

**ENEA** **Rapporto  
Energia  
e Ambiente 2000**

---

**■ 1**

**L'analisi**

---



Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente



# Contributi<sup>1</sup>

Pietro Menna è il responsabile tecnico-scientifico del Rapporto Energia e Ambiente 2000, oltre che autore delle parti indicate.

Paola Molinas, responsabile del coordinamento redazionale, ha sviluppato le relazioni con e tra gli autori, raccolto ed assemblato le varie versioni dei contributi, revisionato e corretto le bozze.

Umberto Ciorba e Francesco Pauli, oltre che autori del contributo indicato, hanno verificato l'omogeneità dei dati riportati e delle fonti utilizzate, e commentato le bozze di tutto il Volume 1.

Fernando Scaduto si è costantemente preoccupato di tenere aggiornate le fonti durante la preparazione del Rapporto.

Francesca Mercurio ha pazientemente seguito la preparazione delle innumerevoli versioni e bozze.

Diana Savelli ha coordinato, con la collaborazione di Giuliano Ghisu, il lavoro editoriale, contribuendo anche alla revisione e messa a punto finale dei contenuti.

Bruno Giovanetti ha ideato e realizzato le copertine dei volumi.

Mauro Ciamarra ha curato la stampa del Rapporto.

## VOLUME 1 - L'ANALISI

**Cap. 1 – Quadro internazionale** *Coordinatore: Pietro Menna*

Contributi: David Calef (su contratto ENEA): Economia; Energia  
Vincenzo Ferrara: Ambiente e clima globale

**Cap. 2 – Domanda** *Coordinatore: Pietro Menna*

Contributi: Antonella D'Acunto (su contratto): Industria  
Maurizio Romanazzo, Marco Stegheer, Maria Pia Valentini: Trasporti  
Umberto Ciorba, Alfredo Marrocchelli, Francesco Pauli, Giovanni Perrella:  
Residenziale e Terziario  
Antonella D'Acunto (su contratto ENEA): Agricoltura e pesca  
Sergio La Motta: Usi non energetici dei combustibili fossili

---

<sup>1</sup> Tutti i nominativi corrispondono a personale ENEA, se non diversamente indicato

**Cap. 3 – Offerta***Coordinatore: Marcello Capra*

Contributi: Ugo Bilardo (su contratto ENEA): Petrolio; Gas naturale  
Marcello Capra: Carbone; Energia elettrica  
Pietro Menna, Luciano Barra, Ezio Terzini: Fonti energetiche rinnovabili

**Cap. 4 – Il sistema energetico e l'ambiente***Coordinatore: Roberto Del Ciello*

Contributi: Riccardo De Lauretis<sup>2</sup>, Roberto Del Ciello, Sergio La Motta: Le emissioni in atmosfera  
Roberto Del Ciello: Cambiamenti climatici; L'acidificazione e la qualità dell'aria  
Alberto Mura: Produzione di rifiuti da centrali elettriche  
Giuseppe Bortone: Uso delle risorse idriche per attività energetiche  
Andrea Forni: Problematiche relative alla localizzazione degli impianti

**Cap. 5 – Energia e decentramento***Coordinatore: Emidio D'Angelo*

Contributi: P.G. Catoni, E. D'Angelo, G. Lai, G. Perrella: Nuovo ruolo di Regioni ed Enti locali; Statistiche energetiche regionali; Caratteristiche energetiche delle Regioni; Piani energetici regionali, comunali e provinciali

**Cap. 6 – Evoluzione delle tecnologie energetiche e spese per la ricerca***Coordinatrice: Rosella Viridis<sup>3</sup>*

Contributi: Francesco Di Mario, Giorgio Simbolotti: Evoluzione delle tecnologie energetiche  
Daniela Palma, Rosella Viridis: Le spese per la ricerca in Italia  
Rosella Viridis: Spese per la ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia; Spese per la ricerca e sviluppo ambientale

**Appendice 1 – Gli accordi volontari***a cura di: Massimo Natale  
Caminiti, Stefano La  
Malfa, Rino Romani***Appendice 2 - La normativa in campo energetico-ambientale***a cura di: Antonio Soragnese***VOLUME 2 - I DATI***a cura di: Giovanni Perrella***LA BORSA DELL'ENERGIA ELETTRICA***a cura di: Nomisma***L'USCITA DAL MERCATO DELLA BENZINA ROSSA***a cura di: Giuseppe Magaudda*

---

<sup>2</sup> ANPA, Roma

<sup>3</sup> IEA, Parigi

## Ringraziamenti

La realizzazione di questo documento è stata resa possibile grazie al contributo di numerosi colleghe e colleghi dell'ENEA, dei quali è doveroso sottolineare il supporto generoso, puntuale e competente, indice dell'ottimo clima di collaborazione creatosi attorno a questa iniziativa.

Si ringraziano:

- Alessandro Lanza, attualmente Capo Ufficio Studi dell'ENI, per aver saputo cogliere con tempestività l'importanza di questa iniziativa e per aver contribuito alla sua impostazione;
- Marco Martini, per l'appassionato e continuo sostegno fornito durante tutte le fasi di preparazione del Rapporto: i suoi commenti e consigli hanno contribuito a ridurre il numero di (inevitabili) errori ed inesattezze riportati nel documento;
- Teresa Chironi, per il puntuale richiamo all'adozione del rigore del formalismo tecnico-scientifico nella elaborazione dei contributi;
- Marcello Alessi, Tania Giuffrida, Giorgio Li Puma per gli utili commenti;
- con riferimento al capitolo 4, Riccardo De Lauretis per l'accessibilità ai dati ANPA sulle emissioni in atmosfera, Andrea Colosimo per l'approfondita rilettura e le puntuali osservazioni, Nicola Colonna per i suggerimenti alle varie revisioni del capitolo, Francesco Monteleone e Paolo Chamard per i dati delle stazioni di Lampedusa e Monte Cimone, Giovanni Vialetto per le verifiche sui dati, Gabriele Zanini per il contributo alle schede.

Si ringraziano inoltre:

- la Direzione Generale del Servizio IAR del Ministero dell'Ambiente per i numerosi suggerimenti metodologici;
- l'Autorità per l'energia elettrica e il gas per aver fornito alcuni elementi conoscitivi di base.

La supervisione della Direzione Generale delle Fonti di energia e delle risorse minerarie del Ministero dell'Industria ha migliorato l'impostazione, consentito l'aggiornamento di alcuni punti chiave, reso il documento più leggibile.



## Premessa

*Anneghiamo nel petrolio*, titolava in copertina nel marzo 1999 uno dei più autorevoli periodici economici internazionali che, svolgendo la sua analisi, prevedeva un prezzo del greggio in discesa fino a 6 dollari a barile per la fine di quell'anno. A quella data, nel pezzo autoironico *we were wrong*, il settimanale rivedeva le proprie posizioni: nel frattempo, infatti, il barile di petrolio aveva raggiunto i 26 dollari. Tuttora, a fine 2000, il prezzo del barile è attestato al di sopra dei 30 dollari.

L'estrema volatilità del prezzo del greggio rischia paradossalmente di far perdere di vista i nodi strutturali che pesano come macigni sul settore energetico, particolarmente per un paese così esposto come il nostro. Sostenere la crescita economica e lo sviluppo sociale significa infatti non solo riuscire a garantire forniture sufficienti di energia a prezzi ragionevoli, ma anche preservare l'ambiente locale e globale utilizzando le risorse in modo sostenibile.

La disponibilità di analisi accurate sviluppate su dati affidabili si rende particolarmente necessaria in queste circostanze per affinare i ragionamenti e le capacità di indirizzo e programmazione e migliorare la trasparenza del sistema.

Ciò emerse chiaramente già durante la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (CNEA), convocata dal Governo e tenutasi a fine 1998. In tale sede fu lanciato il progetto di riprendere la tradizione di elaborare un documento annuale sul quadro energetico nazionale anche considerando che, nel frattempo, con i processi di privatizzazione e liberalizzazione dell'industria energetica, l'ENEA era diventato l'unico ente con caratteristiche di terzietà. Così, dopo una pausa durata sette anni, fu predisposto, nel 1999, il rapporto sulla situazione energetico-ambientale del Paese.

Forte di questa esperienza, e per mantenere l'impegno preso alla CNEA, la Direzione Studi dell'ENEA ha coordinato la preparazione del Rapporto Energia e Ambiente 2000 (REA 2000), che offre elementi conoscitivi sull'Italia dell'energia e dell'ambiente sulla scorta di valutazioni quantitative e dei mutamenti più rilevanti dell'anno.

In questa edizione si è cercato di evitare ridondanze e di strutturare il rapporto privilegiando, innanzitutto, la facilità di consultazione. Lo schema *quantità, prezzi, tecnologie*, che si è voluto seguire nei capitoli relativi alla Domanda e all'Offerta, risulta qualche volta troppo "stretto" e potrebbe apparire, altre volte, addirittura artificioso. Nelle nostre intenzioni, esso dovrebbe aiutare a trovare e/o ritrovare rapidamente le sezioni di interesse.

Il Rapporto Energia e Ambiente 2000 è composto da due volumi principali:

- **L'analisi**, in cui vengono esaminati l'evoluzione della domanda e dell'offerta di energia, il fattore ambientale, il processo di decentramento amministrativo ed il suo impatto nel settore, gli orizzonti tecnologici e della ricerca.
- **I dati**, ovvero l'appendice statistica, essenziale per la lettura del primo volume, in cui sono raccolti e integrati i dati di diverse fonti. Questa parte del rapporto sarà utile allo studioso che vorrà approfondire aspetti particolari o sviluppare proprie autonome valutazioni.

Esso comprende inoltre due monografie separate, che trattano argomenti di elevato impatto sulla pubblica opinione:

- **La Borsa dell'Energia Elettrica**, che accoglie un'analisi dei mercati dell'energia elettrica di altri paesi, utile per comprendere i criteri guida per la organizzazione del mercato elettrico italiano. L'ENEA ha individuato nella Borsa dell'Energia Elettrica un tema di sicuro impatto ed ha commissionato alla società Nomisma la redazione di questo contributo specifico.
- **L'uscita dal mercato della benzina rossa**, che propone una lettura poliedrica della problematica sollevata dal recepimento della direttiva europea 98/70/CE che sancisce il divieto per gli Stati membri della commercializzazione della benzina con piombo. In Italia questa disposizione entrerà in vigore dal 1° gennaio 2002.

Questo Rapporto vuole rappresentare, in conclusione, una occasione annuale di analisi della situazione energetico-ambientale e di presentazione di un utile pre-consuntivo sulla domanda e sull'offerta energetica del Paese.

Pietro Menna

Novembre 2000

# Indice

Introduzione	13
PARTE INTERNAZIONALE	
<b>Capitolo 1 - Quadro di riferimento internazionale</b>	<b>17</b>
1.1 Economia	17
1.1.1 Stati Uniti d'America	18
1.1.2 Giappone	19
1.1.3 Unione Europea	20
1.1.4 Paesi dell'Europa dell'Est	21
1.1.5 Federazione Russa e Stati dell'ex Unione Sovietica	21
1.1.6 Asia	22
1.1.7 Medio Oriente	22
1.1.8 America Latina	23
1.1.9 Cambi	24
1.1.10 Mercati finanziari	26
1.2 Energia	26
1.2.1 Cambiamenti demografici	26
1.2.2 Domanda	27
1.2.3 Offerta	31
1.2.4 Prezzi internazionali dell'energia	33
1.3 Ambiente e clima globale	38
1.3.1 Introduzione	38
1.3.2 Il Protocollo di Kyoto	39
1.3.3 I meccanismi internazionali di flessibilità: stato dell'arte e prospettive	40
PARTE NAZIONALE	
<b>Capitolo 2 - Domanda</b>	<b>47</b>
2.1 Industria	50
2.1.1 Quantità	50
2.1.2 Prezzi	77
2.1.3 Tecnologie	77

2.2	Trasporti	80
2.2.1	Quantità: domanda, consumi ed emissioni	80
2.2.2	Prezzi	94
2.2.3	Tecnologie	96
2.3	Residenziale e terziario	102
2.3.1	Introduzione	102
2.3.2	Il settore residenziale	104
2.3.3	Il settore terziario	124
2.4	Agricoltura e pesca	126
2.4.1	Quantità	126
2.4.2	Prezzi	129
2.4.3	Tecnologie	129
2.5	Usi non energetici dei combustibili fossili: il settore petrolchimico	130
2.5.1	Quantità	130
2.5.2	Prezzi	135
2.5.3	Tecnologie	135
<b>Capitolo 3 - Offerta</b>		<b>137</b>
3.1	Petrolio	137
3.1.1	Produzione ed esplorazione	139
3.1.2	Importazione	144
3.1.3	Esportazione	146
3.1.4	Prezzi	147
3.1.5	Tecnologie	153
3.1.6	Organizzazione industriale del mercato	154
3.2	Gas naturale	156
3.2.1	Riserve nazionali e produzione	158
3.2.2	Importazione	162
3.2.3	Esportazione	163
3.2.4	Prezzi	165
3.2.5	Tecnologie	169
3.2.6	Organizzazione industriale del mercato	171
3.3	Carbone	175
3.3.1	Produzione	175
3.3.2	Importazione	176
3.3.3	Esportazione	176
3.3.4	Prezzi	177
3.3.5	Tecnologie	179
3.3.6	Organizzazione industriale del mercato	183
3.4	Energia elettrica	187
3.4.1	Produzione	187
3.4.2	Importazione ed esportazione	190
3.4.3	Impatto ambientale	192
3.4.4	Prezzi	194
3.4.5	Tecnologie	199
3.4.6	Organizzazione industriale del mercato	201

3.5	Fonti energetiche rinnovabili	205
3.5.1	Quantità	205
3.5.2	Prezzi	211
3.5.3	Tecnologie	212
3.5.4	Organizzazione industriale del mercato	215
<b>Capitolo 4 - Il sistema energetico e l'ambiente</b>		<b>217</b>
4.1	Le emissioni in atmosfera attribuibili a processi energetici	217
4.2	Cambiamenti climatici	221
4.3	L'acidificazione e la qualità dell'aria	233
4.4	Produzione di rifiuti da centrali elettriche	245
4.5	Uso delle risorse idriche per attività energetiche	248
4.6	Problematiche relative alla localizzazione degli impianti energetici	251
<b>Capitolo 5 - Energia e decentramento</b>		<b>257</b>
5.1	Nuovo ruolo di Regioni ed Enti locali	257
5.2	Statistiche energetiche regionali	262
5.2.1	Stato dell'arte e prospettive	262
5.2.2	Bilanci Energetici Regionali (BER)	264
5.3	Caratteristiche energetiche delle Regioni	266
5.3.1	Valutazione generale	266
5.3.2	Indicatori di efficienza energetica	273
5.4	Piani Energetici Regionali, Comunali e Provinciali: stato dell'arte, obiettivi e contenuti	278
5.4.1	Introduzione	278
5.4.2	Piani Energetici Regionali (PER)	279
5.4.3	Obiettivi, caratteristiche e principali risultati attesi dai PER approvati	280
5.4.4	Piani Energetici Comunali (PEC)	288
5.4.5	Piani Energetici Provinciali	290
<b>Capitolo 6 - Evoluzione delle tecnologie energetiche e spese per la ricerca</b>		<b>291</b>
6.1	Evoluzione delle tecnologie energetiche	291
6.1.1	Tecnologie a combustibili fossili	292
6.1.2	Tecnologie per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili	295
6.1.3	Combustione di biomassa e di rifiuti solidi urbani	300
6.1.4	L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra	302
6.1.5	Elementi di confronto tecnico-economico-ambientale	304
6.2	Le spese per la ricerca in Italia	305
6.3	Spese per la ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia	313
6.3.1	Il quadro internazionale	313
6.3.2	La situazione italiana	321
6.4	Spese per la ricerca e sviluppo ambientale	324
<b>Appendice 1 - Gli accordi volontari</b>		<b>327</b>
<b>Appendice 2 - La normativa in campo energetico-ambientale</b>		<b>335</b>



## Introduzione

Nel 1999 lo sviluppo dell'economia italiana ha registrato lo stesso tasso dell'anno precedente, con un incremento del PIL dell'1,4% in termini reali. Nel 2000, invece, la crescita economica è stata più consistente, con un tasso che si può stimare, per fine anno, appena inferiore al 3%. La forte espansione dell'attività produttiva è sostenuta dai diversi settori: in particolare, dai servizi e dal complesso dell'industria.

Il settore dei trasporti e delle comunicazioni ha influito in modo determinante sulla crescita del valore aggiunto dei servizi, con un contributo di 0,8 punti percentuali nel 1999, ben al di sopra del livello dell'anno precedente. L'attività industriale ha riguadagnato tono durante gli ultimi due anni e presenta nei vari comparti un andamento differenziato del valore aggiunto: tra quelli che hanno mostrato ritmi di sviluppo elevati, emergono il metallurgico e le altre industrie manifatturiere. Anche l'industria delle costruzioni è in forte ripresa, dopo un lungo periodo di sostanziale stagnazione.

Il settore agricoltura e pesca, nonostante il peso limitato sul totale dell'economia, ha esercitato un'influenza positiva sul risultato complessivo, grazie ad una considerevole espansione.

Seguendo l'andamento dell'attività economica complessiva, la domanda di energia segna una forte ripresa: il consumo interno lordo, nel 1999, è stato di 183,1 Mtep (+2,2% rispetto al 1998) e per il 2000 si prevede un aumento del 2,8%, che innalza il fabbisogno a 188,2 Mtep.

L'incremento dei consumi energetici, in atto da qualche anno, ha contribuito ad invertire l'andamento storico dell'intensità energetica che, pur restando attestata a livelli tra i più bassi nel mondo, è aumentata dello 0,7% tra il 1998 e il 1999, passando da 95,9 a 96,6 tep per miliardo di lire. Per il 2000, l'intensità energetica rimane pressochè costante, per un maggiore incremento del PIL analogo a quello dei consumi energetici.

Dopo una breve presentazione della situazione economica ed energetica internazionale, il Rapporto Energia e Ambiente 2000 illustra l'evoluzione della domanda di energia nei vari settori produttivi del Paese.

La ripresa economica si trova a fare i conti con la grave congiuntura petrolifera che, finora, anche grazie alla bassa intensità energetica che caratterizza il nostro paese, sembra abbia avuto una incidenza limitata sul sistema produttivo.

Sul fronte dell'offerta, come riportato nel capitolo 3, l'Italia importa dall'estero più dell'82% del fabbisogno energetico: si tratta in massima parte di petrolio e gas naturale, il cui prezzo è agganciato alle fluttuazioni dei mercati internazionali.

Ma oggi, alla necessità di provvedere alla sicurezza degli approvvigionamenti ed alla diversificazione delle fonti, garantendo l'accessibilità dell'energia anche sul versante dei prezzi, si accompagna l'esigenza di assicurare l'efficienza dei cicli produttivi e di tutelare l'ambiente.

Nella sezione sulle problematiche ambientali, il Rapporto esamina non solo gli andamenti delle emissioni inquinanti, dell'anidride carbonica e degli altri gas serra, ma anche la produzione di rifiuti da processi energetici, l'uso delle risorse idriche per tali attività e, infine, gli effetti ambientali dell'estrazione e movimentazione dei prodotti energetici.

Per le emissioni in atmosfera relative al sistema dei trasporti, che è uno dei settori di domanda a maggiore impatto sull'ambiente, il lettore troverà utili riferimenti quantitativi anche nel contributo specifico sui trasporti, all'interno del capitolo 2 sulla domanda di energia, oltre che nel Volume 4.

Grandi aspettative sono riposte nello sviluppo delle fonti rinnovabili, presentate nella sezione dell'offerta, le quali svolgeranno un ruolo importante consentendo l'impiego di risorse locali, a prezzi competitivi, con un conseguente sviluppo di nuove attività produttive e prospettive occupazionali, anche sulla scia delle opportunità offerte dalla prossima realizzazione del mercato dei "certificati verdi".

Nell'ultimo capitolo, oltre a presentare le innovazioni delle tecnologie già disponibili (per i combustibili fossili e le fonti energetiche rinnovabili), sono brevemente illustrate le prospettive di sviluppo di nuove soluzioni (il vettore idrogeno ed il solare a media ed alta temperatura).

Il contesto italiano è caratterizzato da una quota delle spese di ricerca e sviluppo tecnologico (R&ST) sul PIL pari a valori di circa l'1%, fra i più bassi tra i paesi OCSE. Ogni cittadino italiano spende 200 dollari all'anno per le attività di R&ST contro i 500 dollari di un tedesco ed i 700 ed 800 dollari di un americano e di un giapponese (a parità di potere di acquisto). Nel nostro paese contiamo 3 ricercatori per ogni 1000 unità lavorative a fronte dei 6 ricercatori in Germania, 7 negli Stati Uniti ed 8 in Giappone.

I limitati finanziamenti destinati, negli anni più recenti, alle attività di R&ST nel settore delle tecnologie energetiche si possono attribuire, da un lato, all'ebbrezza dei bassi prezzi del petrolio e, dall'altro, alla liberalizzazione dei mercati ed alla privatizzazione delle imprese pubbliche.

Per disporre di un adeguato patrimonio di conoscenze nei settori tecnologici avanzati è necessario mettere in cantiere, da subito, programmi adeguati di ricerca e sviluppo tecnologico, superando le difficoltà che tali attività incontrano per evitare che il nostro paese, oltre a consumare fonti energetiche in larga misura importate, si riduca unicamente ad utilizzare tecnologia sviluppata altrove.

## PARTE INTERNAZIONALE



## CAPITOLO 1

# Quadro di riferimento internazionale

### 1.1 Economia

La crisi finanziaria originatasi nei paesi del Sud-Est asiatico durante l'estate del 1997 è stata riassorbita quasi completamente nel corso del 2000. Il ciclo economico internazionale, attualmente caratterizzato da un forte rincaro delle quotazioni del petrolio e dalla persistente debolezza dell'euro rispetto al dollaro, ha proseguito lungo la traiettoria di espansione iniziata l'anno precedente. Già nel 1999, con una crescita del PIL pari al 3,4%, l'economia mondiale aveva fatto registrare una prestazione migliore rispetto al 1998, e le prospettive di un'ulteriore ripresa per il quarto trimestre del 2000 sono favorevoli sia per i paesi industrializzati che per quelli in via di sviluppo. Le esportazioni dall'Europa e dagli Stati Uniti verso le regioni asiatiche sono riprese grazie all'inversione congiunturale nei paesi asiatici maggiormente colpiti dalla crisi del 1997. Inoltre, la continua espansione della domanda del Nord America ha supportato la favorevole congiuntura.

La tabella 1.1 illustra quanto la forte espansione interessi soprattutto le economie del Sud-Est asiatico.

La lievitazione prolungata dei prezzi del petrolio minaccia di smentire, almeno parzialmente, le ottimistiche previsioni di crescita per i paesi i cui sistemi energetici dipendono fortemente dalle importazioni del greggio e per quelli la cui valuta si è indebolita nei confronti del dollaro<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> Le previsioni del Fondo Monetario Internazionale per il 2000 si basavano sull'ipotesi che il prezzo medio di un barile di petrolio fosse pari a 26,5 dollari.

**Tabella 1.1 - L'espansione economica di alcune macroregioni nel 1998-2001**

	Variazione percentuale del PIL sull'anno precedente: 1998-2001			
	1998	1999*	2000*	2001*
Mondo	2,6	3,4	4,7	4,2
Paesi industrializzati	2,7	3,0	3,9	3,0
Paesi in via di sviluppo	3,5	3,8	5,6	5,7
Federazione Russa	-4,9	3,2	7,0	4,0
Europa orientale	2,0	1,3	3,1	4,2
Economie asiatiche di recente industrializzazione**	-2,3	7,8	7,9	6,1

\* Previsioni

\*\* Di questo gruppo di paesi fanno parte Hong Kong, la Corea del Sud, Singapore e Taiwan.

