, si è verificato un aumento dell'affidabilità degli impianti, con fattori di utilizzazione spesso molto elevati, vicini al 90%, con un'esperienza operativa complessiva, che alla fine del 1997, assommava a più di 8577 anni. Si considera pertanto che la tecnologia e le soluzioni impiantistiche degli impianti ad acqua naturale, che costituiscono l'86% della potenza installata ed oltre il 90 % di quella in corso di realizzazione, possono considerarsi ampiamente consolidate e mature avendo subito nel corso degli anni continui miglioramenti in termini di affidabilità, disponibilità e sicurezza.

In seguito all'incidente di Chernobyl, ai fini della sicurezza degli impianti dell'Europa Orientale, prosegue il programma di cooperazione europea nei quali sono coinvolti l'Ansaldo, l'ENEL, l'ENEA e l'ANPA che ha come obiettivo interventi sugli impianti di tale area per aumentare la sicurezza e l'affidabilità degli impianti in esercizio e in corso di realizzazione. Tali interventi hanno riguardato sia gli impianti esistenti di tipo RBMK (uguali come tipologia a quello della centrale di Chernobyl e che non verranno più costruiti), sia gli impianti ad acqua in pressione VVER.

4.4.1.4 *Considerazioni economiche*

I parametri che influenzano i costi di produzione dell'energia nucleare sono molteplici e se ne tiene conto nella determinazione del costo dell'energia prodotta, includendo i costi di disattivazione degli impianti e della sistemazione dei rifiuti. A causa della prevalenza dei costi di fabbricazione sui costi del ciclo del combustibile, che stanno all'incirca in un rapporto 2:1, hanno un peso rilevante i tempi di costruzione della centrale e il costo del denaro. Negli ultimi anni, per la discesa dei prezzi del petrolio e per l'aumento dei rendimenti dei cicli combinati, è stato eroso il vantaggio che l'energia nucleare aveva sulle altre forme di produzione di energia elettrica, il cui costo dipende per il 70% circa dal prezzo del combustibile. Ciononostante, secondo le valutazioni più recenti fatte dalle Agenzie NEA e IEA dell'OCDE nel 1998 (rif. "Projected costs of generating electricity, Update 1998), sono 5 su 15 i Paesi in cui l'energia elettrica da fonte nucleare è più economica di quella prodotta con i cicli combinati a gas naturale o con carbone gassificato (con le ipotesi di un tasso di attualizzazione del 5%). Ovviamente in futuro oltre al tasso di attualizzazione avranno un peso rilevante i prezzi dei combustibili, la protezione dell'ambiente, la liberalizzazione dei mercati e le politiche energetiche.

4.4.1.5 *Sviluppi tecnologici degli impianti nucleari*

Per quanto riguarda gli sviluppi, limitandosi a quelli più rilevanti, si può sinteticamente affermare che nel 1997 sono stati definitivamente certificati dall'Ente americano di controllo (NRC) i reattori ad acqua naturale ABWR (Advanced Boiling Water Reactor da 1300 MWe, progettato da General Electric congiuntamente con Hitachi-Toshiba), e System 80+ (PWR da 900 e 1300 MWe, progettato da ABB-Combustion Engineering). In Giappone, sono già entrate in funzione 2 unità ABWR. L'Ente statunitense ha anche approvato nel 1998 il progetto del reattore AP600 (Advanced Passive da 600 MWe, progettato da Westinghouse), che presenta caratteristiche evolute di sicurezza basata su sistemi di tipo passivo. Francia e Germania stanno progettando il reattore EPR (European Pressurized Reactor da 1500 MWe), in modo che vengano soddisfatti i requisiti di sicurezza di entrambi i paesi, e in particolare non sia necessaria l'evacuazione della popolazione qualsiasi incidente venga ipotizzato verificarsi, incluso l'incidente di fusione del nocciolo (verrebbe raccolto e refrigerato nella cavità del reattore).

Un rinnovato interesse per i reattori a gas ad alta temperatura a ciclo diretto con turbina a gas ha recentemente portato alla costituzione di un consorzio internazionale che raggruppa Americani, Russi, Francesi e Giapponesi (un prototipo potrebbe essere costruito in Russia).

La commercializzazione dei reattori veloci a metallo liquido è stata ulteriormente rinviata dopo la chiusura del Superphenix (il reattore Phenix continua però a funzionare) e l'incidente di perdita di sodio nel circuito intermedio del reattore giapponese a Monju, unitamente alla relativa abbondanza del combustibile nucleare. Negli ultimi tempi è sorto un notevole interesse per i reattori sottocritici iniettati, tra i quali occupa un posto di rilievo il progetto del CERN, che prevede l'accoppiamento di un acceleratore di protoni con una struttura moltiplicante, refrigerata con piombo o piombo-bismuto liquido, soprattutto per la sua utilizzazione come bruciatore di attinidi, e quindi per la chiusura del ciclo di combustibile; a questo progetto sono interessati in Italia la Divisione Nucleare dell'Ansaldo, che sta facendo il progetto di riferimento dell'impianto, e l'ENEA e che sta svolgendo ricerche in collaborazione con il CIRTEN (Consorzio Interuniversitario di Ricerca sulle Tecnologie Nucleari) con finanziamenti del MURST (Ministero dell'Università e della Ricerca Scientifica e Tecnologica).

In conclusione si può prevedere nel medio periodo una fase di stagnazione nei paesi OCSE, mentre nei paesi asiatici si prevede uno sviluppo sostenuto. A livello mondiale sussistono grandi incertezze: ci potrebbe essere una progressiva riduzione dell'importanza della fonte nucleare da fissione, che potrebbe pressoché scomparire nel giro di 50 anni, oppure potrebbe esserci una ripresa, che dipenderà da una molteplicità di fattori, sia tecnici (affidabilità, sicurezza, emissioni di gas serra) che economici, che di accettabilità sociale(si veda l'articolo presentato da Nakicenovic dello IASA alla Conferenza di Kyoto).

4.4.2 La disattivazione degli impianti nucleari

4.4.2.1 Strategie di disattivazione

La disattivazione (o smantellamento) degli impianti nucleari, più nota con il nome di *decommissioning* (nel seguito DEC), rappresenta una fase significativa del ciclo globale di vita dell'impianto, alla fine del processo di generazione di energia. Essa richiede una serie di opzioni e di azioni, in cui sono coinvolti sia l'esercente sia l'Ente di controllo sia l'autorità politica. Come è noto, il DEC consiste nel ritiro dell'impianto dal servizio, seguito da uno stato di fuori-servizio e alla fine dalla sua completa rimozione o comunque dalla riduzione della radioattività residua a livelli che non richiedono alcuna licenza di esercizio.

La prima operazione, comunque necessaria qualsiasi sia la strategia di DEC, è la rimozione del combustibile spento dal reattore alla piscina del combustibile, dove può rimanere da un minimo di 90 giorni a un massimo di 30 anni (in USA); un'alternativa, dopo il periodo minimo in piscina, è l'immagazzinamento in un deposito indipendente in contenitori a secco raffreddati ad aria che possono essere localizzati sia nell'area dell'impianto che altrove. Possono essere poi individuati tre stadi principali.

Il primo stadio prevede il drenaggio dei liquidi radioattivi da sistemi e componenti e il loro successivo processo, la disconnessione dei sistemi operativi, il bloccaggio e sigillatura delle aperture meccaniche quali valvole e chiusure e il controllo dell'atmosfera dell'edificio di contenimento. L'impianto è posto sotto custodia protettiva con accesso limitato e ispezioni di routine per garantire le condizioni di sicurezza. Tale stadio corrisponde a una delle tre principali opzioni correntemente usate per il DEC, che prende il nome di SAFSTOR; durante tale periodo la radioattività decade e quindi si riduce la quantità del materiale contaminato e radioattivo che deve essere spostato durante i processi di decontaminazione e smantellamento.

Il secondo stadio richiede la rimozione o la decontaminazione e utilizzazione per altri usi dei componenti e edifici che si possono smantellare più facilmente, lasciando soltanto le strutture più radioattive e contaminate, che, se si sceglie l'alternativa chiamata ENTOMB, vengono incapsulate in materiali di lunga durata come il cemento. Tali strutture sono mantenute e sorvegliate finché la radioattività non scende a livelli che non richiedono tali azioni. Gli edifici e componenti non attivati possono essere utilizzati per altri scopi.

Il terzo stadio prevede, a meno di non riutilizzare gli edifici e le strutture per un nuovo impianto nucleare, la rimozione e la decontaminazione di tutte le strutture e i componenti radioattivi a un livello che permette il rilascio del sito senza alcuna restrizione o sorveglianza. Tali operazioni vanno sotto il nome di DECON.

Ogni opzione presenta vantaggi e svantaggi; la strategia scelta dipende da molti fattori.

Tra i vantaggi dell'alternativa di procedere in tempi brevi al DECON ci sono:

- il sito può essere utilizzato per altri scopi, e non si richiede la sorveglianza e la manutenzione per lunghi periodi di tempo;
- i costi sono stimati più bassi rispetto al SAFSTOR perché molte attività durante il DECON sarebbero comunque compiute durante il periodo del SAFSTOR.

Tra gli svantaggi del DECON ci sono:

- la maggiore dose di radiazione soprattutto per i lavoratori;
- il maggior investimento di capitali iniziali;
- lo spazio maggiore occupato nel sito dei rifiuti. Inoltre tale opzione richiede che siano operanti i depositi del combustibile spento e a media-bassa attività.

Tra i vantaggi di un lungo periodo nella condizioni di SAFSTOR ci sono:

- una riduzione della reattività e delle dosi per i lavoratori e la popolazione,
- uno spazio minore occupato nel sito dei rifiuti;
- costi minori negli anni che seguono la cessazione dell'esercizio.

Svantaggi di questa opzione sono:

- il sito è indisponibile per altri usi;
- esigenza di manutenzione e sorveglianza per lungo tempo;
 - costi totali più alti per la decontaminazione e lo smantellamento finale.

L'alternativa ENTOMB, che avrebbe un costo relativamente basso e minori dosi occupazionali, può richiedere tempi superiori a 100 anni per un riuso del sito, il che rende tale opzione difficilmente praticabile nella maggior parte dei casi.

Le opzioni SAFSTORE e DECON possono essere attuate in sequenza su un periodo di tempo più o meno lungo o si può scegliere subito l'alternativa DECON. L'alternativa SAFSTOR può risultare conveniente nei siti con più unità dove una unità viene chiusa mentre le altre continuano a funzionare, perché molte operazioni di manutenzione e sorveglianza possono essere svolte dallo stesso personale. Bisogna tenere presente che il numero delle persone impiegate presso l'impianto durante la fase di SAFSTOR sono comunque molto meno che durante l'esercizio: secondo la NRC americana alcune decine. Nella fase di DECON possono bastare poche centinaia di operatori.

La strategia di DEC dipende da molti fattori, quali la strategia nucleare nazionale, le caratteristiche dell'impianto, la destinazione futura del sito, la gestione dei rifiuti radioattivi, le scelte sui siti dei depositi dei rifiuti, la politica per la protezione dalle radiazioni dei lavoratori della popolazione e dell'ambiente, i costi e la disponibilità dei fondi. In USA si parla di una fase di SAFSTOR di durata compresa tra 30 e 60 anni, dal momento che la maggior parte dei nuclidi decadono in tempi compresi tra 5 e 30 anni. In Giappone è stata programmata una fase di SAFSTOR di soli 10 anni. In entrambi i casi seguirà poi la fase di DECON.

Nello scegliere la strategia di DEC occorre ovviamente effettuare la valutazione di impatto radiologico per determinare le dosi individuali e collettive al personale durante il DEC, inclusa la movimentazione dei rifiuti radioattivi, nonché le dosi alla popolazione includendo quelle derivanti dalla sistemazione dei rifiuti e dalla radioattività residua del sito; questa non può superare 0.25 millisievert/a (secondo la NRC) per il rilascio incondizionato per il gruppo critico dopo la fase di DEC senza restrizioni, mentre la soglia di contaminazione superficiale e di massa da non superare è di 1 Bq/cm² e 1 Bq/g (beta-gamma) (secondo l'Unione europea). Deve essere anche fatta la valutazione del rischio di incendi o esplosioni o perdita dell'integrità delle barriere di contenimento, che potrebbero provocare rilascio di radionuclidi all'esterno. L'analisi di eventi incidentali con rilascio di radioattività nell'atmosfera durante le operazioni di DEC, effettuata in USA, ha

dimostrato che la dose al corpo intero per l'individuo massimamente esposto al confine dell'impianto non supera 0.00044 millisievert integrata su un periodo di 50 anni. Si può concludere che il rischio per la popolazione diventa molto basso una volta che il combustibile venga rimosso dal reattore.

Miglioramenti nei processi di DEC si sono avuti da esperienze precedenti ma anche da attività di riparazione di componenti di reattori; l'incidente di TMI-2 ha costituito una palestra importante per le tecniche di decontaminazione, quali l'uso di film plastici da strappare per decontaminare le superfici e l'utilizzazione crescente di robot. Attualmente il Dipartimento dell'Energia negli USA finanzia ricerche per il miglioramento dei metodi da usare nel DEC in collaborazione con l'industria, che riguardano:

- tecniche di rimozione della superficie contaminata, usando laser o microonde o onde impulsive di pressione con acqua, nonché tecniche di decontaminazione elettrocinetica del cemento per estrarne contaminanti dai pori profondi;
 - tecniche di taglio per la rimozione di strutture con laser o torce ossibenziniche;
- miglioramento della protezione dei lavoratori con abiti equipaggiati di sistemi di raffreddamento ad aria liquida e respiratori ad alta efficienza;
- tecniche di protezione ambientale, quali la rimozione automatica dell'amianto e la sua conversione in materiale non pericoloso sul posto;
- tecniche di controllo e caratterizzazione remota tridimensionale con sensori robot di contaminanti organici e radioattivi.

4.4.2.2 *Impianti disattivati*

Facendo riferimento ai soli impianti nucleari, al gennaio 1998 risultavano completamente disattivati 5 impianti del Dipartimento dell'Energia degli USA, 3 usando l'alternativa ENTOMB, 2 usando l'alternativa DECON, e 3 reattori di potenza in USA, 1 unità in Germania e 1 in Giappone. Hanno iniziato la decontaminazione e la disattivazione 8 impianti di potenza in Germania, 1 nel Regno Unito, 1 in Belgio, 6 negli USA. E' iniziata o è stata programmata la fase SAFSTOR in 11 impianti di potenza in USA, 2 in Canada, 2 in Germania, 1 in Italia, 1 in Slovacchia. Sono infine al secondo stadio 3 unità in Francia e una unità in Spagna (vedi tabella 4.4.3).

4.4.2.3 *Aspetti economici della disattivazione degli impianti nucleari*

Il costo della disattivazione di un impianto nucleare, che comprende tutti i costi dall'inizio della procedura al rilascio senza restrizioni del sito, dipende da molti fattori e principalmente dalla sequenza e dalla durata dei vari stadi del programma. Inoltre il costo è influenzato dal tipo di reattore, dal costo del lavoro e dalla gestione nazionale dei rifiuti. La stima dei costi, fatta dall' esercente e rivista dall'Ente di controllo, è basata su precedenti esperienze di disattivazione e decontaminazione di impianti, sui costi di manutenzione, sorveglianza e costi di smantellamento di impianti non nucleari.

La normativa americana prescrive che l' esercente 5 anni prima della fine programmata delle operazioni sottoponga all'Ente di controllo una stima preliminare del costo di DEC, aggiornando le valutazioni delle maggiori componenti di costo. Entro 2 anni dalla cessazione del servizio dell'impianto l' esercente deve stimare i costi specifici dipendenti dal sito sulla base della programmazione delle attività del DEC e i costi effettivi sulla base di quelli di impianti simili già disattivati. Se viene programmata una fase di SAFSTOR occorre un metodo per rivalutare i costi

durante tale fase. L'Ente di controllo comunque tiene conto dell'inflazione per i costi del lavoro, dell'energia e della sistemazione dei rifiuti.

Tabella 4.4.3:
Elenco degli impianti nucleari disattivati o in via di disattivazione

Impianto	Paese	Tipo	Potenza (Mwe)	Esercizio	Stadio di Disattivazione	Stime di costo
Shippingport	USA	PWR	60	1957-82	3°	91 MUSD
Pathfinder	USA	BWR	59	1966-67	3°	-
Fort St. Vrain	USA	HTGR	330	1979-89	3°	189 MUSD
Shoreham	USA	BWR	809	1989-89	3°	-
Bonus	Porto Rico	BWR	72	1964-68	ENTOMB	-
Hallam	USA	LMGMR	75	1963-64	ENTOMB	-
EBWR	USA	BWR	100	1956-67	3°	19,4 MUSD
Haddam Neck	USA	PWR	590	1968-96	3° (in corso)	(426,7 MUSD)
Maine Yankee	USA	PWR	860	1972-96	3° (in corso)	(377,6 MUSD)
Big Rock Point	USA	BWR	67	1965-97	3° (in corso)	(290 MUSD)
Trojan	USA	PWR	1095	1976-92	3° (in corso)	(362 MUSD)
Yankee Rowe	USA	PWR	175	1961-1991	3° (in corso)	(306,4 MUSD)
Niederaichbach	Germania	HWGCR	106	1972-74	3°	190 MDM
MZFR Karlsruhe	Germania	PHWR	50	1965-84	3° (in corso)	(370 MDM)
JPDR2	Giappone	BWR	90	1986-96	3°	22500 MYen
WAGR Sellafeld	Gran Bretagna	AGR	100 [^]	1962-81	3° (in corso)	(58 MBP)
Greifswald	Germania	VVER	4 x 440	1973/79-90	3° (in corso)	-
BR-3 Mol	Belgio	PWR	41 [^]	1962-87	3° (parziale)	-
Rheinsberg	Germania	PWR	70	1966-90	3° (in corso)	-
Gundremmingen	Germania	BWR	237	1967-80	3° (in corso)	-
Rapsodie	Francia	FBR	20 [^]	1967-82	2°-Safstor	131,7 MFRF
G2/G3 Marcoule	Francia	GCR	2 x 250 [^]	1958-80	2°	1000 MFRF
EL4	Francia	GCHWR	106	1965-85	2° (in corso)	-
Vandellos1	Spagna	GCR	500	1972-89	2° (in corso)	(10000 MESP)
Gentilly 1	Canada	HWBWR	250	1972-77	1°-Safstor	25 MCAD
NPD	Canada	PHWR	25	1967-87	1°-Safstor	25,3 MCAD
KWL Lingen	Germania	BWR	520 [^]	1968-77	1°-Safstor	-
AVR	Germania	HTGR	15	1971-90	1°-Safstor	-
Garigliano	Italia	BWR	160	1964-82	1°(contenit.)	65 MITL
Bohunice A1	Slovacchia	GCHWR	150	1972-79	1°(parziale)	-
Indian Point 1	USA	PWR	257	1963-74	1°-Safstor	
Dresden1	USA	BWR	200	1960-78	1°-Safstor	
Humboldt Bay	USA	BWR	63	1963-76	1°-Safstor	
Peach Bottom 1	USA	HTGR	40	1967-74	1°-Safstor	
San Onofre 1	USA	PWR	436	1968-92	1°-Safstor	
Rancho Seco	USA	PWR	913	1975-89	1°-Safstor	(441 MUSD)
LaCrosse	USA	BWR	50	1969-87	1°-Safstor	
Fermi 1	USA	LMFBR	61	1966-72	1°-Safstor	
Zion 1	USA	PWR	1040	1973-98	1°-Safstor	
Zion 2	USA	PWR	1040	1974-98	1°-Safstor	

Fonti: OECD NEA, Nuclear News, NRC; [^] in MWt;.

Ci sono vari metodi per finanziare i fondi appositi, dall'accantonamento dell'ammontare globale al periodico mettere da parte risorse in un fondo esterno che non è controllato amministrativamente dall' esercente. Il costo totale del DEC è a carico dell' esercente, che raccoglie i fondi come parte del prezzo dell' elettricità: sono quindi gli utenti finali che pagano i costi di disattivazione dell' impianto. Se malgrado le rivalutazioni periodiche i fondi risultassero insufficienti l' esercente è impegnato a assicurarsi linee di credito e a prendere in prestito i fondi per il completamento della disattivazione. E' inoltre obbligato a stipulare un' assicurazione per la copertura dei costi del DEC.

Negli USA, ad esempio, i soggetti con obblighi di DEC di impianti di potenza devono dimostrare o di avere già disponibili in un apposito fondo le risorse economiche necessarie o di poterle accumulare attraverso un prelievo da una vendita certa di energia elettrica prima che le attività di disattivazione vengano avviate. Negli USA l'ammontare minimo richiesto per una ragionevole garanzia di finanziamento del DEC è stato quantificato in 105 milioni di dollari per impianti PWR e 135 milioni di dollari per impianti BWR, in dollari 1986 rivalutati annualmente.

I costi effettivi e stimati per gli impianti già disattivati o in via di DEC sono i seguenti (secondo fonti NRC):

- per l'impianto di Fort St. Vrain, con un reattore a gas ad alta temperatura di 330 MWe, che uscì dal servizio nel 1989 e la cui disattivazione cominciò subito e si concluse nel 1996, il costo totale ammontò a 189 milioni di dollari;
- per l'impianto di Trojan (PWR da 1130 MWe), uscito dal servizio nel 1993 e che si intende disattivare rapidamente entro il 2002, il costo totale del DEC viene stimato dell'ordine di 362 milioni di dollari 1993;
- per l'impianto di Haddam Neck (PWR da 619 MWe) il costo totale stimato è di 426.7 milioni di dollari 1996.
- per l'impianto di Maine Yankee (PWR da 830 MWe) il costo totale stimato è di 377.6 milioni di dollari 1997;
- per l'impianto di Big Rock Point (BWR da 67 MWe) il costo totale stimato è di 290 milioni di dollari 1997;
 - per l'impianto di Rancho Seco (PWR da 913 MWe) il costo totale stimato è di 441 milioni di dollari 1995;
- per l'impianto di Yankee Rowe (PWR da 175 MWe) la stima del costo totale ammonta a 306.4 milioni di dollari.

Fonti giapponesi indicano per gli impianti giapponesi ad acqua da 1000 MWe un costo stimato di *30 miliardi di yen 1985* per la DEC (DECON dopo 10 anni di SAFSTOR), a cui bisogna aggiungere 20 miliardi di yen per la sistemazione definitiva dei rifiuti.

4.5 *Fonti energetiche rinnovabili*

4.5.1 **Panorama internazionale**

Nei paesi europei si riscontra una discreta consapevolezza dei cittadini sulle tematiche ambientali (in particolare cambiamenti climatici e inquinamento dell'aria nelle città). L'Unione Europea, attraverso le istituzioni di cui si è dotata, tende in genere a raccogliere le istanze nazionali, propone stretti limiti sulle emissioni, sviluppa politiche attive di sostegno alle tecnologie di riduzione dei gas ad effetto serra e si muove (a differenza degli Stati Uniti) nella direzione di eliminare i sussidi per i combustibili fossili.

Negli Stati Uniti d'America azioni del governo federale incrociano spesso interventi dei singoli stati, generando una situazione variegata che rispecchia anche il livello di recepimento e di ulteriore adattamento alla scala locale di provvedimenti nazionali, che in genere forniscono incentivi di natura diversa ma la cui attuazione può non essere obbligatoria.

In Giappone lo sviluppo delle rinnovabili è perseguito, principalmente, come mezzo per raggiungere l'indipendenza energetica (d'altra parte il Giappone ha condotto una politica di utilizzo del nucleare ancora più incisiva di quella per lo sviluppo delle rinnovabili) anche se i cambiamenti climatici e il Protocollo di Kyoto hanno assunto, recentemente, una elevata priorità nell'agenda nipponica.

4.5.1.1 *Danimarca*

L'industria elettrica danese è formata da più di cento imprese di distribuzione (in gran parte cooperative) che possiedono le 8 imprese di generazione che cooperano in due associazioni regionali¹¹.

Il governo danese ha perseguito con coerenza fin dagli anni '70 un programma di medio - lungo termine teso al raggiungimento della maturità della tecnologia eolica e della competitività dell'industria nazionale. In questo momento l'industria eolica danese, con circa 20 mila addetti, è la più competitiva nel mondo, detenendo più del 50% delle vendite mondiali di aerogeneratori. Per la prima volta nel 1998 il valore del relativo comparto ha superato quello tradizionale della pesca, attestandosi al primo posto nel paese.

Si iniziò con una decisa azione di sviluppo delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore eolico. Con il contributo delle compagnie elettriche, delle assicurazioni e dei costruttori di turbine, fu quindi messo a punto un sistema di certificazione della sicurezza e della qualità degli aerogeneratori. In un programma durato circa 10 anni, il governo ha quindi sovvenzionava fino al 30% del costo di investimento delle turbine. Attualmente le politiche di sostegno garantiscono un prezzo di cessione di energia elettrica alla rete pari all'85% del prezzo di vendita dell'energia elettrica al consumatore in bassa tensione. Il nuovo piano energetico danese è ancora più ambizioso

¹¹ L. De Paoli, A. Lorenzoni (a cura di), *Economia e politica delle fonti rinnovabili e della cogenerazione*, FrancoAngeli, Milano (1999), pag. 177.

e cerca di conciliare la crescente consapevolezza verso le tematiche ambientali con la liberalizzazione del mercato dell'elettricità nazionale, la rimozione delle barriere doganali nella Unione Europea e il forte impegno allo sviluppo di tecnologie rinnovabili economicamente competitive che vede l'industria nazionale fra gli attori protagonisti.

4.5.1.2 Germania

La Germania ha basato la sua politica principalmente su una combinazione di tassi di interesse molto favorevoli e sussidi, accoppiati a elevati prezzi pagati per l'elettricità prodotta da fonti energetiche rinnovabili (FER). La *Stromeinspeisungsgesetz* (legge sulla fornitura di energia elettrica) del 1990 prevede che le imprese elettriche paghino, per l'elettricità prodotta da FER, il 90% del prezzo di vendita al pubblico. Per l'eolico, il governo federale tedesco prevede sussidi in base alla elettricità prodotta o al costo di investimento iniziale previsto. Le banche offrono mutui con tassi di 1-2 punti inferiori ai tassi di mercato, per finanziare fino al 75% del costo del progetto. A metà degli anni '90 si realizzò che la maggior parte dei progetti erano concentrati nel Nord del paese, più ventoso, e che gran parte del costo del programma era quindi posto a carico delle compagnie elettriche del Nord e dei loro acquirenti. Ciò nonostante, lo sviluppo dell'energia eolica in Germania è proseguita per tutto il 1997 (2081 MW installati, primo paese al mondo).