Fonte: Fondo Monetario Internazionale, *World Economic Outlook*, settembre 2000

D'altra parte, rispetto alle crisi degli anni 70 e 80, l'effetto dei rincari sulla condizione delle economie avanzate dovrebbe essere molto più contenuto, vista l'incidenza ridotta del petrolio nei processi produttivi. In altri termini, la diminuzione dell'intensità energetica dei paesi industrializzati ha attenuato gli effetti inflazionistici dell'incremento dei prezzi rispetto agli *shock* petroliferi del 1973 e del 1979. Viceversa, i paesi in via di sviluppo (PVS), in fase di industrializzazione ed alle prese con fenomeni di urbanizzazione e crescita del parco auto, rischiano di essere più vulnerabili ai rialzi del greggio. Rischi caro-petrolio a parte, restano problemi strutturali seri, di natura economica e politica, sia in alcuni paesi dell'America Latina e del Sud-Est asiatico che nei paesi dell'ex Unione Sovietica. Nel breve termine, l'Africa subsahariana risulta essere l'unica regione che continua a rimanere drammaticamente esclusa da qualsiasi ripresa.

### 1.1.1 Stati Uniti d'America

Nel 2000, l'economia degli Stati Uniti ha sperimentato un'espansione per il nono anno consecutivo. Il PIL è cresciuto del 4,2% nel 1999 rispetto all'anno precedente e le previsioni di fine autunno indicano che nel 2000 ci sarà un aumento di circa il 5% seguito da un'ulteriore espansione nel 2001 ad un tasso del 3,2%.

La crescita economica è stata alimentata dai consumi e dagli investimenti privati, mentre sulla domanda interna hanno influito positivamente i forti rialzi del mercato azionario. La sopravvalutazione della capitalizzazione di borsa ha facilitato la propensione al consumo, facendo sì che i consumi privati superassero il reddito disponibile. La tendenza alla "finanziarizzazione" dell'economia sta subendo una forte accelerazione, come dimostra la rapida crescita delle attività di intermediazione finanziaria rispetto a quella del PIL. Molti analisti concordano sulla necessità di un rallentamento della corsa dell'economia americana, quantomeno per facilitarne un *atterraggio morbido* quando le condizioni ad essa favorevoli muteranno. A rafforzare l'attuale quadro positivo resta un tasso di disoccupazione sceso a primavera al 3,9% – il livello più basso degli ultimi 31 anni – e rimasto al di sotto del 4,3% fino all'inizio dell'autunno 2000.

Dal giugno 1999 alla primavera del 2000, la Federal Reserve ha rialzato di sei volte i tassi interbancari portandoli dal 4,5 al 6,5%. Nonostante queste manovre restrittive, a primavera il tasso d'inflazione ha raggiunto il 3,7%. Proprio l'aumento dell'inflazione e i timori di un surriscaldamento dell'economia hanno spinto il Fondo Monetario Internazionale (FMI) a sollecitare gli Stati Uniti ad alzare ulteriormente i tassi. D'altra parte, la crescita straordinaria dell'economia statunitense ha aggravato ulteriormente lo squilibrio dei conti con l'estero. Il disavanzo delle partite correnti, che si aggirava intorno a 160 miliardi di dollari (pari al 2,4% del PIL) nel 1998, si è avvicinato nel secondo trimestre del 2000 a 400 miliardi di dollari (4,5% del PIL).

Nelle ultime sessioni, la Federal Reserve ha lasciato invariati i tassi di interesse, ritenendo che l'inflazione fosse sotto controllo e che l'economia del paese stesse rallentando al ritmo giusto, senza che fossero necessarie ulteriori strette monetarie.

### 1.1.2 Giappone

La fase di stagnazione dell'economia nipponica, iniziata nel 1997, non si è ancora conclusa, sebbene alcuni segnali suggeriscano che la ripresa in atto sia destinata a continuare anche nel quarto trimestre del 2000. Negli ultimi anni, la ripresa è stata alimentata da una vigorosa spesa pubblica e dalla politica delle autorità monetarie che hanno imposto tassi d'interesse a brevissimo termine vicini allo zero. Per il 2000, una crescita complessiva del PIL superiore all'1% sembra senz'altro raggiungibile, vista l'espansione registrata nel primo (+2,5%) e nel secondo (+1%) trimestre. In agosto, la Banca del Giappone ha mutato la rotta della politica monetaria alzando, per la prima volta in dieci anni, il tasso d'interesse fino allo 0,25%, ritenendo che le minacce di deflazione fossero svanite. Tuttavia, anche se la produzione industriale ha fatto registrare nei primi mesi dell'anno l'aumento più consistente dalla crisi del 1997, permangono vari motivi di preoccupazione. Il FMI prevede che il debito pubblico, salito dal 69% del PIL nel 1990 al 128% alla fine del 1999, continuerà a crescere (tabella 1.2).

Resta il timore che i segnali di risanamento dell'economia siano troppo legati all'indebitamento pubblico, mentre la propensione al consumo privato continua ad essere molto debole. A temperare il moderato ottimismo degli analisti vi è inoltre un tasso di disoccupazione in leggera crescita (tasso comunque inferiore al 5%, ovvero ben al di sotto dei livelli medi degli altri paesi dell'OCSE) e soprattutto l'aumento della spesa pensionistica, destinata a diventare progressivamente più gravosa alla luce dell'invecchiamento della popolazione.

**Tabella 1.2 - Debito del Giappone nel 1997-2001 (in % del PIL)**

	1997	1998	1999	2000	2001
Debito pubblico	99,2	114,0	128,0	136,1*	141,5*

\* Stime

### 1.1.3 Unione Europea

I dati del 1999, confermati da quelli dei primi tre trimestri del 2000, indicano che i paesi della zona euro attraversano una fase di ripresa economica, anche se permangono notevoli differenze tra di essi. La crescita del PIL nel 2000 dovrebbe variare dal 3-3,5% di Francia, Germania e Italia, al 4-4,5% di Portogallo, Spagna, Svezia e Paesi Bassi (tabella 1.3). Il PIL del Regno Unito dovrebbe crescere a sua volta del 3-3,5%.

La debolezza dell'euro sui mercati monetari internazionali ha determinato, per il 1999 ed il 2000, un aumento delle esportazioni dell'area euro verso il resto del mondo. Nei primi nove mesi del 2000, il deprezzamento della moneta unica è proseguito nei confronti del dollaro, dello yen e della sterlina britannica. Da aprile, l'euro ha ripreso quota rispetto alla valuta britannica e allo yen.

Anche se il ciclo espansivo dei paesi dell'Unione Europea non assumerà le dimensioni di quello attualmente in corso negli Stati Uniti, politiche volte ad alleviare la pressione fiscale e a sostenere la domanda interna fanno prevedere che la crescita economica continuerà nel 2001 a ritmi soddisfacenti (tabella 1.3).

Secondo la maggior parte delle stime (BCE, Eurostat e FMI), la domanda interna resterà sostenuta, mentre la disoccupazione diminuirà, sia pure in un contesto di notevole differenze tra i vari Stati dell'area. Infatti, il tasso di disoccupazione è stimato alla fine del 2000 intorno al 10% in Italia ed al 14% in Spagna, all'8% in Belgio ed in Germania, ed al 4% nel Regno Unito e nei Paesi Bassi.

Fino ad agosto le preoccupazioni destinate dall'aumento dell'inflazione registrata nei primi mesi del 2000 non hanno provocato una variazione delle politiche monetarie della Banca Centrale Europea (BCE), riflettendo in parte l'aspettativa che il rincaro del petrolio, che aveva sostenuto la spinta inflazionistica, fosse destinato a rientrare. Questa posizione è stata rivista durante l'estate quando l'inflazione ha superato il 2%, tetto massimo stabilito dalla BCE. L'istituto bancario centrale ha alzato i tassi di interesse fino al 4,5% in agosto, ed al 4,75% in ottobre. Va notato che l'andamento dei prezzi del petrolio rischia di compromettere la tendenza positiva delle economie europee, visto il deprezzamento dell'euro nei confronti del dollaro, la valuta con cui avvengono le transazioni per l'acquisto del greggio sui mercati internazionali.

**Tabella 1.3 - Variazioni del PIL nell'Unione Europea nel 1997-2001**

	1997	1998	1999	2000*	2001*
Unione Europea	2,5	2,7	2,4	3,4	3,3
Area dell'Euro	2,3	2,7	2,4	3,5	3,4
Francia	2,0	3,2	2,9	3,5	3,5
Germania	1,5	2,1	1,6	2,9	3,3
Italia	1,8	1,5	1,4	2,8**	2,9**
Spagna	3,8	4,0	3,7	4,1	3,5

\* Proiezioni

\*\* Documento di Programmazione Economico-Finanziaria (DPEF), deliberato dal Consiglio dei Ministri il 29 giugno 2000

Fonte: Fondo Monetario Internazionale, *World Economic Outlook*, settembre 2000

### 1.1.4 Paesi dell'Europa dell'Est

I paesi dell'Est europeo stanno seguendo traiettorie di sviluppo economico diverse, tali da rendere poco significativa una trattazione unica. Polonia e Ungheria crescono con tassi annuali intorno al 4,5-5% grazie ad una buona rete di infrastrutture, ad una manodopera ben qualificata e ad una riuscita ristrutturazione del sistema industriale e bancario. L'Ungheria vanta, inoltre, un'inflazione contenuta, mentre l'economia polacca soffre l'elevato deficit delle partite correnti (11,7 miliardi di dollari nel 1999 pari all'8% del PIL). Bulgaria, Croazia, Repubblica Ceca e Repubblica Slovacca sono caratterizzate da una elevata disoccupazione e da un'espansione più modesta. I tassi di crescita potrebbero diventare maggiori del 3,5% dal 2001 in poi. In questi paesi proseguono i processi di privatizzazione e vengono perseguiti obiettivi di riduzione della spesa pubblica e di incentivazione dell'iniziativa privata. Durante il 2000, la Romania è riuscita ad emergere dalla fase recessiva, registrando una crescita dell'economia superiore all'1%. Un timido miglioramento, legato al *boom* delle esportazioni, si intravede per l'Ucraina il cui PIL – pari nel 1999 al 40% di quello del 1990 – ha ricominciato a crescere per la prima volta da dieci anni a questa parte.

### 1.1.5 Federazione Russa e Stati dell'ex Unione Sovietica

Nel 1999 l'economia russa ha registrato un andamento migliore di quello previsto, dopo la crisi finanziaria dell'estate 1998. Il tasso di crescita del PIL ha superato il 3% e l'inflazione non è andata oltre il 40%. Le prospettive per il 2000 sono favorevoli (+ 7% del PIL secondo il Fondo Monetario Internazionale, +5,5% secondo il locale Ministero dell'Economia, ed una variazione dei prezzi al consumo contenuta al di sotto del 25%), grazie alla svalutazione del rublo ed al rialzo dei prezzi petroliferi. Il deprezzamento della moneta russa ha comportato una riduzione dei salari reali e della competitività delle importazioni. Di quest'ultimo fattore ha beneficiato la produzione industriale (+10,3% nei primi tre mesi del 2000), che ha sostituito beni di importazione con beni prodotti localmente. D'altra parte, una crescita stabile di lungo respiro non può fondarsi sulla congiuntura dei favorevoli prezzi dell'energia e delle materie prime. Queste ultime costituiscono l'80% circa delle esportazioni russe, ma hanno quotazioni tradizionalmente instabili. Secondo gli osservatori, una ripresa duratura richiede il risanamento del sistema bancario, ancora troppo opaco e inefficiente, ed il consolidamento di un contesto normativo in grado di attirare investimenti dall'estero ed incentivare l'attività imprenditoriale nazionale. In assenza di condizioni di trasparenza, prevarrà il clima di sfiducia di organismi internazionali come il FMI che, di recente, ha minacciato di sospendere un prestito ingente a causa della scarsa affidabilità dei responsabili della finanza russa. I brillanti dati macroeconomici degli ultimi mesi coesistono con un quadro sociale meno soddisfacente e caratterizzato da un sistema di infrastrutture fatiscenti e dall'impoverimento di fasce consistenti della popolazione.

Anche altri paesi dell'ex Unione Sovietica forti esportatori di petrolio hanno beneficiato del rialzo dei prezzi del greggio, esibendo elevati tassi di crescita (+5% per l'Azerbaijan ed il Kazakhstan, e +15,9% per il Turkmenistan)<sup>2</sup>.

---

<sup>2</sup> Stime del FMI per il 2000.

### 1.1.6 Asia

La crisi finanziaria che nel 1997 aveva colpito Tailandia, Indonesia, Corea del Sud, Malesia e Filippine è stata in gran parte superata. Il Sud-Est asiatico mostra segni di ripresa che vanno oltre le attese: i paesi di recente industrializzazione (Corea del Sud, Hong Kong, Singapore e Taiwan)<sup>3</sup> hanno fatto registrare nel 1999 un aumento del PIL del 7,8%. Secondo le stime dell'Asian Development Bank (ADB), durante il 1999 l'economia e la produzione industriale della Corea del Sud sono cresciute del 10,7 e del 24%, rispettivamente, senza che l'inflazione superasse l'1%. Ciò che potrebbe intaccare il quadro positivo dell'economia coreana è l'enorme indebitamento delle *chaebol* (le potenti conglomerate, come Hyundai, Daewoo e Samsung). Le prospettive sono comunque favorevoli in un paese che, al pari di Singapore, Taiwan e Malesia, ha investito nell'industria dei semiconduttori e dei circuiti integrati, un settore indispensabile per lo sviluppo delle tecnologie della telecomunicazione. Il FMI e l'ADB prevedono che negli altri paesi della regione, chiusa la fase di contrazione dell'attività produttiva e della domanda interna, l'espansione continuerà a tassi sostenuti. Nel primo trimestre del 2000, la Malesia e la Tailandia hanno fatto registrare tassi di crescita del PIL rispettivamente dell'11,7 e del 5%. Più stentata appare la situazione delle Filippine: la crescita economica, pari al 3,2% nel 1999, si attesterà intorno al 3,5% nel 2000. Tuttavia, deficit pubblico, povertà, conflitti sociali e scandali finanziari destano preoccupazioni. Ancora meno favorevoli sono le prospettive dell'Indonesia dove, in un clima di forte instabilità politica, la domanda interna è debole, il debito estero resta alto (105% del PIL) e le tensioni sociali sono costantemente al di sopra il livello di guardia.

Dopo una crescita a tassi superiori al 10% per buona parte degli anni 90, l'economia cinese continua a vivere una fase di rallentamento, che accentuerà nei prossimi anni i problemi di disoccupazione. La spesa pubblica continua ad alimentare la crescita, che rimane sostenuta (+7,1% nel 1999), anche se non più a due cifre. I processi di liberalizzazione e di apertura dei mercati non hanno finora trasformato la struttura centralizzata dell'economia cinese: lo Stato resta il principale responsabile degli investimenti (75%) e domina settori fondamentali dell'industria quali l'elettricità, la siderurgia, la chimica e la meccanica. Un elemento che preoccupa gli osservatori è la diminuzione, negli ultimi anni, degli investimenti esteri. A rendere migliori le prospettive in questo settore, è arrivata l'adesione alla World Trade Organization (WTO), che dovrebbe facilitare l'integrazione della Cina con il resto dell'economia mondiale, invertendo una tendenza di chiusura che risale addirittura al XVI secolo. È probabile che l'ingresso nel WTO sancisca il nuovo corso dell'economia cinese, sia attraverso l'abolizione di tariffe e dazi, sia rendendo più trasparente il contesto legislativo ed economico per gli investimenti internazionali.

### 1.1.7 Medio Oriente

Sulla scorta dell'eccezionale rialzo dei prezzi del petrolio, più che triplicati tra l'inizio del 1999 e la fine del 2000, le economie dei paesi del Golfo hanno registrato andamenti favorevoli. Dopo un periodo di stasi economica, nel 1998 e nel 1999 Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Kuwait e gli altri paesi della regione hanno ricominciato a crescere a tassi sostenuti (3,5-4%). I benefici derivanti dalla lievitazione delle quotazioni del greggio

<sup>3</sup> L'elevato interscambio commerciale di questi paesi con l'Italia è pari per la Corea del Sud e Hong Kong a circa 6.000 miliardi di lire nel 1999.

potranno ridare impulso agli investimenti e permetteranno di ridurre gli elevati livelli del debito pubblico e della disoccupazione (superiore al 25% in Arabia Saudita).

### 1.1.8 America Latina

Dopo la crisi del 1998 e del 1999, l'economia dell'America Latina attraversa una fase di "convalescenza" segnata dalla buona ripresa di alcuni paesi (Messico e Uruguay), ma anche dalla prevalente debolezza istituzionale, da sacche di povertà consistenti e da gravissime diseguaglianze socio-economiche. La crisi brasiliana del 1998 è parzialmente rientrata. Le previsioni indicano per il Brasile una crescita del 4% nel 2000, un irrobustimento del saldo commerciale con l'estero (+26 miliardi di dollari nel primo trimestre del 2000) e un'inflazione contenuta al di sotto del 10%. Nonostante il superamento della fase negativa, restano problematici i caratteri strutturali dell'economia brasiliana: elevato indebitamento pubblico, alta inflazione ed enorme sperequazione dei redditi. La ripresa brasiliana ha fatto da traino per l'Argentina, che peraltro ha sofferto per la svalutazione del *real* ed ha subito una grave recessione nel 1999 (il PIL si è contratto del 3%). Gli elementi positivi dell'economia argentina sono una bassa inflazione ed un deficit pubblico contenuto (tabella 1.4). D'altra parte, nove anni di politiche di risanamento economico non sono riusciti a ridurre il tasso di disoccupazione (15%) e ad elevare il tenore di vita di larghe fasce della popolazione, sempre meno disposte ad accettare ulteriori misure di austerità. Nel primo trimestre del 2000, l'economia del paese è cresciuta dello 0,9% rispetto allo stesso periodo del 1999. Le previsioni d'inizio anno indicavano una crescita del 3,5%, ma ad ottobre la maggioranza delle analisi stimava che alla fine del 2000 la crescita dell'economia, soprattutto grazie al rialzo dei prezzi delle materie prime di cui l'Argentina è esportatore, non avrebbe superato il 2%. Resta aperta la questione del debito pubblico, che a primavera ha superato la soglia del 46% del PIL.

Il Messico continua a registrare elevati tassi di crescita, a causa della stretta dipendenza dall'economia statunitense e grazie al rialzo delle quotazioni del greggio: alla fine dei primi due trimestri, l'economia aveva registrato un aumento del PIL del 7,5% rispetto allo stesso periodo nel 1999, e le aspettative per la crescita complessiva nel 2000 indicano un aumento del 6,5%. D'altra parte, a fronte della vitalità delle esportazioni verso gli Stati Uniti e delle accresciute entrate petrolifere, restano importanti elementi di vulnerabilità: rischi d'inflazione generata dalla crescente domanda interna e mercato scontento sociale per un'incidenza di povertà ancora molto elevata.

**Tabella 1.4 - Deficit e debito pubblico dell'Argentina nel 1998-2001 (% del PIL)**

	1998	1999	2000	2001
Deficit pubblico	2,2	3,8	2,2*	1,3*
Debito pubblico	40,6	45,7	46,1*	45,0*

\* Stime

La situazione è decisamente meno brillante per altri paesi della regione: le previsioni di crescita del PIL venezuelano indicano un 2,5%, meno dell'aumento percentuale della popolazione nello stesso periodo. E questo incremento, invero modesto per un paese in via di sviluppo, avviene in un momento molto favorevole al paese, in virtù dell'aumento del prezzo del petrolio di cui il Venezuela è tra i maggiori produttori.

In condizioni appena migliori versa l'economia della Colombia: tra aprile e giugno, grazie alla svalutazione del peso, le esportazioni hanno preso quota ed il Fondo Monetario stima che l'economia alla fine dell'anno si sarà espansa del 3%. Tuttavia, almeno il 20% della popolazione è ancora disoccupata.

In generale, nella gran parte degli Stati del Centro e Sud-America le riforme economiche, volte a smantellare il rigido sistema di controllo dei prezzi e la privatizzazione di società statali inefficienti, hanno sortito spesso gli effetti economici desiderati (rialzo delle tariffe pubbliche tenute artificialmente basse, crescita del PIL e delle esportazioni), ma hanno accentuato il disagio degli strati meno abbienti e peggiorato i problemi di stabilità sociale che ne conseguono.

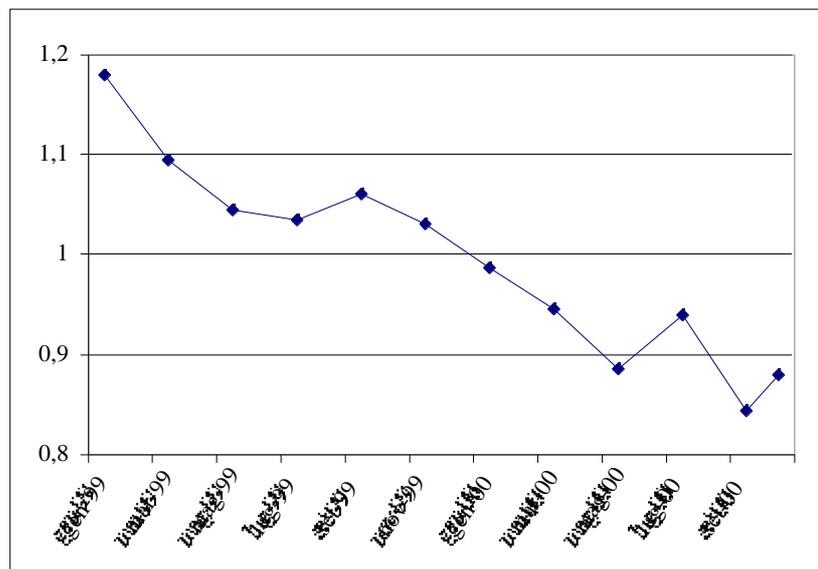
#### **Nodi da sciogliere dell'economia mondiale**

- Elevata disoccupazione in diversi paesi europei: spesso arriva o supera il 10%, ovvero è a un livello pari a due volte quello degli Stati Uniti e del Giappone;
- scarsa propensione al risparmio degli Stati Uniti, che nel 1999 hanno contratto un debito con l'estero superiore ai 1500 miliardi di dollari;
- drammatica recessione dell'Africa Sub-sahariana in balia di conflitti, carestie ed epidemie;
- vulnerabilità istituzionale in America Latina, che coesiste con sperequazioni estreme di reddito e grandi sacche di povertà;
- vulnerabilità di grandi strati della popolazione del Sud-Est asiatico in un clima di rapida crescita economica;
- debolezza del sistema bancario giapponese e crescente debito pubblico (circa 130% del PIL nel 1999).

#### **1.1.9 Cambi**

L'euro si è progressivamente svalutato contro il dollaro (figura 1.1), passando da un cambio di 1,18 dollari per euro, al momento della sua introduzione nel gennaio 1999, ad una valutazione di 0,885 dollari per euro, raggiunta a maggio e successivamente a settembre 2000. La moneta unica europea si è deprezzata sensibilmente anche rispetto alla moneta giapponese. A fine agosto, per contenere la dinamica inflazionistica (i prezzi al consumo erano saliti del 2,4% annuo durante il mese di luglio, a fronte di un tetto del 2%), la BCE ha alzato i tassi di interesse di riferimento fino al 4,5%.

Figura 1.1 - L'evoluzione del cambio euro/dollaro nel periodo gennaio 1999-ottobre 2000



La manovra della Banca Centrale non ha sortito effetti sul cambio. L'euro ha continuato a perdere terreno rispetto al dollaro.

La discesa dell'euro rispetto alle principali valute internazionali ha lasciato perplessi gli osservatori, perché ha avuto luogo in un periodo di ripresa soddisfacente dell'economia europea, con i primi segnali di rallentamento del *boom* americano. L'incongruenza tra la buona condizione dell'economia europea e la mediocre prestazione della moneta unica, è rafforzata dalle previsioni per il 2001, che indicano per l'economia europea un tasso di crescita maggiore di quello statunitense.