Anche per il solare, la legge citata ha prodotto un impatto notevole. Dal 1991 al 1997, un 450% di incremento nelle installazioni fotovoltaiche, con un abbattimento dei costi di circa il 40%. Aziende tedesche come Siemens adesso detengono quote considerevoli del mercato mondiale. Il famoso programma "100,000 tetti" fotovoltaici è anch'esso partito grazie a questa legge. Esso prevede prestiti molto favorevoli da parte di banche private direttamente ai consumatori, riducendo al minimo gli scogli burocratici. Il programma è, nel suo genere, probabilmente il più grande nel mondo.

4.5.1.3 Olanda

Il governo olandese lavora con l'industria nazionale allo sviluppo di opzioni tecnologiche basati sullo sfruttamento di FER compatibili con l'ambiente e che, allo stesso tempo, migliorino la bilancia degli scambi commerciali. Per il 2020, il governo si propone di portare al 10% del consumo interno lordo la quota proveniente dalle rinnovabili: un bel salto dall'attuale 1%. Una serie di misure sono state attuate dal governo per facilitare la diffusione delle FER:

- a. finanziamenti preferenziali per progetti FER
- b. tassi di dell'investimento favorevoli
- c. riduzione delle tasse
- d. prestiti a tassi agevolati
- e. Obblighi di acquisto dell'energia elettrica
- f. Tassa sui consumi che penalizza le fonti inquinanti non rinnovabili
- g. creazione di programmi di cosiddetto *green pricing*, con i quali il consumatore può scegliere di aderire a iniziative di sviluppo di installazioni che producono energia elettrica da fonti rinnovabili, pagando un leggero costo addizionale per ogni chilowattora consumato.

4.5.1.4 Regno Unito

L'azione principale del governo del Regno Unito nel settore delle rinnovabili è costituita dalla *Non-Fossil Fuel Obligation* (NFFO). Essa fu creata per lanciare le rinnovabili ma, soprattutto, per

salvare l'industria nucleare che poteva essere distrutta dalla competizione con gli impianti che di produzione di energia elettrica a carbone. Ad ogni buon conto, la NFFO ha già consentito l'installazione di circa 840 MW di potenza eolica. Lo schema NFFO prevede che le aziende distributrici acquistino una quota da produttori che utilizzano combustibili non fossili. Nel caso in cui tale quota abbia un costo superiore all'elettricità prodotta da combustibili fossili, la differenza è coperta da una tassa particolare sulla produzione di impianti a carbone (circa 160 milioni di dollari raccolti nel biennio 1995-96).

Il governo finanzia i produttori di energia elettrica da combustibili non fossili attraverso una tassa sui consumi elettrici. I produttori si qualificano per accedere ai finanziamenti partecipando ad una gara per la fornitura di un determinato quantitativo, per ciascuna tecnologia. Ciascuna tecnologia ha la sua fascia di prezzi di riferimento. I vincitori si qualificano per ricevere contratti di fornitura fino a 15 anni. Le gare vengono completate a blocchi, con 5 blocchi completati, per esempio, per il 1999. L'ultimo blocco potrebbe stimolare l'installazione di circa 1,000 MW di capacità da FER nei prossimi 20 anni. La probabilità che ciò avvenga nel periodo indicato dipende dalla scelta delle aziende, che possono attendere il trascorrere di un periodo concesso loro prima di installare la capacità convenuta.

4.5.1.5 *Stati Uniti*

Il cosiddetto *renewable energy portfolio standard* (RPS), in avanzata fase di discussione negli Stati Uniti, costituisce un interessante meccanismo di incentivazione, anche per le evidenti analogie con i *certificati verdi* italiani. Il *renewable energy portfolio standard* si compone essenzialmente di due elementi: uno *standard*, appunto, che specifica la quota minima di energia che, nel *mix* energetico del produttore - distributore, deve provenire da rinnovabili e il *credito*, acquisito sfruttando le fonti rinnovabili.

Uno *standard* nazionale minimo è un concetto semplice, con il quale il cittadino statunitense ha già familiarità perché ampiamente utilizzato in altri settori (standard di efficienza energetica per edifici, standard di sicurezza per autovetture e trasporto aereo, altri): esso richiede, in sostanza, che una percentuale minima dell'energia utilizzata provenga da fonti rinnovabili. Ciò significa che ogni azienda produttrice - distributrice dovrà dimostrare, una volta all'anno, che il suo *mix* energetico ne include una quota (lo *standard* è diverso nei vari provvedimenti statali e federali ed è ancora oggetto di discussione. L'idea è quella di partire dal livello attuale di penetrazione delle rinnovabili - 2-3 % a livello federale- raddoppiandolo al 2010 e raddoppiandolo di nuovo al 2020).

Il *credito* da energia rinnovabile cerca di assicurare che le aziende siano pagate per i benefici che la collettività, nel suo insieme, riceve con un maggior utilizzo di rinnovabili. Un'installazione che sfrutta fonti rinnovabili produce, infatti, non solo energia ma anche altri *sottoprodotti* come aria e acqua più pulita, meno rifiuti, una importazione ridotta di combustibili fossili, una probabilità più bassa di incidenti catastrofici e così via. I *crediti* sono, appunto, il tentativo di stabilire un prodotto ulteriore (fornire finalmente un *valore* ai benefici delle rinnovabili) che l'azienda produttrice - distributrice può vendere, oltre al kWh generato. Ad ogni unità di energia prodotta e venduta, corrisponde un'unità di credito. Esso assume la forma di un vero e proprio certificato sul quale sono riportati i kWh prodotti, l'anno e lo stato di origine, il tipo di tecnologia rinnovabile utilizzata. Le aziende che producono l'energia da fonti rinnovabili sono titolari del diritto di emissione dei certificati. Altre aziende produttrici possono acquistare questi diritti, per raggiungere lo *standard* richiesto.

Il meccanismo messo a punto per questi certificati, negoziabili come vere e proprie azioni, è simile a quello utilizzato per il commercio dei diritti di emissione della anidride solforosa, introdotto negli

Stati Uniti con il *Clean Air Act*. In questo caso, il sistema del commercio di emissioni prevede un limite alla emissione di anidride solforosa (*cap*) assegnato a ciascun produttore di energia. Per non superare la soglia, le aziende possono investire in sistemi di abbattimento dell'anidride, utilizzare combustibili più puliti, oppure acquistare dei crediti da produttori che al di sotto del *cap* loro assegnato e che, quindi, hanno la possibilità di vendere il credito all'emissione non utilizzato. Il successo di questo programma ha mostrato che lo schema è efficace, semplice e poco costoso da amministrare.

La stessa logica è seguita nell'attuazione dello standard sulle rinnovabili. Un'azienda può trovare conveniente produrre più energia rinnovabile (per esempio investendo in generatori eolici) di quella necessaria per raggiungere il minimo standard richiesto e può vendere questo credito ad altre aziende che non raggiungono la quota minima.

In diversi stati sono entrate in vigore, anche in seguito all'esperienza negativa degli anni '70, legislazioni che richiedono una *certificazione* agli installatori e riparatori di impianti solari e fotovoltaici, che assicurino un'esperienza acquisita nel settore. In molti stati è fatto obbligo al distributore di elettricità di rendere noto ai consumatori il *mix* di fonti energetiche primarie utilizzato per la produzione. Spesso le compagnie elettriche hanno la possibilità di offrire agli utenti l'acquisto di una quota di energia rinnovabile, a fronte un lieve sovrapprezzo (*green pricing*).

I programmi di intervento del governo federale sono inoltre riferibili all'investimento in opzioni a maggiore (e verificabile) efficienza energetica e utilizzo delle rinnovabili, nella costruzione di edifici pubblici; o anche all'acquisto diretto di energia rinnovabile.

Una interessante opportunità è offerta dal cosiddetto *net metering*, attraverso il quale gli utenti possono rivendere alla compagnia l'energia elettrica in eccesso, generata da fonte rinnovabile, in maniera da bilanciare quella acquistata in ore diverse. Il contatore, in pratica, ruota nelle due direzioni e l'utente paga solo l'energia netta utilizzata. In California, ad esempio, il *net metering*, introdotto fin dal 1995, consente ai residenti di vendere alla compagnia elettrica l'elettricità prodotta da sistemi solari allo stesso prezzo di acquisto (da 12 a 15 centesimi di dollaro per kWh). Poiché l'utente vende ed acquista elettricità allo stesso prezzo, la bolletta è calcolata solo sulla elettricità netta utilizzata.

Il 20 dicembre 1999 il Department of Energy (DOE) statunitense ha lanciato un'azione per assistere attraverso *grants* le iniziative decentrate di collaborazione costituite per l'attuazione del programma *Un milione di tetti solari*, annunciato nel giugno 1997. Il supporto finanziario è destinato all'eliminazione delle barriere che si frappongono allo sviluppo delle tecnologie solari e alla facilitazione dell'attuazione dei programmi. Due tecnologie (il fotovoltaico per la produzione di elettricità; i pannelli solari, per la produzione di acqua calda per uso domestico, per riscaldamento di ambienti e di piscine) sono eleggibile per il sostegno finanziario. Il bando esclude esplicitamente il finanziamento di iniziative di ricerca, sviluppo e dimostrazione. Nel 2000 i fondi destinati alla iniziativa ammontano a 500 mila dollari, per un massimo di 50 mila dollari per ciascun progetto.

4.5.1.6 Giappone

Fino al 1997, il programma giapponese per la ricerca e lo sviluppo tecnologico (R&ST) delle rinnovabili (eolico e fotovoltaico, in particolare) ha promosso una decisa forma di collaborazione settore pubblico-imprese private. Fino al 1997 il solo programma non R&ST significativo è stato quello dei cosiddetti *10000 tetti* fotovoltaici, finanziato attraverso una voce addizionale sul costo dell'elettricità. Si sovvenziona fino ad un terzo del costo di installazione dell'impianto fotovoltaico,

e le compagnie elettriche acquistano ogni eccesso di elettricità prodotta, rispetto al fabbisogno, al prezzo di vendita dell'elettricità al consumatore in bassa tensione.

La legge sulla *nuova energia* del 1997, stabilendo che il 3.1% della produzione interna lorda per il 2010 provenga da FER, pone un accento particolare sullo sviluppo tecnologico. L'approccio si basa sull'acquisto dell'elettricità prodotta da FER da parte delle aziende produttrici - distributrici ad un prezzo favorevole. I produttori di elettricità da FER possono richiedere un contratto fino a 15 anni, ad un prezzo di cessione che varia a secondo della durata. Il Giappone pone un'attenzione particolare sulla tecnologia fotovoltaica, con un obiettivo (al 2010) di 5000 MW installati. Uno degli scopi è evidentemente quello di mantenere e migliorare la competitività dell'industria nazionale del settore. Non a caso a fine 1998, le aziende giapponesi detengono il 32,5 % del mercato mondiale di moduli fotovoltaici che vale circa 152 MW (21% nel 1995) mentre la quota di mercato dell'Europa è scesa al 20% circa (26% nel 1995) quella degli Stati Uniti al 35,4 % (il 45% nel 1995).

4.5.2 Le risorse

Manca, in Italia, un accurato studio delle *riserve* di energia rinnovabile, che consenta di definire, in relazione allo stato attuale delle tecnologie, le risorse effettivamente *estraibili*. Tuttavia, alcuni dati forniscono elementi utili per una stima di massima del potenziale sfruttabile nei prossimi 10 anni.

Il lavoro *TERES II* (The European Renewable Energy Study) è stato completato nel 1996 dal gruppo britannico Energy for Sustainable Development (ESD) nell'ambito del programma ALTENER della Direzione Generale per l'Energia della Commissione Europea. In esso si valuta la penetrazione delle FER nei 15 stati membri sotto quattro differenti scenari, a diversi orizzonti temporali. La penetrazione raggiunta sotto le condizioni di scenario più favorevole (*Best practice policies*) all'orizzonte 2020 potrebbe essere considerata, per grandi linee, non molto lontano dal potenziale FER estraibile con la tecnologia attuale (vedi tabella 4.5.1).

Tabella 4.5.1a:

Energia elettrica producibile da fonte rinnovabile in Europa (2020, condizioni ottimali; GWh)

	Eolico	Idro	PV	Solare term.	Geo-termia	Biogas	RSU	RSI	Bio-massa	Bio-comb.	Altro	Totale
Austria	3469	37663	3655	0	13	503	202	2749	1143	0	0	49397
Belgio	3373	282	970	0	0	56	527	277	33	0	0	5518
Danimarca	2639	147	669	0	0	107	480	199	2703	0	0	6944
Finlandia	4338	14169	3	0	0	283	682	5612	2063	0	0	27150
Francia	22337	65713	9389	0	12	2112	1691	1017	11775	0	2548	116594
Germania	25878	29956	7219	0	0	4000	2693	591	7892	0	0	78229
Grecia	1961	4899	1134	548	77	6	895	190	3486	0	0	13196
Irlanda	3115	1236	50	0	0	89	248	282	381	0	0	5401
Italia	13084	70716	4448	3285	10733	3911	5657	3709	899	0	0	116442
Lussemburgo	99	388	7	0	0	0	54	3	4	0	0	555
Olanda	4885	253	61	0	0	575	1629	102	1124	0	0	8629
Portogallo	811	11239	1467	1095	16	54	577	1224	372	0	0	16855
Spagna	7406	37647	1686	6022	0	819	2681	742	18897	0	0	75900
Regno Unito	7424	7619	1240	0	0	2324	4967	2103	3999	0	9635	39311
Totale	100819	281927	31998	10950	10851	14839	22983	18800	54771	0	12183	560121

Tabella 4.5.1b:
Energia termica producibile da fonte rinnovabile in Europa (2020, condizioni ottimali; ktep)

	Eolico	Idro	PV	Solare term.	Geo-termia	Biogas	RSU	RSI	Bio-massa	Bio-comb.	Altro	Totale
Austria	0	0	0	551	326	59	72	360	2985	527	0	4880
Belgio	0	0	0	80	47	14	40	92	264	140	0	677
Danimarca	0	0	0	71	282	13	409	583	1284	479	0	3121
Finlandia	0	0	0	10	0	60	340	1292	1441	276	0	3419
Francia	0	0	0	1434	199	237	623	1143	14951	4466	0	23053
Germania	0	0	0	54	3771	930	624	5744	11032	4633	0	26788
Grecia	0	0	0	238	105	1	30	93	1846	640	0	2953
Irlanda	0	0	0	5	0	0	25	111	764	189	0	1094
Italia	0	0	0	1424	3522	1246	942	5301	9400	4092	0	25927
Lussemburgo	0	0	0	0	0	0	3	6	23	19	0	51
Olanda	0	0	0	394	41	140	112	47	1906	764	0	3404
Portogallo	0	0	0	459	65	17	79	772	2441	533	0	4366
Spagna	0	0	0	2705	135	148	359	1226	5408	2928	0	12909
Regno Unito	0	0	0	14	82	291	318	922	1988	2182	0	5797
Totale termico	0	0	0	7439	8575	3156	3976	17692	55733	21868	0	118439

Tabella 4.5.1c:
Energia producibile da fonti rinnovabile in Europa al 2020 in condizioni ottimali (in ktep*)

	Eolico	Idro	PV	Solare term.	Geo-termia	Biogas	RSU	RSI	Bio-massa	Bio-comb.	Altro	Totale
Austria	763	8286	804	551	329	170	116	965	3236	527	0	15747
Belgio	742	62	213	80	47	26	156	153	271	140	0	1891
Danimarca	581	32	147	71	282	37	515	627	1879	479	0	4649
Finlandia	954	3117	1	10	0	122	490	2527	1895	276	0	9392
Francia	4914	14457	2066	1434	202	702	995	1367	17542	4466	561	48704
Germania	5693	6590	1588	54	3771	1810	1216	5874	12768	4633	0	43998
Grecia	431	1078	249	359	122	2	227	135	2613	640	0	5856
Irlanda	685	272	11	5	0	20	80	173	848	189	0	2282
Italia	2878	15558	979	2147	5883	2106	2187	6117	9598	4092	0	51544
Lussemburgo	22	85	2	0	0	0	15	7	24	19	0	173
Olanda	1075	56	13	394	41	267	470	69	2153	764	0	5302
Portogallo	178	2473	323	700	69	29	206	1041	2523	533	0	8074
Spagna	1629	8282	371	4030	135	328	949	1389	9565	2928	0	29607
Regno Unito	1633	1676	273	14	82	802	1411	1385	2868	2182	2120	14445
Totale energia	22180	62024	7040	9848	10962	6421	9032	21828	67783	21868	2680	241666

* 1 kWh = 2200 kcal; ^ include: residui agricoli, forestali, coltivazioni biomassa legnosa

Attualmente sono in corso o in programma un significativo numero di iniziative per la realizzazione di impianti di produzione di elettricità da fonti rinnovabili, attivate grazie alle prime sei graduatorie del provvedimento CIP 6/92; le domande complessivamente presentate ammontano a circa 5800 MW (graduatorie 1-9).

La coltivazione energetica dei tre milioni di ettari abbandonati dall'agricoltura convenzionale può teoricamente rendere disponibili circa 12 Mtep/anno (con produzione annua di biomassa secca di 10 t/ettaro e potere calorifico inferiore della biomassa secca di 4.000 kcal/kg).

Si trascurava il fotovoltaico, per il quale non sussistono attualmente le condizioni di maturità tecnologica per una penetrazione importante nel mercato. Per il solare termico, è ragionevole assumere livelli di penetrazione analoghi a quello registrati in altri paesi europei.

Complessivamente, si ritiene possibile un contributo aggiuntivo all'attuale superiore ai 10 Mtep nel 2010, con gli incrementi più significativi derivanti da biomasse (produzione di elettricità e calore) e biocombustibili; rilevanti anche i maggiori apporti di geotermia, eolico, piccola idraulica e rifiuti.

4.5.3 Produzione nazionale

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dall'8,7% del 1990 al 9,6% del 1998 (vedi tabella 4.5.2). L'energia prodotta dalle FER non tradizionali è cresciuta del 40% tra il 1989 ed il 1998. Nel seguito si fornisce una descrizione dell'evoluzione registrata negli ultimi anni nell'utilizzo delle principali tecnologie.

Tabella 4.5.2:

Energia primaria equivalente prodotta da fonti energetiche rinnovabili in Italia (ktep)

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Idroelettrica	7493	6958	9293	9287	9115	9825	8312	9248	9152	9067
Eolica	0	0	1	0	1	1	2	7	26	51
Solare	5	6	6	7	8	10	10	10	10	13
Geotermia	895	909	901	977	1020	965	969	1041	1072	1140
RSU	191	191	197	197	215	265	124	134	172	267
Legna e assimilati	6375	6378	6378	6393	6398	6437	6461	6438	6454	6487
Biocombustibili	0	0	0	0	0	126	65	45	0	80
Biogas	8	9	9	8	8	10	19	59	95	142
Totale	14968	14452	16784	16869	16765	17638	15962	16983	16982	17247
Di cui: non tradizionali ([^])	1165	1169	1175	1190	1215	1433	1265	1278	1342	1624

([^]) include: eolico, solare termico e fotovoltaico, RSU, teleriscaldamento a legna, legna ed assimilati per la produzione di energia elettrica e calore in impianti industriali, biocombustibili, biogas

4.5.3.1 *Energia elettrica rinnovabile*

4.5.3.1.1 **Idroelettrica**

La risorsa idroelettrica svolge un ruolo unico per rapidità di *presa di carico*, capacità di regolazione di *tensione frequenza e potenza*, possibilità di ri-accensione della rete in caso di *black-out*. Per l'Italia la risorsa idroelettrica è di gran lunga la più importante delle risorse energetiche nazionali ed ha rappresentato uno dei principali fattori di sviluppo economico del Paese. L'elettricità prodotta in Italia da fonte idroelettrica ha oscillato, nell'arco degli ultimi trent'anni, tra i 40 e 50 TWh, soprattutto a causa delle differenti condizioni di idraulicità degli anni considerati. Il contributo percentuale, preminente agli inizi degli anni sessanta, è progressivamente diminuito, attestandosi attualmente a poco più del 18% della produzione totale lorda di energia elettrica.

Il grado di utilizzazione del potenziale idroelettrico nazionale è già molto elevato (più del 70%). Si prevede che iniziative dell'ENEL e degli altri produttori - distributori possa aumentare nei prossimi anni il grado di utilizzazione¹². Un discorso a parte meritano i piccoli impianti idroelettrici, con potenza installata fino ai 10 MW. In questi ultimi anni, infatti, si è risvegliato l'interesse verso le piccole taglie, precedentemente trascurate perché ritenute economicamente non convenienti. Questo interesse è stato anche stimolato, da un lato, dal pressoché totale esaurimento, nelle nazioni maggiormente industrializzate, dei siti per impianti di media o grande potenza e, dall'altro, dai particolari vantaggi degli impianti di piccola taglia per la fornitura di energia elettrica.

Un *impianto idroelettrico* è un complesso di opere idrauliche, macchinari, apparecchiature, edifici e servizi destinati alla trasformazione di energia idraulica in energia elettrica. La *centrale* è la parte dell'impianto che comprende l'insieme dei gruppi idroelettrici, le relative apparecchiature e l'edificio relativo a questo complesso, così come i trasformatori detti appunto *di centrale*. Due impianti idroelettrici con salti differenti aventi in comune l'edificio della centrale, l'opera di scarico e parte dei servizi, vanno intesi come impianti distinti. Negli impianti idroelettrici di produzione *con pompaggio* le pompe e le turbine sono collegate sempre con lo stesso serbatoio superiore. A seconda di come esse sono collegate al serbatoio o ai serbatoi inferiori si distinguono in impianti con stazioni di *pompaggio di gronda* (le pompe sono collegate ad un serbatoio inferiore fisicamente distinto da quello in cui scaricano le turbine), impianti con *pompaggio puro* e impianti con *pompaggio misto* (le pompe e le turbine sono collegate allo stesso serbatoio inferiore).

Queste definizioni sono utili per classificare l'energia proveniente da impianti idroelettrici, specificando il contributo da apporti naturali e quello da pompaggio di gronda e da pompaggio volontario, quando presenti. Il pompaggio dell'acqua nel serbatoio al livello superiore, infatti, si ottiene utilizzando in gran parte energia da fonte non rinnovabile. In senso stretto, questo modo di accumulo di energia, affinché sia resa disponibile in un secondo momento, costituisce una perdita netta.

La situazione italiana per l'anno 1998, è riassunta in tabella 4.5.3, dove si considera solo l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)¹³. Rispetto ai 1895 impianti idroelettrici in funzione in Italia a fine 1996 (e ad una potenza efficiente lorda di 16 068 MW), nel 1997 e nel 1998 si è registrato un aumento del numero di impianti e della potenza. Nonostante ciò, tra il 1996 e il 1998 l'energia elettrica prodotta registra, però, un lieve calo dovuto alle condizioni di idraulicità meno favorevoli.

¹² Rapporto ambientale 1996, ENEL, ROMA, luglio 1997.

¹³ Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia, 1998, ENEL, ROMA (1999).

Tabella 4.5.3:**Numero di impianti, potenza installata e produzione di energia idroelettrica.***A - Totale idroelettrica Italia*

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
Numero impianti	1895	1932	1952
Potenza efficiente lorda (MW)	16068	16129	16238
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	42036	41600	41913

B - Potenza efficiente lorda fino a 1 MW

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
Numero impianti	1106	1139	1149
Potenza efficiente lorda (MW)	380	403	406
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	1649	1627	1718

C - Potenza efficiente lorda tra 1 e 10 MW

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
Numero impianti	508	510	519
Potenza efficiente lorda (MW)	1779	1783	1804
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	7205	6497	6602

D - Potenza efficiente lorda oltre 10 MW

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
Numero impianti	281	283	284
Potenza efficiente lorda (MW)	13909	13942	14028
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	33181	33475	32893

Tabella 4.5.4:
Contributo dell'energia eolica in Italia

	<i>1996</i>	<i>1997</i>	<i>1998</i>
Potenza installata (MW)	70	119	164
Energia elettrica prodotta (GWh)	32,7	117,8	231,1

4.5.3.1.2 Eolico

Posta al centro di un bacino chiuso come quello del Mediterraneo, l'Italia non è caratterizzata da venti di forte intensità e di andamento regolare, come quelli che interessano altre zone del globo. La collocazione geografica del nostro paese e la presenza di catene montuose in prossimità di estese masse d'acqua, determina una distribuzione delle pressioni atmosferiche che cambia con le stagioni ed è causa della variazione del regime dei venti nel corso dell'anno. La configurazione varia e accidentata del territorio, infine, influisce sul regime dei venti introducendo una variabilità su scala locale, da Regione a Regione. Nella nostra penisola, comunque, specie nelle zone mediterranee e nelle isole, si registrano venti di buona intensità come il maestrale, lo scirocco, il libeccio.

Il potenziale eolico risulta praticamente trascurabile nella Pianura Padana mentre discrete velocità medie sono misurate in località alpine ed appenniniche, al di sopra degli 800-1000 metri di quota. L'Italia meridionale e le isole sono caratterizzate, in genere, da buone velocità del vento. Queste regioni risultano, dal punto di vista del potenziale eolico, tra le più interessanti nel Paese. Riguardo all'andamento stagionale, vi è prevalenza nel periodo inverno - primavera al Sud e nelle isole e alle alte quote alpine ed appenniniche. Le zone interne del Nord e del Centro presentano invece una ventosità maggiore nel periodo primavera - estate.

Nonostante in Italia la diffusione degli aerogeneratori sia meno avanzata rispetto a quella di altri paesi europei, negli ultimi 3-4 anni si è registrata una crescita significativa, passando dai circa 70 MW installati a fine '96 (solo metà collegati alla rete elettrica), ai 120 MW di fine '97 per registrare, alla fine del 1998, più di 160 MW. Nello stesso periodo, la produzione di energia elettrica è passata da circa 33 a più di 230 milioni di kWh (vedi tabella 4.5.4).

L'aumento significativo della potenza installata e, soprattutto, delle ore medie di funzionamento del parco eolico (dalle 800-900 ore del 1996 e del 1997 alle 1400 ore del 1998) segnano una transizione netta da una fase caratterizzata da impianti eolici sperimentali, realizzati con il determinante contributo di fondi pubblici, a un'altra che vede la realizzazione di installazioni industriali di taglia significativa, per la produzione di energia elettrica.