La debolezza della moneta unica è stata attribuita non solo al perdurare dello straordinario *boom* economico degli Stati Uniti, ma anche alla mancanza di una forte identità politica sovranazionale europea. Al contrario di yen e dollaro, l'euro non è sostenuto da una entità politica ben definita, visto che il profilo economico e politico degli 11 paesi dell'area euro è lungi dall'essere omogeneo. A rendere più precaria la situazione sembra contribuire la percezione degli investitori, che continuano a considerare gli Stati Uniti come una piazza più affidabile e in grado di offrire migliori rendimenti, e ciò in virtù di un mercato del lavoro flessibile e soprattutto di una maggiore spinta all'innovazione tecnologica. Questi elementi hanno indotto gli investitori, nei primi tre trimestri del 2000, ad ignorare gli elementi di debolezza dell'economia statunitense (il deficit della bilancia commerciale) ed a preferire gli investimenti nella valuta americana a quelli in euro.

Al di là dei potenziali contraccolpi negativi sul piano politico, il deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro non ha avuto solo conseguenze negative: infatti, anche se la perdita di valore della valuta europea potrebbe innescare processi di inflazione, nel 2000 il deprezzamento ha favorito le esportazioni dei paesi dell'euro verso Stati Uniti e Giappone, rafforzando la ripresa economica dell'Europa degli undici.

### *1.1.10 Mercati finanziari*

Uno dei temi su cui si coagula il consenso della maggior parte degli osservatori è la sopravvalutazione degli indici di Borsa. Durante il 1999 la capitalizzazione delle borse, in particolare di quelle legate ai paesi industrializzati, è cresciuta di oltre il 40%. La crescita è stata molto accentuata per i titoli legati alle nuove tecnologie (Internet e telecomunicazioni). Un drastico ridimensionamento della "bolla" azionaria potrebbe avere effetti violenti sull'economia mondiale, determinando scenari di crescita diversi da quelli contemplati in un contesto di cambiamenti gradualisti. L'impatto maggiore si avrebbe negli Stati Uniti, visto il ruolo importante che giocano i titoli di borsa nella vita finanziaria di decine di milioni di americani. Le ripercussioni negative dello scoppio della bolla si aggiungerebbero ad una situazione di scarsa consuetudine al risparmio da parte dei consumatori. Uno scenario "alternativo" del FMI stima che una correzione verso il basso del 25% delle quotazioni del mercato di Wall Street determinerebbe un rallentamento nella crescita del 2% negli Stati Uniti e dello 0,7% in Europa nel 2001, e rallentamenti meno consistenti fino al 2003 incluso.

## **1.2 Energia**

Il panorama della produzione e dei consumi di energia è mutato considerevolmente negli anni 90. In Europa, un importante catalizzatore del cambiamento è stato il processo di liberalizzazione dei mercati dell'energia, che sta riconfigurando l'assetto dell'industria elettrica nei settori della produzione, della distribuzione e del commercio. Un altro elemento che ha segnato di recente le politiche energetiche internazionali è l'attenuazione delle preoccupazioni per l'esaurimento delle scorte di combustibili fossili. Questi timori si sono ridimensionati grazie alla scoperta di nuovi giacimenti di greggio, alla conferma di consistenti riserve di carbone e gas naturale e in virtù dello sviluppo di tecnologie volte ad aumentare l'efficienza energetica nei settori industriali. Se l'esaurimento delle risorse fossili ha cessato di rappresentare una minaccia imminente agli occhi della maggioranza degli osservatori, già all'inizio del 2000 sono riemerse forti tensioni prodotte dalla volatilità pronunciata delle quotazioni del greggio, accentuate dall'instabilità politica di alcune regioni importanti per l'approvvigionamento di petrolio e gas naturale (Medio Oriente e regione transcaucasica).

Il pessimismo sugli scenari dell'offerta energetica a breve termine è stato peraltro rimpiazzato da crescenti preoccupazioni per l'impatto ambientale dello sfruttamento di fonti energetiche non rinnovabili. In particolare, il cambiamento climatico è divenuto una delle questioni cruciali che animano il dibattito sulla gestione sostenibile delle risorse energetiche, tanto che il futuro energetico del Pianeta non può più essere esaminato senza considerare il cambiamento climatico ed i fenomeni di inquinamento atmosferico locale. I consumi di energia aumentano, sostenuti dal miglioramento generalizzato del tenore di vita e dall'espansione demografica che interessa la maggioranza dei paesi in via di sviluppo (PVS).

### *1.2.1 Cambiamenti demografici*

Secondo le stime dell'Organizzazione delle Nazioni Unite (ONU), nel 1999 la popolazione mondiale ha raggiunto i 6 miliardi di individui, di cui più della metà vive in Asia. Le proiezioni dell'ONU prevedono che fino al 2015 i tassi di crescita annui della popolazione saranno superiori al 2,5% in Africa e nel Medio Oriente, sostenuti – tra l'1,2 e l'1,8% –

**Tabella 1.5 - Domanda mondiale di energia primaria (Mtep)**

Regione	1990	1999
Africa	211,6	261,2
America Latina	270,4	371,2
Asia	1850	2254,7
America del Nord	2231,9	2557,3
CSI & PECO*	1398,2	908,1
Europa Occidentale	1741,4	1800,8
Medio Oriente	253,8	380,3
Totale	7957,3	8533,6

\* Comunità degli Stati Indipendenti e Paesi dell'Europa Centro Orientale

Fonte: BP *Amoco Statistical Review of World Energy*, giugno 2000

nei grandi paesi asiatici (India, Indonesia, Vietnam e Filippine), mentre nel resto del mondo l'innalzamento degli standard di vita e l'incremento della scolarità femminile hanno già ridotto sensibilmente i tassi di natalità stabilizzando la crescita della popolazione<sup>4</sup>. L'urbanizzazione e la migrazione verso i paesi industrializzati sono tra i fattori fondamentali per la determinazione della domanda futura di energia. I fenomeni di urbanizzazione e l'aumento del reddito pro-capite comportano, ad esempio: il declino delle attività legate all'agricoltura a favore dell'industria e dei servizi, con conseguente aumento della domanda di elettricità e combustibili; la crescita del trasporto motorizzato e quindi l'aumento del consumo di carburanti; la sostituzione negli usi domestici di combustibili tradizionali (residui agricoli e legna) con tecnologie energetiche e combustibili moderni (elettricità, kerosene, metano).

L'attuale *boom* economico si traduce in un'espansione dei consumi energetici soprattutto nei PVS, dove i vincoli ambientali (con i loro effetti positivi sull'aumento dell'efficienza energetica) sono subordinati a considerazioni di ordine economico<sup>5</sup>. Contestualmente, quasi tre miliardi di individui non partecipano che in misura marginale a questa positiva congiuntura internazionale. Ciò significa che il moderato incremento della domanda mondiale di energia poggia su un'emergenza sociale di dimensioni planetarie. Per disegnare le strategie di sviluppo energetico per i prossimi decenni bisogna tenere conto di questa emergenza senza, al contempo, spingere il Pianeta verso una crisi ambientale più grave di quella in atto.

### 1.2.2 Domanda

Dal 1990 al 1999 il consumo energetico mondiale è cresciuto del 27%, passando da 7957 Mtep a 8533 Mtep. Questo aumento è caratterizzato da rilevanti disomogeneità geografiche. La tabella 1.5 illustra quanto diseguale sia stata la crescita dei consumi di energia nelle sette regioni in cui il Pianeta può essere convenzionalmente diviso.

<sup>4</sup> Fonti: *UN World Population Prospects 1950-2050: The 1998 Revision* e *Human Development Report 2000*.

<sup>5</sup> Anche negli scenari più prudenti il tasso di crescita della domanda di energia nei PVS, eccezione fatta per l'Africa, non è mai inferiore al 2%.

Anche all'interno delle regioni vi sono rilevanti disomogeneità. C'è da aggiungere, cosa che non si evince dalla tabella 1.5, che almeno due miliardi di individui (soprattutto nel Sud-Est asiatico ed in Africa) non utilizzano alcuna fonte di energia commerciale. Metà della popolazione mondiale vive in zone rurali e in gran parte soddisfa il proprio fabbisogno energetico facendo uso di legna, scarti agricoli e residui agro-alimentari. Non sorprende, quindi, che le differenze nei consumi pro-capite di energia tra i paesi industrializzati ed i PVS siano ancora notevoli: un cittadino thailandese consuma in media 0,6 tep ogni anno, mentre un cittadino italiano consuma quasi 3 tep ed un americano supera i 7 tep. Al di là delle specificità regionali, nel corso dei prossimi venti anni la domanda di energia pro-capite aumenterà più rapidamente nei PVS, senza peraltro raggiungere i livelli dei paesi industrializzati. Un caso particolare è quello dei paesi dell'ex Unione Sovietica, dove la ripresa economica si accompagna ad un calo della domanda di energia, dovuto anche al miglioramento dell'efficienza – bassissima fino a pochi anni fa – dei settori della produzione e distribuzione di energia. Una situazione simile esiste in un altro paese dall'economia pianificata, la Cina, dove peraltro l'intensità energetica (rapporto tra energia consumata e prodotto nazionale lordo) è diminuita sensibilmente già dalla fine degli anni 80.

Da oggi al 2020, il petrolio continuerà a restare la principale fonte di energia primaria, mentre, in virtù di una buona efficienza e del modesto impatto sull'ambiente, il gas naturale conquisterà quote di mercato crescenti a scapito del carbone, il più scomodo ed inquinante dei combustibili fossili. Il contributo dell'elettricità generata da centrali nucleari è incerto in quanto condizionato dagli alti costi per gli investimenti, dalle preoccupazioni sociali in ordine alla sicurezza, dai problemi di gestione delle scorie e anche dai lunghi tempi richiesti per la realizzazione degli impianti. Secondo gli scenari convenzionali, che non contemplan bruschi cambiamenti nella pianificazione energetica<sup>6</sup>, il ricorso alle fonti energetiche rinnovabili resterà esiguo anche nei prossimi vent'anni e, per converso, il fabbisogno energetico verrà soddisfatto per oltre l'80% da fonti non rinnovabili.

#### 1.2.2.1 Petrolio

Il petrolio rappresenta il 40% del fabbisogno energetico mondiale ed è destinato a rimanere il combustibile privilegiato per i prossimi 20-30 anni. Dopo il rallentamento dovuto alla crisi asiatica del 1997, l'aumento annuale (1999-2000) della domanda di petrolio è ritornato sui livelli pre-crisi<sup>7</sup>. I consumi continuano ad essere distribuiti in modo diseguale (tabella 1.6): Europa e Nord America rappresentano più della metà della domanda totale – 75,3 Mb/giorno nel 1999 e, si stima, circa 77 nel 2000 – mentre il continente asiatico ha sostenuto quasi il 27% dei consumi mondiali nel 1999 e superato il 32% nel 2000.

---

<sup>6</sup> Scenari che non ipotizzano salti tecnologici decisivi e tengono in secondo piano la dimensione intergenerazionale del problema energetico e ambientale.

<sup>7</sup> Stima OAPEC. L'aumento della domanda annuale di petrolio è stato di 1,6 milioni di barili al giorno fra il 1994 e il 1997, di 0,5 nel 1998 e 1,1 nel 1999.

**Tabella 1.6 - Domanda di petrolio per area geografica (milioni di barili al giorno)**

Regione	1999	2000*	
		Quota %	Quota %
Nord America	23,8	31,6	31,4
America Latina	4,6	6,1	5,8
Europa	15,9	20,0	20,0
CSI	3,9	5,3	5,2
Medio Oriente	4,2	5,6	4,5
Africa	2,4	3,2	3,2
Asia e Cina	11,5	13,2	32,2
Regione Pacifica	8,6	12,9	11,5
Totale Mondo	74,9	100,0	77,0

\* Stima

Fonte: *Oil & Gas Journal*, 24 luglio 2000 e Organization of Arab Petroleum Exporting Countries (OAPEC) *Monthly Bulletin*, vol. 26, n. 8/9, agosto-settembre 2000

Nel corso dei prossimi venti anni la domanda rimarrà consistente nelle regioni industrializzate, anche se la corrispondente quota di mercato scenderà al 30-35% ed i maggiori aumenti dei consumi avranno luogo nei PVS.

Il settore dei trasporti rimarrà quello che influisce maggiormente sulla domanda di petrolio. Nei paesi industrializzati il petrolio perderà terreno a favore del gas naturale nella produzione di elettricità e nel settore residenziale mentre nei PVS guadagnerà quote di mercato crescenti, grazie all'abbandono di combustibili tradizionali (legna, residui agricoli) ed alla riduzione della quota del carbone.

### 1.2.2.2 Gas naturale

Il gas naturale sta diventando una fonte energetica sempre più attraente in virtù del suo basso impatto ambientale. Secondo le proiezioni dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE) e dell'Energy Information Administration statunitense (EIA), il consumo di gas naturale aumenterà notevolmente nei prossimi venti anni sia nei PVS che in quelli industrializzati. Tra i primi, l'area del Sud Est asiatico dovrebbe quadruplicare i propri consumi, mentre tra i secondi, l'Europa occidentale sarà la regione che vedrà aumentare più rapidamente i propri consumi. Tra il 1998 e il 1999 i tassi di crescita più elevati sono stati osservati in Asia, in Africa e in America Latina (tabella 1.7).

**Tabella 1.7 - Consumi di gas naturale nel 1998-1999**

Regione	1998 (Mtep)	1999 (Mtep)	1999/1998 (%)
Nord America	660,5	664,6	0,60
America Latina	88,3	95,4	8,05
Europa	422,1	438,4	3,86
CSI	501,6	508,3	1,33
Medio Oriente	167,6	169,7	1,29
Africa	48,9	50,3	2,82
Asia e Australia	244	259,4	6,30

Fonte: *IEA/OECD Statistics 2000*

L'evoluzione della domanda sarà condizionata dallo sviluppo di infrastrutture dedicate allo stoccaggio e, specialmente, dal trasporto del combustibile. Molti depositi di gas naturale, infatti, si trovano a grande distanza dai luoghi di impiego, ed i costi del trasporto nei gasdotti e via nave sono elevati rispetto a quelli necessari per trasportare il petrolio<sup>8</sup>. Sono proprio i problemi legati alle infrastrutture per il trasporto a limitare l'importazione di gas naturale in Cina, dove l'uso massiccio di carbone è il maggiore responsabile del degrado ambientale.

### 1.2.2.3 Carbone

Per molti paesi (Cina, India, Giappone, Federazione Russa e Stati Uniti), il carbone è ancora una fonte energetica molto importante in virtù degli enormi giacimenti disponibili e della facilità di trasporto ed immagazzinamento. Tuttavia, il carbone contribuisce in misura notevole sia all'inquinamento locale sia alle emissioni di gas serra e, per tale ragione, l'utilizzo delle centrali tradizionali a carbone è sempre più limitato, soprattutto in Europa e negli Stati Uniti. Nel 1999 la domanda di carbone è diminuita per il terzo anno consecutivo, segnando un calo del 5% rispetto al 1998 (tabella 1.8).

La contrazione del consumo di carbone si è verificata soprattutto in Cina che, con il 24% del totale, è il secondo paese consumatore dopo gli Stati Uniti, dove invece il consumo è rimasto sui livelli del 1998.

Le prospettive di medio termine (2000-2020) per il consumo di carbone nei PVS sono legate ad alcuni fattori difficilmente mutabili nei prossimi venti anni. L'India e la Cina (che insieme costituiscono più di 1/3 della popolazione mondiale) possiedono riserve abbondanti di carbone. In una fase di espansione economica prolungata è probabile che entrambi i paesi continuino a far ricorso a questo combustibile, in quanto meno costoso. In questi due paesi, inoltre, il carbone viene largamente utilizzato per la produzione di energia elettrica<sup>9</sup>, consentendo, nel contempo, l'occupazione di milioni di persone. Una ristrutturazione del sistema di generazione di elettricità a favore di altre fonti energetiche incontrerebbe, quindi, forti resistenze.

Nei paesi dell'OCSE la fortuna del carbone sarà influenzata invece dallo sviluppo e dai costi degli impianti Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC), che promettono impatti ambientali ridotti rispetto alle tradizionali centrali a vapore.

Le stime di lungo periodo dell'EIA prevedono un aumento medio annuo della domanda mondiale di carbone di circa l'1,6% fino al 2020. Secondo queste stime, i consumi aumenteranno nei paesi asiatici in via di sviluppo, dove le norme ambientali sono meno rigorose, mentre la domanda ristagnerà nei paesi industrializzati e declinerà nei paesi dell'ex Unione Sovietica.

---

<sup>8</sup> I costi di trasporto del gas variano di molto in funzione della distanza. Su distanze inferiori ai 2000 km, il trasporto via gasdotto è più conveniente del trasporto del gas liquefatto.

<sup>9</sup> Nel 1999 in Cina e in India rispettivamente l'80 ed il 75% di elettricità è stata prodotta bruciando carbone.

**Tabella 1.8 - Andamento della domanda mondiale di carbone nel 1995-1999**

Anno	Domanda di carbone (Mtep)
1995	2218
1996	2298
1997	2285
1998	2243
1999	2130

Fonte: *BP Amoco Statistical Review of World Energy*, 2000

**Tabella 1.9 - Produzione mondiale di petrolio nel 1997-2000  
(in milioni di barili/giorno)**

Anno	Milioni di barili/giorno
1997	72,6
1998	73,3
1999	71,6
2000 (I°sem)	72,2
2000 (II° sem)	73,8

Fonte: *Energia*, Rivista trimestrale sui problemi dell'energia, Sezione Statistica, settembre 2000

### 1.2.3 Offerta

#### 1.2.3.1 Petrolio

Nel corso dell'anno il rialzo dei prezzi del greggio ha influenzato l'andamento dell'offerta, inducendo l'Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC) a rivedere più volte le proprie decisioni riguardo alle quote produttive. In marzo, i paesi dell'OPEC hanno deciso di aumentare la produzione di 1,45 Mb/giorno, ripristinando i livelli produttivi stabiliti dodici mesi prima. A giugno e a settembre sono stati decisi ulteriori aumenti della produzione rispettivamente di 0,7 e 0,8 Mb/giorno, al fine di stabilizzare il prezzo del greggio al di sotto dei 28 dollari al barile. Le quotazioni superiori ai 30 dollari al barile e la convinzione di essere prossimi ad una nuova crisi petrolifera hanno convinto il governo statunitense a rilasciare 30 milioni di barili dalle riserve strategiche (570 milioni di barili). Con le nuove quote produttive la produzione mondiale ha superato di circa 2 Mb/giorno quella del 1999 (tabella 1.9). Circa 1/3 degli aumenti OPEC è da attribuire all'Arabia Saudita, l'unico paese tra i dieci del cartello a possedere una consistente capacità produttiva non utilizzata (circa 2 Mb/giorno), ed il più pronto ad adeguare il livello dell'offerta a quello della domanda. Le esportazioni irachene rappresentano invece un potenziale elemento di incertezza che grava sull'andamento dell'offerta. Forte di una produzione di 2,5 Mb/giorno (quantitativo superiore alla capacità estrattiva non sfruttata dell'OPEC), l'Iraq potrebbe minacciare la sospensione del proprio *export* negli imminenti negoziati sulla cessazione delle sanzioni imposte dall'ONU.

### 1.2.3.2 Carbone

Nel corso del 1999 la produzione mondiale di carbone è diminuita del 6,1% rispetto al 1998, passando da 2238,9 a 2103,5 Mtep. Tra i principali paesi produttori, il calo è stato molto elevato in Cina (-18,1%) e più contenuto negli Stati Uniti (-2,1%), in Canada (-4,3%), in India (-2,4%) e nell'Africa del Sud (-2%), mentre la Federazione Russa, l'Ucraina e l'Australia hanno incrementato la produzione rispettivamente dell'8,5%, del 5,4% e dell'1,5%. La tabella 1.10 illustra come i 4/5 circa della produzione siano concentrati negli otto paesi citati.

**Tabella 1.10 - Distribuzione della produzione di carbone nei principali paesi produttori nel 1999**

Paese	Quota nella produzione mondiale (%)
Stati Uniti e Canada	29,5
Cina	24,3
Federazione Russa e Ucraina	7,4
Australia	7,1
India	6,9
Africa del Sud	5,5
Resto del Mondo	19,3

Fonte: *BP Amoco Statistical Review of World Energy*, giugno 2000

Il calo della produzione che si è registrato negli Stati Uniti, è attribuibile in parte alla minore domanda proveniente dalle diverse centrali che, hanno dovuto subire adeguamenti impiantistici per ottemperare agli impegni prescritti dai Clean Air Act Amendments del 1990, in parte alla concorrenza delle centrali nucleari. Si prevede che nel corso del 2000 la produzione ritornerà sui livelli del 1998, grazie ad una debole ripresa delle esportazioni verso i mercati asiatici.

Nonostante il sensibile calo della produzione (-27%) dal 1996 al 2000, il carbone continuerà a dominare la scena energetica della Cina. L'IEA prevede che ancora nel 2020 il carbone soddisferà il 67% dei fabbisogni di energia primaria della Cina. Il forte impatto ambientale della produzione di energia elettrica da carbone potrebbe alterare questo scenario favorendo lo sfruttamento di altre risorse energetiche (energia nucleare, idroelettrica e gas naturale) o sollecitare l'impiego di carbone a basso contenuto di zolfo.

Ai tassi di sfruttamento attuali, le riserve di carbone garantiscono che la produzione non sarà condizionata dalla disponibilità anche in scenari di lungo periodo (2000-2050).

### 1.2.3.3 Gas naturale

Negli ultimi venticinque anni, l'impiego del gas naturale ha avuto un forte sviluppo che si è ulteriormente intensificato nella seconda metà degli anni 90. Gli scenari di lungo periodo dell'offerta di energia (2000-2050) prevedono che questa evoluzione positiva continuerà e che il gas naturale conquisterà quote crescenti del mercato energetico a discapito di petrolio e carbone. Nel 1999, a fronte di un aumento della domanda, la produzione ha fatto segnare una crescita del 2,5% (fonte IEA, luglio 2000) rispetto al 1998. L'aumento dell'utilizzo del gas naturale nella generazione di energia elettrica e negli impieghi nel residenziale (riscaldamento di abitazioni) si deve, in buona parte, al

minore impatto ambientale rispetto ad altri combustibili fossili. Questa espansione è rafforzata dalla consapevolezza che le riserve provate globali sono sufficienti a soddisfare il fabbisogno per i prossimi 60-65 anni circa.

**Tabella 1.11 - Andamento dei prezzi del petrolio nel 1995-2000**

Anno	\$/barile
1995	17,2
1996	20,8
1997	19,3
1998	13,1
1999	18,3
Febbraio 2000	25,3
Luglio 2000	30,6
Settembre 2000	34,5

Fonte: EIA/DOE

#### 1.2.3.4 Elettricità

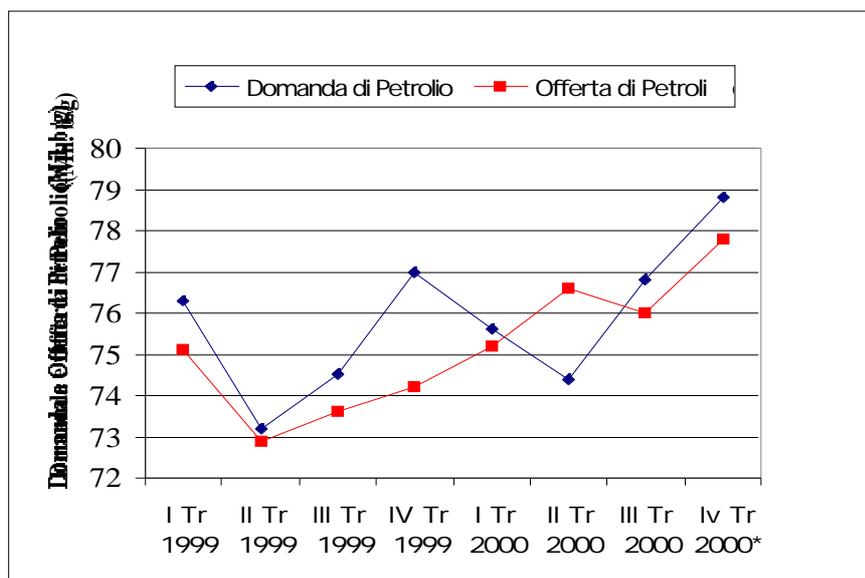
Nel 1999 la produzione di energia elettrica è stata di circa 14.000 TWh. Il carbone è il combustibile più utilizzato, rispetto al gas (15%) ed al petrolio (10%). Nel corso dell'anno è continuato in Europa il processo di ristrutturazione del mercato dell'energia elettrica, iniziato con l'obiettivo di eliminarne le imperfezioni e di aumentare, di conseguenza, l'efficienza del sistema di generazione di energia.