4.5.3.1.3 Fotovoltaico

La potenza elettrica installata può essere raggruppata nelle quattro categorie:

- impianti fotovoltaici per applicazioni isolate;
- impianti fotovoltaici per l'elettrificazione di insediamenti abitativi in zone rurali;
- piccoli impianti fotovoltaici sugli edifici;
- impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

Gli impianti utilizzano, nella stragrande maggioranza, moduli al silicio (a cristallo singolo o multicristallino) di produzione nazionale o provenienti dai maggiori produttori europei ed

extraeuropei. Moduli fotovoltaici a base di semiconduttori in strati sottili sono stati impiegati per il piccolo impianto (12 kW) di Telessio (Torino), realizzato dalla locale azienda energetica municipalizzata per il recupero a fini produttivi di un edificio industriale (vedi tabella 4.5.5).

Tabella 4.5.5:
Installazioni fotovoltaiche per settore di applicazione e per categoria d'uso

<i>Settore</i>	<i>Categoria</i>	<i>Potenza installata (kWp)</i>	<i>Energia Prodotta (MWh)</i>
<i>Applicazioni non domestiche</i>	<i>Totale</i>	4650	4164
	Pompaggio acqua	1000	1056
	Professionale	1900	1306
	Agricoltura	1350	1402
	Altre	400	400
<i>Elettrificazione case rurali</i>	<i>Totale</i>	4700	4814
	Case isolate	4400	4454
	Altre	300	360
<i>Impianti collegati alla rete</i>	<i>Totale</i>	6490	5962
	Tetti e pensiline	300	200
	Supporto alla rete:		
	<100 kWp	80	102
	da100 fino a 1000 kWp	3140	2065
> 1000 kWp	2970	3595	
TOTALE		15840	14940

Per gli impianti collegati alla rete elettrica, l'energia riportata è quella effettivamente misurata. Per le altre installazioni, essa è stata stimata.

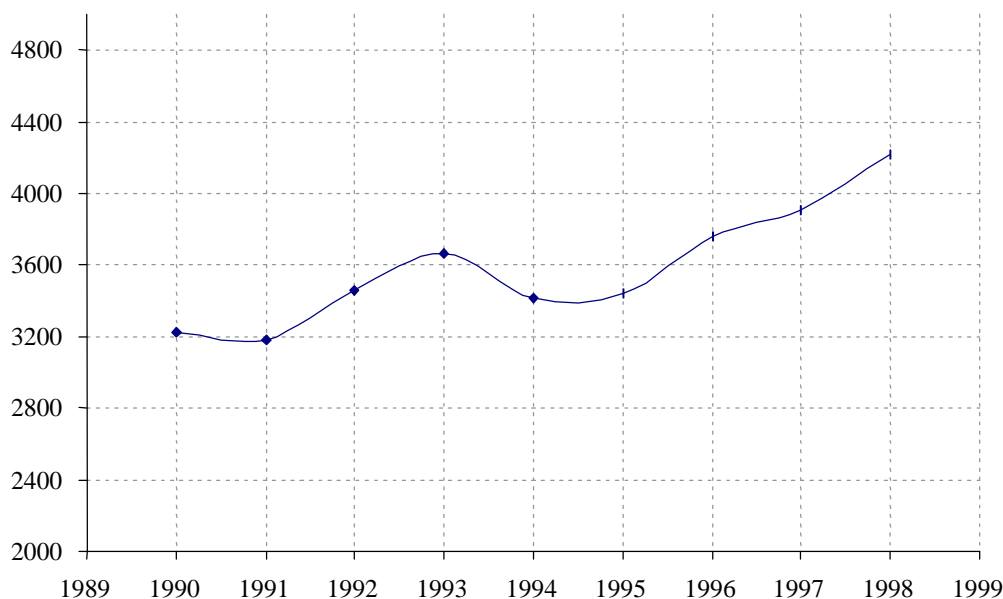
4.5.3.1.4 Energia geotermoelettrica

A fine 1998 la potenza geotermoelettrica installata in Italia valeva poco meno di 580 MW (vedi tabella 4.5.6). A parte una diminuzione registrata nel 1994, dal 1990 al 1998 l'energia elettrica prodotta da fonte geotermica ha registrato un piccolo ma costante aumento, superando nel 1998 i 4200 milioni di kWh, dai 3200 del 1990 (vedi figura 4.5.7).

Tabella 4.5.6:
Energia geotermoelettrica

	1996	1997	1998
N° di impianti	27	28	30
Potenza efficiente lorda (MW)	512	559	579
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	3762	3905	4214

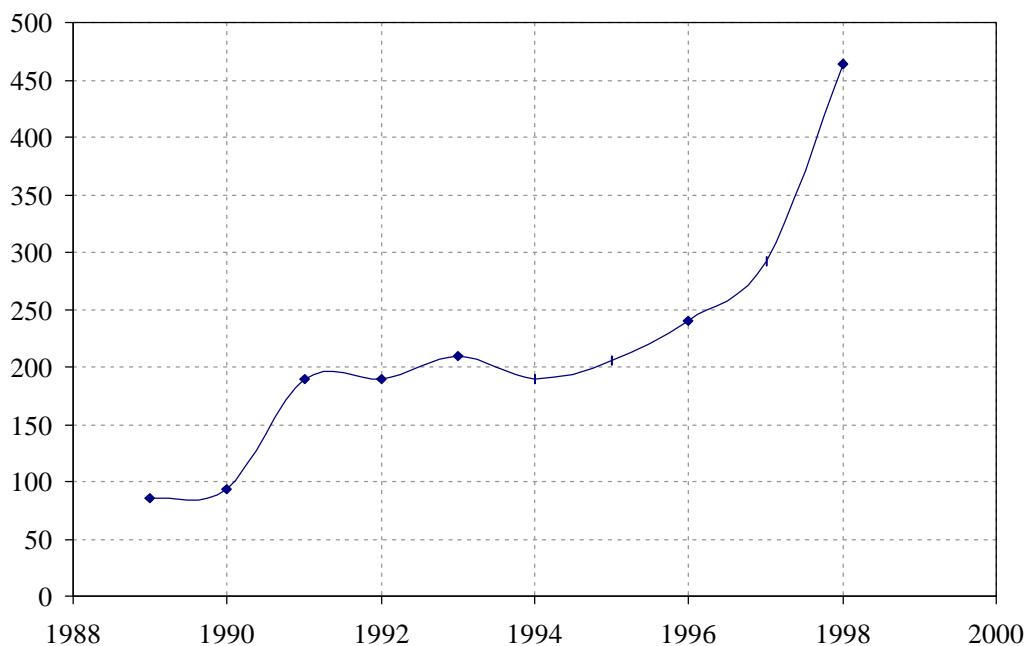
Figura 4.5.7:
Energia geotermoelettrica in Italia (1990-1998) (GWh)



4.5.3.1.5 Elettricità da Rifiuti Solidi Urbani

Su un totale di più 40 impianti di termotrattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 1998, 34 sono dotati di sistemi per il recupero dell'energia. In 4 di questi si recupera solo energia termica (vapore) e in 10 si produce energia termica ed elettrica in cogenerazione. Nei restanti 20 impianti è prodotta solo energia elettrica. Nel 1998 sono stati recuperati 464 milioni di kWh di energia elettrica (con una potenza installata pari a 167,2 MWe) avviando al trattamento più di 1 milione di tonnellate di RSU, non includendo l'ammontare di rifiuti avviata agli impianti non provvisti di alcun recupero (vedi figura 4.5.8).

Figura 4.5.8:
Elettricità da Rifiuti Solidi Urbani in Italia (1990-1998) (GWh)



4.5.3.2 *Produzione di calore*

La produzione di calore proviene da collettori solari termici (circa 400 TJ, nel 1998); dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (9000 TJ); da calore recuperato in impianti di termotrattamento di RSU (600 TJ); da impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati in Piemonte e nella provincia autonoma di Bolzano (360 TJ); da impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (39600 TJ); da impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (1500 TJ). L'apporto di gran lunga più importante proviene comunque dall'utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni (226800 TJ). Questo dato, risultato di un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta da una società specializzata, merita un commento più approfondito. L'indagine ha indicato un consumo di circa 21 Mt di legna da ardere nelle abitazioni, che però non risulta ufficialmente.

4.5.3.3 *Biocombustibili*

Nel 1992 ECOFUEL, società produttrice e distributrice di MTBE (metil terziar – butili etere), iniziò una produzione dimostrativa di ETBE (etil terziar – butil etere), usando l'etanolo al posto del metanolo nel tradizionale processo produttivo dell'etere. La esperienza iniziò con una produzione limitata nell'impianto di Ravenna (il primo impianto nel mondo per la produzione di MTBE, funzionante dal 1973). Circa 20 000 t di ETBE furono prodotte a partire da 9400 t di etanolo. Il prodotto finale aveva una purezza superiore al 98%, in linea con le richieste del mercato. Grazie ai risultati positivi, questa esperienza fu ripetuta più estensivamente nel 1993. La tecnologia SNAMPROGETTI / ECOFUEL permette di alternare la produzione di MTBE e ETBE, con minori modifiche nella configurazione dell'impianto. Il passaggio da MTBE a ETBE si effettua, di solito, in funzione della disponibilità e del prezzo dell'etanolo. Nel 1994 furono prodotte circa 90000 t di ETBE, nel 1995 circa 30000 t (per 827 TJ). Per indisponibilità di etanolo dal 1996 ad oggi non si è avuta alcuna produzione industriale di ETBE¹⁴

La produzione del **biodiesel** in Italia non ha mai superato le dimensioni di *nicchia*, garantita dal contingente defiscalizzato e dalla disponibilità di materia prima (essenzialmente oli vegetali di importazione e, in misura minore, oli ottenuti da colture oleaginose su terreni *set aside*) a un costo relativamente contenuto e comunque tale da rendere il costo finale del biodiesel inferiore al prezzo di mercato del gasolio.

L'esistenza di queste condizioni ha consentito per quattro anni, dal '92 al '96, la crescita di un certo numero di aziende produttrici, ma l'oggettiva debolezza del mercato creatosi in un simile contesto ha fatto sì che la ritardata reiterazione, del decreto che istituiva il contingente defiscalizzato, unita alla sempre maggiore difficoltà di approvvigionamento della materia prima (l'utilizzazione di semi oleosi da terreni a *set aside*, che consentiva di usufruire della defiscalizzazione, si è andata riducendo, nella prospettiva di una totale scomparsa entro l'anno 2000), si traducesse in un anno di blocco pressoché totale della produzione. Questo ha comportato un grave danno economico per le aziende del settore, costringendo alcune di esse a cessare l'attività. Al danno economico si aggiunge la perdita del portafoglio clienti, faticosamente convinto a passare dall'uso del gasolio a quello del biodiesel. A causa di questo blocco, la stata produzione di biodiesel nel 1997 è stata praticamente nulla ed è ripresa solo verso la fine del 1998 (vedi tabella 4.5.2). Per la campagna 1999/2000,

¹⁴ V. Pignatelli, ENEA, Casaccia, comunicazione privata (dicembre 1999).

risultano assegnatarie di quote di produzione, nell'ambito del contingente defiscalizzato, solo 6 aziende nazionali, più alcune imprese con stabilimenti di produzione in altri paesi UE.

4.5.4 I prezzi

Il Piano Energetico Nazionale (PEN) del 1981 iniziò, in Italia, una politica di sostegno pubblico alla produzione di elettricità da Fonti Energetiche Rinnovabili (FER). La legge n. 308/82, dell'anno successivo, prevedeva finanziamenti in conto capitale. Da essa originarono i due provvedimenti CIP 15/89 e CIP 34/90, che regolarono le tariffe per la produzione di elettricità e la sua cessione alla rete elettrica.

Nel 1988 fu preparato il nuovo PEN che conteneva anche alcuni obiettivi di diffusione delle tecnologie all'anno 2000 (per esempio 600 kW per l'eolico). Provvedimenti attuativi del PEN furono le leggi n. 9/91 e 10/91. In linea di massima si può affermare che le due leggi fornivano un sostegno in conto capitale e alla produzione di energia. La legge n. 9/91, in particolare, diede origine al provvedimento CIP 6/92, che è stato utilizzato molto oltre le aspettative da parte dei produttori da fonti rinnovabili. Il provvedimento 81/99 dell'Autorità per l'Energia ha poi aggiornato i prezzi di cessione e dei contributi previsti dal CIP/ 6.

La legge 481/95 affidò la competenza sulle tariffe alla Autorità per l'energia elettrica e il gas che, durante il 1999, ha iniziato una revisione del CIP 6/92. Nel 1998, il CIPE ha approvato il provvedimento 137/98, che individua le linee guida e le azioni da intraprendere per il rispetto, da parte dell'Italia, del protocollo di Kyoto.

L'elettricità da FER contribuirebbe a ridurre le emissioni equivalenti di CO₂ di circa 18 Mt. Gli obiettivi specifici e le strategie di percorso sono state definite nel *Libro Bianco sulle rinnovabili*, anch'esso approvato dal CIPE nell'agosto del 1999.

Il decreto legislativo 79/99 (decreto Bersani) approvato nel febbraio 1999 ottempera alla direttiva europea 96/92/CE sul mercato interno sull'energia elettrica; di grande rilievo per la produzione di elettricità da FER è il successivo decreto 2% (11.11.99).

4.5.4.1 *Il provvedimento n.6/92 del Comitato Interministeriale Prezzi*

4.5.4.1.1 **Norme generali e soggetti interessati**

La legge n. 9/91 ha affidato al CIP il compito di definire sia i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ed al vettoriamento, sia i parametri relativi allo scambio per l'energia elettrica prodotta da fonti convenzionali e di aggiornare tali prezzi e parametri, con cadenza almeno biennale, *in base al criterio dei costi evitati*. La medesima legge ha affidato al CIP il compito di definire sia i prezzi relativi alla cessione, alla produzione per conto dell'Enel ed al vettoriamento, sia i parametri relativi allo scambio per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate e di aggiornare tali prezzi e parametri, con *cadenza almeno biennale*,

assicurando prezzi e parametri incentivanti alla nuova produzione di energia elettrica ottenuta dalle fonti energetiche suddette. Al CIP è affidato, altresì, il compito di definire le condizioni tecniche generali per l'assimilabilità nel caso di impianti che utilizzano fonti energetiche assimilate a quelle rinnovabili.

Inoltre, il provvedimento del CIP n. 6/92 aveva introdotto un meccanismo di *aggiornamento annuale* degli stessi prezzi e contributi, applicato dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico (di seguito: Cassa conguaglio o CCSE), in ragione dell'andamento annuale dell'inflazione in modo da mantenere stabile il valore del tasso reale di remunerazione dell'investimento e quindi proteggere l'incentivazione dall'erosione monetaria soprattutto se essa, come avviene in questo caso, è distribuita in un arco di tempo sufficientemente ampio.

I prezzi ed i parametri sono stati determinati per la prima volta con il provvedimento CIP n. 6/92¹⁵, che distingue tra:

- nuova energia elettrica prodotta con impianti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate;
- energia elettrica prodotta con impianti esistenti utilizzanti fonti rinnovabili o assimilate e con impianti utilizzanti fonti convenzionali.

Il CIP ha determinato i prezzi di cessione da corrispondere ai produttori di energia elettrica individuando come base per la loro definizione il costo della produzione termoelettrica *evitata* da un impianto. Nel caso della *nuova produzione* di energia elettrica da impianti utilizzanti fonti rinnovabili ed assimilate, il CIP ha riconosciuto una componente di prezzo ulteriore a quella della produzione termoelettrica *evitata*, tenuto conto dei maggiori costi di investimento connessi alle specifiche tecnologie di impianto.

In tal modo il CIP ha seguito i due criteri fissati dalla legge n. 9/91. Da un lato quello dei *costi evitati*, per cui il ritiro dell'energia elettrica non deve comportare per l'Enel costi superiori a quelli che essa avrebbe sostenuto se avesse prodotto direttamente lo stesso ammontare di energia. Dall'altro lato il criterio dei *prezzi incentivanti*, differenziati per tipologia di impianto, che devono essere assicurati alla *nuova energia* prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate. Per *nuova energia* o *nuova produzione* il provvedimento CIP n. 6/92 intende quella prodotta da impianti entrati in servizio dopo il 30 gennaio 1991 e quella considerata tale dai precedenti provvedimenti. Dal punto di vista delle fonti di energia, il provvedimento CIP n. 6/92 ha considerato le seguenti tre classi di impianti:

- a. *alimentati da fonti rinnovabili: il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici ed inorganici o di prodotti vegetali;*
- b. *alimentati da fonti assimilate a quelle fonti rinnovabili: quelli di cogenerazione, intesa come produzione combinata di energia elettrica e di calore; quelli che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico ed altre forme di energia recuperabile in processi e in impianti; nonché quelli che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati;*
- c. *alimentati da fonti convenzionali: quelli per la sola produzione di energia elettrica che utilizzano combustibili fossili commerciali ed altri impianti non rientranti nelle lettere precedenti».*

¹⁵ (GU Serie generale, n. 109 del 12.05.1992), successivamente modificato ed integrato dal decreto del Ministro dell'industria 25.9.1992 (GU Serie generale, n. 235 del 6.10.1992), dal decreto del Ministro dell'industria 4.8.1994 (GU Serie generale, n. 186 del 10.08.1994), e dal decreto del Ministro dell'industria 24.1.1997 (GU Serie generale, n. 44 del 22.2.1997).

4.5.4.1.2 Prezzi di cessione e contributi riconosciuti alle imprese produttrici - distributrici

Per quanto riguarda i prezzi di cessione di energia elettrica alle imprese distributrici acquirenti riconosciuti ai produttori terzi, il provvedimento CIP n. 6/92 differenzia tra:

- i. prezzi relativi alla cessione di energia elettrica da impianti esistenti utilizzando fonti rinnovabili o assimilate e da impianti utilizzando fonti convenzionali;
- ii. prezzi relativi alla cessione di energia elettrica da impianti nuovi utilizzando fonti rinnovabili o assimilate.

Nel primo caso i prezzi di cessione sono stati determinati sulla base del *costo evitato di produzione dell'Enel* che il provvedimento CIP n. 6/92 stabilisce sia composto da tre componenti di prezzo, vale a dire:

1. costo evitato di impianto, comprensivo degli interessi passivi in corso d'opera;
2. costo evitato di esercizio, manutenzione e spese generali connesse;
3. costo evitato di combustibile.

Le tre componenti riconosciute alla cessione di energia elettrica sono corrisposte *per tutta la durata del contratto*, stabilita nella convenzione.¹⁶

Nel secondo caso, ossia quando l'energia elettrica è prodotta da impianti nuovi utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, ai prezzi precedentemente definiti si somma una quarta o ulteriore componente di prezzo, vale a dire:

4. costo correlato, in base a quanto previsto dal CIP n. 6/92, *ai maggiori costi della specifica tipologia di impianto*. Questa componente ulteriore, finalizzata ad un recupero accelerato del capitale investito, è corrisposta solo per la durata di otto anni, dalla fine del periodo di avviamento dell'impianto.¹⁷

Con riferimento al periodo di cessione, il prezzo può essere:

unico: per gli impianti idroelettrici ad acqua fluente con potenza fino a 3 MW, per gli impianti che impiegano energia eolica, geotermica, fotovoltaica, per gli impianti alimentati con RSU e con biomasse, e per gli impianti che utilizzano combustibili di processo, residui o recuperi di energia;

differenziato: fra ore piene ed ore vuote per gli idroelettrici a serbatoio, a bacino e ad acqua fluente sopra i 3 MW, per gli impianti assimilati utilizzando idrocarburi e carbone e per gli impianti idroelettrici potenziati (indipendentemente dalla taglia). Nel caso di prezzo differenziato, le quattro componenti del prezzo di cessione vengono corrisposte per le sole ore piene, mentre all'energia ceduta nelle ore vuote è riconosciuto solo il costo evitato di combustibile.

4.5.4.1.3 Valori dei prezzi di cessione e dei contributi nel 1992

Le quattro componenti del prezzo di cessione, valide ai fini dell'applicazione del regime forfetario sono state determinate per l'anno 1992, per il caso di prezzo unico, nel seguente modo:

1. per quanto riguarda la componente 1., posto un costo di impianto pari a 1.400.000 Lire/kW, la rata annua di ammortamento per 15 anni e al tasso reale del 7% (coefficiente pari a 0,1098)

¹⁶ ossia «fino alla data in cui il produttore si impegna a cedere energia elettrica all'Enel», secondo la convenzione-tipo per la cessione, approvata dal decreto ministeriale 25 settembre 1992.

¹⁷ Al termine degli otto anni, l'impianto continua a percepire le tre componenti relative al costo evitato di produzione. Il provvedimento CIP n. 6/92 prevede, inoltre, che il riconoscimento di tale componente di prezzo sia alternativo ai contributi previsti dalla legge n. 10/91 e segua i criteri di cumulo stabiliti per la legge stessa nella delibera CIPE 26 novembre 1991.

- determina un onere annuale di 153.700 Lire/kW che, rapportato a 6.000 ore di funzionamento, individua un costo evitato di impianto di 26 Lire/kWh;
2. per quanto riguarda la componente 2., i costi di esercizio, manutenzione e spese generali - pari complessivamente a 53.100 Lire/kW anno - rapportati a 6.000 ore/anno di funzionamento, determinano un costo di 9 Lire/kWh;
 3. per quanto riguarda la componente 3., il costo di combustibile è riferito a forniture continue di gas naturale per centrali termoelettriche a ciclo combinato e consumo annuo superiore a 50 milioni di m³. Tale costo è stato valutato, mediamente pari a 163 Lire/ m³ nel 1991, determinando un costo evitato di combustibile di 37 Lire/kWh. La somma delle tre componenti sopradette determina il *costo evitato di produzione* che, nel 1992, era pari a 72 Lire/kWh. Nel caso di prezzo di cessione differenziato tra ore piene ed ore vuote, i costi evitati di impianto, esercizio, manutenzione e spese generali (componenti 1. e 2.) sono riconosciuti solo in ore piene e vengono determinati moltiplicando i valori iniziali (26 Lire/kWh e 9 Lire/kWh) per un fattore pari a 1,67 (6.000 ore anno/3.600 ore piene), ottenendo rispettivamente 43 Lire/kWh e 15 Lire/kWh. Il costo evitato di combustibile viene, invece, riconosciuto sia in ore piene sia in ore vuote.
 4. Alla sola nuova energia prodotta da fonti rinnovabili ed assimilate ai costi evitati di produzione si somma un'ulteriore componente di prezzo correlata ai maggiori costi d'investimento delle diverse tipologie di impianto (componente 4.). Per ciascuna tipo di impianto il provvedimento CIP n. 6/92 assume il relativo costo convenzionale C, pari al prodotto del costo dell'impianto di riferimento R (1.400.000 Lire/kW) per un coefficiente *k*. Ai fini del calcolo dell'ulteriore componente di prezzo si fa riferimento ad un'ulteriore componente di costo di impianto definita come differenza di costo tra l'impianto di riferimento R e quello convenzionale C a cui viene aggiunto un valore pari al 40% del costo dell'impianto di riferimento R (all'epoca 560.000 Lire/kW).

I contributi complessivi netti per kWh prodotto sono elevati e tali da rendere competitive la maggior parte delle FER (vedi tabella 4.5.9)

Tabella 4.5.9:

Prezzi di cessione per nuova produzione da impianti alimentati da FER ed assimilate che mettono a disposizione l'intera potenza o una quota di potenza prefissata (cioè che non hanno ottenuto altri contributi; in lire/kWh)

Tipo di impianto	Prezzo unico		Prezzo differenziato			
			In ore piene		In ore vuote	
	1992	1997	1992	1997	1992	1997
a) Impianti idroelettrici oltre 3 MW			225	293	37	58
b) Impianti idroelettrici ad acqua fluente fino a 3 MW	117	158	-	-	-	-
c) Impianti eolici e geotermici	150	200	-	-	-	-
d) Impianti fotovoltaici, RSU, biomasse	222	290	-	-	-	-
e) Impianti che utilizzano combustibili di processo o residui	117	158	-	-	-	-
f) Impianti assimilati che utilizzano combustibili fossili:						
Idrocarburi, Ien 0,51-0,60			122	165	37	58
Idrocarburi, Ien oltre 0,60			135	181	37	58
Carbone ¹⁸ : Ien oltre 0,51		138	145		37	-
g) Impianti idroelettrici potenziati			160	212	37	58

¹⁸ Solo prezzo unico (ex decreto MICA 4.8.1994)

4.5.4.2 Effetti derivanti dal provvedimento CIP N. 6/92¹⁹

Il provvedimento CIP n. 6/92 ha in generale determinato condizioni favorevoli allo sviluppo della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate. Di seguito si illustra la situazione degli impianti in regime CIP n. 6/92 (successivamente all'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997) in relazione ai diversi soggetti.

4.5.4.2.1 I produttori terzi

I produttori terzi aventi oggi contratti di cessione di energia elettrica all'Enel (vedi tabella 4.5.10) possono essere sinteticamente raggruppati in due categorie costituite da *accordi-quadro e iniziative prescelte*.

1. Gli *accordi-quadro* per cessione destinata di potenza sono stati stipulati dall'Enel con le società Edison, Ilva, Sondel e Fiat (Serene) prima del 31 gennaio 1991, quando, a seguito dell'interruzione del programma nucleare e delle difficoltà relative alla localizzazione dei siti di nuove centrali dell'Enel, le previsioni portavano a delineare nel medio termine un probabile deficit di potenza. Per gli impianti realizzati nell'ambito di tali accordi, che assommano a circa 2.500 MW di potenza, non è stata seguita la procedura della *graduatoria di priorità* prevista dal decreto del Ministro dell'industria 25 settembre 1992. Tuttavia, agli impianti inclusi negli accordi-quadro vengono corrisposti i prezzi di cessione previsti dal provvedimento CIP n. 6/92, ai sensi dell'art. 2 del sopraddetto decreto ministeriale, ossia a condizione che siano state stipulate convenzioni integrative agli accordi a suo tempo già sottoscritti.

Tabella 4.5.10:

Stato delle realizzazioni dei produttori terzi (stime al 30-6-1998) (*)

Categorie	Impianti ammessi		ultimati 30.6.98		rinunciati	
	MW	N°	MW	N°	MW	N°
Accordi-quadro	2518	25	2067	20	-	-
Iniziativa prescelte , nelle 6 graduatorie	5692	385	1213	104	296	64
di cui <i>Assimilate</i>	1256	23	402	8	66	10
<i>Residui gass. processo</i>	1797	15	175	9	25	1
<i>Idroelettrico</i>	711	120	392	40	53	16
<i>Eolico</i>	703	81	94	12	22	9
<i>Biomasse</i>	444	50	24	4	49	10
<i>Biogas</i>	89	33	83	22	3	2
<i>Rifiuti (**)</i>	692	63	43	9	78	16
TOTALE	8.210	410	3.280	124	296	64

(*) Sono esclusi 423 impianti con potenza < 1 MW pari a 188 MW, per la maggior parte idroelettrici.