#### 1.2.4 Prezzi internazionali dell'energia

##### 1.2.4.1 Petrolio

Nell'arco degli ultimi ventiquattro mesi, pur con marcate oscillazioni, il prezzo del petrolio è più che triplicato, passando dai 10 dollari al barile del gennaio 1999 ai 36 dollari al barile nel settembre 2000 (tabella 1.11).

In primo piano, tra i diversi elementi che hanno spinto verso l'alto le quotazioni del greggio, c'è il delicato meccanismo di equilibrio tra domanda e offerta messo in crisi dai tagli (1,7 Mb/giorno) operati dai paesi dell'OPEC nel marzo del 1999. I paesi dell'OCSE non si sono opposti ai tagli, giustificati dai prezzi eccezionalmente bassi del petrolio, temendo uno *shock* finanziario tra i paesi produttori già in crisi, come la Federazione Russa. Agli effetti del contenimento dell'offerta si sono aggiunti quelli provocati dalla limitazione delle attività di raffinazione, messa in atto dall'industria petrolifera per minimizzare i costi e aumentare la redditività. La ripresa economica superiore alle attese dei paesi del Sud-Est asiatico ed il rafforzamento dell'espansione economica nordamericana nel corso del 2000 hanno portato ad una domanda per lunghi periodi superiore all'offerta (figura 1.2).

**Figura 1.2 - Domanda e offerta mondiale di petrolio nel 1999-2000 (milioni di barili/giorno)**

\*Stime

Fonte: *OAPEC Monthly Bulletin*, vol. 26, n. 8-9, agosto-settembre 2000

Ad influenzare i prezzi e a spingerli verso l'alto sono state anche manovre speculative, amplificate spesso dalle ricorrenti preoccupazioni per le tensioni nel Medio Oriente. Il rincaro dei prezzi, facendo aumentare i rischi di inflazione, penalizza le prospettive di crescita dei paesi importatori, pur con importanti differenze. Infatti, poiché il greggio viene acquistato in dollari, i paesi dell'area euro, come già detto, soffrono il rincaro in misura maggiore degli Stati Uniti e del Giappone, ma sono soprattutto i PVS a soffrirne.

Nei PVS i fenomeni di urbanizzazione e di crescita del parco automobilistico procedono secondo i modelli adottati 30-40 anni fa nelle economie avanzate, ovvero in condizioni di inefficienza energetica, per cui c'è bisogno di più petrolio per ogni dollaro di PIL di quanto non succeda nelle economie dei paesi industrializzati.

Una incontrollata impennata dei prezzi comporta dei rischi, in termini di mantenimento di quote di mercato, anche per i paesi OPEC, o almeno per alcuni di essi. Con i prezzi del greggio al di sopra della soglia dei 18-20 dollari diventa conveniente sfruttare aree produttive caratterizzate da alti costi di estrazione (per esempio il Mare del Nord, dove i costi di produzione di un barile sono compresi tra gli 8 e i 14 dollari).

#### 1.2.4.2 Rincari del greggio

Esiste un generale consenso sulle cause principali che hanno innescato e poi sostenuto il rincaro dei prezzi del petrolio nell'arco degli ultimi due anni. Le origini della corsa al rialzo vengono comunemente fatte risalire ad una combinazione di fattori: l'espansione dell'economia mondiale a tassi più veloci di quelli previsti, la strategia di contenimento della produzione operata dall'OPEC, il conseguente squilibrio tra domanda e offerta ed il livello eccezionalmente basso delle scorte dei paesi industrializzati. Una lista esaustiva dovrebbe includere anche le smagliature del sistema di raffinazione e l'aumento delle

tensioni in Medio Oriente. Il raggiungimento della stabilità nel mercato petrolifero è oggetto di un ampio dibattito, spesso con opinioni divergenti. Vale tuttavia la pena riflettere sull'interrogativo, al centro dell'attenzione di governi, analisti e consumatori e riguardante il livello di accettabilità del prezzo del petrolio.

I governi dei paesi aderenti all'OCSE hanno chiesto ripetutamente all'OPEC di aumentare la produzione, con l'obiettivo dichiarato di riportare il prezzo del greggio al di sotto dei 30 dollari al barile. Alcuni analisti hanno sostenuto che il ritorno a quotazioni più ragionevoli debba passare attraverso il taglio delle imposte sui prodotti energetici. A conforto di questa tesi è stato argomentato che, per i paesi aderenti all'OPEC, il contenimento della produzione (con conseguente rincaro dei prezzi) sia una strategia forzata, quasi inevitabile. La fine degli anni 90, infatti, ha costituito un periodo di crisi economica per i paesi del Golfo che fanno parte del cartello. Le economie di Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Qatar, Bahrain e Kuwait, oltre ad accusare una forte dipendenza dalle esportazioni di petrolio, hanno in comune anche altre caratteristiche quali una forte pressione demografica, tassi di disoccupazione anche superiori al 20%, grave indebitamento con l'estero e spese militari record (Arabia Saudita: 22,7% e 12,8% del PIL, rispettivamente nel 1986 e nel 1996). In un tale contesto il rincaro del greggio è per molti paesi produttori una soluzione che, sebbene non risolva i problemi strutturali, concede tuttavia dei margini di manovra per impostare le necessarie strategie di risanamento. Sulla scorta di queste considerazioni c'è chi propone di calmierare i prezzi nei paesi industrializzati, effettuando tagli fiscali ed evitando così di chiedere aumenti della produzione ai paesi dell'OPEC.

D'altra parte, il rincaro dei prezzi potrebbe costituire un incentivo a migliorare ulteriormente l'efficienza d'uso del petrolio e favorire, nel contempo anche l'utilizzo di energie alternative o di combustibili a minore impatto ambientale, quali il gas. Infatti, con il ribasso delle quotazioni del greggio, le strategie di risparmio energetico sono state messe in secondo piano (soprattutto nel settore dei trasporti statunitense), e gli investimenti destinati allo sfruttamento delle fonti rinnovabili non hanno costituito una priorità.

### 1.2.4.3 Gas naturale

Nel corso dei primi due trimestri del 2000 i prezzi del gas naturale sono saliti proseguendo la tendenza al rialzo già segnata durante il 1999 (tabella 1.12).

**Tabella 1.12 - Andamento del prezzo del gas naturale in uno dei principali contratti di fornitura\* nel 1999-2000 (dollari/milioni di BTU\*\*)**

	\$/MBTU
Aprile 1999	2,07
Agosto 1999	2,52
Ottobre 1999	2,94
Gennaio 2000	3,74
Maggio 2000	4,41
Agosto 2000	4,63

\* Prezzo CIF, gas naturale liquefatto via metaniera.

\*\* BTU: British Thermal Unit

Fonti: *Energia*, Rivista trimestrale sui problemi dell'energia, n. 2, 3, 4 del 1999; n. 1, 2, 3 del 2000.

Vi sono diverse ragioni per prevedere che l'aumento dei prezzi, particolarmente marcato negli Stati Uniti, dove non ha conosciuto soste a partire dal 1998, continui per i prossimi anni. Nel 2001, la domanda di gas negli Stati Uniti crescerà anche e soprattutto a causa delle *defaillances* della rete elettrica esistente.

#### 1.2.4.4 Evoluzione del mercato del petrolio

Alla fine degli anni 90, lo sviluppo di un mercato globale dell'energia nel quale il carattere nazionale delle compagnie è diventato sempre meno rilevante, ha accelerato fenomeni di fusione e acquisizione tra grandi imprese dell'energia. Le fusioni che hanno condotto alla creazione di società come Exxon-Mobil, BP-Amoco, Total-Elf-Fina e Texaco-Chevron hanno come obiettivo principale quello di razionalizzare le attività, ridurre i costi e aumentare i profitti, sfruttando le economie di scala e l'integrazione di attività complementari. Il fenomeno delle fusioni non è circoscritto alle sole compagnie petrolifere, ma interessa anche molte società di distribuzione di energia elettrica che tendono a configurarsi come *multiutilities* presenti in settori della produzione, trasporto e commercializzazione di vettori diversi di energia (elettricità, greggio, gas naturale). Compagnie impegnate nelle attività di estrazione si alleano con società specializzate nella distribuzione. Parallelamente ai mutamenti della struttura dell'industria energetica, prosegue la spinta all'innovazione tecnologica. Nell'*upstream*, l'innovazione è diretta a migliorare le tecniche di estrazione e ad identificare nuovi giacimenti. L'adozione della sismica quadridimensionale, ad esempio, che aggiunge il tempo alle altre tre dimensioni, riesce a delineare con più elevata precisione la durata della vita del giacimento. Con le tecniche di perforazione orizzontale e direzionata è possibile realizzare recuperi di greggio superiori a quelli consentiti dalle tecniche standard di perforazione verticale. Nel *downstream*, la ricerca tecnologica mira a diminuire il tasso di emissioni inquinanti dei carburanti. In modo particolare, grandi sforzi vengono diretti nelle attività di *offshore* profondo (estrazione di idrocarburi in mare tra i 200 e i 1500 metri) in Africa occidentale, Brasile e Golfo del Messico.

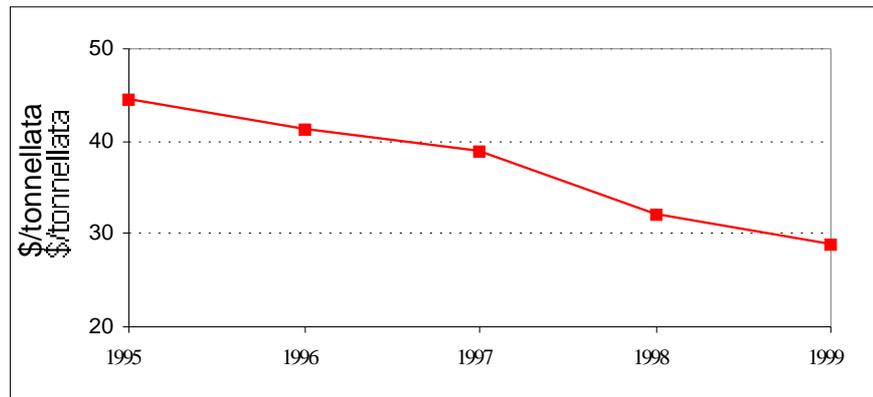
Gli investimenti in tecnologie quali le celle a combustibile e le celle solari sono sintomi della volontà di dare spazio a combustibili diversi da quelli tradizionali nell'ambito di una pianificazione energetica di lungo termine.

Infine, le opportunità offerte dalla *e-economy* possono costituire l'elemento di novità nel rapporto con i consumatori e con il settore commerciale.

#### 1.2.4.5 Carbone

Nella prima metà del 2000, il prezzo del carbone sui mercati internazionali ha continuato a scendere, confermando l'andamento degli anni precedenti (figura 1.3). Negli Stati Uniti, primo paese per consumo e produzione, la EIA prevede una lieve ulteriore flessione dei prezzi per il resto dell'anno, seguita da una altrettanto lieve ripresa nel 2001. In effetti, un rialzo dei prezzi dovuto alla crescita della domanda (+10% nei primi quattro mesi del 2000 rispetto allo stesso periodo nel 1999) è stato già osservato sul mercato australiano e su quelli asiatici. Durante l'estate i prezzi del carbone sono saliti anche sui mercati europei.

**Figura 1.3 - Prezzo del carbone sul mercato nordeuropeo nel 1995-1999 (\$/t)**



Fonte. Elaborazioni su dati BP Amoco, Statistical Review of World Energy, 2000

### Energia nucleare

Le prospettive di sviluppo dell'energia nucleare per i prossimi 20 anni sono incerte. Gli ingenti costi di investimento iniziale, i lunghissimi tempi richiesti per la realizzazione di una centrale e le grandi dimensioni degli impianti pesano negativamente su questa opzione tecnologica.

Inoltre, 15 anni dopo l'incidente di Chernobyl, il livello di accettazione sociale della tecnologia presso larghe fasce della popolazione dei paesi industrializzati rimane molto basso. Peraltro, ciò non ha impedito che dal 1990 al 1999 il consumo di energia prodotta dal nucleare crescesse del 25,9% fino a raggiungere 650,8 Mtep. Nel 1999, 436 impianti nucleari hanno generato il 16% circa dell'energia elettrica prodotta sul Pianeta.

In assenza di incidenti, è probabile che i paesi che attualmente soddisfano una grande parte del proprio fabbisogno di elettricità tramite energia nucleare (Francia, Russia, Gran Bretagna, Belgio, Giappone) continueranno a sfruttare gli impianti esistenti. D'altra parte, sotto la pressione di gruppi ambientalisti e di una parte dell'opinione pubblica, i governi di alcuni paesi, quali la Germania e la Svezia, hanno annunciato di voler ridurre la capacità produttiva nucleare e altri, quali gli Stati Uniti, hanno sospeso la costruzione di nuovi impianti.

Le prospettive di diffusione della tecnologia nucleare sono legate alla verifica della potenzialità di sviluppo di impianti a sicurezza intrinseca, ma soprattutto alla capacità di adattare le caratteristiche dell'industria nucleare a quelle del nuovo mercato liberalizzato dell'energia elettrica, che richiede centrali più piccole, standardizzazione, semplificazione delle procedure e soprattutto tempi di realizzazione più brevi.

#### 1.2.4.6 Energie rinnovabili

Fatta eccezione per l'idroelettrico, le biomasse e l'energia geotermica, le fonti energetiche rinnovabili contribuiscono in misura ancora ridotta alla produzione mondiale di energia. Anche il forte rincaro dei prezzi del petrolio e gli impegni sottoscritti dai paesi

industrializzati per ridurre le emissioni di gas serra non sono stati sufficienti a rendere concorrenziale l'industria dell'energia rinnovabile, se non in situazioni molto circoscritte. In realtà, da un paio di anni a questa parte i progressi nella curva di penetrazione di alcune tecnologie, uniti a sforzi istituzionali per disegnare piani energetici sostenibili, fanno pensare che le risorse rinnovabili potranno avere un ruolo importante nell'offerta di energia già nei prossimi dieci anni. Dopo anni di relativa inerzia, il 1999 ha fatto registrare un impulso notevole sia nel settore dell'energia eolica (già economicamente competitiva in alcuni settori) che nel solare fotovoltaico e nel solare termico. Alla fine del 1999 la potenza eolica installata sul Pianeta superava i 13.000 MW, ovvero il 37% in più rispetto al 1998, mentre la produzione mondiale annuale di moduli fotovoltaici ha superato i 200 MW.

In questa fase, lo sviluppo delle energie rinnovabili dipende in larga misura dalla lungimiranza nel pianificare politiche energetiche a basso impatto ambientale e nell'incentivare l'innovazione tecnologica. Il diverso grado di attuazione di questo tipo di politiche spiega la sostanziale disomogeneità della penetrazione, comunque modesta, delle fonti rinnovabili nei sistemi energetici dei paesi industrializzati. In Europa, la Danimarca, la Spagna e soprattutto la Germania (circa 5000 MW di potenza eolica installata a metà 2000) si sono distinte per aver messo a punto, con buoni risultati, programmi di sussidi ed aperture di crediti per l'eolico ed il solare.

### **1.3 Ambiente e clima globale**

#### *1.3.1 Introduzione<sup>10</sup>*

Le scelte fondamentali che influenzeranno l'evoluzione del sistema energetico nei prossimi decenni saranno prese in conformità a criteri sempre più complessi. Oltre agli obiettivi più propriamente energetici – sicurezza degli approvvigionamenti, valorizzazione delle risorse nazionali, competitività delle imprese e dei prodotti – le scelte di politica energetica terranno conto sempre più della necessità di preservare l'ambiente locale ed il clima globale, della disponibilità di tecnologie, della capacità di usare le risorse in modo sostenibile e di servire gli utenti in modo equo.

Lo stato attuale delle conoscenze sul clima permette di affermare che:

- negli ultimi due secoli le emissioni antropiche di gas serra sono aumentate;
- nell'ultimo secolo le concentrazioni di gas serra in atmosfera sono aumentate (quest'aumento dipende dall'aumento delle emissioni antropiche);
- nell'ultimo secolo, le temperature medie mondiali sono aumentate (di circa 0,6 °C, con errori inferiori a 0,2 °C).

Non è ancora stato provato definitivamente che l'incremento delle temperature osservato sia effetto dell'aumento delle concentrazioni di gas serra in atmosfera, anche se vi sono i presupposti per pensarlo. I modelli integrati di circolazione globale atmosfera-oceano, infatti, permettono di ricostruire l'andamento della temperature medie mondiali nell'ultimo secolo, con scarti sempre meno rilevanti. L'ulteriore affinamento ha consentito di tenere conto del contributo raffreddante degli aerosol e della ciclicità correlata al comportamento

---

<sup>10</sup> Tratta da: GianCarlo Tosato e Pietro Menna (a cura di), *Il processo di attuazione del Protocollo di Kyoto in Italia. Metodi, scenari e valutazione di politiche e misure*, ENEA, gennaio 2000.

delle macchie solari. Pertanto, gli scienziati dell'Intergovernmental Panel for Climate Change (IPCC) hanno concluso che "l'insieme delle evidenze suggerisce che sul clima globale esiste un'influenza umana discernibile"<sup>11</sup>. Lo stesso rapporto sintetizza alcuni probabili effetti dei cambiamenti climatici nel lungo termine.

L'accordo di Kyoto rappresenta un evento la cui importanza supera la materia dell'accordo. Secondo alcuni osservatori, infatti, si è avviato un primo tentativo di governare lo sviluppo del sistema energetico mondiale orientandolo verso la sostenibilità, utilizzando un processo di formazione del consenso fra le nazioni. Inoltre, le politiche e le misure di governo della transizione energetica riguardano non solo i sistemi d'offerta mediante fonti fossili, ma le energie rinnovabili e soprattutto i sistemi di domanda e d'uso dell'energia nei settori del trasporto, dell'industria, del residenziale e del terziario e dell'agricoltura.

### 1.3.2 Il Protocollo di Kyoto

La Convenzione Quadro sui cambiamenti climatici ha bisogno di appositi strumenti attuativi per poter diventare operativa. Il primo di questi strumenti è il Protocollo di Kyoto, che focalizza l'attenzione soprattutto sulla limitazione delle cause dei cambiamenti climatici originate dalle attività umane e si rivolge prevalentemente ai paesi industrializzati. Ulteriori protocolli saranno probabilmente necessari per completare e rendere pienamente operativa la Convenzione.

Il Protocollo di Kyoto impegna i paesi industrializzati e quelli ad economia in transizione (i paesi dell'Est europeo), complessivamente elencati in un apposito Annesso (Annesso I), a ridurre le loro emissioni totali di gas serra del 5% entro il 2010, e precisamente nel periodo compreso fra il 2008 ed il 2012. I gas serra individuati sono: anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), protossido di azoto (N<sub>2</sub>O), idrofluorocarburi (HFC), perfluorocarburi (PFC), esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>).

L'anno di riferimento per la riduzione delle emissioni dei primi tre gas è il 1990, mentre per i rimanenti tre è possibile scegliere tra il 1990 ed il 1995.

La riduzione complessiva del 5% viene ripartita in maniera diversa: per i paesi dell'Unione Europea nel loro insieme la riduzione deve essere dell'8%, per gli Stati Uniti la riduzione deve essere del 7% e per il Giappone del 6%. Nessuna riduzione, ma solo una stabilizzazione è prevista per la Federazione Russa, la Nuova Zelanda e l'Ucraina. Possono, invece, aumentare le loro emissioni fino all'1% la Norvegia, fino all'8% l'Australia e fino al 10% l'Islanda.

Nessun tipo di limitazione alle emissioni di gas ad effetto serra viene previsto per i PVS.

Per la riduzione delle emissioni, il Protocollo individua come prioritari alcuni settori:

- energia, intesa sia come utilizzo di combustibili fossili nella produzione ed utilizzazione dell'energia (impianti energetici, industria, trasporti), sia come emissioni non controllate di fonti energetiche di origine fossile (carbone, metano, petrolio e suoi derivati);

<sup>11</sup> IPCC, Secondo Rapporto di Valutazione, 1996.

- processi industriali, intesi come quelli esistenti nell'industria chimica, nell'industria metallurgica, nella produzione di prodotti minerali, di idrocarburi alogenati, di esafluoruro di zolfo, nella produzione ed uso di solventi;
- agricoltura, intesa come zootecnia e fermentazione enterica, uso dei terreni agricoli, coltivazione di riso, combustione di residui agricoli;
- rifiuti, intesi come discariche sul territorio, gestione di rifiuti liquidi, impianti di trattamento ed incenerimento.

Ai fini dell'attuazione degli specifici impegni sopradetti sulla limitazione delle emissioni nette di gas di serra, il Protocollo di Kyoto prescrive che i paesi sviluppati e quelli ad economia in transizione, anche nell'ottica dello sviluppo sostenibile, devono mettere a punto, elaborare ed attuare politiche ed azioni operative, quali:

- incrementare l'efficienza energetica nei più rilevanti settori dell'economia nazionale ed aumentare le capacità di assorbimento dei gas-serra rilasciati in atmosfera (ad esempio, azioni di riforestazione ed afforestazione);
- eliminare quei fattori di distorsione dei mercati (ad esempio: incentivi fiscali, tassazione, sussidi) che favoriscono, invece, le emissioni di gas-serra e incoraggiare riforme politico-economiche finalizzate, viceversa, alla riduzione delle emissioni di gas-serra;
- predisporre misure settoriali nel campo dell'agricoltura e delle fonti rinnovabili di energia, per promuovere sia forme di gestione sostenibile di produzione agricola sia la ricerca, lo sviluppo e l'uso di nuove fonti di energia rinnovabile;
- predisporre misure specifiche per le emissioni di gas-serra nel settore trasporti, le emissioni di metano provenienti dalle discariche di rifiuti e dalle perdite dei metanodotti e le emissioni di quei gas-serra lesivi anche dell'ozono stratosferico che provengono dal traffico aereo e dal traffico marittimo.

Inoltre, le misure nazionali dei paesi dell'Annesso I, a cui il Protocollo si rivolge, possono essere integrate da programmi di cooperazione fra paesi sviluppati e paesi ad economia in transizione, che, pertanto, vengono sollecitati a cooperare fra di loro in modo coerente e coordinato per rendere efficaci ed effettivi gli sforzi compiuti nell'esecuzione delle misure e delle azioni previste dal Protocollo. In particolare, la cooperazione dovrà riguardare prioritariamente lo scambio delle rispettive esperienze realizzate e lo scambio delle informazioni e delle conoscenze acquisite nell'attuazione delle rispettive politiche e misure operative.

### *1.3.3 I meccanismi internazionali di flessibilità: stato dell'arte e prospettive*

Per l'attuazione del Protocollo di Kyoto, le forme di cooperazione all'interno dei paesi sviluppati (paesi dell'Annesso I) e tra paesi sviluppati e PVS (paesi dell'Annesso I e dell'Annesso II) possono svolgersi attraverso alcuni meccanismi definiti "meccanismi flessibili".

#### 1.3.3.1 Joint Implementation (JI)

Poiché i Paesi dell'Annesso I possono attuare i loro impegni sia individualmente che congiuntamente, questo meccanismo consente l'attuazione congiunta attraverso

programmi di cooperazione economica mediante i quali si possono acquisire o cedere "unità di riduzione di emissioni certificate" (CER) che risultano da progetti intrapresi in qualsiasi settore dell'economia, allo scopo di ridurre le emissioni di gas serra o di aumentarne l'assorbimento da parte dei cosiddetti *sink*. Tale cooperazione fra paesi dell'Annesso I è possibile alle seguenti condizioni:

- i progetti comuni devono avere l'accordo delle parti interessate;
- le riduzioni ottenute devono essere addizionali (uso di nuove tecnologie o tecnologie sostenibili) rispetto a quelle ottenibili dagli andamenti normali nello sviluppo economico delle parti interessate (usando cioè le tecnologie usuali);
- le parti coinvolte devono possedere già certificate le loro emissioni attraverso inventari nazionali delle emissioni e degli assorbimenti di gas serra;
- le "unità" di riduzione delle emissioni devono essere supplementari (e non sostitutive) a quelle delle azioni domestiche (politiche e misure nazionali);

I principali problemi che si pongono per l'attuazione di questo meccanismo sono:

- regolamentazione complessiva nello scambio delle quote di riduzione delle emissioni;
- definizione delle *baselines*, cioè il riferimento rispetto al quale calcolare le riduzioni che si ottengono dai progetti congiunti;
- il sistema di monitoraggio e di sorveglianza delle attività condotte congiuntamente;
- il sistema di validazione e di certificazione delle unità di riduzione.

Allo stato attuale, esistono diverse proposte e quelle dell'Unione Europea hanno finora raccolto il maggior consenso sulla maggior parte dei temi.

### 1.3.3.2 Emission Trading (ET)

Qualora i paesi dell'Annesso I desiderino attuare i loro impegni individualmente e interagire fra loro non attraverso la cooperazione su progetti congiunti (come nella *joint implementation*), ma attraverso l'economia di mercato, cioè attraverso liberi scambi commerciali, ciò è possibile mediante il meccanismo della *emission trading*, in modo tale che un paese possa acquistare a prezzi di mercato la parte di quota di emissioni non utilizzabile da un altro paese. I paesi senza impegni vincolanti di riduzione delle emissioni sono esclusi da questo meccanismo. Il Protocollo non definisce regole particolari per questo meccanismo, salvo il fatto che le unità di riduzioni acquistate devono essere supplementari alle (e non sostitutive delle) azioni domestiche adottate per la riduzione netta delle emissioni di gas serra.

La mancanza di specifiche condizioni per l'adozione di questo meccanismo aveva fatto generare un'accesa polemica (nota come la questione della *hot air* russa). Infatti, nel caso di recessione economica di uno dei paesi dell'Annesso I, come appunto il caso della Federazione Russa, si potrebbero creare situazioni paradossali nelle quali il paese in recessione non avrebbe alcun incentivo a migliorare l'efficienza energetica e la dipendenza dai combustibili fossili, ma avrebbe, invece, forte interesse a vendere i propri crediti per ripianare la propria situazione economica (tabella 1.13).

**Tabella 1.13 - Contrazione di economia, consumi energetici ed emissioni di carbonio in Russia tra il 1990 e il 1999**

	Variazione 1999/1990 (%)
PIL	-42,3
Consumo di Energia	-35,0
Emissioni di carbonio	-39,1

Viceversa, paesi con maggiore forza economica sarebbero disincentivati a mettere in atto iniziative domestiche di riduzione delle emissioni e sarebbero interessati, invece, ad acquistare i crediti del paese in recessione. Una tale situazione vanificherebbe gli sforzi internazionali.

Attualmente, in fase negoziale, si è raggiunto un largo consenso sul fatto che devono essere posti un limite preciso e precise condizioni all'utilizzo di questo meccanismo. La questione è però ancora aperta, sia sulla definizione di tale limite, sia sulla individuazione di tali condizioni, sia, infine, sulla regolamentazione di tutto il processo.

### 1.3.3.3 Clean Development Mechanism (CDM)

Questo meccanismo è analogo a quello della *joint implementation* ma applicato tra paesi dell'Annesso I e paesi dell'Annesso II, in modo tale che i paesi industrializzati possono acquisire quote di riduzione delle emissioni mediante la realizzazione nei PVS di progetti di sviluppo "pulito" (basati cioè sull'innovazione tecnologica e sulle nuove tecnologie ad alta efficienza ed a basse emissioni di gas serra). Per utilizzare questo meccanismo, il Protocollo prevede alcune condizioni di base, e cioè che la riduzione delle emissioni nel paese in via di sviluppo debba essere certificata e che i progetti realizzati contribuiscano alla crescita economica dei PVS secondo i criteri dello sviluppo sostenibile.

Non viene esplicitamente menzionato l'obiettivo della crescita degli assorbimenti di gas serra da parte dei cosiddetti *sink*, e ciò ha generato discussioni sulla applicabilità o meno di questo meccanismo per progetti di forestazione (riforestazione ed afforestazione) nei PVS da parte dei paesi sviluppati. Inoltre, questo meccanismo, a differenza dei precedenti, permetterebbe di accreditare "unità" certificate di riduzione delle emissioni ai paesi industrializzati, senza addebitare tali crediti a nessun altro o, quanto meno, di tenerli in apposito conto. Ciò porterebbe ad una vistosa anomalia, perché mentre gli altri due meccanismi consentono scambi e trasferimenti tra paesi dell'Annesso I, rimanendo immutato l'obiettivo finale del Protocollo (e cioè la riduzione globale del 5,2% di gas serra), questo meccanismo, che concede accrediti senza addebiti, porterebbe invece alla vanificazione o comunque all'inefficacia degli intenti del Protocollo, perché i paesi dell'Annesso I potrebbero paradossalmente risultare perfettamente in regola con l'attuazione dei propri impegni continuando ad aumentare le proprie emissioni o non riducendole affatto.

La implementazione di questo meccanismo attualmente presuppone la soluzione di questioni ancora aperte, quali:

- modalità di partecipazione dei paesi sviluppati e dei PVS;
- cessione o vendita tra paesi dell'Annesso I delle quote di riduzione acquisite attraverso il CDM (utilizzo della JI e/o della ET a valle del CDM);

- *share of proceeds*, ovvero utilizzo dei proventi derivanti da progetti CDM per coprire costi amministrativi e per finanziare progetti di adattamento nei paesi particolarmente vulnerabili ai cambiamenti climatici;
- utilizzo del CDM anche per l'accrescimento dei *sink* ed in particolare per progetti di forestazione/riforestazione;
- risorse finanziarie e fondi aggiuntivi o fondi specifici per progetti di CDM;
- progetti di CDM fra paesi in via di sviluppo;
- accreditamento delle riduzioni delle emissioni e modalità di accreditamento;
- *baselines*, ovvero quadri di riferimento rispetto ai quali calcolare le "unità" di riduzione;
- monitoraggio e sorveglianza delle attività dei progetti CDM;
- validazione e certificazione delle "unità" di riduzione.

È bene sottolineare che, su questi punti, la discussione è ancora aperta, anche se su alcuni di essi c'è la possibilità concreta di giungere a soluzioni consensuali, grazie anche alla mediazione dell'Unione Europea.



PARTE NAZIONALE



## CAPITOLO 2

# Domanda

La domanda lorda di energia in Italia, durante il 1999, è stata pari a 183,1 Mtep, con una crescita del 2,2% rispetto all'anno precedente, in linea con la media degli incrementi registrati nel corso dei precedenti 5 anni. La stima per il 2000 è di una domanda di poco superiore ai 188 Mtep, con un aumento del 2,8% (tabella 2.1).

La fonte petrolifera, pur aumentando leggermente in termini assoluti, contribuisce sempre meno alla copertura della domanda complessiva. Si conferma, nel 1999, una tendenza alla sostituzione di tale fonte con altre di più agevole utilizzo e di minore impatto ambientale. La componente petrolifera, pari a 92,8 Mtep (-2,1 Mtep), ha ridotto il suo peso sulla domanda totale al 50,7% (-2,3% rispetto al 1998). Durante il 2000 l'uso di petrolio scende di un ulteriore punto percentuale sul totale dei consumi.

Assume sempre maggiore rilievo il gas naturale che, con 56,0 Mtep (+4,5 Mtep), ha contribuito alla copertura della domanda per il 30,6% (+8,7 punti percentuali). Le stime attestano che nel 2000 si è verificato per il gas analogo incremento (8,8%) dell'anno precedente.

Il contributo delle fonti rinnovabili è di 12,6 Mtep nel 1999 (di cui 11 da idroelettrico e geotermoelettrico), con un aumento di 1,3 Mtep rispetto al 1998, che rappresenta quasi il 7% delle disponibilità complessive<sup>1</sup>. La stima della produzione di elettricità da fonte idraulica, geotermica, eolica e solare, fornisce, per l'anno 2000, una riduzione del 4,6%. Questa flessione della produzione dell'elettricità da fonti rinnovabili è dovuta alle condizioni di idraulicità dell'anno in corso, meno favorevoli di quelle del 1999.

Sostanzialmente stabili in termini assoluti, sia per il 1999 che per il 2000, i consumi di combustibili solidi con 12,1 Mtep, mentre il saldo netto delle importazioni di energia elettrica raggiunge i 9,6 Mtep nel 1999 (+2,1%) e i 9,9 Mtep nel 2000.

---

<sup>1</sup> Considerando il consumo di legna da ardere nelle abitazioni, non ancora riportato nelle statistiche ufficiali, le rinnovabili contribuiscono per 18,4 Mtep (vedi paragrafo 3.5 in questo volume per commenti più approfonditi).

**Tabella 2.1 - Consumo interno lordo per fonte primaria**

Fonte	Energia primaria (Mtep)							Variaz.	Variaz.	Variaz.*
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000*	99/90 %	99/98 %	00/99 %
Combustibili solidi	15,8	12,5	11,3	11,7	12,1	12,1	12,1	-23,4	0,0	0,0
Gas naturale	39,1	44,8	46,4	47,8	51,5	56,0	60,9	43,3	8,7	8,8
Prodotti petroliferi	92,5	95,7	94,3	94,9	94,9	92,8	93,3	0,3	-2,2	0,5
Fonti rinnovabili	8,4	10,2	11,2	11,2	11,3	12,6	12,0	49,5	11,5	-4,6
Importazioni nette energia elettrica	7,6	8,4	8,4	8,9	9,4	9,6	9,9	25,8	2,1	3,0
<b>Totale</b>	<b>163,4</b>	<b>171,6</b>	<b>171,6</b>	<b>174,5</b>	<b>179,2</b>	<b>183,1</b>	<b>188,2</b>	<b>12,0</b>	<b>2,2</b>	<b>2,8</b>

\* Proiezioni ENEA su dati MICA e GRTN

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MICA

**Tabella 2.2 - L'intensità energetica in Italia**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999*
Domanda di energia (Mtep)	163,5	171,6	171,7	174,4	179,2	183,1
Intensità energetica (tep/GLit95)	97,5	96,0	95,0	94,8	95,9	96,6

\* Dati provvisori

Fonte: ISTAT, MICA

**Tabella 2.3 - Domanda ed intensità d'uso dell'energia elettrica**

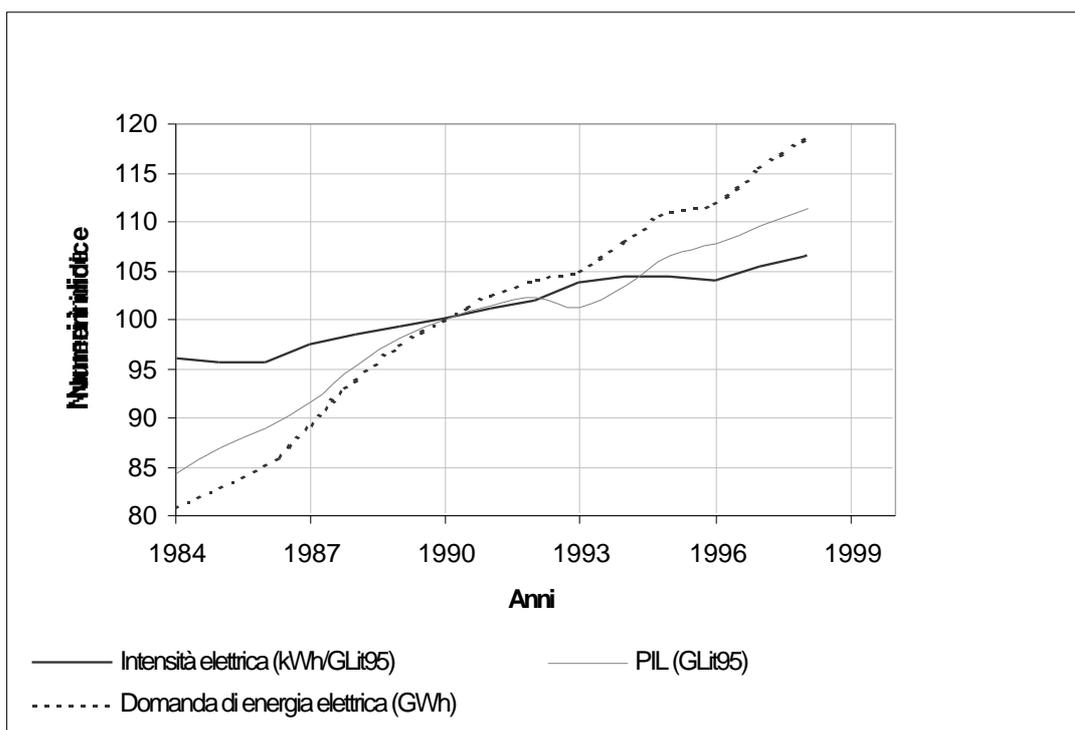
	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Domanda di energia elettrica (TWh)	235,1	261	262,9	271,4	278,3	285,8
Prodotto Interno Lordo (GLit95)	1.677.885	1.787.278	1.806.814	1.839.624	1.867.796	1.894.407
Energia elettrica/PIL (kWh/GLit95)	140,1	146,0	145,5	147,5	149,0	151,9

Fonte: ENEL (fino al 1998), GRTN (1999), ISTAT

La crescita dei consumi rispecchia un trend sostanzialmente costante negli ultimi anni. Si rileva, inoltre, l'andamento dell'intensità energetica che, dal 1997 al 1999, passa dai 94,8 ai 96,6 tep per un miliardo di lire di PIL 1995 (Glit95) (tabella 2.2).

Nello stesso periodo l'intensità d'uso dell'energia elettrica passa da 147,5 a 151,9 kWh/GLit95 (tabella 2.3), marcando un aumento più accentuato (2,3%) rispetto all'intensità energetica (1,9%) (figura 2.1).

**Figura 2.1 - Andamento dell'intensità elettrica**



Nel 1999 la domanda di energia in termini di usi finali è cresciuta del 2,6% rispetto all'anno precedente, portandosi a 134,3 Mtep (tabella 2.4).

Gas naturale, energia elettrica e prodotti petroliferi hanno incrementato i loro contributi rispettivamente del 4,1%, 2,7% e 1,7%. Gli impieghi diretti di fonti rinnovabili, a livello finale, sono cresciuti del 27,3%, pur mantenendo un peso marginale, pari a circa l'1% sul totale dei consumi. I combustibili solidi, infine, hanno subito una flessione d'impiego del 3,1%.

L'impulso maggiore all'incremento dei consumi energetici deriva soprattutto dal settore residenziale e terziario (+2,3 Mtep, +5,9%), mentre più contenuta, rispetto agli incrementi degli scorsi anni, è risultata quella del settore dei trasporti (+1,3 Mtep, +3,3%).

L'incremento dei consumi nell'industria è stato pari allo 0,1%.

I consumi dell'agricoltura sono diminuiti complessivamente del 6,0%.

Infine, gli usi non energetici di fonti energetiche sono rimasti pressoché costanti, mentre i bunkeraggi di prodotti petroliferi si sono ridotti del 5,6%.

**Tabella 2.4 - Gli impieghi finali dell'energia (Mtep)**

	1997	1998	1999*					Totale	Variazioni % 1999/98
	Totale	Totale	Comb. solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Rinnovabili	Energia elettrica		
Industria	37,2	37,7	4,1	15,7	6,4	0,4	11,1	37,7	0,0
Trasporti	38,9	40,3	-	0,3	40,6	-	0,7	41,6	3,2
Residenziale e terziario	37,5	39,3	0,1	22,0	8,0	1,2	10,3	41,6	5,9
Agricoltura	3,2	3,2	-	0,1	2,5	-	0,4	3,0	-6,3
Usi non energetici	8,5	7,8	0,2	0,8	6,9	-	-	7,9	1,3
Bunkeraggi	2,4	2,6			2,5			2,5	-3,8
<b>TOTALE</b>	<b>127,7</b>	<b>130,9</b>	<b>4,4</b>	<b>38,9</b>	<b>66,9</b>	<b>1,6</b>	<b>22,5</b>	<b>134,3</b>	<b>2,6</b>

\* Dati provvisori

Fonte: MICA

## 2.1 Industria

### 2.1.1 Quantità

Negli ultimi dieci anni (1990-1999) gli usi finali di energia nell'industria non hanno subito considerevoli variazioni (da 36,5 a 37,7 Mtep), confermando una tendenza in atto fin dai primi anni settanta. A fronte di ciò si legge un incremento delle fonti primarie e sostanziali cambiamenti nella composizione delle fonti utilizzate (tabella 2.5 e figure 2.2 e 2.3).

Si osserva, innanzitutto, un ridimensionamento nell'uso di prodotti petroliferi, il cui consumo passa dal 24% del 1990 al 17% del 1999 (-27%). La riduzione è associabile essenzialmente ad un minore uso di olio combustibile, fonte secondaria che rappresentava nel 1990 il 52% di tutti i prodotti petroliferi e nel 1998 si era ridotta a meno del 46% (-32%).

Nello stesso periodo (1990-1999) si osserva una crescita continua dei consumi di gas naturale (+21%).

Gli impieghi di energia elettrica sono passati dal 26,1% al 29,4%, in termini di usi finali e dal 13% al 20%, in termini di fonti primarie.

Il consumo di combustibili solidi diminuisce dal 14,1% del 1990 all'11,9 del 1999 (-12%).

L'indice di produzione industriale mostra un incremento abbastanza regolare durante gli anni 1990-1998 (figura 2.4, primo diagramma).

Il numero di unità di lavoro<sup>2</sup> occupate nel settore industriale è diminuito progressivamente dal 1980 (8,3 milioni) fino ai 6,7 milioni (1994), per poi attestarsi su questi livelli fino al 1998 (6,7 milioni). Pertanto la crescita degli usi finali, sebbene contenuta, determina un significativo incremento nei consumi per unità di lavoro (figura 2.4, secondo diagramma).

All'aumento costante, a partire dal 1993, del valore aggiunto al costo dei fattori<sup>3</sup> si accompagna una intensità energetica che sostanzialmente rimane stabile fino agli ultimi anni del decennio (figura 2.4, terzo diagramma). Confrontando i dati aggiornati agli anni più recenti (1997 e 1998), si osserva un aumento dell'efficienza nell'impiego di energia nell'industria visto che l'incremento dei consumi, pari a circa +0,2%, è inferiore a quello registrato dalla produzione industriale che, in termini reali<sup>4</sup>, è aumentata dell'1,3% circa.

A tale proposito, si nota che in quasi tutti i settori industriali presi in considerazione il valore aggiunto al costo dei fattori è aumentato, presentando rialzi più consistenti nel settore metallurgico (+3%), in quello agroalimentare (+3,3%), nel comparto cartario e grafico (+2,9%) ed in quello delle altre industrie manifatturiere (+3,8%), che comprende svariate attività economiche (tra cui, ad esempio, la fabbricazione di mobili e di articoli ed attrezzi sportivi).

A questi aumenti del valore aggiunto corrisponde una struttura della domanda che dipende fortemente dal settore preso in esame. Nell'agroalimentare, ad esempio, il consumo di energia è aumentato nell'ultimo anno di ben 7 punti percentuali rispetto al 1997, con un incremento dell'intensità energetica del 3,6%.

Gli altri settori, che hanno risentito di una certa lentezza nella ripresa della domanda, presentano profili di intensità energetica in diminuzione nel corso dell'anno 1998 (chimica e petrolchimica ed altre manifatturiere).

È da rilevare, infine, la situazione di crisi che sta attraversando il settore tessile in cui, ad un crescente utilizzo di energia, si contrappone un valore della produzione complessiva in ribasso (-1%).

---

<sup>2</sup> Le unità di lavoro rappresentano l'unità di misura del volume di lavoro impiegato nella produzione dei beni e servizi rientranti nelle stime del Prodotto Interno Lordo in un determinato periodo di riferimento. Esse sono calcolate ipotizzando la parità (approssimativa) di impegno lavorativo nei processi produttivi delle singole unità economiche. Più esplicitamente, le unità di lavoro sono stimate mediante coefficienti di riduzione che, nell'ambito di ciascuna branca, riportano le posizioni lavorative a tempo parziale, siano esse *principali, uniche* o *secondarie*, alla stessa quantità di lavoro rilevata per le *posizioni lavorative a tempo pieno*. Il coefficiente di riduzione per ciascuna branca dell'industria e dei servizi è pari al rapporto tra le ore effettivamente lavorate da un occupato che svolge un'attività a tempo parziale in qualsiasi posizione lavorativa e le ore di lavoro effettivamente lavorate da un lavoratore dichiaratosi occupato, come risulta nell'indagine sulle forze di lavoro (da "Occupazione e redditi da lavoro dipendente" Anni 1992 - 1997 - Istituto Nazionale di Statistica).

<sup>3</sup> Il valore aggiunto è la differenza tra produzione totale e consumi intermedi di beni e servizi utilizzati nel processo produttivo. Può essere calcolato *al costo dei fattori* (sottraendo i consumi di beni e servizi intermedi dalla produzione valutata ai prezzi al produttore), oppure *ai prezzi di mercato* (aggiungendo al calcolo precedente le imposte indirette sulla produzione e sui prodotti, IVA esclusa).

<sup>4</sup> PIL ai prezzi di mercato.