(**) Secondo la nomenclatura utilizzata nel documento 'Situazione delle iniziative del settore elettrico' insieme di: RSU (Rifiuti Solidi Urbani), RSI (Rifiuti Solidi Industriali), RDF (Refused Derived Fuel), RIF (Rifiuto diverso da RSU).

Fonte: elaborazioni sulla Situazione delle iniziative del settore elettrico al 30 giugno 1998 trasmessa dall'Enel al Ministero dell'industria per la verifica semestrale.

¹⁹ Autorità per l'energia elettrica e il gas, Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione di energia elettrica all'Enel spa, 4 febbraio 1999.

2. Le *iniziative prescelte* riguardano gli impianti (sia nuovi che esistenti ma oggetto di potenziamento) ammessi alla cessione dedicata all'Enel nell'ambito delle (sei) graduatorie formate ai sensi del decreto ministeriale 25 settembre 1992 ed assommano a circa 5.900 MW di potenza. Complessivamente, quindi, i produttori terzi sia per mezzo degli accordi-quadro sia per mezzo delle *iniziative prescelte* all'interno delle sei graduatorie hanno in corso programmi per quasi 8.400 MW (circa 830 impianti, di cui più della metà con potenza inferiore ad 1 MW). Dalla tabella si evince che circa il 67% della potenza dei terzi è rappresentata da impianti assimilati e da impianti utilizzanti residui (gassificazione del tar) o combustibili di processo ed il restante 33% da impianti alimentati con fonti rinnovabili propriamente dette. Si può stimare che al 30 giugno 1998 la potenza dei produttori terzi in esercizio (3.280 MW) fosse pari al 40% di quella complessivamente ammessa e che, all'interno della categoria degli impianti ultimati, solo 636 MW di potenza provenissero dalle fonti rinnovabili (87 impianti realizzati su 347 ammessi).

Va ricordato che nelle tre graduatorie successive alla sesta (per le quali, tuttavia, l'Enel non ha mai proceduto alla verifica per dichiarata sovracapacità prima e per l'entrata in vigore del decreto del Ministro dell'industria 24 gennaio 1997 successivamente) i terzi avevano presentato richieste per ulteriori 11.000 MW. Nel caso in cui tutti gli impianti dei terzi rientranti nelle due categorie di cui sopra venissero conclusi nei tempi previsti, la produzione destinata raggiungerebbe un picco nel 2001, con cessioni di oltre 50 TWh/anno, seguito da un graduale declino in relazione allo scadere delle convenzioni. A regime, la produzione dei terzi proverrebbe in gran parte (circa il 70%) da impianti assimilati, mentre apporti consistenti sono attesi anche dal recupero energetico dei rifiuti e dagli impianti utilizzanti combustibili di processo o recuperi di energia. A prezzi 1997, il costo annuo dell'energia elettrica ceduta dai terzi può essere stimato, nel 2001, in oltre 5.600 miliardi di lire a carico della CCSE (come componente di prezzo per costo evitato di combustibile ed ulteriore componente) ed in quasi 2.000 miliardi come componente di prezzo per costo evitato d'impianto e costo evitato di esercizio. Dell'esborso previsto per il 2001 a carico della CCSE più della metà (3.000 miliardi di lire) è destinato alle fonti assimilate.

4.5.4.3.2 L'ENEL

L'Enel ha avviato un programma che usufruisce dei contributi previsti dal CIP n. 6/92 per l'energia prodotta da nuovi impianti alimentati da fonti rinnovabili. La produzione dell'Enel soggetta a contributo²⁰ proverrebbe per il 45% da impianti geotermici, per il 40% da impianti idroelettrici e per il 15% da impianti idroelettrici a pompaggio e potrebbe raggiungere il valore massimo nel 2002 (se tutti gli impianti supereranno il vaglio degli accertamenti previsti dall'attuale normativa) con una produzione stimabile pari a 10-11 TWh/anno ed una potenza installata di oltre 3.900 MW.

4.5.4.2.3 Le imprese produttrici-distributrici degli enti locali

Le imprese produttrici-distributrici degli enti locali hanno in corso programmi per la realizzazione di nuovi impianti da fonti rinnovabili ed assimilate per la produzione di energia da immettere direttamente nella rete pubblica con una potenza installata di circa 800 MW (di cui oltre 200 MW da fonti assimilate). La produzione dovrebbe raggiungere, nel 2002, valori massimi di circa 2 TWh/anno: la quota maggiore della produzione riguarderebbe l'idroelettrico (oltre il 50%) e le fonti

²⁰ ai sensi del titolo IV, lettera B) del provvedimento CIP n. 6/92 (ed inclusiva anche di impianti realizzati durante la vigenza dei provvedimenti CIP n. 15/89 e n. 34/90 e che con l'entrata in vigore del CIP n. 6/92 sono passati a tale ultimo regime)

assimilate (circa il 40%), mentre i restanti apporti deriverebbero essenzialmente dalla termoutilizzazione dei rifiuti solidi urbani e dall'utilizzo del biogas da discarica. Nel caso dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici l'esborso annuo a prezzi 1997 a carico della CCSE, sulla base delle ipotesi sopra indicate, è stimabile, nel 2002, in circa 1.300 miliardi di lire a favore dell'Enel ed in oltre 200 miliardi di lire a favore delle altre imprese produttrici-distributrici.

Complessivamente i 13.800 MW di potenza che saranno soggetti al regime tariffario previsto dal provvedimento CIP n. 6/92 rappresentano quasi il 20% della potenza totale installata in Italia. Tale quota sarebbe stata pari ad oltre il 35%, se fossero state accolte le ulteriori proposte dei terzi (pari a 11.000 MW) presentate in VII, VIII e IX graduatoria.

4.5.4.3 *Deliberazione dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (N° 81/99 del 8.6.99)*

Un punto chiave che ci sembra utile sottolineare, per comprendere i successivi sviluppi, è che l'aggiornamento biennale, previsto dalla Legge 9/91 non è mai stato adottato né dal CIP né dal Ministero dell'industria, subentrato al CIP in tale competenza. Giova, inoltre, ricordare che, la legge n. 481/95 attribuisce questa competenza all'Autorità per l'energia elettrica e il gas.²¹

Il provvedimento 81/99 riguarda l'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi previsti dal CIP/ 6, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica e dei nuovi elementi che caratterizzano il sistema elettrico (andamento decrescente dei prezzi di offerta degli impianti, progresso tecnico, liberalizzazione e creazione del mercato elettrico, vincoli ambientali), a cui i produttori devono sempre più sottostare. Il provvedimento del CIP 6/92 aveva stabilito una struttura di prezzi di cessione e di contributi, articolata tra componenti di *costo evitato* di produzione per il sistema elettrico nazionale (di impianto; di esercizio, manutenzione e spese generali; di combustibile) ed una componente di *incentivazione* correlata ai *maggiori costi* delle specifiche tecnologie di generazione elettrica rispetto a quelli dell'impianto a gas a ciclo combinato preso a riferimento per determinare il costo evitato di produzione. Questa componente incentivante veniva corrisposta al fine di consentire ai soggetti un recupero accelerato del capitale investito. Lo stesso provvedimento aveva introdotto anche un meccanismo di aggiornamento annuale degli stessi prezzi e contributi, applicato dalla Cassa conguaglio in funzione dell'andamento dell'inflazione, in modo da mantenere stabile il valore del tasso reale di remunerazione.

L'evoluzione tecnologica ha profondamente modificato le condizioni di partenza, dando luogo a:

- una riduzione del costo di investimento dell'impianto a ciclo combinato gas-vapore preso a riferimento nel provvedimento del CIP n. 6/92, il cui valore corrente era stato posto, all'epoca, pari a 1.400.000 Lire/kW e che oggi è attorno a 1.100.000 Lire/kW. Tuttavia, a seguito degli aggiornamenti annuali operati dalla Cassa conguaglio in funzione dell'inflazione, il costo evitato di impianto è lievitato oggi ad oltre 1.800.000 Lire/kW (e come tale viene riconosciuto a tutti i produttori, indipendentemente dalla data di entrata in esercizio dei loro impianti);

²¹L'Autorità ha avviato un procedimento per la formazione del provvedimento di aggiornamento previsto dalla legge n. 9/91 e il 5 febbraio 1999 ha diffuso il documento *Linee guida e proposte ai fini dell'aggiornamento dei prezzi di cessione all'Enel Spa e dei contributi riconosciuti alle imprese produttrici-distributrici per la nuova energia prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate* (di seguito: *Linee guida*). L'analisi del quadro normativo vigente in Italia in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ed assimilate e l'esame dello stato dei programmi realizzativi dei soggetti interessati sono trattati nella Parte I delle *Linee guida*, alla quale si rimanda per eventuali approfondimenti.

- un aumento del rendimento termodinamico degli impianti a ciclo combinato di più recente realizzazione, pari ad oltre il 52%, e che ha superato considerevolmente quello dell'impianto preso a riferimento dal CIP nel 1992, stimato attorno al 45,9%, mentre all'utenza non vengono trasferiti i benefici conseguenti alla riduzione dei consumi specifici di gas naturale;
- al raggiungimento di un maggior livello di competitività dell'energia prodotta dagli impianti utilizzando fonti rinnovabili ed assimilate, le cui tecnologie di conversione energetica hanno conseguito, in alcuni casi (eolico ad esempio) un livello di maturità e di diffusione tale da renderle ormai prossime alla competitività con costi del kWh prodotto confrontabili con i costi di quello ottenuto da fonte convenzionale.

Oggi si riscontra che in assenza del meccanismo di aggiornamento biennale vengono riconosciuti, a favore degli impianti entrati in esercizio dopo l'1 gennaio 1997 (data successivamente alla quale sono da ritenersi non più congrui i costi evitati definiti dal CIP nel 1992) corrispettivi tanto maggiori quanto più risulta distante la data di entrata in esercizio rispetto all'anno 1992, dal momento che nella disciplina previgente al decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, di attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, non erano previsti termini per l'esercizio delle attività incentivate. E' evidente che questo contrasta con l'obiettivo di politica energetica nazionale, perseguito attraverso la legge n. 9/91, di incentivare l'entrata in esercizio degli impianti al fine di favorire lo sviluppo di una produzione nazionale da fonti rinnovabili ed assimilate dopo la rinuncia al nucleare. La normativa pertanto, non prevedendo la decadenza dei diritti in caso di ritardata realizzazione degli impianti, poteva favorire comportamenti speculativi da parte degli operatori interessati, premiando, di fatto, la loro inerzia nelle realizzazioni. Il decreto legislativo n. 79/99 ha colmato tale vuoto normativo imponendo, all'articolo 15, comma 1, la rinuncia delle incentivazioni ai soggetti che non rispetteranno la data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nelle convenzioni stipulate con l'Enel. E' possibile, infatti, dimostrare che, in assenza degli aggiornamenti biennali, quanto più l'innovazione tecnologica riduce sia il costo di investimento sia il consumo specifico di combustibile e quanto più è lontana dal 1992 la data in cui l'impianto è entrato in esercizio, tanto più crescono il valore attuale netto dei flussi di cassa attesi, l'indice di profittabilità, il tasso di rendimento del progetto, mentre si riduce il numero di anni necessari a recuperare il capitale investito. In altre parole, si verifica che in assenza dell'aggiornamento biennale, ma grazie agli effetti dell'aggiornamento annuale in funzione dell'inflazione, i prezzi di cessione possono determinare redditività superiori a quella standard del 7% stabilita dal CIP nel 1992 (raggiungendo in alcuni casi anche valori doppi). Inoltre, tali maggiori redditività possono determinare anche discriminazioni tra gli stessi produttori, a svantaggio di coloro che sono stati celeri nel realizzare i progetti d'investimento. Oltre al fatto che occorre evitare che un aggiornamento determinato dalla sola indicizzazione all'inflazione imponga ai consumatori oneri non necessari ai fini dell'incentivazione. Diventa dunque obbligatorio per l'Autorità, mantenendo nella sua struttura il provvedimento del CIP del 1992, aggiornare il sistema dei prezzi e dei contributi da esso previsto. In effetti, la legge 9 gennaio 1991, n. 9, che dà origine allo stesso provvedimento del CIP del 1992, prevedeva che i prezzi di cessione ed i contributi venissero aggiornati, con cadenza almeno biennale, tenendo conto dell'evoluzione tecnologica. Questi provvedimenti di aggiornamento avrebbero dovuto ridefinire i prezzi in base al criterio dei costi evitati. La successione di tali aggiornamenti avrebbe avuto anche l'effetto di prevenire incrementi (ingiustificati) del tasso reale di remunerazione del 7% in ragione dell'innovazione tecnologica nel settore della generazione elettrica, nel caso di una consistente riduzione nei costi di investimento degli impianti da fonti convenzionali e di un sensibile miglioramento nei rendimenti termodinamici degli stessi. In realtà nulla è accaduto fino ad oggi.

L'Autorità, partendo dal valore di mercato rilevato per l'impianto di riferimento nel biennio 1999-2000, ha definito una successione di costi evitati nel tempo, tra loro indipendenti, determinando scaglioni di prezzi e contributi per i bienni 1995-1996 e 1997-1998 ed applicabili ad impianti con entrata in esercizio, rispettivamente, nei bienni 1997-1998 e 1999-2000. Il provvedimento, pertanto,

si estenderà solo agli impianti che sono entrati in esercizio a partire dall'1.1.1997, i quali rappresentano circa il 60% di tutta la potenza soggetta ad incentivazione (e pari complessivamente a circa 13.000 MW). Il provvedimento di aggiornamento — la cui entrata in vigore è stabilita a partire dall'1 gennaio 2000 - riguarderà soltanto, da un lato, gli impianti dei produttori - distributori (segnatamente l'Enel ed alcune imprese elettriche degli enti locali) la cui nuova energia ottenuta da fonti rinnovabili ed assimilate è oggi soggetta ai contributi previsti dal provvedimento del CIP n. 6/92 e, dall'altro, gli impianti per la produzione di energia elettrica mediante combustione del CDR che verranno realizzati in alcune regioni italiane, quali Campania, Puglia, Calabria e Sicilia, al fine di fronteggiare l'emergenza-rifiuti. Il provvedimento dell'Autorità tiene conto degli elementi acquisiti a seguito dell'invio di numerose memorie scritte da parte di associazioni di imprese, associazioni ambientaliste e di consumatori e di imprese elettriche direttamente interessate dagli effetti dell'aggiornamento dei prezzi di cessione e dei contributi. Il provvedimento, pertanto, non si applica alle cosiddette *iniziative prescelte* (inserite nelle prime sei graduatorie formatesi fino al 30 giugno 1995 secondo la procedura prevista dal decreto del Ministro dell'industria 25.09.1992 ed ammesse alla cessione destinata di energia all'Enel) ed alle convenzioni quadro (accordi stipulati tra Edison, Sondel e Fiat con l'Enel prima dell'entrata in vigore della legge n. 9 gennaio 1991, n. 9), entrambe tutelate dalla legge 14 novembre 1995, n. 481. Per questi casi, anche al fine di dissipare elementi di ambiguità relativi all'interpretazione delle fonti normative, l'Autorità ha deciso un supplemento di indagine il cui esito sarà subordinato ad un parere richiesto al Consiglio di Stato.

4.5.4.4 Il Libro bianco italiano sulle fonti energetiche rinnovabili

In adempimento a una specifica disposizione del CIPE²² di approvazione delle Linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra, il Ministro dell'industria, d'intesa con i Ministri dell'ambiente, per le politiche agricole, dei lavori pubblici, delle finanze e della ricerca scientifica e tecnologica, sentita la Conferenza unificata, sottopongono all'approvazione del Cipe il *Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili*, predisposto sulla base del Libro Verde elaborato dall'ENEA nell'ambito del processo organizzativo della Conferenza nazionale energia e ambiente del novembre 1998. Il Libro Bianco individua, per ciascuna fonte rinnovabile, gli obiettivi da conseguire per ottenere le riduzioni di emissioni di gas serra che la delibera CIPE attribuisce alle fonti rinnovabili, indicando altresì le strategie e gli strumenti necessari allo scopo.

La redazione di questo documento, inoltre, dà corso e attuazione, a livello nazionale, al Libro Bianco comunitario sulle rinnovabili²³ nel quale si sostiene che *il ruolo degli Stati membri nell'attuazione del piano d'azione è cruciale. Essi devono decidere i loro obiettivi specifici nell'ambito del quadro più generale ed elaborare le proprie strategie nazionali per conseguirli.* Alla predisposizione del documento hanno contribuito esperti dell'ENEA e dei Ministeri. Nel processo di elaborazione, condotto nell'ambito della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente, è stato adottato come criterio guida il confronto con tutti gli attori istituzionali, sociali e imprenditoriali, nonché con l'Unione Europea. Le tabelle 4.5.11-12 forniscono una sintesi della situazione al 1997 e riportano le previsioni al 2002, 2006 e 2008-2012, coerenti con gli obiettivi di riduzione dei gas serra previsti dalla delibera Cipe.

²² Deliberazione Cipe n. 137/98 del 19 novembre 1998

²³ Com(97) 599 def. del 26-11-1997: "Energia per il futuro: le fonti energetiche rinnovabili - Libro Bianco per una strategia e un piano d'azione della Comunità"

Tabella 4.5.11:**Produzione di energia elettrica da Fonti Energetiche Rinnovabili al 1997 e previsioni di sviluppo al 2008-2012 ²⁴**

Tecnologia	1997		2002			2006			2008-2012		
	MWe ²⁵	Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep	MWe	Mtep	Δ Mtep
Idro > 10 MW	13942	7,365	14300	7,550	0,186	14500	7,656	0,292	15000	7,920	0,556
Idro ≤ 10 MW	2187	1,787	2400	1,954	0,166	2600	2,116	0,329	3000	2,442	0,655
Geotermia	559	0,859	650	1,051	0,192	700	1,132	0,273	800	1,294	0,435
Eolico	119	0,026	700	0,308	0,282	1400	0,616	0,590	2500	1,100	1,074
Fotovoltaico ²⁶	16	0,003	25	0,006	0,003	100	0,024	0,021	300	0,073	0,069
Biomasse & Biogas ²⁷	192	0,125	380	0,502	0,377	800	1,056	0,931	2300	3,036	2,911
Rifiuti	89	0,055	350	0,385	0,330	500	0,550	0,495	800	0,880	0,825
Totale	17104	10,221	18805	11,756	1,535	20600	13,151	2,930	24700	16,744	6,524

²⁴ In questa tabella, l'energia elettrica è convertita in Mtep usando il principio di sostituzione, con l'equivalenza 2200 Mcal/MWh.

Tranne che per il 1997, per il quale i valori sono a consuntivo, è stata assunta la seguente dati di produzione annua media: idroelettrico > 10 MW: 2400 kWh/kW; idroelettrico ≤ 10 MW: 3700 kWh/kW; geotermia: 7350 kWh/kW; eolico: 2000 kWh/kW; fotovoltaico 1100 kWh/kW; biomasse e biogas: 6000 kWh/kW; rifiuti: 5000 kWh/kW. Tali dati sono riferiti all'anno tipo Enel (idroelettrico, geotermia), o desunti dalla letteratura (biomasse e rifiuti, eolico e fotovoltaico). Per queste ultime fonti, i valori di producibilità annua relativi al 1997 sono più bassi di quelli sopra elencati, in quanto si tratta, per lo più, di impianti in avviamento.

²⁵ Potenza efficiente lorda, anche per i valori relativi agli anni successivi. Per il 1997, i dati indicati sono di fonte Enel, ad esclusione del fotovoltaico (fonte Eurostat).

²⁶ Il valore al 2006 tiene conto dei programmi in avvio; il valore al 2008-2012 è calcolato sulla base di una crescita media del mercato, nell'intero periodo, analoga a quella registrata negli ultimi anni e pari a circa il 25 % l'anno. In caso di ampio successo dei programmi di sviluppo tecnologico, è prevedibile una più marcata diffusione.

²⁷ Include impianti di produzione di elettricità e cogenerazione che usano legno e residui legnosi, impianti di produzione di elettricità da biogas di discariche, fanghi e deiezioni animali.

Tabella 4.5.12:**Produzione di energia termica da Fonti Energetiche Rinnovabili al 1997 e previsioni di sviluppo al 2008-2012** ²⁸

Tecnologia	1997	2002		2006		2008-2012	
	Mtep ²⁹	Mtep	Δ Mtep	Mtep	Δ Mtep	Mtep	Δ Mtep
Biocombustibili ³⁰	0,060	0,280	0,220	0,544	0,484	0,940	0,880
Solare termico ³¹	0,008	0,056	0,048	0,111	0,103	0,222	0,214
Geotermia ³²	0,213	0,250	0,037	0,300	0,087	0,400	0,187
Biomasse & Biogas ³³	1,070	1,400	0,330	1,600	0,530	1,750	0,680
Rifiuti	0,096	0,120	0,024	0,160	0,064	0,200	0,104
Totale	1,447	2,106	0,659	2,715	1,268	3,512	2,065

²⁸ I dati in Mtep fanno riferimento al corrispondente consumo medio evitato di combustibile fossile (principio della sostituzione), con le precisazioni indicate nelle note successive.

²⁹ Elaborazione su dati Eurostat

³⁰ Si è utilizzato il potere calorifico inferiore medio pesato di biodiesel e ETBE, sulla base dei valori di produzione previsti.

³¹ I valori in Mtep sono ottenuti considerando i valori complessivi di superficie installata indicata nel testo, con una insolazione media di 1500 kWh/m² ed un rendimento medio di sistema pari al 50%. La capacità di sostituzione è calcolata considerando un'efficienza energetica dei dispositivi a fonte fossile sostituiti del 90%.

³² Include anche calore per balneologia e balneoterapia. Il contributo è dato dalla differenza tra l'entalpia del fluido a bocca di pozzo e l'entalpia del fluido di scarico.

³³ Include la legna da ardere dei circuiti commerciali, legna e residui per impianti di teleriscaldamento, la frazione di legna e residui efficace per la produzione di calore in impianti di cogenerazione. Data la sostanziale differenza di efficienza dei vari dispositivi di utilizzo (10-15% dei camini domestici, fino all'80-85% degli impianti industriali) il dato è ottenuto considerando una capacità media di sostituzione rispetto agli impianti alimentati a combustibili fossili pari al 50%.

4.5.4.5 *Le rinnovabili nel mercato liberalizzato: i certificati verdi*

4.5.4.5.1 Il decreto Bersani

Il decreto legislativo 79/99 (*decreto Bersani*) di riassetto del settore elettrico, introduce l'obbligo, a carico dei grandi produttori e importatori di elettricità, di produrre o acquisire una prefissata quota di energia elettrica da impianti a fonti rinnovabili nuovi o da ripotenziamenti, recando inoltre, altre disposizioni che favoriscono la diffusione delle rinnovabili, quali la precedenza nel dispacciamento. L'incentivazione indiretta attuata soprattutto tramite l'obbligo di produzione di quote minime di energia da fonti rinnovabili costituisce un principio che potrebbe essere assunto a livello generale, prevedendone la progressiva introduzione anche nei settori del calore e dei biocombustibili³⁴, in relazione alla costruzione delle condizioni di fattibilità tecnica ed economica. L'applicazione di tale principio è perfettamente coerente con le esigenze di liberalizzazione del mercato energetico: esso, infatti, consente di creare un mercato delle fonti rinnovabili, necessariamente protetto: tuttavia, all'interno di tale mercato protetto, si avvia un processo di libera competizione, che non potrà che giovare all'evoluzione della tecnologia e alla riduzione dei costi.

4.5.4.5.2 Il Decreto ministeriale 11 novembre 1999

Il decreto ministeriale 11 novembre 1999, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale del 14.12.1999, e attuativo del comma 5 dell'articolo 11 del *Decreto Bersani*, disciplina l'obbligo di immettere nel sistema elettrico nazionale un determinato quantitativo di energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili (*decreto 2%*). Il decreto, messo a punto dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e dal Ministro dell'ambiente, si inserisce nel quadro di liberalizzazione del settore elettrico, avviata col decreto Bersani, confermando gli attuali orientamenti del Governo in materia di politica energetica e ambientale orientata allo sviluppo delle FER in piena sintonia quindi con gli impegni internazionali assunti nel vertice di Kyoto e gli indirizzi contenuti nel Libro Bianco.

A decorrere dal 2002 tutti i produttori e gli importatori di elettricità dovranno immettere in rete un quantitativo di elettricità da FER pari al due per cento dell'energia prodotta (o importata) nell'anno precedente da fonti convenzionali. La cogenerazione, in virtù dei benefici ambientali che comporta, non rientra in tale obbligo. Si può soddisfare all'obbligo anche acquistando, l'energia necessaria alla copertura della suddetta quota (o i relativi diritti) da altri produttori o dal Gestore della rete di trasmissione nazionale che, ritirando in luogo dell'ENEL l'energia da FER degli impianti incentivati ai sensi del provvedimento CIP 6/92, ne gode anche dei diritti associati.

Il decreto, nel disciplinare l'obbligo, assicura un'adeguata remunerazione degli investimenti ai produttori che dovranno realizzare gli impianti alimentati da FER posto che, tali fonti, non sono ancora competitive rispetto alle tradizionali tecnologie di generazione dell'energia. Il meccanismo di remunerazione si concretizza nel libero commercio di appositi *certificati verdi*, emessi da parte del Gestore della rete di trasmissione nazionale, a favore dei produttori da FER che ne hanno fatto richiesta. Tali produttori potranno quindi vendere i certificati verdi ad un prezzo, determinato da regole di mercato, ai soggetti in capo ai quali grava l'obbligo di acquisto.

³⁴ A riguardo dei biocombustibili, peraltro, lo stesso punto 5.1 della delibera Cipe 137/98 introduce disposizioni che sono riconducibili al criterio della quota minima e della incentivazione indiretta

Gli impianti che hanno diritto alla certificazione verde sono solo quelli da FER (sole, vento, risorse idriche e geotermiche, maree, moto ondoso, rifiuti organici e inorganici e biomasse) entrati in esercizio in data successiva al 1 aprile 1999. Il decreto prevede inoltre che si possano rilasciare i certificati verdi anche per l'energia prodotta a seguito di modifiche (potenziamenti, rifacimenti e riattivazioni) su impianti pre-esistenti purché i benefici energetici e ambientali conseguiti siano adeguati. Certificati verdi possono essere emessi a favore di un determinato impianto per un periodo massimo di otto anni, introducendo, di fatto, un stimolo al rinnovo del parco impianti da FER. Al Gestore della rete di trasmissione nazionale, società neutrale in quanto non ha interessi nell'attività di produzione e di distribuzione dell'energia, è affidato il compito di emettere i certificati verdi nei confronti dei produttori da FER e di funzionare da polmone, potendo emettere, a sua volta, propri certificati verdi con lo scopo di compensare le inevitabili fluttuazioni produttive annuali che caratterizzano gli impianti da FER. Per i soggetti inadempienti sono previste opportune misure quali diffide da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e limitazioni alla partecipazione del pool (o borsa dell'elettricità) che caratterizzerà l'evoluzione del mercato dell'energia elettrica.

I certificati verdi non sono specifici per tipo di tecnologia rinnovabile utilizzata. In questo senso, le tecnologie che hanno ancora da percorrere la loro curva di apprendimento per diventare più competitive non riceveranno *premi* rispetto alle tecnologie più mature. Incentivi in conto capitale a nuovi impianti potranno essere previsti, invece, in gare gestite direttamente a livello regionale, a valere su fondi strutturali, come indicato nel DL 79/99. L'energia, a cui sono associati i certificati verdi, può essere utilizzata, disgiuntamente dagli stessi, come autoconsumo, cessione alla rete come eccedenza, cessione al mercato (tramite la *Borsa dell'energia* o con contratto bilaterale).

4.6 L'energia elettrica

4.6.1 Il quadro internazionale

4.6.1.1 Domanda e offerta di energia elettrica

La produzione lorda di energia elettrica nel Mondo ha superato i 13.900 TWh nel 1997 (+1,4% rispetto al 1996) con un contributo dei soli Paesi dell'OCSE³⁵ pari al 63,8% mentre EST EUROPA³⁶ e RESTO DEL MONDO³⁷ hanno rispettivamente inciso per il 10,3% e 25,9%. Sostanzialmente l'OCSE prosegue la sua lenta ma costante crescita registrando un +1,2%, l'EST EUROPA registra un decremento dello 0,2% (continuando, pur con qualche segnale di stabilizzazione, la serie negativa iniziata nel 1990 in seguito alle trasformazioni avvenute in quelle economie), mentre il RESTO DEL MONDO, con un +3,6%, conferma infine il significativo trend di crescita iniziato negli anni '70.

Scendendo nel dettaglio di qualche significativo Paese extra-OCSE, va notato un modesto calo di produzione (-0,2%) nell'ex URSS, a cui va attribuito l'86% della produzione totale dell'EST EUROPA, mentre la Cina, che incide per oltre il 30% sulla produzione del RESTO DEL MONDO, ha fatto registrare un incremento dell'1% rispetto all'anno precedente. E' interessante notare che, nel 1997, la produzione di energia elettrica in Cina è risultata essere l'8% rispetto alla produzione mondiale; solo nel 1990 la Cina produceva appena il 5% di quanto prodotto nel mondo e nel 1985 poco più del 4%.

L'area OCSE, dal canto suo, ha fatto registrare nel 1997 una crescita della domanda elettrica dell'1,2%, inferiore alla media di breve periodo (+2,3%/anno tra il 1990 e il 1997). Dinamiche di crescita differenziate si possono comunque evidenziare tra l'Unione Europea, con +1,5%/anno tra il '90 ed il '97, e gli USA e il Giappone, che, nello stesso periodo, hanno visto crescere la loro domanda di energia elettrica del 2,3% del 2,7% all'anno rispettivamente (vedi Tabella 4.6.1).

Tabella 4.6.1

Incremento medio annuo dell'energia elettrica richiesta e del prodotto interno lordo(%)

<i>Periodo</i>	<i>OCSE</i>		<i>USA</i>		<i>GIAPPONE</i>		<i>UE 15</i>	
	<i>En. El.</i>	<i>PIL</i>	<i>En. El.</i>	<i>PIL</i>	<i>En. El.</i>	<i>PIL</i>	<i>En. El.</i>	<i>PIL</i>
1973/1980	3,2	2,6	2,7	2,1	2,8	3,4	3,3	2,3
1980/1983	1,2	1,3	0,3	1,0	2,0	2,8	1,3	0,9
1983/1990	3,5	3,4	3,2	3,3	4,7	4,5	3,1	3,0
1990/1996	2,5	2,0	2,5	2,2	2,7	1,9	1,7	1,4
1996/1997	1,2	3,2	0,8	3,8	2,3	0,9	0,2	2,6
1990/1997	2,3	2,2	2,3	2,4	2,7	1,7	1,5	1,6

Fonte: Elaborazioni ENEL su dati OCSE

³⁵ Australia, Canada, Repubblica Ceca, Korea del Sud, Giappone, Islanda, Messico, Norvegia, Nuova Zelanda, Polonia, Svizzera, Turchia, Ungheria, UE, USA.

³⁶ Repubbliche dell'ex URSS, Albania, Bulgaria, Repubblica Slovacca, Romania, ex Jugoslavia.

³⁷ Comprende la Cina.

4.6.1.2 *Potenza efficiente e produzione*

Al 31 dicembre 1997 la potenza efficiente netta del parco mondiale di generazione elettrica raggiungeva circa i 3.200 GW (+1,6% rispetto all'anno precedente), di cui il 65% basata su combustibili fossili o di recupero, il 24% su fonti rinnovabili (idro + geo) e l'11% sul nucleare (vedi Tabella 4.6.3).

Tabella 4.6.2
Dipendenza del settore elettrico (%)

	<i>dall'estero</i>			<i>dagli idrocarburi</i>		
	<i>1980</i>	<i>1990</i>	<i>1997</i>	<i>1980</i>	<i>1990</i>	<i>1997</i>
OCSE	21,9	16,4	16,0	28,4	19,3	20,3
USA	15,7	6,8	10,2	26,5	16,0	15,8
GIAPPONE	65,6	61,9	56,4	60,0	49,1	39,8
CANADA	-	-	-	6,2	5,5	6,1
UE 15	28,5	17,8	29,0	27,9	15,8	21,1
ITALIA	70,3	82,4	80,3	62,2	65,4	69,2
FRANCIA	31,6	-	-	21,5	2,8	2,4
GERMANIA	21,0	9,4	12,7	19,8	9,3	10,1
REGNO UNITO	0,7	4,7	4,6	12,4	11,8	33,3
OLANDA	51,9	49,1	42,0	78,2	55,3	63,9

Fonte: Elaborazioni ENEL su dati OCSE

Tabella 4.6.3
Potenza elettrica efficiente netta nel mondo al 31.12.1997

	<i>Mondo</i>	<i>OCSE</i>	<i>USA</i>	<i>Giappone</i>	<i>UE 15</i>
Idro e geo					
GW	761,8	420,0	104,4	45,0	61,7
(%)	(23,9)	(21,5)	(13,2)	(18,6)	(15,8)
Termoelettrica					
GW	2075,4	1233,8	587,5	152,2	229,6
(%)	(65,0)	(63,1)	(74,2)	(62,7)	(58,9)
Nucleare					
GW	352,9	300,8	99,7	45,3	98,6
(%)	(11,1)	(15,4)	(12,6)	(18,7)	(25,3)
Totale					
GW	3190,1	1954,6	791,6	242,5	389,8
(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)

Fonte: Elaborazioni ENEL su dati ENERDATA; OECD; Electricity Information.

Tabella 4.6.4
Produzione lorda di energia elettrica nel mondo nel 1997

	<i>Mondo</i>	<i>OCSE</i>	<i>USA</i>	<i>Giappone</i>	<i>UE 15</i>
Idro e geo					
TWh	2860,0	1574,0	441,6	126,2	364,1
(%)	(20,6)	(17,7)	(11,9)	(12,1)	(15,1)
Termoelettrica					
TWh	8660,6	5264,3	2591,0	594,9	1182,8
(%)	(62,2)	(59,1)	(70,1)	(57,2)	(49,2)
Nucleare					
TWh	2393,1	2067,3	666,4	319,1	858,0
(%)	(17,2)	(23,2)	(18,0)	(30,7)	(35,7)
Totale					
TWh	13913,7	8905,5	3698,9	1040,1	2404,8
(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)

Fonte: OECD - Energy Statistics e Energy Balances, letteratura specializzata

Sempre con riferimento all'anno 1997, nel mondo il 62% dell'energia elettrica è stata prodotta con combustibili fossili, il 21% con energia idrica e geotermica ed il 17% con energia nucleare (vedi Tabella 4.6.4). Queste percentuali, con riferimento alla sola area OCSE, sono state rispettivamente del 59%, del 18% e del 23%, con un impiego di combustibili fossili per un equivalente di 1.200 Mtep (vedi Tabella 4.6.5).

Tabella 4.6.5
Input primario della produzione termoelettrica nell'area OCSE

	<i>1990</i>		<i>1996</i>		<i>1997</i>	
	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>
Combustibili solidi	724,3	(69,6)	802,8	(68,1)	813,7	(67,7)
Prodotti petroliferi	146,8	(14,1)	133,7	(11,4)	131,6	(11,0)
Gas naturale	170,0	(16,3)	241,3	(20,5)	255,1	(21,3)
Totale	1041,0	(100,0)	1177,8	(100,0)	1200,4	(100,0)

Fonte: OECD - Energy Statistics e Energy Balances, letteratura specializzata

Il ruolo del gas, nel processo di diversificazione dei combustibili fossili per la generazione elettrica, ha manifestato la sua potenzialità con incrementi rilevanti, e destinati ad accentuarsi in futuro, sia nell'area OCSE sia nell'UE15. La diffusione dei cicli combinati ad elevata efficienza e basso costo d'investimento, nonché esigenze di politica ambientale sono stati i principali elementi trainanti di questa crescita (vedi Tabella 4.6.6).

Tabella 4.6.6
Input primario della produzione termoelettrica nell'area UE 15

	<i>1990</i>		<i>1996</i>		<i>1997</i>	
	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>	<i>Mtep</i>	<i>(%)</i>
Combustibili solidi	196,1	(72,2)	172,9	(63,5)	165,2	(61,4)
Prodotti petroliferi	42,7	(15,7)	42,5	(15,6)	38,7	(14,4)
Gas naturale	32,7	(12,0)	56,9	(20,9)	65,2	(24,2)
Totale	271,5	(99,9)	272,2	(100,0)	269,0	(100,0)

Fonte: OECD - Energy Statistics e Energy Balances, letteratura specializzata

4.6.1.3 Interconnessioni e scambi internazionali di energia elettrica

Volumi significativi negli scambi di energia elettrica hanno da sempre caratterizzato la gestione dei sistemi elettrici integrati in Europa Centro-Occidentale³⁸. Le ragioni di questi scambi vanno ricercate, oltre che in motivazioni puramente commerciali, anche nell'esigenza di assicurare la stabilità dei sistemi elettrici e la qualità del servizio fornito. La Fig. 7.1 mostra, nel dettaglio, l'attività di scambio all'interno dell'UCPTE e con le aree interconnesse confinanti. Nel 1998, in questa area, sono stati scambiati 146,4 TWh, con un aumento dell'1,1% rispetto al 1997. Nel periodo 1991-1998 questi scambi sono aumentati del 3,0% all'anno e attualmente sono l'8,3% della produzione di energia elettrica nell'area.

Tabella 4.6.7
Gli scambi di energia elettrica nell'area dell'UCPTE

	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Scambi di energia elettrica (TWh)	103,8	115,8	116	117,6	124,5	129,6	137,3	145	144,8	146,4
Produzione di energia elettrica (TWh)	1510,4	1544,9	1526,3	1533,9	1533,1	1557,8	1662,7	1709,2	1725,5	1769,9
Scambi di energia elettrica (%)	6,9	7,5	7,6	7,7	8,1	8,3	8,3	8,5	8,4	8,3
Somma delle capacità di trasporto delle linee di interconnessione internazionale (GVA)	60,4	64,2	63,8	64,6	65,6	65,9				

Fonte: UCPTE

I dati analitici dell'interscambio (vedi Tabella 4.6.8) evidenziano il perdurare del ruolo di grande esportatore netto della Francia con 56,6 TWh; il 37% del totale delle esportazioni di energia elettrica nell'intera area UCPTE devono essere attribuite a questo paese. L'Italia, viceversa, rimane il maggior importatore netto con 41,3 TWh. Nel 1998, l'area UCPTE nel suo complesso ha fatto registrare un saldo netto in importazione di poco più di 1 TWh.

Tabella 4.6.8
Scambi di energia elettrica fra i Paesi della rete interconnessa UCPTE e con i Paesi terzi nel 1998(GWh)

Paesi esportatori	Paesi importatori															Paesi terzi (1)	Esporti Totale		
	B	D	E	F	GR	OI	SLO	FRY	FYROM	HR	BiH	L	NL	A	P			CH	
Belgio	-	-	-	1.445	-	-	-	-	-	-	-	1.871	3.124	-	-	-	-	-	6.440
Germania	-	-	-	404	-	-	-	-	-	-	-	4.450	13.621	5.972	-	10.314	-	3.658	38.419
Spagna	-	-	-	757	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.889	-	-	701	5.347
Francia	4.475	12.698	5.187	-	-	16.586	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.172	-	12.598	60.716
Grecia	-	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-	-	-	866	889
Italia	-	-	-	453	-	-	754	-	-	-	-	-	-	0	-	10	-	-	1.217
Slovenia	-	-	-	-	-	1.622	-	-	-	-	-	-	-	46	-	-	-	-	1.668
Yugoslavia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	63	-	-	-	-	-	-	-	1.135	1.198
Macedonia	-	-	-	-	1.412	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.412
Croatia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Bosnia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
Lussemburgo	0	923	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	923
Olanda	3.216	1.493	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.705
Austria	-	4.047	-	-	-	1.632	2.056	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.055	173	10.963
Portogallo	-	-	3.719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.719
Svizzera	-	5.259	-	1.007	-	21.467	-	-	-	-	-	-	203	-	-	-	-	-	27.936
Paesi terzi (1)	-	12.543	1	32	1.097	-	-	2.093	-	416	-	-	-	4.025	-	-	-	-	20.207

³⁸ UCPTE (Union pour la Coordination de la Production et du Transport de l'Electricité; paesi membri: Belgio, Germania, Francia, Italia, Lussemburgo, Olanda, Austria, Svizzera, Spagna, Portogallo, Grecia, Slovenia, Croazia, Bosnia, Jugoslavia e Macedonia), NORDEL (Paesi membri: Danimarca, Finlandia, Islanda, Norvegia e Svezia), Gran Bretagna.

Importazioni	7.691	36.963	8.907	4.098	2.509	41.307	2.810	2.093	23 479	0	6.321	16.745	10.24	3.889	22.551	19.131	185.763
Totale													6				
Saldo	1.251	-1.456	3.560	-56.618	1.620	40.090	1.142	895	-1.389	479	0	5.398	12.036	-717	170	-5.385	-1.076
Importazioni																	

(1) Paesi terzi: Albania, Bulgaria, Danimarca, Gran Bretagna, Marocco, Ungheria, Polonia, Romania, Repubblica Ceca, Svezia.

Fonte: UCPTE.

L'area di interconnessione coordinata dall'UCPTE è in fase di progressiva espansione verso l'EST. Attualmente sono stati integrati nel sistema sincrono UCPTE i sistemi elettrici di Ungheria, Polonia, Repubblica Ceca e Repubblica Slovacca; altre integrazioni sono previste entro breve.

Tabella 4.6.9

Scambi di energia elettrica fra i Paesi della rete interconnessa NORDEL e i Paesi terzi nel 1998 (GWh)

Paesi esportatori	Paesi importatori				IPaesi terzi (1)	Esportazioni Totale
	Danimarca	Finlandia	Norvegia	Svezia		
Danimarca	-	-	418	2.162	5.186	7.766
Finlandia	-	-	91	839	-	930
Norvegia	1.327	72	-	3.004	-	4.403
Svezia	1.901	5.347	7.379	-	2.276	16.903
Paesi terzi (1)	245	4.818	193	88	-	5.344
Importazioni Totale	3.473	10.237	8.081	6.093	7.462	35.346
Saldo Importazioni	-4.293	9.307	3.678	-10.810	2.118	

(1) Germania e Russia.

Fonte: NORDEL.

Nei Paesi della rete NORDEL, che interconnette la regione del Nord-Europa, sono stati scambiati 22,5 TWh (vedi Tabella 4.6.9) corrispondenti al 5,9% della produzione di energia elettrica nell'area (6,7% nel 1997). Questo livello di scambi, tuttavia, è notevolmente inferiore a quello registrato nei periodi precedenti (era del 9% circa nei primi anni '90). E' da segnalare, nella regione, il ruolo di prevalente importatore della Finlandia e quello di esportatore della Svezia.

4.6.1.4 La domanda finale di energia elettrica per grandi settori

Negli anni che vanno dal 1990 al 1997 si registrano, nei principali paesi dell'area OCSE, tassi medi annui di crescita dei consumi finali di energia elettrica più bassi rispetto a quelli del decennio 1980-1990 e, quasi ovunque, prossimi al 2%/anno. A questa regola fa eccezione la Germania, che nel periodo 1990-1997 ha fatto registrare una crescita dello 0,2%/anno, a causa degli interventi di ristrutturazione industriale conseguenti al processo di riunificazione (vedi Tabella 4.6.10). L'analisi disaggregata per settori conferma il proseguimento del processo di terziarizzazione delle economie più avanzate, con l'evidente diminuzione del peso del settore industriale, a vantaggio del terziario.

Tabella 4.6.10
Consumi finali di energia elettrica in alcuni Paesi dell'OCSE nel 1997

	USA	Giappone	Germania	Francia	Regno Unito	Italia
Industria						
TWh	1082,9	414,7	206,3	127,7	104,7	123,5
(%)	(34,2)	(45,4)	(44,7)	(35,9)	(33,9)	(49,9)
Trasporti						
TWh	3,9	21,7	16,9	10,9	7,8	7,7
(%)	(0,1)	(2,4)	(3,7)	(3,1)	(2,5)	(3,1)
Usi domestici						
TWh	1071,6	243,6	130,8	119,1	104,5	58,5
(%)	(33,9)	(26,7)	(28,3)	(33,5)	(33,8)	(23,6)
Altri usi						
TWh	1006,9	233,0	107,7	97,5	92,3	58,1
(%)	(31,8)	(25,5)	(23,3)	(27,5)	(29,8)	(23,4)
Totale						
TWh	3165,2	913,0	461,6	355,2	309,3	247,8
(%)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)	(100,0)
Tassi medi annui						
1990-1997 (%)	2,7	2,7	0,2	2,3	1,7	2,1
1996-1997 (%)	1,2	2,5	0,7	-0,1	1,2	3,2

Fonte: OECD - Energy Statistics e Energy Balances, letteratura specializzata

4.6.1.5 La cogenerazione di calore ed elettricità

Gli orientamenti di politica energetica, in numerosi Paesi, hanno continuato negli anni '90 a favorire lo sviluppo della cogenerazione industriale. Anche la Commissione Europea, nella sua Comunicazione dell'Ottobre '97 dal titolo *A Community Strategy to Promote Combined Heat and Power (CHP) and to Dismantle Barriers to its Development*, ha riconosciuto un importante ruolo alla produzione combinata di energia elettrica e calore, arrivando ad auspicare il raddoppio della quota di energia elettrica prodotta da impianti di cogenerazione nell'UE entro il 2010.

Con riferimento al periodo 1980-1997, nei Paesi Europei indicati in Tabella 4.6.11 l'aumento della produzione industriale di energia elettrica da cogenerazione sembra dovuto in gran parte ad una maggiore utilizzazione degli impianti esistenti, mentre negli USA la potenza installata si è quintuplicata tra il '79 ed il '95.

Tabella 4.6.11
Sviluppo della cogenerazione nel settore industriale in alcuni Paesi dell'OCSE

	1980	1990	1994	1995	1996	1997
Potenza efficiente netta (MW)						
Finlandia	1010	1200	1990	2030	2168	2415
Italia	4353	4331	5667	5852	6859	7823
Olanda	1526	1950	2157	2369	3118	3150
Svezia	760	756	636	636	776	776
USA	10538 (1)	32823	49020	50594	n.d.	n.d.
Produzione netta (GWh)						
Finlandia	6978	8198	9615	9513	9800	10834
Italia	14700	15100	24700	26900	30000	38300
Olanda	6100	12200	15900	17500	19200	19600
Svezia	4385	3070	4007	4214	4530	4291
USA	n.d.	180799	292881	319939	n.d.	n.d.

(1) il dato si riferisce al 1979.

Fonte: IEA, NORDEL, UNIPED, EEI, ENEL.

Tabella 4.6.12**Cogenerazione di energia elettrica nei sistemi di teleriscaldamento in alcuni Paesi europei (GWh)**

<i>Paese</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>Tasso di incremento (%) 90/95</i>
Austria	2681	3300	6600	6532	9679	261,0
Germania	17040	18698	21483	21319	20716	21,6
Finlandia	7800	8500	8900	10461	11389	46,0
Francia	340	340	430	600	687	102,1
Italia	725	698	1219	1292	1861	156,7
Olanda	11183	12785	16596	15822	17805	59,2
Svezia	1676	3131	3657	4608	4674	178,9
Svizzera	259	190	236	234	296	14,3

Fonte: UNICHAL, NORDEL.

Tabella 4.6.13**Incidenza dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione nei sistemi di teleriscaldamento sulla produzione lorda di energia elettrica di alcuni Paesi europei nel 1995**

<i>Paese</i>	<i>Incidenza (%)</i>
Austria	16,9
Germania	3,9
Finlandia	16,9
Francia	0,1
Italia	0,5
Olanda	22,0
Svezia	3,1
Svizzera	0,5

Fonte: UNICHAL, OCSE

Per quanto riguarda la cogenerazione di energia elettrica associata al teleriscaldamento, nei Paesi per i quali sono disponibili dati omogenei (vedi Tabella 4.6.12), si rileva una crescita significativa nel quinquennio 1990-1995: di 2,6 volte in Austria, di 1,8 volte in Svezia, di 1,6 volte in Italia ed è raddoppiata in Francia; altri paesi, come Germania, Olanda e Finlandia, sembrano invece aver sfruttato le migliori opportunità iniziali attestandosi su crescite più modeste. I contributi forniti al bilancio elettrico nazionale (vedi Tabella 4.6.13) sono di un certo rilievo in Olanda, Austria e Finlandia, non trascurabili in Germania e Svezia, ma restano limitati (meno dell'1%) in Italia, Svizzera e Francia. Anche dall'analisi dello sviluppo della rete di riscaldamento urbano (vedi Tabella 4.6.14) si evidenzia che è l'Austria a mostrare la dinamica di crescita più vivace seguita dall'Italia. Per entrambi i Paesi, tuttavia, i valori assoluti sono ancora molto lontani da quelli della Danimarca, Germania, Svezia e Finlandia. Tra le fonti energetiche utilizzate nei sistemi di teleriscaldamento nel 1995 (vedi Tabella 4.6.15) spiccano le quote di carbone per Danimarca (52,0%), Germania (51,4%) e Finlandia (37,0%), di gas naturale per Olanda (97,0%), Italia (70,5%) ed Austria (47,8%), mentre l'olio combustibile sembra aver perso terreno quasi ovunque. E' da notare l'impiego rilevante di RSU in Svizzera (44,0%), Francia (24,2%), Austria (15,4%) e Danimarca (15,0%) e delle pompe di calore e caldaie elettriche in Svezia (circa il 60%).

Tabella 4.6.14
Sviluppo della rete di riscaldamento urbano in alcuni Paesi europei (km)

<i>Paese</i>	<i>1990</i>	<i>1991</i>	<i>1993</i>	<i>1994</i>	<i>1995</i>	<i>Tasso di incremento (%) 90/95</i>
Austria	1012	1355	1500	1906	2047	102,3
Danimarca	16900	17100	18000	20000	21000	24,3
Germania	12855	13432	14723	15555	16343	27,1
Finlandia	6490	6790	7000	7200	7400	14,0
Francia	2785	3026	2867	2886	2902	4,2
Italia	668	738	809	860	949	42,1
Olanda	1739	1803	2010	1558	2403	38,2
Svezia	7782	8153	8960	9195	9490	21,9
Svizzera	555	585	643	669	698	25,8

Fonte: UNICHAL, NORDEL.

Tabella 4.6.15
Combustibili impiegati nei sistemi di teleriscaldamento di alcuni Paesi europei nel 1995 (quota di calore prodotto in %)

	<i>Carbone</i>	<i>Olio c.</i>	<i>Gas naturale</i>	<i>RSU</i>	<i>Altri</i>	<i>Totale</i>
Austria	3,2	33,3	47,8	15,4	0,3	100,0
Danimarca	52,0	3,0	21,0	15,0	9,0	100,0
Germania	51,4	11,1	30,3	4,1	3,1	100,0
Finlandia	37,0	9,0	26,0	0,0	28,0	100,0
Francia	21,3	23,5	22,0	24,2	9,0	100,0
Italia	12,5	14,2	70,5	1,2	1,6	100,0
Olanda	0,0	2,0	97,0	1,0	0,0	100,0
Svezia	9,0	13,0	7,0	9,0	62,0	100,0
Svizzera	0,0	7,0	34,0	44,0	15,0	100,0

Fonte: UNICHAL

4.6.1.6 I prezzi e le tariffe dell'energia elettrica

Il trend in discesa dei prezzi reali dell'energia elettrica agli utenti finali nell'area OCSE, iniziato dalla punta di massimo verificatasi nel 1983, è proseguito anche negli anni novanta (fatti salvi il 1991 e 1992 che hanno registrato incrementi dello 0,7% 0,6% causati dalla guerra del golfo del 1990) con una diminuzione nel periodo 1990-1998 dell'11,1% (vedi Tabella 4.6.16); nel 1996, 1997 e 1998 la diminuzione è stata rispettivamente del 2,0%, 2,0% e 2,7%. Nel periodo 1990-1998 il prezzo dell'energia in termini generali è diminuito complessivamente dell'8,1% con una inversione di tendenza negli anni 1996 e 1997 (+3,0% all'anno) causata da una ripresa dei prezzi, sempre nel 1996 e 1997, dei derivati petroliferi (+3,8% all'anno), dei combustibili solidi (+5,3% all'anno) e del gas naturale (+5,0% all'anno). È da rilevare come la struttura dei costi dell'energia elettrica ed il mix di fonti primarie utilizzato agiscano da ammortizzatori, attenuando l'impatto delle vicende dei mercati energetici e offrendo agli utenti finali un prezzo di vendita più stabile.

Nella UE15 i livelli tariffari dell'energia elettrica hanno subito sensibili riduzioni, a valori costanti, in quasi tutti i Paesi ma con diverse intensità nelle varie categorie di utilizzatori e classi di fornitura (vedi Tabella 4.6.17).