**Tabella 2.5 - Consumi energetici nel settore industriale per fonte**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%										
Energia Elettrica	9532	26,1	10272	27,9	10240	28,3	10623	28,6	10926	29,0	11100	29,4
Gas	12993	35,6	14884	40,4	15036	41,6	15128	40,7	15455	41,0	15700	41,6
Prodotti petroliferi	8796	24,1	6697	18,2	6372	17,6	6783	18,2	6838	18,1	6400	17,0
Olio combustibile	4600	52,3	3391	50,6	3083	48,4	3114	45,9	3069	45,3	-	-
Benzine	81	0,9	33	0,5	29	0,5	33	0,5	37	0,5	-	-
Gasolio	397	4,5	298	4,4	331	5,2	316	4,7	453	6,6	-	-
Virgin nafta	1330	15,1	1063	15,9	984	15,4	1063	15,7	1114	16,3	-	-
Carboturbo	23	0,3	14	0,2	16	0,2	14	0,2	14	0,2	-	-
Gpl	270	3,1	278	4,2	303	4,7	308	4,5	326	4,8	-	-
Gas residui di raffinazione	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0	-	-
Altri	2095	23,8	1621	24,2	1627	25,5	1935	28,5	1826	26,7	-	-
Combustibili solidi e derivati	5133	14,1	4973	13,5	4518	12,5	4668	12,5	4460	11,8	4500	11,9
Carbone	1210	23,6	1427	28,7	1263	28,0	1126	24,1	1235	27,7	-	-
Coke	3119	60,8	2762	55,5	2487	55,0	2785	59,7	2661	59,7	-	-
Gas derivati	709	13,8	614	12,3	615	13,6	586	12,6	356	8,0	-	-
Altri solidi	96	1,9	170	3,4	153	3,4	170	3,6	208	4,7	-	-
Totale fossili <sup>1</sup>	26922		26554		25927		26579		26753		26600	
Totale usi finali <sup>2</sup>	36454	100	36826	100	36167	100	37201	100	37679	100	37700	100
Totale fonti primarie <sup>3</sup>	51307		52831		52122		53753		54703		54995	

<sup>(1)</sup> Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

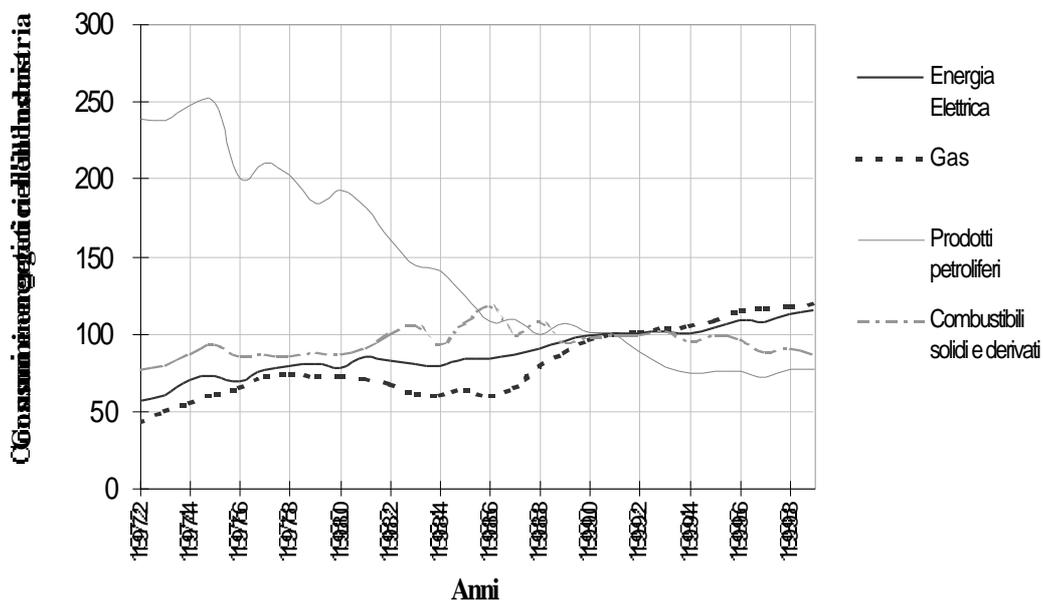
<sup>(2)</sup> Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

<sup>(3)</sup> Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Dati provvisori fonte MICA

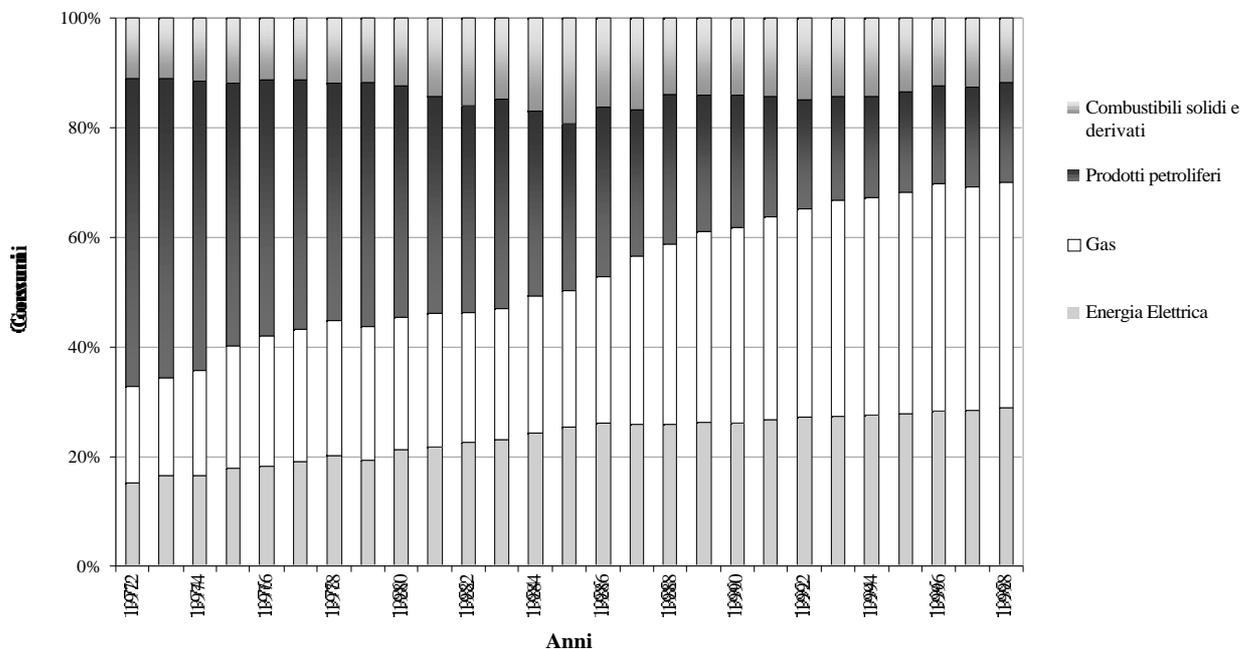
Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Figura 2.2 - Usi finali di energia per fonte (1990=100)



Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

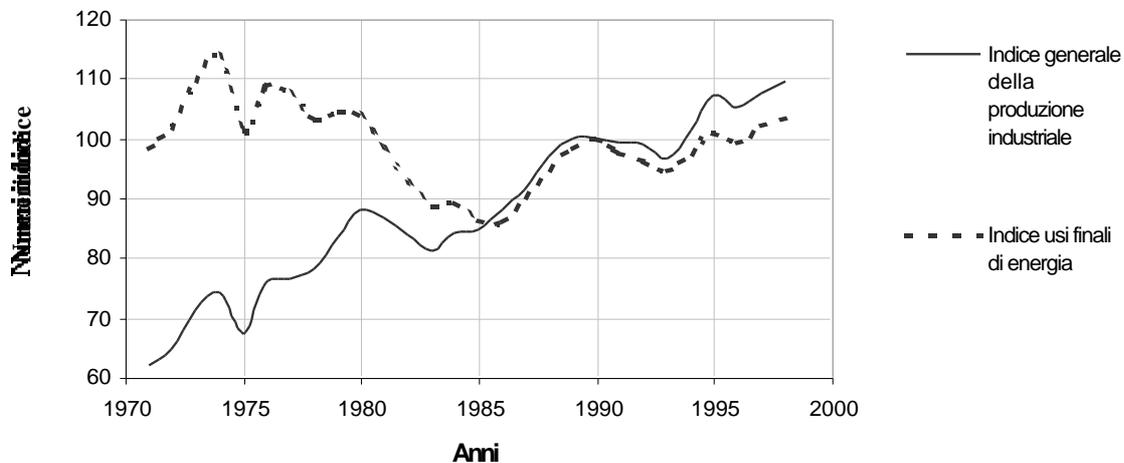
Figura 2.3 - Consumi finali di energia per fonte (%)



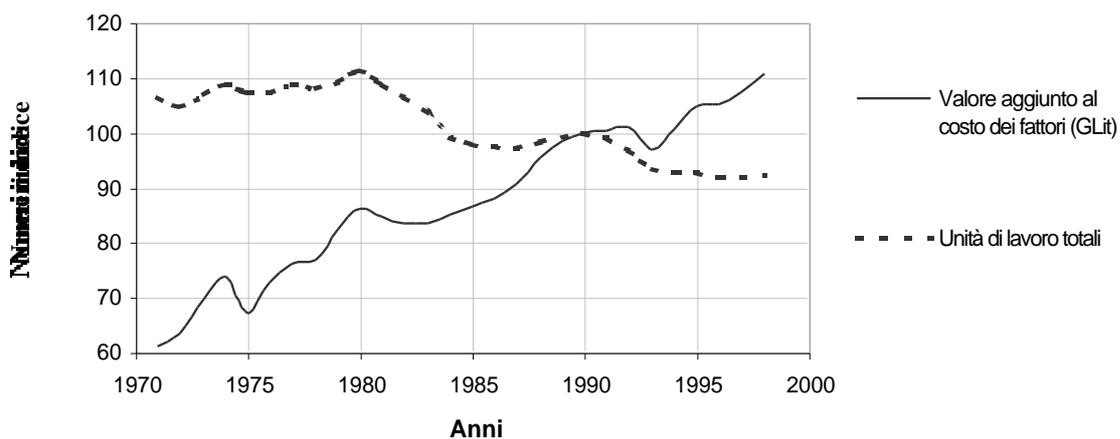
Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

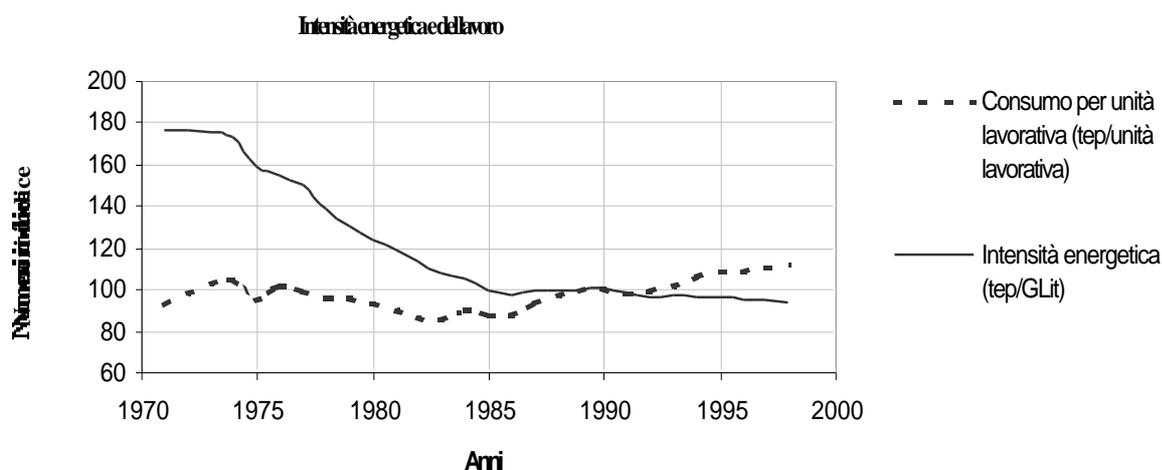
Figura 2.4 - Andamento di alcuni indicatori dell'industria (1990=100)

**Indice della produzione industriale e dei consumi finali di energia**



**Valore aggiunto e unità lavorative**



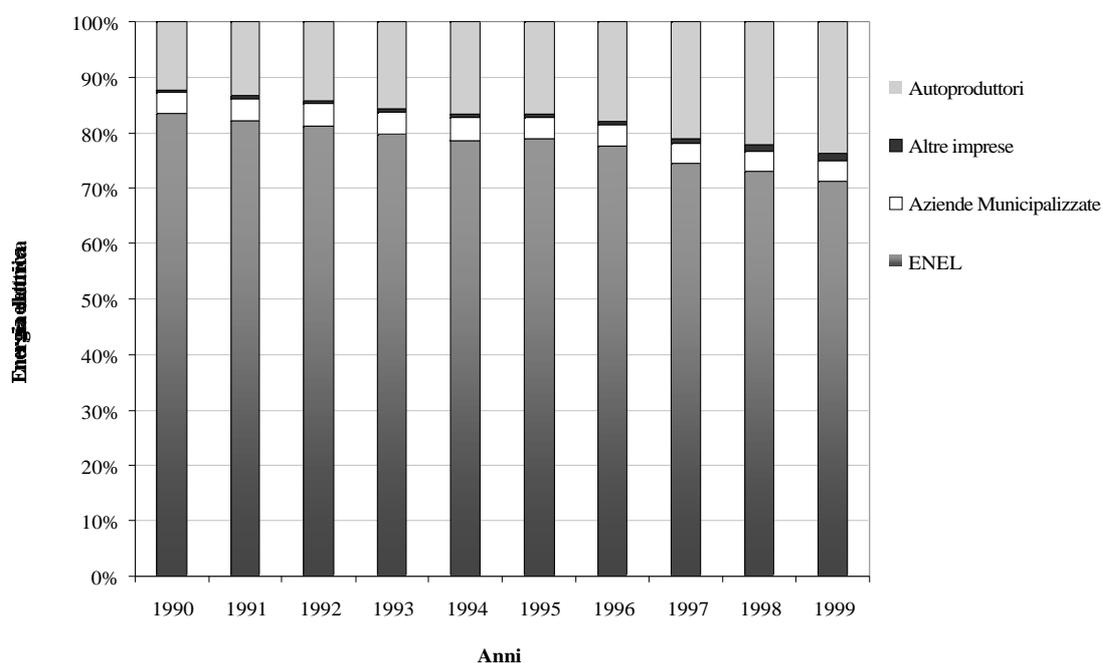


Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	480.806
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	7257
Usi finali di energia (ktep)	36454,2

**Tabella 2.6 - Produzione lorda di energia elettrica in Italia per tipo di produttori (GWh)**

Produttori	1990	1995	1996	1997	1998	1999
ENEL	181293	190634	189916	187031	189684	188973
Aziende municipalizzate	8126	9228	8975	9311	9754	10494
Altre imprese	908	1446	1781	2120	2563	3067
Autoproduttori	26564	40172	43752	53000	57785	63123
Totale	216891	241480	244424	251462	259786	265657

Fonte: ENEL (fino al 1998), GRTN (1999)

**Figura 2.5 - Produzione di energia elettrica in Italia per tipo di produttori (%)**

Fonte: UNAPACE

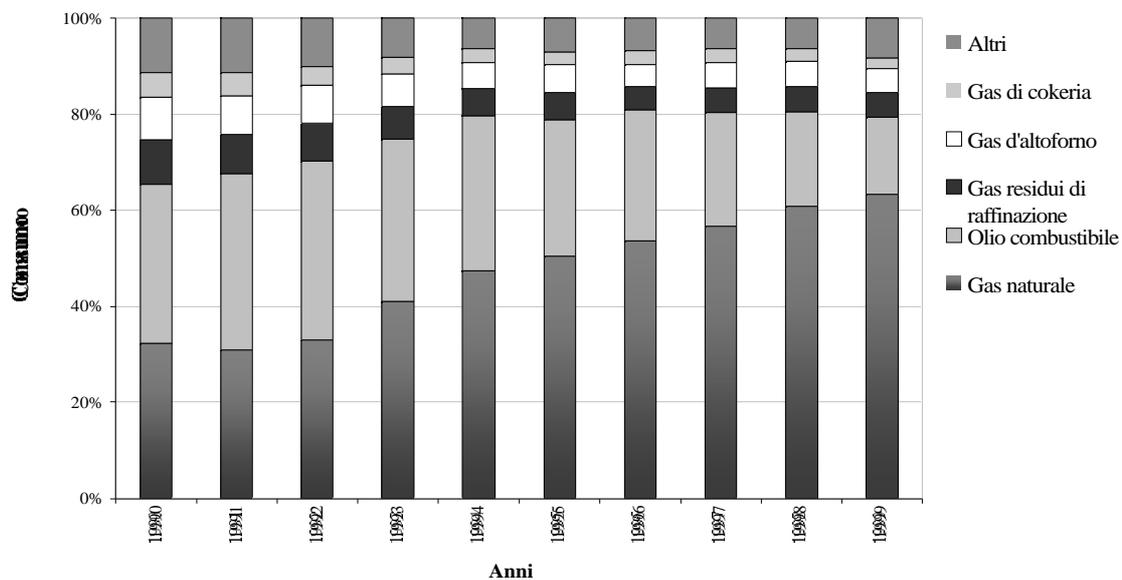
**Tabella 2.7 - Autoproduzione di energia elettrica nei diversi settori (GWh)**

Settore	1990	1995	1996	1997	1998*	1999
Estrattivo	22,7	0,6	1,2	1,1	-	-
Siderurgico	4827,8	5936,2	6769,1	10733	-	-
Metallurgico	35,7	3,3	7,1	21,6	1018,5	748,3
Meccanico	1122,7	1325,9	1324,8	1487,6	365,7	339,8
Chimico	9965,7	13471	15223	16614	6975,7	7173,7
Energetico	1731,3	7452,6	7367,3	10562	28794,2	3298,7
Petrolifero	-	-	-	-	7175,3	7775,6
Materiali per edilizia	354,7	723,4	728,5	741,1	722,6	712,0
Ceramico e vetrario	2,5	363,1	486	499,3	499,5	504,9
Tessile	461,9	442,6	432,6	450,6	279,2	275,9
Alimentare	475,1	620,1	834,6	891,3	888,6	918,3
Cartario, cartotecnico e poligrafico	1635,7	2818,8	2999,4	3403,2	3618,4	3689,7
Altre attività industriali	177,3	299,1	348,3	464,4	0,3	1,1
Totale	20813	33457	36522	45869	50338	55127,2

\*Una riclassificazione dei settori a partire dal 1998 rende le serie storiche non omogenee.

Fonte: UNAPACE

Figura 2.6 - Combustibili utilizzati per l'autoproduzione (%)



Fonte: UNAPACE

### *Definizione dei settori industriali*

Prima di passare alla descrizione dei singoli settori industriali è opportuno definire le attività economiche incluse in ciascuno di essi. In seguito si terrà conto della classificazione illustrata nella tabella 2.8.

**Tabella 2.8 - Definizione dei settori industriali**

Denominazione settore	ATTIVITÀ ECONOMICHE	Classificazione e Ateco91
Estrattivo	Estrazione di minerali	10-14
Agroalimentare	Industrie alimentari, delle bevande e del tabacco	15-16
Tessile ed abbigliamento	Industrie tessili e dell'abbigliamento	17-18
Cartario e grafico	Fabbricazione della pasta-carta, della carta e dei prodotti di carta; stampa ed editoria	21-22
Petrolchimico	Fabbricazione di coke, raffinerie di petrolio, trattamento dei combustibili nucleari	23
Chimico	Fabbricazione di prodotti chimici e di fibre sintetiche ed artificiali; fabbricazione di articoli in gomma e materie plastiche	24-25
Metallurgico	Produzione di metallo e fabbricazione di prodotti in metallo (include anche la produzione di metalli di base preziosi e non ferrosi)	27-28
Meccanico	Fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici, compresi l'installazione, il montaggio, la riparazione e la manutenzione; fabbricazione di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche ed ottiche; fabbricazione di mezzi di trasporto	29-35
Costruzioni	Costruzioni; fabbricazione di prodotti della lavorazione di minerali non metalliferi (tra cui prodotti ceramici ed in vetro)	26,45
Altre manifatturiere	Altre industrie manifatturiere	36-37

Nella tabella 2.9 e 2.10 sono riportati i dati relativi ai consumi finali di energia nei principali settori industriali.

**Tabella 2.9 - Consumi finali di energia nei principali settori industriali**

Settore	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Estrattivo	139	0,4	154	0,4	161	0,4	150	0,4	142	0,4
Agroalimentare	2114	5,8	2747	7,5	2846	7,9	2872	7,7	3072	8,2
Tessile ed abbigliamento	2125	5,8	2607	7,1	2512	6,9	2560	6,6	2676	7,1
Cartario e grafico	1834	5,0	2408	6,5	2496	6,9	2592	7,0	2662	7,1
Petrolchimico	3653	10,0	3217	8,7	2439	6,7	2109	5,7	1862	4,9
Chimico	3922	10,8	4251	11,5	4742	13,1	5092	13,7	5153	13,7
Metallurgico	8274	22,7	8564	23,3	7756	21,4	8142	21,9	7935	21,1
Meccanico	3282	9,0	4081	11,1	4171	11,5	4522	12,2	4712	12,5
Costruzioni	7791	21,4	7306	19,8	7229	20,0	7407	20,0	7667	20,3
Altre manifatturiere	3320	9,1	1491	4,0	1814	5,0	1756	4,7	1799	4,8
<b>Totale usi finali</b>	<b>36454</b>	<b>100</b>	<b>36826</b>	<b>100</b>	<b>36167</b>	<b>100</b>	<b>37200</b>	<b>100</b>	<b>37679</b>	<b>100</b>

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

**Tabella 2.10 - Consumi finali di energia per settore e per fonte nel 1998 (ktep)**

	Combustibili Solidi	Gas	Petrolio	Energia elettrica	Totale	% sul totale
Estrattivo	1,4	24,8	21,1	94,7	142,0	0,4
Agroalimentare	57,8	1718,2	375,2	921,1	3072,3	8,2
Tessile ed abbigliamento	15,5	1227,3	327,9	1104,8	2675,5	7,1
Cartario e grafico	5,2	1495,6	364,2	796,8	2661,8	7,1
Petrolchimico	0,0	0,0	1646,8	215,4	1862,2	4,9
Chimico	14,5	2797,6	330,9	2009,7	5152,7	13,7
Metallurgico	3618,1	2089,5	141,2	2086,6	7935,4	21,1
Meccanico	84,6	2022,6	610,6	1993,8	4711,6	12,5
Costruzioni	607,5	3328,7	2557,7	1173,2	7667,1	20,3
Altre manifatturiere	55,5	751,0	462,4	529,9	1798,8	4,8
<b>Totale usi finali</b>	<b>4460,1</b>	<b>15455,3</b>	<b>6838,0</b>	<b>10926,0</b>	<b>37679,4</b>	<b>100</b>

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Il totale degli usi finali nel 1998 è stato di 37,679 Mtep, con un incremento del 3,4% rispetto al 1990.

Tra i settori, il chimico, il metallurgico, il meccanico e quello delle costruzioni assorbono circa il 70% del totale del consumo energetico dell'industria.

*Il settore estrattivo*

Il settore estrattivo include le attività di estrazione dei metalli energetici (carbon fossile, lignite, torba, petrolio, greggio, gas naturale, minerali di uranio e di torio) e non energetici (minerali metalliferi).

I consumi finali di energia oscillano da almeno dieci anni attorno ai 150 ktep (142 ktep nel 1998) e coprono lo 0,4% del totale degli usi finali nell'industria (tabella 2.11).

Pur con delle variazioni nel mix di fonti, è preponderante l'utilizzo di energia elettrica, che nel 1998 rappresenta il 66,7% del totale degli usi finali. Il 1996 è l'anno in cui si è consumata meno energia elettrica, sia in valore assoluto (89 ktep) che come percentuale sul totale dei consumi (55%), a fronte di un maggiore uso di gas naturale che decresce dal 31,7% (1996) al 17,5% (1998).

Nel 1990 non si ha praticamente consumo di prodotti petroliferi, che ricompaiono nel 1991 e raggiungono nel 1998 il valore di 21 ktep, pari al 14,9% del totale.

Il consumo di combustibili solidi non è rilevante.

**Tabella 2.11 - I consumi di energia nel settore estrattivo**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	109	78,1	96	62,3	89	55,0	95	63,5	95	66,7
Gas naturale	31	21,9	40	26,2	51	31,7	40	27,0	25	17,5
Prodotti petroliferi	0	0,0	18	11,5	20	12,4	13	8,6	21	14,9
Olio combustibile			15	82,6	9	44,0	10	76,0	10	46,4
Benzine										
Gasolio			3	17,4	11	56,0	3	24,0	10	48,3
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL									1	5,2
Gas residui di raffinazione										
Altri										0
Combustibili solidi e derivati	0	0,0	0	0,0	1	0,9	1	0,9	1	1,0
Carbone									1	
Coke					1		1			
Gas derivati										
Altri solidi										
Totale fossili *	31		58		73		55		47	
Totale usi finali **	139	100	154	100	161	100	150	100	142	100
Totale fonti primarie ***	309		304		300		298		290	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

### Il settore agroalimentare

Il settore agroalimentare include l'industria alimentare, delle bevande e del tabacco.

I consumi finali di energia (tabella 2.12) crescono nell'ultimo decennio sia in valore assoluto (passando da 2114 ktep nel 1990 a 3072 ktep nel 1998, con un incremento del 45%), sia come percentuale sul totale degli usi finali nell'industria (dal 5,8% all'8,2%).

Osservando l'andamento del mix di fonti si nota che, mentre l'energia elettrica rimane assestata attorno al 30% del totale, l'uso di gas aumenta dal 47% al 56% spostando l'utilizzo di prodotti petroliferi dal 21,3% al 12,2%.

Il consumo di combustibili solidi resta trascurabile.