Tabella 4.6.16
Indici dei prezzi dell'energia per gli utenti finali, nell'area OCSE (1990 = 100) (1)

	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	97/96	98/97
<i>Energia nel complesso</i>									(var. %)	(var. %)
Industria (2)	98,6	96,8	97,3	96,0	91,3	97,9	101,1	96,5	3,3	-4,5
Domestico (3)	99,1	96,7	94,7	93,9	92,3	94,5	94,6	88,1	0,1	-6,9
Due settori (4)	98,9	96,7	95,9	94,8	91,9	96,0	97,5	91,9	1,6	-5,7
Energia elettrica										
Industria (2)	101,1	101,6	101,8	98,8	94,7	93,0	90,7	88,2	-2,5	-2,8
Domestico (3)	100,3	100,9	99,7	98,9	95,9	93,7	92,2	89,7	-1,6	-2,7
Due settori (4)	100,7	101,3	100,9	98,9	95,2	93,3	91,4	88,9	-2,0	-2,7

- (1) L'indice, a base 1990, è calcolato dai prezzi in moneta nazionale e aggregato per gruppi di prodotti, per settori e per Paesi. Per l'aggregazione è impiegato lo schema Paasche con pesi calcolati sulle tonnellate di olio equivalente (OCSE: Basic Energy Statistics).
- (2) Industria: comprende i prezzi del diesel-trazione; l'IVA è esclusa; il deflatore è l'indice dei prezzi all'ingrosso.
- (3) Domestico: comprende i prezzi della benzina; le tasse sono incluse; il deflatore è l'indice dei prezzi al consumo.
- (4) Due settori: media pesata delle due serie separate.

Fonte: OCSE / AIE - Energy prices and taxes - first quarter 1999

Tabella 4.6.17
Prezzi medi dell'energia elettrica, imposte escluse, in alcuni Paesi UE.

Forniture tipo		Italia	Belgio	Francia	Germania (1)	Regno Unito (1)
Potenza impegnata (kW)	Consumo annuo (kWh)					
A. Prezzi medi di alcune forniture tipo, al 1.1.1999 (Lire/kWh) (2)						
Usi domestici						
1,5	600	89	333	254	423	350
3,0	1.700	101	301	214	285	247
6,0	7.500	276	209	178	205	173
100	160.000	170	226	159	233	200
1.000	4.000.000	125	139	113	152	137
10.000	50.000.000	96	94	90	133	129
10.000	70.000.000	80	80	81	115	119
B. Variazioni reali (3) dei prezzi medi di alcune forniture tipo nel periodo 1.1.1990-1.1.1999 (%)						
1,5	600	-40,3	-25,3	-14,2	-20,8	-22,6
3,0	1.700	-43,4	-13,3	-17,1	-21,5	-18,7
6,0	7.500	8,5	-12,9	-14,8	-23,0	-16,0
100	160.000	-8,4	4,5	-8,4	-19,9	-10,0
1.000	4.000.000	-7,9	0,8	-4,5	-23,8	-12,0
10.000	50.000.000	-6,0	-7,3	-3,0	-18,0	-7,5
10.000	70.000.000	3,6	-9,0	-2,9	-14,4	-5,9

- (1) Per Germania e Regno Unito, ove le tariffe sono differenziate territorialmente, sono riportati i valori relativi alle aree più rappresentative.
- (2) I prezzi degli altri Paesi sono convertiti in Lire italiane sulla base delle parità ufficiali del mese di dicembre 1998.
- (3) Deflatore dei prezzi al consumo, per gli usi domestici, dei prezzi alla produzione, per gli usi industriali.

Fonte: ENEL.

Per gli usi domestici (imposte escluse) i prezzi italiani sono ai livelli più bassi in assoluto per le forniture fino a 1.700 kWh/anno che beneficiano dell'agevolazione accordata alle forniture fino a 3 kW effettuate nell'abitazione di residenza anagrafica e che nel 1998 hanno pesato per ben oltre

l'80% sul totale energia elettrica fatturata per usi domestici. La situazione dei prezzi si ribalta per le forniture con alto consumo.

Negli usi industriali (imposte escluse) i livelli più bassi per tutte le forniture si riscontrano in Danimarca, quelli più alti in Germania ed Austria mentre il nostro Paese si attesta in una posizione intermedia.

4.6.2 Gli sviluppi in Italia

4.6.2.1 Copertura della richiesta nazionale di energia elettrica

La domanda di energia elettrica del Paese è stata nel 1998 pari a 279,3 TWh: la produzione lorda nazionale, al netto dell'energia destinata ai pompaggi, ha contribuito alla sua copertura con 238,6 TWh (85,4%) e le importazioni con 40,7 TWh (14,6%) (vedi Tabella 4.6.18).

Tabella 4.6.18

Disponibilità di energia elettrica in Italia nel 1997 e nel 1998 (milioni di kWh)

	1997	1998	1997/98
Produzione lorda			(var. %)
Idroelettrica	46.552	47.365	1,7
Termoelettrica	200.881	207.970	3,5
Geotermoelettrica	3.905	4.214	7,9
Nucleotermoelettrica	0	0	-
Altre (eolica e solare)	124	237	91,1
Produzione totale lorda	251.462	259.786	3,3
Energia destinata ai servizi ausiliari della produzione	12.174	12.843	5,5
Produzione netta	239.288	246.943	3,2
Energia destinata ai pompaggi	6.728	8.358	24,2
Energia importata	39.827	41.633	4,5
Energia esportata	995	901	-9,4
Energia richiesta sulla rete	271.392	279.317	2,9
Consumi	253.674	260.809	2,8

Fonte: ENEL.

Il fabbisogno equivalente in fonti primarie di energia che è stato necessario impegnare per la copertura della domanda (compreso quindi il saldo importazioni-esportazioni) è stato, nel 1998, di 63,3 Mtep contro i 61,1 Mtep dell'anno precedente (vedi Tabella 4.6.21) ed ha inciso sul consumo interno lordo del Paese per il 35,1% (34,8% nel 1997) ³⁹

La produzione idroelettrica è cresciuta dell'1,7% (vedi Tabella 4.6.18) e quella termoelettrica del 3,5%. La produzione geotermica ha fatto registrare un significativo aumento del 7,9%, anche grazie all'entrata in servizio di nuovi impianti (Carboli 1 e Bagnore 3). Particolarmente significativo è stato l'aumento del 91% della produzione elettrica da impianti eolici e fotovoltaici, che tuttavia mantengono un peso marginale in valore assoluto. La produzione lorda complessiva nazionale è stata di 259,8 TWh (+3,3% rispetto al 1997); l'ENEL ha contribuito ad essa per il 73,0%, le

³⁹ Nel presente paragrafo si sono adottati i valori ufficiali del bilancio energetico nazionale pubblicato dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA). Tale bilancio, per la produzione di energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolica e fotovoltaica) e il saldo di importazioni di energia elettrica dall'estero, adotta un coefficiente di conversione corrispondente al consumo specifico medio convenzionale di 2.200 kcal/kWh.

Aziende Municipalizzate per il 3,8%, gli Autoproduttori per il 22,2% e le Altre Imprese per l'1,0% (vedi Tabella 4.6.19).

Tabella 4.6.19
Produzione di energia elettrica in Italia nel 1998 (GWh)

	<i>Idroelettrica</i>	<i>Termoelettrica</i>	<i>Geotermoelettrica</i>	<i>Eolica e solare</i>	<i>Totale</i>
ENEL	34.996	150.453	4.214	21	189.684
Aziende Municipalizzate	3.938	5.815	-	1	9.754
Autoproduttori	7.117	50.668	-	-	57.785
Altre Aziende	1.314	1.034	-	215	2.563
Totale	47.365	207.970	4.214	237	259.786

Fonte: ENEL.

Nel 1998 la potenza elettrica massima richiesta sulla rete nazionale in corrispondenza del 3° mercoledì di ciascun mese del 1998 si è verificata il 16 dicembre ed è stata di 46,1 GW; le tipologie di impianto che hanno provveduto alla copertura ed il contributo relativo sono riportati in Tabella 4.6.20.

Tabella 4.6.20
Ruolo delle varie fonti di energia alla copertura della massima richiesta nel 3° mercoledì del mese di dicembre 1998 dell'ENEL e dell'Italia (%)

	<i>ENEL</i>	<i>Italia</i>
Idroelettrici		
a serbatoio	6,0	6,4
a bacino	7,0	6,9
acqua fluente	2,7	3,0
pompaggio puro	4,2	3,5
pompaggio misto	2,3	1,9
Totale idroelettrica	22,1	21,7
Termoelettrica tradizionale		
condensazione	64,5	55,6
turbine a gas, diesel	0,3	1,3
turboespansori	0,0	0,1
contropressione, ecc.	0,0	4,5
ciclo combinato	0,0	6,1
Totale termoelettrica	64,8	67,5
Geotermoelettrici	1,3	1,1
Saldo scambi con l'estero	11,8	9,7
TOTALE	100,0	100,0
Potenza massima (MW)	38.045	46.095

Fonte: ENEL

Nel 1998 sul sistema ENEL la potenza massima relativa al 3° mercoledì del mese si è registrata il 16 dicembre con 40,9 MW. Con la tradizionale esclusione del mese di agosto, l'andamento dei carichi massimi mensili relativi al 3° mercoledì di ogni mese (ex. Fig. 7.3) sulla rete ENEL per gli anni 1996, 1997 e 1998 rileva una ripresa delle differenze stagionali che viceversa si erano progressivamente attenuate nel periodo dal 1991 al 1996; il rapporto tra valore massimo e minimo scende dal 1,19 nel 1991 a 1,12 nel 1996 per risalire a 1,19 nel 1997 ed attestarsi a 1,16 nel 1998.

Questi andamenti sono da porre in relazione con l'andamento delle attività produttive del Paese, caratterizzata negli ultimi anni da sensibili irregolarità.

4.6.2.2 Caratteristiche del sistema elettrico

Nel 1998 sono stati impiegati 54,3 Mtep di energia primaria per la produzione nazionale di energia elettrica, con un aumento di 1,7 Mtep (+3,2%) rispetto l'anno precedente (vedi Tabella 4.6.21). Il contributo della fonte idroelettrica è stato del 19,2%, risultando in lieve calo, in termini percentuali, rispetto al 1997 (19,5%) pur essendo cresciuto in termini assoluti. L'andamento del livello degli invasi nel 1998, a confronto con il 1997, è riportato nell'ex.fig. 7.4.

Tabella 4.6.21

Fonti energetiche trasformate in energia elettrica in Italia (Mtep)

	1997			1998			Var. % 97/98		
	ENEL	Altri	Totale	ENEL	Altri	Totale	ENEL	Altri	Totale
Combustibili solidi e derivati	4,50	1,29	5,781	5,05	1,56	6,61	12,2	21,7	14,3
Prodotti petroliferi	20,78	3,08	23,86	19,45	3,04	22,49	-6,4	-1,3	-5,7
Gas naturale	6,43	5,24	11,67	7,38	6,25	13,63	14,7	19,4	16,8
Totale combustibili	31,71	9,60	41,31	31,88	10,85	42,73	0,5	13,1	3,4
Energia idroelettrica (1)	7,50	2,74	10,24	7,70	2,72	10,42	2,7	-0,8	1,7
Energia geotermoelettrica (1)	0,86	-	0,86	0,93	-	0,93	7,9	-	7,9
Altre forme di energia (1)	0,00	0,17	0,18	0,00	0,21	0,21	31,3	-	18,9
TOTALE	40,07	12,52	52,59	40,51	13,78	54,29	1,1	10,1	3,2
Saldo importazioni-esportazioni (1)	8,54	-	8,54	8,96	-	8,96	4,9	-	4,9
TOTALE GENERALE	48,62	12,52	61,13	49,47	13,78	63,25	1,8	10,1	3,5

(1) consumo specifico medio: 2.200 kcal/kWh

Fonte: ENEL

Per quanto attiene l'impiego di combustibili fossili, si rileva nel 1998 un minor ricorso ai prodotti petroliferi (-5,7%), un incremento dell'uso dei combustibili solidi (+14,3%) e una decisa impennata nell'uso del gas naturale (+16,8%). Nonostante le tendenze congiunturali, tuttavia, i prodotti petroliferi detengono ancora il primato d'impiego nella produzione di energia elettrica nel nostro Paese: nel 1998 il 41,4% della totale produzione elettrica è stato ottenuto utilizzando combustibili liquidi (la quota più alta tra tutti i paesi dell'Unione Europea), mentre solo il 12,2% mediante combustibili solidi (valore superiore solo a quello della Francia, che produce il 75% della sua energia elettrica con impianti nucleari, e Lussemburgo, che importa dall'estero il 95% dell'energia elettrica necessaria a soddisfare la domanda interna).

Tabella 4.6.22

Produzione termoelettrica da fonti primarie nazionali dell'ENEL

Risorse energetiche	Q.tà utilizzata (1000 t)				Energia elettrica prodotta (GWh)			
	1994	1995	1996	95/96	1994	1995	1996	95/96
Lignite	558	379	295	-22,2	275	150	108	-28
di cui: S. Barbara	145	0	0	-	92	0	0	-
Pietrafitta (1)	413	379	295	-22,2	183	150	108	-28
Fluidi endogeni	29453	30611	31034	1,382	3417	3436	3762	9,488
di cui: Larderello	26115	27260	27028	-0,85	3026	3041	3267	7,432
Monte Amiata	3338	3351	4006	19,55	391	395	495	25,32
Totale energia elettrica prodotta	3692	3586	3870	7,92				

(1) sono compresi i seguenti quantitativi in migliaia di tonnellate provenienti da Bastardo: 357,6 per il 1994, 333,8 per il 1995 e 246,7 per il 1996.

Per quanto riguarda la produzione da lignite questa è scesa a valori marginali (156.000 tonnellate nel 1998; -72,0% rispetto al 1994) e in forte contrazione: la miniera a cielo aperto di S. Barbara ha concluso la fase produttiva nel 1994 e nella centrale omonima nel 1998 non si è avuta produzione di energia elettrica da lignite; la miniera a cielo aperto di Pietrafitta ha prodotto solo 5 mila tonnellate di lignite mentre ne ha ricevute 151 mila dalla miniera di Bastardo (vedi Tabella 4.6.22).

Infine nel 1998 per la produzione geotermoelettrica sono stati erogati fluidi endogeni dai bacini produttivi di Larderello e Monte Amiata per 34,2 milioni di tonnellate (32,1 milioni di tonnellate nel 1997).

Al 31 Dicembre 1998, la potenza efficiente lorda complessiva degli impianti di generazione elettrica in Italia risultava pari a 75 GW; di questa il 72,0% era rappresentata da impianti termoelettrici, il 27,0% da impianti idroelettrici e l'1,0% da geo ed altre rinnovabili. Alla stessa data, il 79% della potenza era rappresentato da impianti di proprietà dell'ENEL, il 16% da centrali di autoproduzione industriale ed il restante 5% da impianti di proprietà di municipalizzate e piccoli produttori (vedi Tabella 4.6.23).

Tabella 4.6.23
Potenza efficiente al 31 dicembre 1998 (MW)

<i>Impianti</i>	<i>Lorda</i>		<i>Netta (1)</i>	
	<i>Italia</i>	<i>ENEL</i>	<i>Italia</i>	<i>ENEL</i>
Idroelettrici	20.256	16.629	20.058	16.470
Termoelettrici	54.700	42.277	52.455	40.424
di cui: tradizionali	53.951	41.670	51.741	39.850
geotermoelettrici	579	579	547	547
eolici e fotovoltaici	170	28	167	27
TOTALE	74.956	58.906	72.513	56.894

(1) Al netto della potenza assorbita dai servizi ausiliari.

Nota: i valori indicati si riferiscono alla somma delle potenze efficienti dei singoli impianti appartenenti ad una determinata categoria, cioè delle potenze massime producibili da ciascun impianto nelle migliori condizioni di funzionamento. Pertanto la somma delle potenze efficienti dei singoli impianti si discosta sensibilmente dalla potenza massima disponibile dell'intero sistema in un dato periodo dell'anno, nell'ipotesi che tutti gli impianti siano integri. Infatti vincoli interni ed esterni non permettono l'erogazione contemporanea delle potenze massime. In particolare, per gli impianti idroelettrici - per ragioni di disponibilità idraulica e vincoli di destinazione d'uso - la potenza complessivamente disponibile nel periodo invernale è notevolmente inferiore a quella indicata in tabella.

Fonte: ENEL

4.6.2.3 Scambi con produttori esteri

Nel 1998 l'Italia è stato il maggior importatore di energia elettrica tra tutti i paesi dell'OCSE, con un saldo netto pari a 40,7 TWh (vedi Tabella 4.6.24). I maggiori quantitativi sono affluiti attraverso le frontiere svizzere (21,5 TWh) e francesi (16,1 TWh), mentre più contenute sono state le importazioni nette da Austria (1,6 TWh) e Slovenia (1,5 TWh). Consistenti incrementi delle importazioni appaiono al momento limitati dalla saturazione della capacità di trasporto delle linee esistenti e dalle difficoltà incontrate nella costruzione di nuove linee.

Tabella 4.6.24
Movimenti di energia elettrica con l'estero nel 1998 (GWh)

	Importazioni	Esportazioni
Francia	16.585	453
Svizzera	21.478	11
Austria	1.631	-
Slovenia	1.938	437
TOTALE	41.632	901
Saldo importatore	40.731	

Fonte: ENEL

4.6.2.4 I consumi di energia elettrica per grandi categorie

La timida crescita economica che ha caratterizzato il 1998, con un +1,3% per il PIL, va associata ad un incremento dei consumi finali di energia elettrica del +2,8% pari a 260,8 TWh) (vedi Tabella 4.6.25), che risulta superiore al tasso medio annuo di crescita nel periodo 1990-1998 (+2,2%/anno).

Tabella 4.6.25
Consumi di energia elettrica in Italia (GWh)

Settore	<i>nuova serie coerente con ATECO'91</i>										
	1983	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1995	1996	1997	1998
Agricoltura	3.062	4.228	4.231	4.331	4.605	4.655	4.518	4.015	4.107	4.354	4.487
Industria (1):	90.170	114.990	115.153	115.827	114.389	119.371	124.694	124.710	124.329	129.014	132.697
di cui Beni intermedi (2)	54.507	65.088	64.464	63.253	62.117	63.466	65.927	66.109	64.761	66.444	67.614
Altre	35.663	49.902	50.689	52.574	52.272	55.905	58.767	58.601	59.568	62.570	65.083
Trasporti (3)	5.356	6.741	7.068	7.191	7.158	7.332	7.570	7.751	8.123	8.110	8.275
Usi domestici	41.032	52.730	54.679	55.739	56.412	57.024	57.217	57.244	57.997	58.485	59.275
Altri usi (Servizi, ecc.)	24682	40011	42488	44960	46342	48115	49409	49688	51398	53711	56075
TOTALE	164.302	218.700	223.619	228.048	228.906	236.497	243.408	243.408	245.954	253.674	260.809

(1) Al netto acquedotti e inclusi consumi settore energetico.

(2) Minerali e metalli ferrosi e non, Minerali e prodotti da minerali non metalliferi, Chimica ed affini, Carta e poligrafica.

(3) Trasporti ferroviari e urbani, Oleodotti e Gasdotti.

Fonte: ENEL.

Scendendo nel dettaglio dei singoli settori di consumo (vedi Tabella 4.6.26) si registra una crescita nel 1998 piuttosto sostenuta nel terziario e nell'agricoltura (+4,4% e +3,1% rispettivamente), allineata con la media del consumo elettrico totale nell'industria (+2,9%), più modesta nei trasporti e nel residenziale (+2,0% e +1,4%). Lo spaccato dell'industria, poi, offre una panoramica ancor più diversificata che attribuisce ai settori dell'industria leggera gli incrementi di consumo più consistenti: in particolare l'industria meccanica, alimentare e l'insieme delle industrie minori fanno registrare incrementi rispettivi del 4,6%, 5,1% e 5,7%, superiori anche a quello del terziario, mentre industrie più "energy-intensive", quali cartaria, metallurgia e chimica, contengono i loro aumenti all'1,9%, 1,6% e 0,5% rispettivamente (vedi Tabella 4.6.27).

Tabella 4.6.26
Consumi di energia elettrica in Italia (tassi medi annui in %)

Settore	<i>nuova serie coerente con ATECO'91</i>			
	1983/1990	1990/1995	1995/1998	1998/1997
Agricoltura	4,7	1,3	3,8	3,1
Industria (1)	3,5	1,6	2,1	2,9
di cui: Beni intermedi (2)	2,6	0,3	0,8	1,8
Altre	4,9	3,3	3,6	4,0
Trasporti (3)	3,3	2,3	2,2	2,0
Usi domestici	3,6	1,6	1,2	1,4
Altri usi (Servizi, ecc.)	7,1	4,3	4,1	4,4
TOTALE CONSUMI	4,2	2,2	2,3	2,8
PIL	2,9	1,3	1,2	1,3
IPI	3,0	1,4	1,4	1,9

(1) Al netto acquedotti e inclusi consumi settore energetico.

(2) Minerali e metalli ferrosi e non, Minerali e prodotti da minerali non metalliferi, Chimica ed affini, Carta e poligrafica.

(3) Trasporti ferroviari e urbani, Oleodotti e Gasdotti.

Fonte: ENEL.

Tabella 4.6.27
Consumi di energia elettrica dell'industria , in Italia (milioni di kWh)

	<i>nuova serie coerente con ATECO'91</i>							Var. % 1998/97
	1983	1990	1995	1995	1996	1997	1998	
Minerali e metalli ferrosi e non	21.524	25.569	25.030	25.166	23.417	24.009	24.405	1,6
Minerali e prodotti di min.non metalliferi	10.856	12.613	12.935	12.696	12.757	13.058	13.549	3,8
Chimiche ed affini	16.868	19.783	19.685	19.843	19.877	20.284	20.395	0,5
Carta e poligrafiche	5.259	7.123	8.277	8.404	8.710	9.093	9.265	1,9
Meccaniche e mezzi di trasporto	12.805	17.910	21.157	20.481	20.861	22.162	23.184	4,6
Alimentari	5.398	7.498	8.946	9.571	9.935	10.188	10.711	5,1
Tessili e abbigliamento	6.824	9.773	10.515	10.500	10.597	11.108	11.172	0,6
Altre	6.202	9.609	11.945	11.679	11.814	12.600	13.314	5,7
Prodotti della trasformazione industriale	85.736	109.878	118.490	118.340	117.968	122.502	125.995	2,9
beni intermedi	54.507	65.088	65.927	66.109	64.761	66.444	67.614	1,8
altre	31.229	44.790	52.563	52.231	53.207	56.058	58.381	4,1
Settore energetico	3.448	4.151	5.256	5.193	5.260	5.469	5.650	3,3
Industrie in senso stretto	89.184	114.029	123.746	123.533	123.228	127.971	131.645	2,9
Costruzioni	986	961	948	1.177	1.101	1.043	1.052	0,9
TOTALE	90.170	114.990	124.694	124.710	124.329	129.014	132.697	2,9

Fonte: ENEL.

4.6.2.5 *Domanda e offerta nei primi mesi del 1999*

Nei primi nove mesi del 1999, la domanda di energia elettrica in Italia ha fatto registrare un aumento del 2,0% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Nell'attuale fase congiunturale la domanda elettrica mantiene ancora un'intonazione positiva, anche se i ritmi di crescita appaiono in lieve attenuazione rispetto ai mesi estivi.

Se le tendenze di crescita economica del Paese per il 1999 (attorno all'1% per il PIL) risultassero confermate al pari della tendenza di crescita della richiesta di energia elettrica, l'intensità elettrica

rispetto al PIL aumenterebbe nel 1999 dell'1% circa, valore questo leggermente superiore rispetto agli andamenti di lungo periodo. (vedi Tabella 4.6.28)

Tabella 4.6.28

Bilancio dell'energia elettrica in Italia nei primi nove mesi dell'anno 1999

<i>Produzione lorda:</i>	<i>gen.-set.</i>	<i>%</i>
	<i>1999</i>	<i>1999/98</i>
Idroelettrica	38.216	5,2
Termoelettrica	155.712	1,2
Geotermoelettrica	3.246	3,5
Produzione totale lorda	197.174	1,9
Energia destinata ai servizi ausiliari della produzione	9.705	1,9
Produzione netta	187.469	1,9
Energia destinata ai pompaggi	6.495	6,5
Saldo importazioni	31.062	3,6
Energia richiesta sulla rete	212.036	2,0

Fonte: ENEL.

4.6.2.6 Bilanci regionali dell'energia elettrica

Confrontando a livello regionale la richiesta di energia elettrica con la relativa disponibilità⁴⁰ (vedi Tabella 4.6.29) si evidenzia il persistere, nel 1998, di saldi negativi per 11 regioni, delle quali 3 presentano deficit superiori al 50% (vedi Tabella 4.6.30). Sempre nel 1998 il deficit netto per l'intero Paese è stato pari al 14,6% della domanda coperto con le importazioni. L'analisi dei dati storici evidenzia andamenti contrastanti nelle varie Regioni; i deficit, in termini percentuali e rispetto al 1980, si sono ridotti sensibilmente in Friuli Venezia Giulia, Veneto, Toscana e Molise, mentre sono notevolmente aumentati in Emilia Romagna, Umbria, Marche e Abruzzo.

Sul piano della "diversità" tra Regioni nell'uso dell'energia elettrica, misurata dal consumo medio per abitante (vedi Tabella 4.6.31), continua sul lungo termine la progressione verso una maggiore omogeneità. Il rapporto tra il valore più elevato, che nel 1998 si è rilevato in Val d'Aosta con 7.042 kWh/abitante, e quello più basso, registrato in Calabria con 2.275 kWh/abitante, è passato infatti dal 4,9 nel 1980 al 3,4 nel 1990 al 3,1 nel 1998. E' interessante notare come anche la forte crescita di questo indicatore in alcune aree geografiche, come il nord-est (Veneto, Friuli Venezia Giulia e Emilia Romagna), confermi le vivaci dinamiche di sviluppo in atto di queste regioni e attestate da altri indicatori economici. Ragionamenti analoghi valgono anche per regioni quali Marche, Abruzzo, Molise e Basilicata.

⁴⁰ Disponibilità = produzione al netto dei consumi per servizi ausiliari e per pompaggi.