**Tabella 2.12 - I consumi di energia nel settore agroalimentare**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	645	30,5	769	28,0	854	30,0	876	30,5	921	30,0
Gas	994	47,0	1605	58,4	1603	56,3	1623	56,5	1718	55,9
Prodotti petroliferi	451	21,3	330	12,0	349	12,3	328	11,4	375	12,2
Olio combustibile	408	90,4	270	81,7	305	87,3	292	89,0	308	82,0
Benzine		0,0		0,0		0,0		0,0		0,0
Gasolio	26	5,7	15	4,6	22	6,4	16	5,0	39	10,3
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	18	3,9	18	5,3	22	6,3	20	6,0	25	6,7
Gas residui di raffinazione										
Altri	0	0,0	27	8,3	0	0,0	0	0,0	3	0,9
Combustibili solidi e derivati	24	1,1	43	1,6	40	1,4	45	1,6	58	1,9
Carbone	1	2,9	0							
Coke	18	75,2	35	80,8	31	77,4	34	76,6	46	79,2
Gas derivati										
Altri solidi	5	21,9	8	19,2	9	22,6	11	23,4	12	20,8
Totale fossili *	1469		1978		1992		1996		2151	
Totale usi finali **	2114	100	2747	100	2846	100	2872	100	3072	100
Totale fonti primarie ***	3119		3946		4178		4237		4508	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

*Il settore cartario e grafico*

Il settore cartario e grafico include le attività di fabbricazione della carta, della pasta-carta e dei prodotti di carta, nonché quelle di stampa ed editoria.

I consumi finali di energia aumentano notevolmente nell'ultimo decennio (tabella 2.13) passando da 1834 ktep nel 1990 a 2662 ktep nel 1998 (+45%). Il settore cartario e grafico, nel 1998, copre il 7% del totale usi finali nell'industria, aumentando di 2 punti percentuali rispetto al 1990 (5%).

Osservando l'andamento del mix di fonti si nota un uso prevalente di gas naturale che tra il 1990 ed il 1995 aumenta di ben 9 punti percentuale sul totale degli usi finali.

Dal 1995 al 1998 la composizione del mix resta sostanzialmente invariata (circa il 30% di energia elettrica, il 57% di gas naturale e il 13% di prodotti petroliferi).

Il consumo di combustibili solidi (0,3%) non è molto rilevante.

**Tabella 2.13 - I consumi di energia nel settore cartario e grafico**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	613	33,4	712	29,6	749	30,0	782	30,2	797	29,9
Gas	888	48,4	1389	57,7	1417	56,8	1473	56,8	1496	56,2
Prodotti petroliferi	333	18,1	297	12,3	322	12,9	332	12,8	364	13,7
Olio combustibile	311	93,4	275	92,6	294	91,3	308	92,7	341	93,6
Benzine										
Gasolio	14	4,3	14	4,8	21	6,6	15	4,6	13	3,7
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	8	2,3	8	2,6	7	2,0	9	2,7	8	2,1
Gas residui di raffinazione										
Altri	0		0		0		0		2	0,6
Combustibili solidi e derivati	1	0,1	10	0,4	7	0,3	6	0,2	5	0,2
Carbone										
Coke										
Gas derivati										
Altri solidi										
Totale fossili *	1222		1696		1747		1810		1865	
Totale usi finali **	1834	100	2408	100	2496	100	2592	100	2662	100
Totale fonti primarie ***	2789		3517		3663		3811		3903	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

*Il settore tessile*

Il settore tessile include, oltre alle attività dell'industria tessile, anche quelle relative all'industria dell'abbigliamento (confezione di articoli di vestiario, tintura e preparazione di pellicce).

I consumi finali di energia (tabella 2.14) presentano un incremento nei primi anni del decennio (+23%) e successivamente assumono valori attorno ai 2600 ktep, che corrispondono al 7% del totale usi finali nell'industria.

Nel mix di fonti utilizzate si verifica progressivamente la sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale, il cui consumo passa dal 25% (del 1990) al 46% (del 1998).

L'energia elettrica ricopre una larga percentuale sul totale degli usi finali (oltre il 40%) fin dai primi anni 90 ed è, insieme al gas, la fonte più utilizzata anche nel 1998.

**Tabella 2.14 - I consumi di energia nel settore tessile**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	975	45,9	1030	39,5	1047	41,7	1095	44,4	1105	41,3
Gas	531	25,0	1128	43,3	1144	45,6	1069	43,3	1227	45,9
Prodotti petroliferi	619	29,1	436	16,7	304	12,1	287	11,6	328	12,3
Olio combustibile	581	93,9	414	94,9	282	93,0	263	91,5	273	83,4
Benzine										
Gasolio	24	3,8	12	2,8	9	3,0	13	4,6	34	10,3
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	14	2,3	10	2,3	12	4,0	11	3,8	15	4,7
Gas residui di raffinazione										
Altri	0		0		0		0		5	1,6
Combustibili solidi e derivati	0	0,0	13	0,5	17	0,7	16	0,6	16	0,6
Carbone										
Coke										
Gas derivati										
Altri solidi										
Totale fossili *	1150		1577		1465		1372		1571	
Totale usi finali **	2125	100	2607	100	2512	100	2467	100	2676	100
Totale fonti primarie ***	3644		4211		4143		4173		4397	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

*Il settore petrolchimico*

Il settore petrolchimico include le attività delle raffinerie di petrolio, della fabbricazione di coke e del trattamento dei combustibili nucleari.

Gli usi finali di energia in questo settore (tabella 2.15) diminuiscono costantemente negli anni, passando da 3653 ktep nel 1990 a 1862 ktep nel 1998 (-49%). Il settore petrolchimico ha ridotto anche il suo peso sul consumo totale di energia nell'industria al 5% (10% nel 1990).

L'utilizzo dei prodotti petroliferi è largamente preponderante nel mix di fonti utilizzate (88% sul totale degli usi finali nel 1998) pur subendo, in valore assoluto, una diminuzione del 30% tra il 1990 e il 1998.

Il consumo di gas naturale è praticamente assente a partire dal 1997, mentre permane l'uso di energia elettrica, anche se in misura notevolmente ridotta rispetto ai primi anni 90 (dal 20% al 11%).

**Tabella 2.15 - I consumi di energia nel settore petrolchimico**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	765	20,9	721	22,4	198	8,1	202	9,6	215	11,6
Gas	559	15,3	614	19,1	484	19,8	0	0,0	0	0,0
Prodotti petroliferi	2329	63,7	1882	58,5	1758	72,1	1906	90,4	1647	88,4
Olio combustibile	738	31,7	644	34,2	663	37,7	665	34,9	498	30,2
Benzine										
Gasolio										
Virgin nafta	1330	57,1	1063	56,5	984	56,0	1063	55,8	1114	67,6
Carboturbo										
GPL	31	1,3	29	1,5	25	1,4	32	1,7	35	2,1
Gas residui di raffinazione										
Altri	230	9,9	147	7,8	86	4,9	146	7,7	0	0,0
Combustibili solidi e derivati										
Carbone										
Coke										
Gas derivati										
Altri solidi										
Totale fossili *	2888		2496		2241		1906		1647	
Totale usi finali **	3653	100	3217	100	2439	100	2109	100	1862	100
Totale fonti primarie ***	4845		4340		2747		2424		2198	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

*Il settore chimico*

Il settore chimico include l'attività di fabbricazione di prodotti chimici, di fibre sintetiche artificiali, di prodotti in gomma e di materie plastiche.

I consumi finali di energia (tabella 2.16) crescono nell'ultimo decennio, passando da 3922 ktep nel 1990 a 5153 ktep nel 1998 (+23%), ed aumentano di 3 punti percentuali sul totale degli usi finali nell'industria (dall'11% nel 1990 al 14% nel 1998).

Il mix delle fonti mostra che l'uso di gas e di energia elettrica è preponderante rispetto a quello di prodotti petroliferi. Attualmente questi ultimi coprono il 6,4% dei consumi totali (10,3% nel 1995), mentre la frazione di energia elettrica è passata, anche a causa di un lieve calo nell'uso di gas naturale, dal 33% del 1995 al 39% del 1998.

Il consumo di combustibili solidi (0,3%) non è rilevante.

**Tabella 2.16 - I consumi di energia nel settore chimico**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	1232	31,4	1404	33,0	1917	40,4	1980	38,9	2010	39,0
Gas	2146	54,7	2396	56,4	2508	52,9	2784	54,7	2798	54,3
Prodotti petroliferi	437	11,1	436	10,3	303	6,4	314	6,2	331	6,4
Olio combustibile	414	94,7	386	88,6	262	86,3	262	83,5	273	82,6
Benzine										
Gasolio	15	3,5	13	3,1	13	4,4	14	4,6	35	10,5
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	8	1,8	7	1,5	0	0,0	8	2,5	13	4,0
Gas residui di raffinazione										
Altri	0	0,0	30	6,9	28	9,3	30	9,5	10	2,9
Combustibili solidi e derivati	108	2,8	15	0,3	14	0,3	14	0,3	15	0,3
Carbone	3	2,8	3	20,7	2	15,3	2	15,3	3	20,7
Coke	103	95,2	8	53,1	8	58,3	8	58,3	7	48,3
Gas derivati										
Altri solidi	2	2,0	4	26,2	4	26,4	4	26,4	5	31,0
Totale fossili *	2691		2846		2826		3112		3143	
Totale usi finali **	3922	100	4251	100	4742	100	5092	100	5153	100
Totale fonti primarie ***	5841		6439		7729		8177		8284	

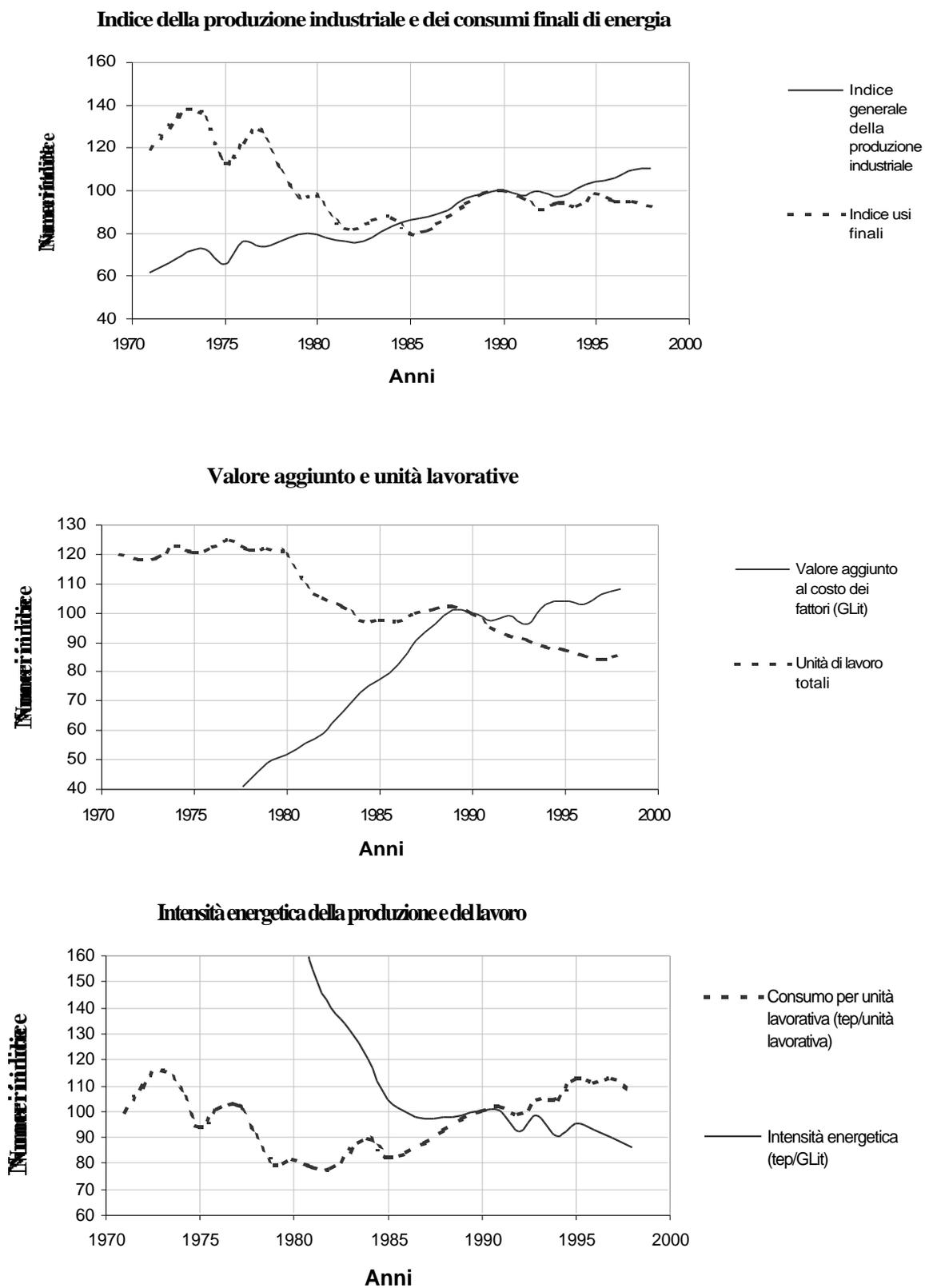
\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Figura 2.7 - Andamento di alcuni indicatori del settore chimico e petrolchimico (1990=100)



Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	28843
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	256
Usi finali di energia (ktep)	7575,3

L'indice generale della produzione industriale è costantemente cresciuto nel periodo in esame (figura 2.7).

Il numero di unità di lavoro totali a partire dagli anni 80 è diminuito costantemente, con una lieve ripresa sia intorno al 1989 che dal 1997 (216.000 unità) al 1998 (220.000 unità).

L'andamento dei consumi finali negli ultimi dieci anni è tale da favorire la diminuzione del consumo per unità lavorativa.

L'intensità energetica è scesa bruscamente fino al 1990 e, dopo una serie di oscillazioni tra il 1992 e il 1996, si riduce ancora fino al 1998.

### *Il settore metallurgico*

Il settore metallurgico comprende l'industria siderurgica (produzione di ferro, di acciaio e ferroleghie) e le attività di produzione dei metalli preziosi (oro, argento e leghe di metalli preziosi) e di quelli non ferrosi (alluminio, piombo, stagno, zinco, rame e semilavorati di tali metalli).

Gli usi finali di energia nell'ultimo decennio (tabella 2.17) mostrano un andamento oscillante: dopo aver raggiunto un massimo nel 1995 (8564 ktep) ed un minimo nel 1996 (7756 ktep) raggiungono il valore di 7935 ktep nel 1998. Il settore metallurgico copre, fin dai primi anni 90, più del 20% del totale degli usi finali nell'industria (21% nel 1998).

Nel mix di fonti impiegate si osserva la netta predominanza del consumo di combustibili solidi e derivati (45,6%) e lo scarso ricorso all'impiego dei prodotti petroliferi (1,8%).

L'uso di energia elettrica (26%) e di gas (26%) resta sostanzialmente invariato durante il decennio.

L'indice di produzione industriale negli ultimi anni è costante (figura 2.8), dopo il picco del 1995 (111,7).

Le unità di lavoro totali raggiungono un massimo nel 1979 (1.052.000 occupati), per poi decrescere con qualche oscillazione fino al valore di 758.000 unità nel 1998.

Il consumo di energia per unità di lavoro segue principalmente l'andamento dei consumi finali di energia.

Il valore aggiunto al costo dei fattori cresce in modo considerevole a partire dal 1993 e contemporaneamente l'intensità energetica diminuisce passando da oltre 169 tep/GLit95 nel 1993 a poco più di 130 tep/GLit95 nel 1998.

**Tabella 2.17 – I consumi di energia nel settore metallurgico**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	2199	26,6	2153	25,1	2005	25,8	2052	25,2	2087	26,3
Gas	2088	25,2	2100	24,5	1935	24,9	2028	24,9	2090	26,3
Prodotti petroliferi	109	1,3	119	1,4	88	1,1	121	1,5	141	1,8
Olio combustibile	26	23,5	78	65,9	38	43,5	78	64,8	80	56,9
Benzine										
Gasolio	49	45,1	16	13,7	18	20,8	17	14,3	15	10,8
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	34	31,4	18	14,8	23	26,3	19	15,5	40	28,0
Gas residui di raffinazione										
Altri	0	0,0	7	5,6	8	9,4	7	5,5	6	4,2
Combustibili solidi e derivati	3878	46,9	4193	49,0	3729	48,1	3940	48,4	3618	45,6
Carbone	317	8,2	966	23,0	773	20,7	732	18,6	814	22,5
Coke	2868	74,0	2637	62,9	2365	63,4	2647	67,2	2471	68,3
Gas derivati	687	17,7	590	14,1	591	15,9	562	14,3	333	9,2
Altri solidi	6	0,1	0		0		0		0	
Totale fossili *	6075		6412		5752		6089		5849	
Totale usi finali **	8274	100	8564	100	7756	100	8141	100	7935	100
Totale fonti primarie ***	11700		11918		10880		11339		11187	

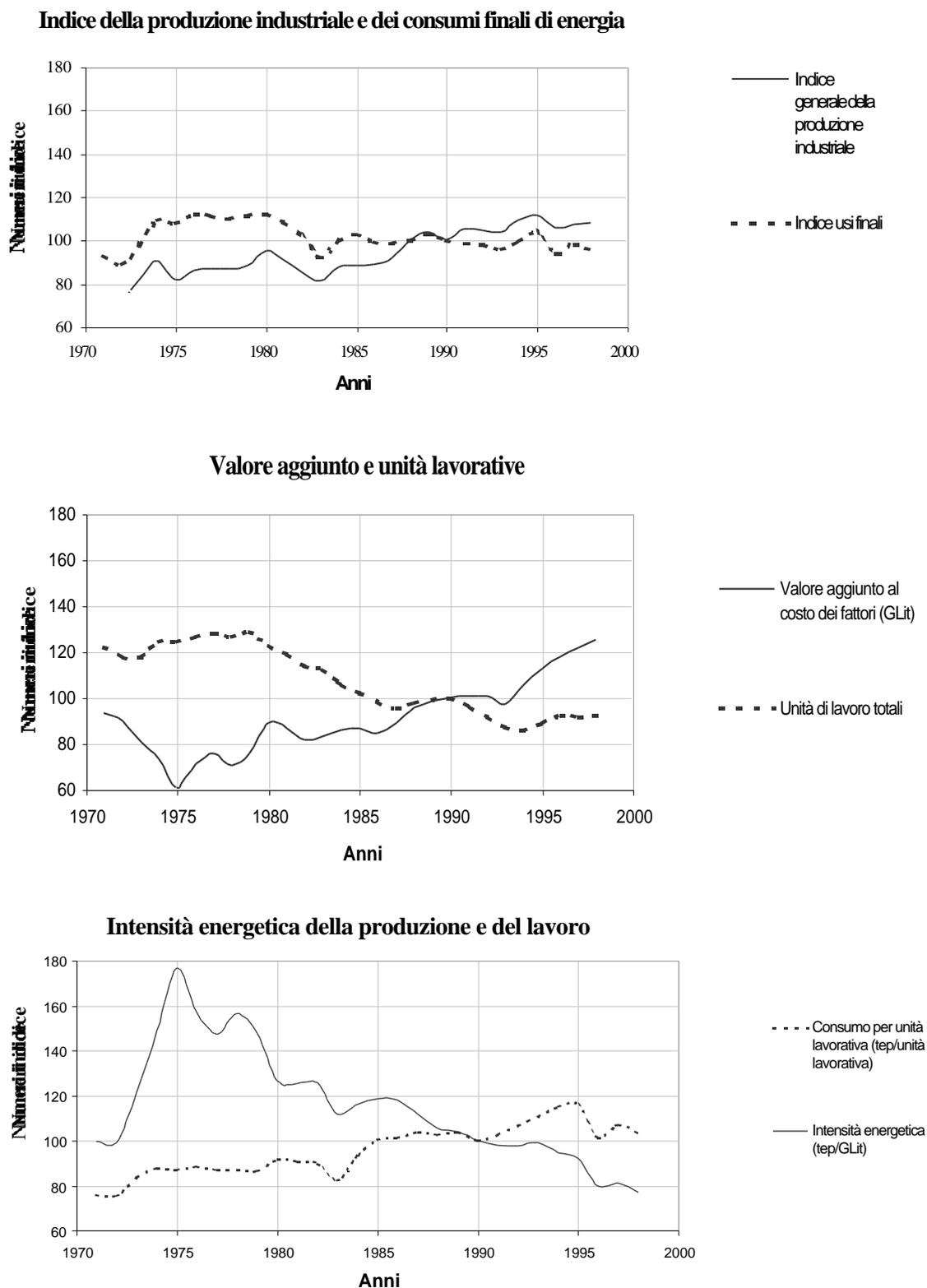
\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Figura 2.8 - Andamento di alcuni indicatori del settore metallurgico (1990=100)



Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	48656
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	816
Usi finali di energia (ktep)	8273,7

### *Il settore meccanico*

Il settore meccanico include l'attività di fabbricazione di macchine ed apparecchi meccanici (compresi l'installazione, il montaggio, la riparazione e la manutenzione), di macchine elettriche e di apparecchiature elettriche ed ottiche, di autoveicoli e di altri mezzi di trasporto.

I consumi finali di energia di questo settore aumentano notevolmente nell'ultimo decennio (+44%), passando da 3282 ktep del 1990 a 4712 ktep del 1998, e coprono il 12,5% (1998) del totale usi finali nell'industria (tabella 2.18).

Dall'andamento del mix di fonti si nota come, nel 1995, l'uso di prodotti petroliferi subisca una netta diminuzione percentuale sul totale dei consumi finali (dal 25% al 13%) a favore di un considerevole aumento nell'uso di gas naturale (dal 26,6% al 41,1%), che continua ad aumentare in valore assoluto, passando da 872 ktep nel 1990 a 2023 ktep nel 1998.

Il peso dell'energia elettrica nel mix diminuisce lievemente nel decennio, anche se aumenta il consumo assoluto di questa fonte (da 1540 ktep nel 1990 a 1994 ktep nel 1998).

L'indice generale di produzione si è portato a 103,4 (100 nel 1990), recuperando la flessione dei primi anni 90 (figura 2.9).

Il numero totale di occupati ha avuto un picco nel 1980 (3,86 milioni di unità), è quindi diminuito e successivamente (dal 1993) è risalito fino al valore di 4,71 milioni di unità nel 1998.

La considerevole crescita del consumo di energia per unità di lavoro è dovuta essenzialmente all'andamento dei consumi finali.

Sebbene il valore aggiunto al costo dei fattori cresca (passa da 83.160 GLit95 nel 1993 a circa 101.730 GLit nel 1998), l'aumento notevole degli usi finali fa crescere anche i valori di intensità energetica.