Tabella 4.6.29
Italia: bilanci regionali dell'energia elettrica (GWh)

Regioni	1990			1997			1998		
	energia richiesta	disponibilità (1)	deficit rispetto richiesta	energia richiesta	disponibilità (1)	deficit rispetto richiesta	energia richiesta	disponibilità (1)	deficit rispetto richiesta
Piemonte	21207	7352	13855	25088	11731	13357	25563	13741	11822
Valle d'Aosta	884	2623	-1739	968	3100	-2132	1022	2482	-1460
Lombardia	49001	32355	16646	55149	32417	22732	57085	36209	20876
Trentino-Alto Adige	4414	7211	-2797	5099	8575	-3476	5217	9310	-4093
Veneto	21814	24315	-2501	25853	29440	-3587	27027	32281	-5254
Friuli-Venezia Giulia	6572	5666	906	8384	8553	-169	8719	8320	399
Liguria	6343	16188	-9845	6496	13120	-6624	6572	12532	-5960
Emilia-Pomagna	17348	11887	5461	21765	10948	10817	22584	8880	13704
Toscana	15680	12984	2696	18169	18413	-244	18521	19941	-1420
Umbria	4364	1703	2661	5287	2954	2333	5377	3047	2330
Marche	4606	519	4087	5965	826	5139	6323	809	5514
Lazio	17393	22169	-4776	19649	25762	-6113	20139	23648	-3509
Abruzzi	4365	1069	3296	5671	2898	2773	5820	3022	2798
Molise	832	226	606	1194	608	586	1245	1032	213
Campania	14875	3023	11852	15433	1976	13457	15791	2118	13673
Puglia	12974	13409	-435	15320	21735	-6415	15852	21451	-5599
Basilicata	1577	370	1207	2435	1020	1415	2446	1263	1183
Calabria	5087	8783	-3696	5483	7688	-2205	5538	7885	-2347
Sicilia	16183	19379	-3196	17500	20181	-2681	18017	20628	-2611
Sardegna	9605	9238	367	10484	10615	-131	10459	9986	473
Italia	235124	200469	34655	271392	232560	38832	279317	238585	40732
Saldo scambi estero		34655			38832			40732	
Totale richiesta		235124			271392			279317	

(1) Produzione netta destinata al consumo = Produzione lorda - Servizi ausiliari - Consumi per pompaggi

Fonte: ENEL.

Tabella 4.6.30
Deficit della disponibilità di energia elettrica rispetto alla richiesta, nelle regioni italiane.

Regioni	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998
Piemonte	47,8	57,2	65,3	62,6	58,4	53,2	46,2
Valle d'Aosta	-	-	-	-	-	-	-
Lombardia	26,8	33,1	34,0	36,7	36,4	41,2	36,6
Trentino-Alto Adige	-	-	-	-	-	-	-
Veneto	12,5	1,8	-	-	-	-	-
Friuli-Venezia Giulia	17,8	-	13,8	6,7	6,3	-	4,6
Liguria	-	-	-	-	-	-	-
Emilia-Romagna	-	11,3	31,5	38,6	37,6	49,7	60,7
Toscana	12,3	21,6	17,2	3,0	6,0	-	-
Umbria	8,2	30,9	61,0	45,1	42,0	44,1	43,3
Marche	64,6	80,4	88,7	85,3	85,8	86,2	87,2
Lazio	4,1	14,9	-	-	-	-	-
Abruzzi	8,6	48,6	75,5	67,9	50,4	48,9	48,1
Molise	67,6	60,4	72,8	57,3	65,0	49,1	17,1
Campania	70,2	72,6	79,7	81,0	83,0	87,2	86,6
Puglia	-	17,4	-	5,0	1,7	-	-
Basilicata	33,2	61,5	76,5	73,2	68,1	58,1	48,4
Calabria	-	-	-	-	-	-	-
Sicilia	-	-	-	-	-	-	-
Sardegna	6,2	1,7	3,8	0,3	2,9	-	4,5
Italia	3,4	12,1	14,7	14,3	14,2	14,3	14,6

Fonte: ENEL.

Tabella 4.6.31**Consumo di energia elettrica per abitante e per regione in Italia (kWh /abitante) (1)**

	1980	1990	1995	1996	1997	1998
Italia settentrionale	3.646	4.825	5.314	5.361	5.526	5.713
Piemonte	3.749	4.771	5.283	5.356	5.511	5.654
Valle D'aosta	6.524	6.867	6.693	6.329	6.887	7.042
Lombardia	3.967	5.366	5.759	5.702	5.868	6.071
Trentino Alto Adige	4.923	4.791	4.965	5.007	5.247	5.331
Veneto	3.498	4.729	5.247	5.355	5.502	5.712
Friuli Venezia Giulia	3.705	5.107	6.227	6.361	6.733	7.023
Liguria	2.709	3.288	3.454	3.578	3.643	3.736
Emilia Romagna	3.015	4.300	4.963	5.098	5.243	5.441
Italia centrale	2.510	3.564	3.913	3.978	4.112	4.218
Toscana	3.023	4.198	4.589	4.663	4.847	4.941
Umbria	3.954	5.092	5.635	5.730	5.946	6.113
Marche	1.976	3.015	3.514	3.625	3.715	3.888
Lazio	2.065	3.038	3.291	3.333	3.434	3.520
Italia meridionale e insulare	2.068	2.834	3.126	3.137	3.207	3.250
Abruzzi	1.999	3.249	3.957	4.085	4.274	4.396
Molise	1.660	2.462	3.071	3.134	3.334	3.494
Campania	1.579	2.269	2.360	2.370	2.413	2.443
Puglia	2.438	3.002	3.387	3.405	3.494	3.585
Basilicata	1.555	2.326	3.413	3.407	3.593	3.611
Calabria	1.332	2.025	2.168	2.192	2.243	2.275
Sicilia	2.036	2.800	3.050	2.981	3.042	3.082
Sardegna	4.218	5.510	5.842	5.972	5.991	5.914
ITALIA	2.867	3.855	4.249	4.285	4.410	4.529

(1) Popolazione residente a metà anno.

Fonte: ENEL.

Il consumo medio per abitante in Italia è stato, nel 1998, pari a 4.529 kWh. Questo valore resta ancora inferiore a quello della maggior parte dei Paesi industrializzati; dal confronto dei dati sui consumi di energia elettrica più recenti risulta che nel 1997 i consumi medi per abitante sono stati negli Stati Uniti 12.452 kWh, in Giappone 7.316 kWh, in Francia 6.468 kWh, in Germania 5.768 kWh e nel Regno Unito 5.254 kWh.

Tabella 4.6.32**Produzione lorda di energia elettrica in cogenerazione nell'industria, in Italia (GWh)**

	1990	1994	1995	1995/1990	1995/1994		1996	1997	1998	1998/1996	1998/1997
Chimiche	9.548	14.964	12.523	5,6	-16,3	Chimiche	6.607	6.399	6.244	-2,8	-2,4
Metallurgiche	804	1.312	1.652	15,5	25,9	Metallurgiche	1.683	4.806	5.120	74,4	6,5
Petroliere	1.614	3.615	7.344	35,4	103,2	Energia ed Acqua	16.714	21.777	25.848	24,4	18,7
Cartarie	1.654	2.650	2.774	10,9	4,7	Cartarie	2.936	3.353	3.610	10,9	7,7
Altre Industrie	2.520	3.168	3.683	7,9	16,3	Altre Industrie	3.261	3.525	3.469	3,1	-1,6
Totale	16.140	25.709	27.976	11,6	8,8	Totale	31.201	39.860	44.291	19,1	11,1

Nota: la classificazione delle attività economiche è cambiata nel 1996; i dati non sono direttamente confrontabili.

Fonte: ENEL.

4.6.2.7 La cogenerazione di calore ed elettricità

La produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione nell'industria è cresciuta anche nel 1998, segnando un +11,3% in linea con la tendenza di lungo periodo (+13,4%/anno nel periodo 1990-1998). Per quanto riguarda l'analisi settoriale, il 1998 ha visto Chimica ed Altre Industrie in contro-tendenza rispetto al comparto industriale (-2,4% e -1,6%), mentre forti incrementi si sono verificati nelle industrie energetiche (vedi Tabella 4.6.32). La potenza elettrica totale al 31 dicembre 1998 era pari a 9,3 GW, risultando anch'essa in aumento del 13,8% rispetto al 1997 (vedi Tabella 4.6.33).

Tabella 4.6.33

Potenza elettrica efficiente lorda degli impianti di cogenerazione industriale, in Italia (MW)

	1990	1994	1995	1995/1990	1995/1994		1996	1997	1998	1998/1996	1998/1997
Chimiche	2.326	3.015	2.512	1,6	-16,7	Chimiche	1.659	1.612	1.635	-0,7	1,4
Metallurgiche	192	308	309	10,0	0,3	Metallurgiche	710	713	718	0,6	0,7
Petrolifere	439	694	1.291	24,1	86,0	Energia ed Acqua	2.883	3.869	4.953	31,1	28,0
Cartarie	545	665	675	4,4	1,5	Cartarie	744	758	777	2,2	2,5
Altre Industrie	1.037	1.205	1.289	4,4	7,0	Altre Industrie	1.095	1.114	1.115	0,9	0,1
Totale	4.539	5.887	6.076	6,0	3,2	Totale	7.091	8.066	9.198	13,9	14,0

Nota: la classificazione delle attività economiche è cambiata nel 1996; i dati non sono direttamente confrontabili.

Fonte: ENEL.

Per quanto riguarda gli impianti che alimentano reti di calore per riscaldamento urbano, i dati più recenti disponibili relativi al 1997 mostrano che tali impianti hanno prodotto 1.816 GWh, segnando un incremento del 6,3% sul 1996 (vedi Tabella 4.6.34). La potenza elettrica installata è risultata, sempre nel 1997, pari a 615 MW (vedi Tabella 4.6.35).

Tabella 4.6.34

Cogenerazione da teleriscaldamento urbano in Italia

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997/1990	1997/1996
Energia elettrica cogenerata netta ⁽¹⁾ (GWh)	725	698	1.054	1.219	1.292	1.861	1.709	1.816	14,0	6,3
di cui: S. Donato Milanese ⁽²⁾ (GWh)	93	99	118	116	106	114	111	102	1,3	-8,1
Energia termica immessa nelle reti di riscaldamento urbano (TJ)	6.525	7.645	7.873	8.456	8.248	9.670	10.663	10.901	7,6	2,2

(1) Al netto dei servizi ausiliari dei gruppi generatori.

(2) Energia elettrica cogenerata da una impresa industriale, e quindi inclusa anche nei dati di cogenerazione industriale, il cui calore cogenerato è però immesso in una rete di teleriscaldamento di quartiere.

Fonte: AIRU.

Tabella 4.6.35
Il riscaldamento urbano in Italia

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1997/1990	1997/1996
Volumetria riscaldata (Mm ³)	44,3	48,8	55,5	59,4	68,6	74,4	79,0	88,3	10,4	11,8
Potenza efficiente:										
elettrica di cogenerazione (MWe)	234	237	378	393	429	588	599	615	14,8	2,7
termica di cogenerazione (MWt)	565	610	755	786	865	1.070	1.072	1.088	9,8	1,5
termica senza cogenerazione (MWt)	728	785	914	1.048	1.208	1.389	1.363	1.488	10,8	9,2
Sviluppo della rete (km)	668	738	763	809	860	949	1.032	1.136	7,9	10,1

Fonte: AIRU.

4.6.2.8 I prezzi dell'energia elettrica

4.6.2.8.1 Il quadro normativo tariffario

Nel 1998 i prezzi dell'energia elettrica, stabiliti dall'Autorità per l'energia e il gas con la Deliberazione n. 70/97 del 26.6.97 e seguenti, si articolano nelle seguenti componenti:

quota fissa o corrispettivo della potenza (parte fissa della ex tariffa);

parte A, che comprende oltre al prezzo dell'energia (parte variabile della ex tariffa) anche le seguenti componenti transitorie o particolari:

A1, destinata al recupero dei deficit pregressi dell'onere termico relativo agli anni 1994, 1995, 1996 e primo semestre 1997;

A2, relativa al reintegro degli oneri causati dall'abbandono del nucleare;

A3, relativa alla copertura degli incentivi per la produzione da fonti rinnovabili ed assimilate (Prov. CIP n. 6/1992).

parte B, destinata alla copertura del contributo a fronte del "costo energia", relativo ai combustibili impiegati per la produzione termoelettrica e agli acquisti di energia dall'estero.

Imposte (per le quali le imprese distributrici svolgono solo il ruolo di sostituto d'imposta): erariale, addizionale comunale, addizionale provinciale, addizionale erariale, Iva.

In particolare, il contributo per "costo energia" è unico per la produzione termoelettrica e per le importazioni; è determinato in base ad un costo standard della produzione termoelettrica; varia ogni bimestre in relazione sia ai quantitativi di energia "storici" (media dei bimestri corrispondenti del triennio precedente) prodotti termicamente e importati, sia a quelli effettivi del bimestre considerato.

Per la produzione termoelettrica (produzione di energia elettrica a mezzo di combustibili fossili commerciali) il contributo riconosciuto per megacaloria, indipendente dai combustibili effettivamente impiegati, è determinato sulla base di:

- quotazioni medie sul mercato internazionale di un paniere di combustibili fossili;
- un mix predefinito di combustibili (16,72% carbone; 60,45% oli; 22,83% gas naturale);
- un prestabilito consumo specifico (2.290 kcal/kWh).

Per le importazioni il contributo è non superiore a quello riconosciuto per la produzione termoelettrica.

La parte B della tariffa ed il "contributo costo energia" vengono aggiornati con cadenza bimestrale se si verificano variazioni nel valore del "paniere" negative o positive superiori al 2%.

4.6.2.8.2 I prezzi dell'energia elettrica

Nel 1998 l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas ha provveduto all'aggiornamento del "costo energia" adottando le relative delibere bimestrali che complessivamente hanno determinato, per

effetto dell'andamento dei prezzi internazionali dei combustibili, la riduzione del contributo sui costi di energia per la produzione termoelettrica, per gli acquisti nazionali e per le importazioni da 53,526 L/kWh di fine 1997 a 42,944 L/kWh di fine 1998 (-19,8%).

I consumatori non hanno beneficiato della favorevole congiuntura in quanto le riduzioni della parte B della tariffa sono state compensate da corrispondenti aumenti della componente A1, per il rimborso all'Enel e alle altre imprese degli oneri pregressi del conto onere termico relativi agli anni 1994-1997.

Il rimborso è stato completato a fine 1998 e, conseguentemente, l'Autorità, con delibera 161/98 del 22 dicembre 1998, oltre a ridurre la parte B della tariffa per effetto di una riduzione del costo unitario di combustibile, ha soppresso la componente A1 ed ha destinato la disponibilità derivante da questo intervento stabilendo le seguenti modifiche dal 1^o gennaio 1999:

- rimodulazione della componente inglobata nella parte A della tariffa con una riduzione media di 12 L/kWh;
- aumento della componente A2, relativa al reintegro degli oneri causati dall'abbandono del nucleare, che passa da 1,5 L/kWh a 8 L/kWh medie. Ciò consentirà di completare il rimborso all'Enel e alle imprese appaltatrici nei primi mesi del 2000.
- aumento della componente A3 da 9,7 L/kWh a 11,2 L/kWh medie per la copertura degli incentivi per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate (Prov. CIP 6/92), a fronte dei crescenti contributi dovuti all'entrata in funzione di nuovi impianti di produttori indipendenti e dell'Enel.

4.6.2.8.3 L'evoluzione del sistema tariffario

Nel contesto del Decreto 79/99 del 16.3.99 (cosiddetto Decreto Bersani), che stabilisce le nuove norme per il mercato dell'energia elettrica, l'Autorità sottopone a regolazione tariffaria l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione e loro uso e la fornitura di servizi elettrici ai clienti vincolati. La regolamentazione dell'accesso ed uso delle reti è fissata dall'Autorità con delibera n.13/1999 del 18 febbraio 1999.

La regolazione tariffaria della fornitura ai clienti vincolati, proposta dall'Autorità nel documento di consultazione del 27.11.99, è basata su un sistema di vincoli tariffari, intesi come limiti massimi ai prezzi al netto delle imposte, che i distributori – fornitori possono applicare ai clienti vincolati. Tali vincoli tariffari sono fissati in modo da assicurare la copertura dei costi riconosciuti per la fornitura d'energia elettrica, nonché la copertura degli oneri di sistema ed il finanziamento di altre attività d'interesse generale.

La nuova tariffa sarà quindi determinata sulla base delle diverse componenti di costo: produzione ed acquisto dell'energia elettrica (da produttori nazionali ed esteri), trasporto, distribuzione e vendita. E' previsto inoltre un adeguamento periodico della tariffa: la componente relativa ai costi di produzione rifletterà, a regime, il prezzo dell'energia all'ingrosso stabilito dal mercato, mentre le componenti relative ai costi di trasporto, distribuzione e vendita saranno adeguate con il metodo del price-cap.

4.7 La fornitura di calore

Poco meno del 50% dell'energia richiesta dagli utenti finali nazionali⁴¹ viene utilizzata sotto forma di calore: 30% circa per usi a temperatura inferiore ai 100 °C, 5% per usi a media temperatura, 15% per usi a temperature superiori a 200°C nell'industria. La quota di energia finale usata a fini termici è diminuita a partire dagli anni settanta in corrispondenza al maggior uso di automazione informatica e telematica. La domanda di calore viene soddisfatta prevalentemente mediante combustione diretta di vettori energetici presso gli utenti finali in forni o caldaie, ove la quantità di calore prodotto non viene misurata.

Quello che in alcuni bilanci energetici nazionali (per esempio in quelli compilati da Eurostat) viene indicato come vettore energetico *calore* è costituito dalla somma netta di tre flussi energetici. La prima e più importante componente per l'Italia è il calore prodotto da impianti di produzione combinata di elettricità e calore, che si misura direttamente o può essere stimato in modo abbastanza preciso⁴². La seconda componente è costituita dal calore fornito alle famiglie mediante teleriscaldamento da imprese che fatturano il "servizio calore"⁴³. Anche se non ancora rilevante dal punto di vista quantitativo, risulta stimabile anche un terzo flusso, costituito dal calore prodotto da fonte solare presso gli utenti finali e utilizzato direttamente⁴⁴.

4.7.1 Cogenerazione⁴⁵

Gli orientamenti di politica energetica, in numerosi Paesi e nella Commissione Europea⁴⁶, hanno continuato negli anni '90 a favorire lo sviluppo della cogenerazione industriale⁴⁷. Nel periodo 1980-1997, l'aumento della produzione di calore da cogenerazione nei Paesi Europei sembra dovuto in gran parte ad una maggiore utilizzazione degli impianti esistenti, mentre negli USA la potenza installata si è quintuplicata tra il '79 ed il '95.

L'Italia è uno dei paesi dove la cogenerazione si è sviluppata di più, tanto che l'industria impiantistica italiana riforniva anche i mercati dell'Europa del Nord. Attorno agli anni 60, al crescere di importanza degli impianti termoelettrici e dello sviluppo dell'industria petrolchimica e

⁴¹ escluso quindi l'uso per bunkeraggi marittimi internazionali e l'uso non energetico come materia prima per la produzione di plastiche, fertilizzanti, ecc.

⁴² in base al tipo di impianto, al combustibile di ingresso e soprattutto all'energia elettrica cogenerata, che per motivi fiscali è nota con precisione.

⁴³ In questa categoria va incluso anche il vapore o l'acqua calda che alcune imprese acquistano da imprese attigue; naturalmente nel bilancio energetico vengono eliminati i doppi conteggi del calore cogenerato che viene fatturato.

⁴⁴ Vedi paragrafo 4.5.3.2

⁴⁵ Gli aspetti elettrici della generazione combinata di elettricità e calore sono descritti nel paragrafo 4.6.1.5.

⁴⁶ vedi per esempio la Comunicazione dell'Ottobre '97 dal titolo *A Community Strategy to Promote Combined Heat and Power (CHP) and to Dismantle Barriers to its Development*.

⁴⁷ Gli impianti di cogenerazione nelle condizioni medie industriali risultano del 12 - 15 % più efficienti rispetto alla produzione separata mediante impianti a ciclo combinato, aventi rendimenti del 55-60% e del 25 -30 % più efficienti rispetto al parco centrali medio attuale. Essendo per definizione distribuiti sul territorio, riducono le perdite di trasmissione e distribuzione dell'elettricità usata localmente. Pertanto l'uso di impianti di cogenerazione migliora l'efficienza del sistema energetico e riduce le emissioni di anidride carbonica.

manifatturiera, è cresciuto l'impiego di impianti cogenerativi basati su turbine a vapore. Negli anni 70 si è avuto un periodo di stasi, dovuto alla nazionalizzazione dell'energia elettrica, alla attesa di un consistente sviluppo dell'industria nucleare e successivamente alle importazioni dall'estero di energia elettrica da fonte nucleare. Dopo un calo negli anni '80, la cogenerazione industriale ha ripreso a crescere nel 1988, con l'avvio di alcuni progetti di teleriscaldamento. Negli anni 91-96, a seguito anche dei provvedimenti legislativi che hanno parzialmente liberalizzato la produzione dell'energia elettrica (legge 308/82 e poi le leggi 9 e 10) e delle agevolazioni concesse dal DM Cip 6/92, si è avuta una ripresa nella realizzazione di nuovi impianti cogenerativi. Il Cip 6/92 prevedeva prezzi agevolati di cessione alla rete del kWh per i primi otto anni di esercizio dell'impianto.

Le realizzazioni di nuovi impianti cogenerativi, soprattutto a servizio della piccola e media industria, favoriti anche dalla disponibilità di gas naturale, sono risultate superiori alle aspettative. Una consistente quota di nuovi impianti che avrebbero dovuto cedere l'energia elettrica alla rete non sono stati autorizzati perché incompatibili con la produzione globale di energia elettrica (vedi tabella 4.7.1; gli impianti di cogenerazione sono inseriti in parte nelle categorie A, B, C e nella maggior parte nella categoria D).

Con la progressiva liberalizzazione del mercato elettrico, la tecnologia potrà trovare ulteriore sviluppo. Oltre agli impianti approvati nelle prime sei graduatorie del CIP 6, è stata proposta la realizzazione di 3,2 – 3,6 GWe di impianti cogenerativi; in presenza di condizioni favorevoli, il mercato nazionale può anche espandersi, come dimostrato dalle domande non accolte, presentate per l'ammissione al CIP 6/92 per una potenza complessiva 11,33 GW di cui oltre la metà sono di tipo cogenerativo⁴⁸.

Tabella 4.7.1:

Potenza degli impianti che hanno richiesto le agevolazioni previste dal CIP 6/92 (in MW)

<i>Tipo di impianto</i>	<i>Ammessi[^]</i>	<i>Non ammessi</i>
Cat.A: fonti rinnovabili + fonti assimilate con P<10MW	2857	3429
Altri	95	31
biogas	86	28
biomasse	414	286
eolico	719	1512
idroelettrico	692	551
metano	0	14
recuperi di processo	86	40
rifiuti	668	883
varie - P<1 MW	98	84
Cat.B: a carbone o gas da gassificazione	1310	2087
Cat.C: P>10MW, a calore di processo o giacimenti minori	454	1126
Cat.D: altri impianti di cogenerazione con P>10MW	1170	4692
Accordi quadro	2518	0
TOTALE	8309	11334

[^] in base al DM del 24/1/97, di approvazione della sesta graduatoria, con il quale si sono ammesse le ultime domande

⁴⁸ Il valore degli impianti può essere stimato dell'ordine di 6400-7200 Miliardi, di cui almeno il 70% rappresenta la quota nazionale. L'effetto sull'occupazione, considerate anche le attività indotte, è certamente rilevante.

Nel corso del '96 sono entrati in servizio impianti termoelettrici cogenerativi degli autoproduttori industriali (UNAPACE) per una potenza complessiva di 1.131 MW, mentre nel '97 ne sono entrati in funzione 1.152 MW valori che danno una idea del trend di crescita, in attuazione di quanto deciso nel CIP 6/92. Sempre a fine '97 risultano in corso di costruzione impianti di autoproduttori industriali aderenti all'UNAPACE per una potenza complessiva installata dei motori primi di 2.479 MW, di cui 2.328 MW termoelettrici.

Alla fine del '97 La potenza degli impianti di cogenerazione in esercizio presso gli autoproduttori industriali è di 8.170 MW⁴⁹, di cui 1.894 MW da turbine a vapore a contropressione, 2.216 da turbine a vapore a condensazione e spillamento, 185 MW da motori alternativi, 534 MW da turbine a gas, 3.430 MW da cicli combinati gas/vapore⁵⁰. A tali valori vanno aggiunti gli impianti di cogenerazione delle Aziende Municipalizzate, Enti Locali e privati per una potenza di circa 615 MW (fonte AIRU) a servizio degli impianti di teleriscaldamento e qualche centinaio di MW nel terziario.

La produzione di energia elettrica da impianti di cogenerazione nell'industria è cresciuta anche nel 1998, segnando un +11,3% in linea con la tendenza di lungo periodo (+13,4%/anno nel periodo 1990-1998). Per quanto riguarda l'analisi settoriale, il 1998 ha visto Chimica ed Altre Industrie in contro-tendenza rispetto al comparto industriale (-2,4% e -1,6%), mentre forti incrementi si sono verificati nelle industrie energetiche (ex tab. 7.32). La potenza elettrica totale al 31 dicembre 1998 era pari a 9,3 GW, risultando anch'essa in aumento del 13,8% rispetto al 1997 (ex tab. 7.33).

Nel '98 la realizzazione di nuovi impianti di cogenerazione è rallentato per i seguenti fattori:

- attesa di una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica venduta sulla rete per effetto della liberalizzazione del mercato elettrico (non si sa quanto realistica specie per la piccola e media industria);
- incertezza sulla normativa tecnico - economica del settore elettrico;
- difficoltà alla applicazione degli incentivi normativi ancora operanti per l'accesso alla rete elettrica (cessione eccedenze, vettoriamento, scambio, previsti dalla legge 10/91), frapposte dall'ENEL a seguito della sospensione del CIP 6/92;
- termine di molte forme di incentivazione pubblica (legge 10/91, CIP 6/92).
- accanto a tali fattori negativi si registra tuttavia un maggior dinamismo del settore, incoraggiato da una minore rigidità del sistema elettrico, che vede l'affacciarsi di nuovi operatori. Anche la stessa ENEL si prepara ad entrare nel settore della cogenerazione sia direttamente che attraverso accordi con altre aziende.

4.7.2 Teleriscaldamento

I sistemi di teleriscaldamento forniscono energia termica prevalentemente ad utenze dei settori residenziale e terziario⁵¹. Invece di offrire metano o gasolio, si fornisce direttamente calore che mediante uno scambiatore installato presso l'utente, scalda l'acqua per usi sanitari, scalda gli

⁴⁹ fonte UNAPACE. Si tenga presente per confronto che la potenza complessiva installata degli impianti termoelettrici in Italia è di 52.538 MW (di cui 559 geotermici) e che l'Enel non ha attualmente impianti cogenerativi.

⁵⁰ Si stima che gli impianti termoelettrici degli autoproduttori industriali (per la maggior parte di tipo cogenerativo) contribuiscano al risparmio di 3,4 Mtep di energia primaria, di cui 1,1 Mtep da impianti cogenerativi alimentati da combustibili fossili, 1,7 Mtep da impianti cogenerativi alimentati da combustibili di recupero ed il resto da impianti non cogenerativi.

⁵¹ In questo ambito permettono di poter ampliare il campo delle politiche e misure e degli interventi nel settore residenziale e terziario, aumentando per questi settori, che in usi finali consumano energia per un valore pari al 28 % dei consumi totali nazionali, il potenziale di risparmio energetico e di riduzione di sostanze inquinanti e ad effetto serra.

ambienti e all'occorrenza provvede anche al raffrescamento estivo. Il riscaldamento e il raffrescamento degli edifici sono un fabbisogno primario, ma con caratteristiche diverse da altri quali ad esempio l'illuminazione o l'acqua potabile. Si è in presenza di più tecnologie di soddisfacimento dell'esigenza finale. Il teleriscaldamento si deve confrontare, per quanto riguarda l'edilizia esistente, con la metanizzazione (caldaie autonome e centralizzate), con le caldaie gasolio, stufe elettriche, etc. Il raffrescamento con la diffusione di sistemi autonomi.

Il teleriscaldamento (in inglese *district heating*), da non confondere con la cogenerazione⁵², è caratterizzato dalla rete di tubi in cui passa l'acqua calda (o il vapore) che distribuisce il calore⁵³.

Il calore distribuito dalla rete di teleriscaldamento può provenire da fonti a bassa entalpia di origine geotermica e solare o altri scarti termici, da tecnologie cogenerative, o da caldaie alimentate da fonti rinnovabili (quali biomassa, reflui industriali, rifiuti) e fossili. Tra le fonti energetiche utilizzate nei sistemi di teleriscaldamento nel 1995 (ex. tab. 7.15) spiccano le quote di carbone per Danimarca (52,0%), Germania (51,4%) e Finlandia (37,0%), di gas naturale per Olanda (97,0%), Italia (70,5%) ed Austria (47,8%), mentre l'olio combustibile sembra aver perso terreno quasi ovunque. E' da notare l'impiego rilevante di RSU in Svizzera (44,0%), Francia (24,2%), Austria (15,4%) e Danimarca (15,0%) e delle pompe di calore e caldaie elettriche in Svezia (circa il 60%).

La cogenerazione a servizio di impianti di teleriscaldamento, rappresenta un settore in cui si sono avviate significative realizzazioni, concentrate principalmente nel nord Italia. La tipologia prevalente è costituita da impianti alimentati da combustibili fossili e con caldaie di integrazione di tipo tradizionale. La cogenerazione è la tipologia prevalente per questo tipo di impianti (77 %), mentre le fonti rinnovabili (geotermia, RSU, recuperi industriali) rappresentano il 6%, ma in forte crescita con l'entrata in funzione di nuovi impianti (+6,6% della volumetria servita nel '96).

La cogenerazione di energia elettrica associata al teleriscaldamento è cresciuta significativa nel quinquennio 1990-1995: di 2,6 volte in Austria, di 1,8 volte in Svezia, di 1,6 volte in Italia ed è raddoppiata in Francia; altri paesi, come Germania, Olanda e Finlandia, sembrano invece aver sfruttato le migliori opportunità iniziali attestandosi su crescite più modeste (vedi tabella 4.7.a12, dove si riportano i dati per i Paesi per i quali sono disponibili dati omogenei). Gli impianti di cogenerazione che alimentano reti di calore per riscaldamento urbano, secondo i più recenti dati disponibili (relativi al 1997) hanno prodotto 1816 GWh, segnando un incremento del 6,3% sul 1996. La potenza elettrica installata è risultata, sempre nel 1997, pari a 615 MW (ex tab. 4.7.34-35). I contributi forniti al bilancio elettrico nazionale (ex. tab. 7.13) sono di un certo rilievo in Olanda, Austria e Finlandia, non trascurabili in Germania e Svezia, ma restano limitati (meno dell'1%) in Italia, Svizzera e Francia. Anche dall'analisi dello sviluppo della rete di riscaldamento urbano (ex. tab. 7.14) si evidenzia che è l'Austria a mostrare la dinamica di crescita più vivace seguita dall'Italia. Per entrambi i Paesi, tuttavia, i valori assoluti sono ancora molto lontani da quelli della Danimarca, Germania, Svezia e Finlandia.

Nell'ultimo anno il numero di sistemi di teleriscaldamento in Italia non è aumentato (vedi tabella 4.7.2), anche se esistono grandi potenzialità. Il settore è attualmente in forte evoluzione, sia dal punto di vista istituzionale, che gestionale - imprenditoriale. E' aumentato rispetto agli anni precedenti il numero di sistemi gestiti da società per azioni con capitale pubblico, misto o privato.

⁵² La cogenerazione industriale, seppure utilizza tecnologie comuni, si differenzia per la assenza della rete di teleriscaldamento e per aspetti istituzionali e di decisione e gestione delle iniziative dovute alla presenza di un soggetto imprenditoriale privato. Il teleriscaldamento e la cogenerazione urbana presentano invece aspetti di accettabilità sociale, di servizio pubblico, per cui deve soddisfare la domanda di calore tenendo conto del clima e non delle migliori condizioni di mercato per la parte elettrica. Il decisore principale dell'iniziativa è un soggetto pubblico, il Comune e la gestione viene effettuata principalmente da soggetti pubblici, misti (pubblici e privati), privati.

⁵³ di solito la rete non serve agli impianti di cogenerazione industriale, costruiti nel luogo dove il calore viene utilizzato.

Tabella 4.7.2:
Teleriscaldamento e cogenerazione urbana in Italia: dati di sintesi

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Sistemi in esercizio: Numero	20						27	27	
<i>Di cui:</i> Aziende Municipali	12						14	11	
Enti locali	4						4	4	
Società per Azioni	4						9	12	
Reti di distribuzione: Lunghezza (km) [^]	453						695	767	
Numero	32						47	47	
<i>Di cui:</i> Ad acqua calda							27	27	
Ad acqua surriscaldata							18	18	
A vapore							2	2	
Volumetria riscaldata (Mmc)	44						79	88	
Energia termica fornita all'utenza (GWht)	1611						2631	2704	
Potenza termica immessa in rete (MWt)	908						1372	1452	
Energia elettrica immessa in rete (Gwhe)	700						1582	1681	
Potenza elettrica installata (MWe)	233						600	615	

[^]tubo doppio, esclusi allacciamenti

La volumetria edilizia servita, invece, ha subito un aumento rispetto all'anno precedente di circa il 12%, anche se gli sviluppi si sono registrati principalmente, nelle città con forte interesse al teleriscaldamento. Dal 1990 al 1997 si è verificato un raddoppio della volumetria collegata al teleriscaldamento, con un aumento pari a un fattore 3 della potenza elettrica cogenerativa installata. La regione più teleriscaldata è la Lombardia, che da sola ha una quota di edifici serviti pari a circa il 50 % del totale nazionale, segue il Piemonte, l'Emilia Romagna e il Veneto. La disaggregazione per tipologia di utenza servita da dei valori di circa il 58% per la volumetria residenziale, del 38% per quella terziaria il 38% e del 4% per quella relativa al settore industriale.

Per gli impianti di produzione del calore sono ancora predominanti gli impianti che utilizzano turbine a vapore e a gas, con un aumento dell'interesse verso i cicli combinati, mentre per i combustibili continuano a prevalere quelli fossili, con una prevalenza del gas naturale, rispetto alle fonti rinnovabili e alla termoutilizzazione dei rifiuti.

Bisogna notare inoltre l'aumento dell'energia elettrica prodotta in cogenerazione e dell'energia termica fornita all'utenza, nonostante le condizioni climatiche più miti, con una quota di energia termica prodotta in cogenerazione pari a circa il 75% e quella prodotta da fonti rinnovabili pari al 7% del totale. Significativi sono pure il contributo del risparmio di energia e delle riduzioni di emissione di anidride carbonica.

Rimane il problema del costo delle reti nelle nostre città così intricate, del basso fattore di carico, legato al nostro clima e dei consumi residenziali, solo nelle utenze sul terziario ampliabili mediante refrigerazione estiva ad assorbimento (occorre però calore ad almeno 90°C - 120°C). Assieme al prezzo del combustibile primario e al costo degli impianti, è il costo della rete che determina la competitività di uno schema di teleriscaldamento. Un impianto di teleriscaldamento ha in media costi almeno del 50% maggiori di un impianto di cogenerazione industriale di pari potenza. Il teleriscaldamento e la cogenerazione godono di alcune facilitazioni fiscali.

In un impianto alimentato a metano classificato di cogenerazione, in cui almeno il 10% dell'energia erogata è elettrica, il metano è considerato di uso industriale e paga un'accisa di 34,2 £/mc (erariale più addizionale regionale) invece di 342 £/mc pagati per il riscaldamento individuale o centralizzato, supponendo che si applichi il minimo dell'addizionale erariale pari a 10 £/mc). Un quantitativo pari a 0,25 mc di metano per kWh elettrico prodotto è defiscalizzato e non paga le accise di 34,2 £/mc. Sul calore venduto per riscaldamento all'utenza residenziale si applica una aliquota IVA del 10%. La gestione delle reti di teleriscaldamento alimentate a biomassa nelle zone climatiche E ed F gode di un'agevolazione fiscale come credito d'imposta pari a 20 £/kWh termico, da trasferire sul prezzo di cessione. La carbon tax sul metano per produzione di energia elettrica, 0,87 £/mc, è ridotta la 30% per l'autoproduzione.

4.7.3 Il mercato della cogenerazione

4.7.3.1 *Quadro di riferimento*

Il mercato italiano della cogenerazione, potenzialmente il più alto dell'Unione Europea per la mancanza di impianti nucleari o a carbone, non riesce di per se a stimolare l'interesse dei costruttori. Le difficoltà maggiori per la diffusione della cogenerazione urbana e teleriscaldamento non sono di natura tecnologica, in genere si tratta di tecnologie mature. Le difficoltà sono di natura sistemica, legati ad aspetti di interfaccia con altri settori (sistema dei combustibili, sistema elettrico nazionale, sistema della fornitura di calore all'utenza), ad aspetti istituzionali di decisioni, di programmazione energetica del territorio, di tipologie di gestione del servizio, di rapporti con l'utente/cittadino a cui bisogna aggiungere gli elevati costi iniziali di realizzazione delle reti di calore.

I principali soggetti interessati alla cogenerazione sono:

- I produttori di elettricità pubblici e privati (ENEL, SONDEL, EDISON, AEM, gli industriali autoproduttori) e le loro Associazioni (Federelettrica, UNAPACE, AIRU);
- Gli industriali, gli operatori del terziario pubblico e privato e le loro Associazioni (Confindustria, Confcommercio), in quanto consumatori finali di energia e possibili fruitori della tecnologia;
- Le industrie del settore termoelettrico;
- Gli Enti Locali e le loro Associazioni, specie per quanto riguarda la pianificazione del territorio, l'attuazione del decreto legislativo Bassanini e per lo sviluppo del teleriscaldamento urbano;
- L'Authority per l'Energia, specie per gli aspetti tariffari e di incentivazione;
- I Ministeri dell'Industria, delle Finanze, della Ricerca Scientifica, della Sanità;
- Le Associazioni rappresentative quali FIRE, COGENA, gli Ordini Professionali, le Università;
- Il sistema finanziario sia direttamente che attraverso le E.S.C.O.(Società di servizio energetico).

La cogenerazione si è sviluppata in campo industriale, nel civile e nel terziario (impianti cogenerativi a servizio di reti di teleriscaldamento per più utenti o per singole grandi utenze). Gli impianti di cogenerazione sono caratterizzati da potenze unitarie grandi (superiori a 20 MWe), medie (comprese tra 5 e 20 MWe), piccole (comprese tra 0.5 e 5 MWe) e piccolissime (micro cogenerazione o cogenerazione diffusa, inferiori a 0,5 MWe).

I motori impiegati sono diversi (motori alternativi a gas o a gasolio, turbine a gas, turbine a vapore) e possono essere impiegati singolarmente o con più gruppi in parallelo ovvero possono essere

integrati per realizzare cicli termodinamici più o meno complessi. Dal punto di vista dei combustibili, oltre ai tradizionali combustibili fossili (oli combustibili, gasolio, metano, carbone), sono impiegati anche combustibili liquidi e solidi recuperati da processi industriali, biomasse, residui di lavorazioni non facilmente utilizzabili se non in un quadro di incentivazione alla cogenerazione.

Sembrano individuabili precise segmentazioni del mercato potenziale in particolare:

- micro e mini cogenerazione urbana, gestita dai distributori del gas o dell'elettricità;
- micro e mini cogenerazione per autoconsumo;
- potenziamento ed espansione di impianti di taglia medio-piccola per autoconsumo, fornitura a consorzi o vendita;
- teleriscaldamento con elettricità da vendere;
- grandi impianti su utenze industriali, per elettricità da vendere.

4.7.3.2 *Settore della microgenerazione urbana*

In questo settore l'Italia ha il precedente negativo del Totem Fiat immesso sul mercato nel 1982-83; prodotto in anticipo rispetto al contesto nazionale e sul quale era stato fatto un irreparabile errore di progetto sugli aspetti istituzionali. Era stato progettato infatti con richiesta di compattezza, silenziosità e manutenzione frequente ma facile, destinato come utenza ottimale ai condomini urbani; non si era tenuto conto del fatto che il condominio non ha le caratteristiche di un'impresa, non ha la partita IVA, non poteva vendere elettricità, etc.

Sono stati venduti qualche migliaio di Totem, in Italia ed all'estero, con un grande ritorno di esperienze sui problemi di applicazione nelle varie condizioni di utenza, esperienze ormai perse. L'unica applicazione secondo il progetto fu quella dell'Aziende Industriali Municipalizzate di Vicenza nell'83/84. In totale furono installate 51 unità in 10 impianti, il calore era ceduto alle utenze civili e l'elettricità immessa nella rete dell'azienda; quest'ultima curava la ricerca dei siti, progettava l'installazione, acquisiva i componenti, gestiva il funzionamento e la manutenzione ed infine fatturava il calore. Con rifacimenti e l'utilizzo di ricambi prelevati da sistemi in disuso, le macchine sono ancora operanti nel 1998; il tempo di ritorno economico dell'investimento, con le tariffe dell'epoca, fu di qualche anno.

Se ci si riferisce al terziario diffuso, servono potenza fra 40/80 kW col calore usato per acqua calda, se ci si riferisce al singolo nucleo familiare allora la potenza elettrica scende a 0,5/1 kW con 2-3 kW termici associati.

L'olandese Gas Unie sta studiando un sistema basato su un motore Stirling da 800 Watt, per coprire il carico di base familiare, la British Gas sta studiando ugualmente l'uso a breve di uno Stirling da 1 kW, l'intervallo manutentivo atteso è attorno alle 5.000 ore, in prospettiva l'attenzione è sulle celle a combustibile.

4.7.3.3 *Settore della micro e mini cogenerazione per autoconsumo*

Non si hanno dati precisi sulla consistenza in Italia di impianti di questo tipo, in quanto in genere non classificati dalla UNAPACE; sulla base delle referenze dei principali venditori si stimarono circa 200 MW nel 93 per motori fra 100 e 1.000 kW. Oggi dovrebbero essere installati motori per un totale tra i 600 e gli 800 MW.

Il mercato potenziale è ancora molto ampio considerando ad esempio quanti ospedali, lavanderie industriali, supermercati, piscine e alberghi, sono ancora privi di impianto di cogenerazione. Dal punto di vista tecnologico finora su gamme di potenza fino a 2 MW hanno predominato i motori a gas; in futuro è possibile che le celle a combustibile e le nuove microturbine con scambiatore rigenerativo conquistino spazio.

4.7.3.4 *Potenziamento di impianti di taglia medio - piccola*

Questo settore di mercato comprende il ripotenziamento di impianti esistenti, mercato presumibilmente più vasto di quello delle nuove utenze. Erano ancora in esercizio nel 97 circa 1800 MW_e di impianti di cogenerazione basati su turbine a contropressione e 2200 MW_e di impianti a condensazione e spillamento; limitandosi ad impianti con potenza superiore a 10 MW si avevano 1000 MW a contropressione e circa 2000 MW a condensazione e spillamento.

A parità di utenza termica, con un impianto a ciclo combinato, di taglia media, si può produrre 3-4 volte più elettricità che la persistente sola turbina a contropressione. Settore per settore occorre verificare se i fabbisogni di calore si manterranno o se diminuiranno, uno studio specifico per il solo settore cartario ha individuato uno spazio potenziale per circa 300 MW di nuova capacità generativa da aggiungere, in circa la metà dei siti, gli attuali 200 MW_e a contropressione.

4.7.3.5 *Teleriscaldamento con elettricità da vendere.*

Attualmente gli impianti di teleriscaldamento in cogenerazione servono circa 80 milioni di m³ con circa 600 MW_e di capacità di generazione, concentrata in tre città Brescia, Verona e Torino. In linea generale primo scopo del teleriscaldamento sarebbe quello di fornire calore alle utenze civili; l'attenzione dovrebbe essere posta sulla diversificazione delle fonti impiegate e sulla valorizzazione di calore a basso costo (scarichi da industrie, inceneritori di rifiuti cogenerazione) cui gli utenti urbani non possono accedere direttamente.

Finora in Italia ha avuto più importanza la produzione di elettricità in cogenerazione, usando lo stesso combustibile impiegato nelle singole abitazioni, il gas naturale. Questa scelta risulta motivata dalle necessità di avere subito qualcosa di funzionante, di non attendere i lunghi tempi richiesti dalla costruzione delle reti e dall'acquisizione delle utenze. Poi, col tempo, utilizzando i programmi di rifacimento delle infrastrutture stradali (cunicoli intelligenti) è possibile collegare le piccole reti in sistemi allo stesso tempo integrati e capillari. Quindi il teleriscaldamento può partire da nuclei di consumo e impianti finalizzati alla produzione elettrica in cogenerazione, ma poi evolvere in un sistema infrastrutturale della città; Brescia e Verona stanno percorrendo questa via, integrando ora i rifiuti urbani nel processo. Probabilmente presentare fin dall'inizio il problema in questo modo potrebbe solo far fallire l'iniziativa per il coagularsi degli oppositori ed il cumularsi delle difficoltà.

Le proposte di iniziative presentate alla conferenza di novembre da varie aziende energetiche locali, porterebbero, per il periodo 2005-2008, a raddoppiare il volume di appartamenti serviti e le potenze installate; molte di queste imprese vogliono potenziare la loro rete elettrica e servire aree più ampie della città di origine, integrando i vari servizi resi.

4.7.3.6 *Grandi impianti su utenze industriali per vendere elettricità*

Esempio di questi interventi sono l'impianto di Taranto, utilizzante i gas di scarico dell'acciaieria, anche i grossi impianti delle raffinerie, con gassificazione del catrame residuale, rientrano in questo schema di taglie 200-500 MW_e. E' possibile individuare nella chimica e nella petrolchimica ancora possibile spazio per questo tipo di impianti.

Indice

4. L'OFFERTA DI ENERGIA	1
4.1 IL SISTEMA PETROLIFERO.....	1
4.1.1. <i>Il quadro internazionale</i>	1
4.1.1.1 L'evoluzione del mercato petrolifero.....	1
4.1.1.2 La domanda di petrolio.....	7
4.1.1.3 L'attività esplorativa.....	8
4.1.1.4 Le riserve.....	14
4.1.1.5 Gli stoccaggi.....	15
4.1.1.6 Dinamica dei prezzi.....	17
4.1.1.7 La raffinazione.....	18
4.1.2 <i>Il quadro nazionale</i>	19
4.1.2.1 Il bilancio petrolifero italiano.....	19
4.1.2.2 La produzione nazionale di petrolio greggio.....	20
4.1.2.3 Le importazioni di greggio.....	22
4.1.2.4 Le importazioni e le esportazioni di prodotti petroliferi.....	23
4.1.2.5 La raffinazione.....	23
4.1.2.6 Il sistema distributivo.....	25
4.1.2.7 Le quote di mercato.....	26
4.1.2.8 I consumi interni di prodotti petroliferi.....	27
4.1.2.9 I prezzi dei prodotti petroliferi.....	28
4.1.2.10 I campi della Val D'Agri.....	30
4.2 IL GAS NATURALE.....	31
4.2.1 <i>Il quadro internazionale</i>	31
4.2.1.1 La domanda globale.....	31
4.2.1.2 La produzione.....	34
4.2.1.3 Le riserve.....	36
4.2.1.4 La situazione attuale e futura degli scambi internazionali di gas naturale.....	37
4.2.2 <i>Il quadro nazionale</i>	38
4.2.2.1 La produzione di gas naturale.....	38
4.2.2.2 Le importazioni.....	39
4.2.2.3 Gli stoccaggi.....	41
4.2.2.4 Consumi di gas naturale nei principali settori di impiego.....	42
4.2.2.5 Rete dei metanodotti.....	45
4.2.2.6 Prezzi del gas naturale.....	47
4.2.2.7 Contratti di fornitura del metano.....	47
4.2.2.7.1 Forniture industriali.....	47
4.2.2.7.2 Forniture per la produzione di energia elettrica.....	48
4.2.2.7.3 Forniture alle Aziende di distribuzione.....	49
4.2.2.7.4 Forniture dalle Aziende di distribuzione al cliente finale.....	49
4.3 IL CARBONE.....	50
4.3.1 <i>Il contesto internazionale</i>	50
4.3.1.1 Domanda.....	50
4.3.1.2 Produzione.....	52
4.3.1.3 Riserve.....	54
4.3.1.4 Commercio.....	55
4.3.2 <i>La situazione italiana</i>	55
4.3.2.1 Consumi.....	55
4.3.2.2 Il progetto Sulcis.....	57
4.4 L'ENERGIA NUCLEARE NEL MONDO.....	59
4.4.1 <i>Produzione di energia elettrica</i>	59
4.4.1.1 Ruolo della fonte nucleare nella copertura del fabbisogno.....	59
4.4.1.2 I principali programmi elettronucleari nel mondo.....	61
4.4.1.3 Sicurezza e affidabilità.....	63
4.4.1.4 Considerazioni economiche.....	64
4.4.1.5 Sviluppi tecnologici degli impianti nucleari.....	64
4.4.2 <i>La disattivazione degli impianti nucleari</i>	65
4.4.2.1 Strategie di disattivazione.....	65
4.4.2.2 Impianti disattivati.....	67
4.4.2.3 Aspetti economici della disattivazione degli impianti nucleari.....	67
4.5 FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI.....	71
4.5.1 <i>Panorama internazionale</i>	71
4.5.1.1 Danimarca.....	71
4.5.1.2 Germania.....	72

4.5.1.3	Olanda.....	72
4.5.1.4	Regno Unito.....	72
4.5.1.5	Stati Uniti.....	73
4.5.1.6	Giappone.....	74
4.5.2	<i>Le risorse.....</i>	75
4.5.3	<i>Produzione nazionale.....</i>	77
4.5.3.1	Energia elettrica rinnovabile.....	78
4.5.3.1.1	Idroelettrica.....	78
4.5.3.1.2	Eolico.....	80
4.5.3.1.3	Fotovoltaico.....	80
4.5.3.1.4	Energia geotermoelettrica.....	81
4.5.3.1.5	Elettricità da Rifiuti Solidi Urbani.....	82
4.5.3.2	Produzione di calore.....	83
4.5.3.3	Biocombustibili.....	83
4.5.4	<i>I prezzi.....</i>	84
4.5.4.1	Il provvedimento n.6/92 del Comitato Interministeriale Prezzi.....	84
4.5.4.1.1	Norme generali e soggetti interessati.....	84
4.5.4.1.2	Prezzi di cessione e contributi riconosciuti alle imprese produttrici - distributrici.....	86
4.5.4.1.3	Valori dei prezzi di cessione e dei contributi nel 1992.....	86
4.5.4.2	Effetti derivanti dal provvedimento CIP N. 6/92.....	88
4.5.4.2.1	I produttori terzi.....	88
4.5.4.3.2	L'ENEL.....	89
4.5.4.2.3	Le imprese produttrici-distributrici degli enti locali.....	89
4.5.4.3	Deliberazione dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas (N° 81/99 del 8.6.99).....	90
4.5.4.4	Il Libro bianco italiano sulle fonti energetiche rinnovabili.....	92
4.5.4.5	Le rinnovabili nel mercato liberalizzato: i certificati verdi.....	95
4.5.4.5.1	Il decreto Bersani.....	95
4.5.4.5.2	Il Decreto ministeriale 11 novembre 1999.....	95
4.6	L'ENERGIA ELETTRICA.....	97
4.6.1	<i>Il quadro internazionale.....</i>	97
4.6.1.1	Domanda e offerta di energia elettrica.....	97
4.6.1.2	Potenza efficiente e produzione.....	98
4.6.1.3	Interconnessioni e scambi internazionali di energia elettrica.....	100
4.6.1.4	La domanda finale di energia elettrica per grandi settori.....	101
4.6.1.5	La cogenerazione di calore ed elettricità.....	102
4.6.1.6	I prezzi e le tariffe dell'energia elettrica.....	104
4.6.2	<i>Gli sviluppi in Italia.....</i>	106
4.6.2.1	Copertura della richiesta nazionale di energia elettrica.....	106
4.6.2.2	Caratteristiche del sistema elettrico.....	108
4.6.2.3	Scambi con produttori esteri.....	109
4.6.2.4	I consumi di energia elettrica per grandi categorie.....	110
4.6.2.5	Domanda e offerta nei primi mesi del 1999.....	111
4.6.2.6	Bilanci regionali dell'energia elettrica.....	112
4.6.2.7	La cogenerazione di calore ed elettricità.....	115
4.6.2.8	I prezzi dell'energia elettrica.....	116
4.6.2.8.1	Il quadro normativo tariffario.....	116
4.6.2.8.2	I prezzi dell'energia elettrica.....	116
4.6.2.8.3	L'evoluzione del sistema tariffario.....	117
4.7	LA FORNITURA DI CALORE.....	118
4.7.1	<i>Cogenerazione.....</i>	118
4.7.2	<i>Teleriscaldamento.....</i>	120
4.7.3	<i>Il mercato della cogenerazione.....</i>	123
4.7.3.1	Quadro di riferimento.....	123
4.7.3.2	Settore della microgenerazione urbana.....	124
4.7.3.3	Settore della micro e mini cogenerazione per autoconsumo.....	124
4.7.3.4	Potenziamento di impianti di taglia medio - piccola.....	125
4.7.3.5	Teleriscaldamento con elettricità da vendere.....	125
4.7.3.6	Grandi impianti su utenze industriali per vendere elettricità.....	125