Tabella 2.18 - I consumi di energia nel settore meccanico

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	1540	46,9	1820	44,6	1794	43,0	1906	42,1	1994	42,3
Gas	872	26,6	1679	41,1	1693	40,6	1963	43,4	2023	42,9
Prodotti petroliferi	817	24,9	528	12,9	603	14,5	566	12,5	611	13,0
Olio combustibile	455	55,6	289	54,8	323	53,6	314	55,4	332	54,4
Benzine	81	9,9	33	6,2	29	4,9	33	5,8	17	2,8
Gasolio	168	20,6	86	16,2	87	14,4	91	16,0	145	23,7
Virgin nafta										
Carboturbo	23	2,8	14	2,6	16	2,6	14	2,4	14	2,2
GPL	78	9,6	90	17,1	117	19,3	99	17,5	101	16,6
Gas residui di raffinazione										
Altri	12	1,5	17	3,1	31	5,2	17	2,9	2	0,3
Combustibili solidi e derivati	52	1,6	55	1,3	81	1,9	88	1,9	85	1,8
Carbone	4	8,5	11	20,4	30	37,4	28	32,1	30	35,0
Coke	48	91,5	40	73,2	48	59,6	57	65,6	54	63,2
Gas derivati										
Altri solidi										
Totale fossili *	1742		2261		2377		2616		2718	
Totale usi finali **	3282	100	4081	100	4171	100	4522	100	4712	100
Totale fonti primarie ***	5682		6916		6966		7492		7818	

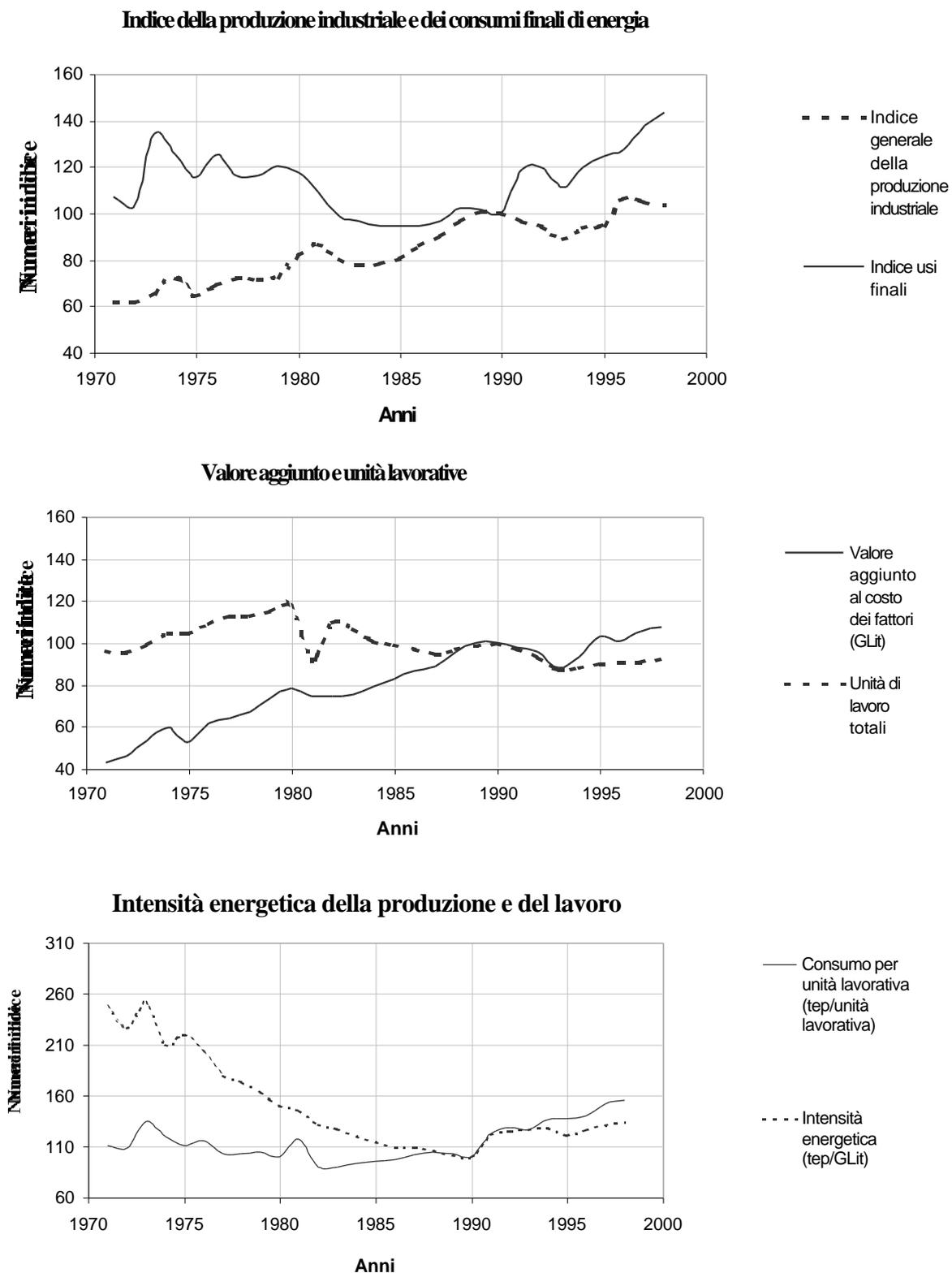
\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Figura 2.9 - Andamento di alcuni indicatori economici del settore meccanico (1990=100)



Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	94860
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	2199
Usi finali di energia (ktep)	3281,8

### Il settore delle costruzioni

Il settore delle costruzioni include le attività di preparazione di cantieri edili, di costruzione completa o parziale di edifici, di installazione dei servizi in un fabbricato (impianti elettrici ed idraulico-sanitari), di fabbricazione di prodotti ottenuti dalla lavorazione di minerali non metalliferi (vetro e prodotti in vetro, prodotti ceramici, mattoni, tegole e altri prodotti per l'edilizia in terracotta e in generale materiale da costruzione).

I consumi finali di energia subiscono una lieve diminuzione (-2%) nel corso dell'ultimo decennio, passando da 7791 ktep nel 1990 a 7667 ktep nel 1998, con alcune oscillazioni, e raggiungono un minimo nel 1996 (7229 ktep) (tabella 2.19). Il contributo del settore al totale usi finali, è pari al 20% dal 1995.

Nel mix di fonti si registra una diminuzione nell'uso di prodotti petroliferi (dal 40% nel 1990 al 33% nel 1998) e di combustibili solidi (dal 13,5% nel 1990 al 7,9% nel 1998) a favore di un aumento nell'utilizzo di gas naturale, che nel 1998 rappresenta il 43,4% del totale degli usi finali.

Il consumo di energia elettrica cresce, passando da 1059 ktep nel 1990 a 1173 ktep nel 1998 (+11%), mentre la sua percentuale resta attestata intorno al 15%.

Per quanto riguarda l'indice di produzione industriale (figura 2.10), il dato disponibile nel 1998 (95,4) indica come il settore stia lentamente recuperando i valori che aveva all'inizio del decennio.

Le unità di lavoro totali sono diminuite nel corso degli anni, passando da 2,18 milioni nel 1971 a 1,74 milioni nel 1998 e contemporaneamente il consumo per unità lavorativa è cresciuto, anche per la ripresa negli usi finali tra il 1996 e il 1998.

Il valore aggiunto al costo dei fattori sta progressivamente riportandosi ai valori del 1992 (115.463 GLit95), dopo la caduta dei primi anni 90.

L'intensità energetica segue essenzialmente l'andamento dei consumi finali di energia (in salita dal 1996).

**Tabella 2.19 - I consumi di energia nel settore delle costruzioni**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	1059	13,6	1098	15,0	1112	15,4	1130	15,2	1173	15,3
Gas	2557	32,8	3346	45,8	3280	45,4	3269	44,1	3329	43,4
Prodotti petroliferi	3120	40,1	2223,2	30,4	2212,4	30,6	2455,8	33,2	2557,7	33,4
Olio combustibile	1146	36,7	653,6	29,4	566,5	25,6	559,5	22,8	576,2	22,5
Benzine										
Gasolio	57	1,8	85,7	3,9	118,3	5,3	90,8	3,7	110,1	4,3
Virgin nafta										
Carboturbo										
GPL	65	2,1	62,7	2,8	55,0	2,5	69,3	2,8	57,2	2,2
Gas residui di raffinazione										
Altri	1853	59,4	1421	63,9	1473	66,6	1736	70,7	1814	70,9
Combustibili solidi e derivati	1055	13,5	639,1	8,7	624,6	8,6	552,8	7,5	607,5	7,9
Carbone	883	83,7	419,2	65,6	429,9	68,8	339,7	61,5	365,1	60,1
Coke	81	7,6	42,7	6,7	33,6	5,4	37,1	6,7	30,1	5,0
Gas derivati	8	0,8	23,4	3,7	23,8	3,8	23,0	4,2	23,0	3,8
Altri solidi	83	7,9	153,8	24,1	137,3	22,0	153,0	27,7	189,3	31,2
Totale fossili *	6732		6208		6117		6277		6494	
Totale usi finali **	7791	100	7306	100	7229	100	7407	100	7667	100
Totale fonti primarie ***	9440		9016		8962		9167		9495	

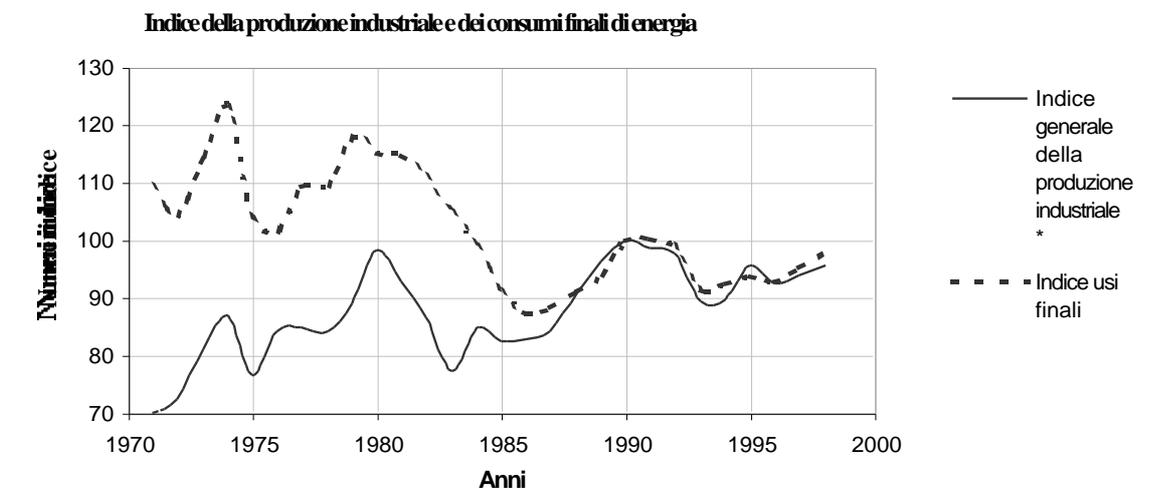
\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh

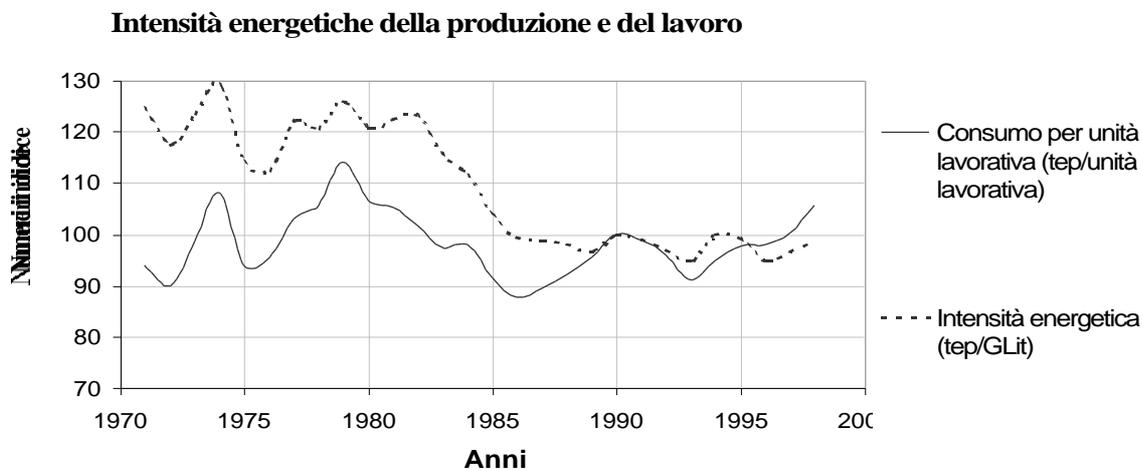
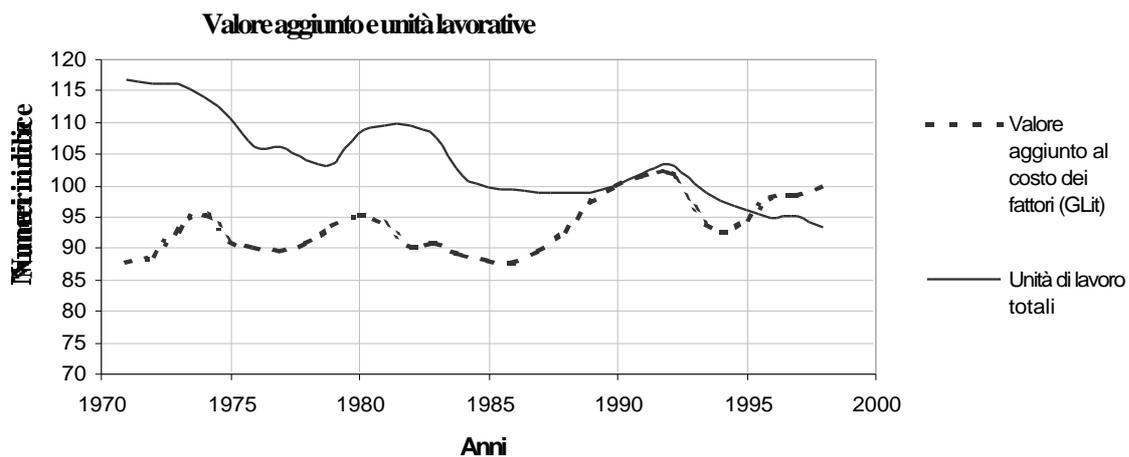
\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

Figura 2.10 - Andamento di alcuni indicatori del settore delle costruzioni (1990=100)



\* I dati non includono il settore dell'edilizia



Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	113131
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1871
Usi finali di energia (ktep)	7790,6

### Altre industrie manifatturiere

In questo settore sono incluse le attività di fabbricazione di mobili, di strumenti musicali, di articoli ed attrezzi sportivi, di giochi e giocattoli e la lavorazione di cascami e rottami metallici e di oggetti in metallo, usati o meno, per la trasformazione in materie prime.

Gli usi finali di energia nell'ultimo decennio (tabella 2.20) hanno subito una diminuzione (-46%) dovuta ad un consistente calo nell'uso di gas naturale tra il 1990 (2327 ktep) e il 1995 (588 ktep), e ricoprono nel 1998 il 5% del totale degli usi finali nell'industria.

Il gas naturale resta comunque la fonte più utilizzata e copre nel 1998 il 42% del totale degli impieghi finali a fronte di un uso di energia elettrica del 30% e di prodotti petroliferi del 26%. L'impiego di combustibili solidi registra un brusco aumento, passando da 4 ktep del 1997 a 56 ktep nel 1998.

**Tabella 2.20 - I consumi di energia nelle altre industrie**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia Elettrica	397	11,9	470	31,5	476	26,2	505	28,8	530	29,5
Gas	2327	70,1	588	39,4	922	50,8	787	44,8	751	41,8
Prodotti petroliferi	582	17,5	429	28,7	413	22,8	461	26,2	462	25,7
Olio combustibile	523	90,0	339	79,1	341	82,5	364	79,0	377	81,6
Benzine										
Gasolio	44	7,5	52	12,1	31	7,4	55	12,0	52	11,2
Virgin nafta										
Carboturbo										
Gpl	14	2,5	37	8,7	42	10,1	42	9,1	30	6,4
Gas residui di raffinazione										
Altri	0		0		0		0		3	0,7
Combustibili solidi e derivati	15	0,4	5	0,3	4	0,2	4	0,2	56	3,1
Carbone	2	10,2	4	84,6	3	85,7	3	85,7	3	5,4
Coke										
Gas derivati	13	89,8	0	0,0	0	0,0	0	0,0	0	0,0
Altri solidi										
Totale fossili *	2924		1022		1338		1251		1269	
Totale usi finali **	3320	100	1491	100	1814	100	1756	100	1799	100
Totale fonti primarie ***	3938		2223		2556		2543		2624	

\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

\*\*\* Somma dei consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

### 2.1.2 Prezzi

Osservando i prezzi medi dell'ultimo decennio (tabella 2.21) si nota che, dei principali prodotti energetici utilizzati nell'industria, in termini reali, gasolio e olio combustibile hanno subito solo qualche oscillazione intorno ad un valore medio.

Il prezzo dell'elettricità, invece, mostra contenute flessioni, mentre nello stesso periodo quello del gas continua a crescere e tale impennata si riscontra anche nel 2000.

**Tabella 2.21 - Prezzo dei prodotti energetici**

Prodotti energetici	Prezzi-media annua (Lit 95/unità di misura**)					
	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Olio combustibile ATZ	288	284	285	274	242	300
Olio combustibile BTZ	ND	273	277	261	220	263
Gasolio riscaldamento uso industriale	992	1089	1113	1114	1045	1084
Gasolio autotrazione*	1257	1346	1374	1363	1279	1344
Gasolio autotrazione usi commerciali	1047	1128	1157	1142	1065	1120
Gas naturale per uso industriale	219	257	267	281	252	312
Elettricità per uso industriale	150	151	151	152	153	143
Elettricità per uso civile	240	276	264	257	257	245
Benzina super senza piombo	1828	1718	1725	1727	1636	1695
Benzina super	1886	1831	1814	1814	1730	1774
GPL per autotrazione*	1049	885	953	873	850	ND
Metano per autotrazione *	538	587	599	619	580	ND

\* Fonte: Ministero Industria, Unione Petrolifera.

\*\*Le unità di misura sono: litri per combustibili liquidi, escluso l'olio combustibile misurato in kg; kg per i combustibili solidi; m<sup>3</sup> per i combustibili gassosi; kWh per l'elettricità.

Fonte: International Energy Agency

### 2.1.3 Tecnologie

Nel 1999 il settore industriale ha inciso per circa 37,7 Mtep sul consumo finale di energia in Italia, corrispondente a circa il 28%, praticamente stabile rispetto agli anni precedenti e tuttavia con forti variazioni relative nell'uso delle diverse fonti.

Nel periodo 1990-99 il settore industriale ha registrato notevoli cambiamenti e flessibilità nell'uso delle diverse fonti energetiche, con un aumento soprattutto nell'uso di gas naturale ed una forte diminuzione nell'uso dei prodotti petroliferi, fenomeno questo che si osserva mediamente in tutti i comparti (ad eccezione di quelli estrattivo e petrolchimico).

Le determinanti di questi cambiamenti e delle innovazioni di processo, di prodotto, organizzativi e finanziari che essi sottendono sono numerose e di varia natura interna ed esterna ai comparti industriali e alle singole imprese.

Rileviamo che, negli ultimi anni, gli sviluppi tecnologici destinati ad aumentare l'efficienza d'uso dell'energia nel settore industriale sono stati numerosi e diversificati. Sebbene non

ci siano singole tecnologie migliorative emergenti, alcune soluzioni presentano una più ampia diffusione.

Un esempio tipico è rappresentato dagli impianti di *cogenerazione industriale* anche con uso dei cicli combinati. Inoltre, il *recupero di calore* di processo ed il suo riutilizzo hanno richiesto lo sviluppo di *scambiatori di calore* adatti a circostanze molto diverse (temperature elevate, fluidi corrosivi, metodi per evitare accumuli di depositi sulle pareti di scambio, scambiatori a mescolamento per piccole differenze di temperatura, utilizzo di fluidi organici).

A questo proposito vale la pena considerare le stime disponibili per il calore prodotto in cogenerazione in Italia (tabella 2.22), che si basano su un campione che copre il 30% della produzione totale di energia elettrica da cogenerazione effettuata nel 1999. In base a tali valutazioni il contributo dei produttori industriali rappresenta circa il 94% della produzione di energia elettrica in cogenerazione e circa il 97% del calore utile.

**Tabella 2.22 – Calore prodotto negli impianti di cogenerazione dei produttori industriali ed energia primaria equivalente**

Tipo di combustibile	Produzione lorda (GWh)	Energia primaria introdotta (ktep)	Calore utile (ktep)
Carbone	441	132,6	80,2
Prodotti petroliferi	11179	5015,0	2605,2
Gas naturale	36784	12402,6	5446,7
Gas derivati	2721	1157,2	486,2
Altri combustibili	1544	525,6	241,0
<b>TOTALE</b>	<b>52674</b>	<b>19233,6</b>	<b>8859,5</b>

Fonte: UNAPACE

Si osserva, inoltre, che alcuni processi unitari hanno utilizzato tecnologie recenti, come la separazione mediante *membrane semipermeabili*, l'estrazione con *anidride carbonica supercritica*, l'essiccazione con *pompe di calore*, il riscaldamento selettivo mediante *microonde*.

Tra i componenti molto diffusi (e non solo nell'industria) per i quali un certo risparmio energetico è ancora possibile, ci sono i *motori elettrici*, che hanno rendimenti molto rilevanti in funzionamento stazionario a regime, ma perdite abbastanza elevate durante i transitori; nuove soluzioni, come quelle a *controllo numerico*, permettono di elevare il rendimento medio in maniera consistente.

Oltre alle nuove tecnologie, infatti, sono stati adottati anche nuovi strumenti informatici (Computer Aided Design, Controlli Automatici di Processo), organizzativi (Just in Time, Total Quality Management, Concurrent Engineering, Life Cycle Analysis), legislativi-normativi e sistemici (EMAS, ISO 14001, sistemi qualità, sistemi sicurezza).

L'effetto combinato di queste soluzioni innovative ha già avuto un positivo impatto sull'efficienza energetica dei settori industriali esaminati.

Nella tabella 2.23 sono elencate le *prospettive di sviluppo tecnologico* più promettenti, per aumentare ulteriormente l'efficienza d'uso dell'energia in alcuni settori industriali, contenendo, nel contempo, l'impatto sull'ambiente.

**Tabella 2.23 – Esempi di tecnologie di ottimizzazione di alcuni processi industriali**

Settore	Prospettive di sviluppo
Agroalimentare	Cogenerazione (anche con utilizzo di biomasse), riciclo acque di processo, pompa di calore, ricompressione meccanica delle fumane, ricompressione meccanica del vapore, sterilizzazione indiretta, macchina frigorifera ad assorbimento
Tessile-abbigliamento	Riciclo delle acque di lavaggio, taglio ad acqua; in particolare per il settore conciario cogenerazione e minor consumo di reagenti per il trattamento delle acque reflue
Cartario-grafico	Ulteriore sviluppo della cogenerazione, incremento della pressatura meccanica, miglioramento dell'efficienza della essiccazione, incremento dell'impiego di fibre riciclate, formatura a secco
Petrochimico	Cogenerazione, gasificazione e cicli combinati (IGCC)
Chimico	Cogenerazione, massificazione, razionalizzazione energetica, modifiche tecnologiche; in particolare, per la produzione di gomma e materie plastiche, riciclo scarti di lavorazione e pirolisi autosostenuta
Metallurgico	Cogenerazione, compattazione del ciclo (colaggio delle lamiere sottili a misura finita, colata a forma finita nelle fonderie per prodotti ad alta tecnologia), recupero dei fumi per preriscaldamento del rottame, passaggio ghisa-acciaio in forno unico; in particolare, per il settore dei metalli non ferrosi, sostituzione elettrodi al carbonio nei processi elettrolitici
Meccanico	Cogenerazione, ottimizzazione e controlli automatici di processo, recupero solventi con o senza combustione e sistemi di verniciatura più efficienti
Costruzioni	Cottura rapida dei laterizi, riciclo dei gas combusti e recuperi termici nei laterizi e nel cemento, utilizzo di rifiuti nella combustione; in particolare, per la produzione di vetro e ceramica, ossicombustione e forni elettrici nel vetro, cogenerazione nelle piastrelle ceramiche
Altre manifatturiere	Recupero energetico da scarti combustibili, recupero solventi con o senza combustione e sistemi di verniciatura più efficienti, motori elettrici ad alto rendimento (riguardano, in particolare, l'industria del legno)

Fonte: ENEA, Atti della Conferenza Nazionale Energia ed Ambiente, 1999

## 2.2 Trasporti

### 2.2.1 Quantità: domanda, consumi ed emissioni

#### 2.2.1.1 La domanda di mobilità passeggeri

Nel periodo dal 1990 al 1998 la mobilità di passeggeri è aumentata da 728 a 869 miliardi di passeggeri km (in simboli  $10^9 p \cdot km$  o anche  $Gp \cdot km$ ) (+19%), soprattutto a causa dell'aumento del traffico urbano su autovettura (+32% circa) (dati CNT ed. 1999).

#### *La mobilità extraurbana*

La quota più consistente di mobilità passeggeri proviene dalla domanda di spostamento extraurbano (tabella 2.24). Essa viene soddisfatta principalmente da strada, ferrovia ed aereo.

Il traffico extraurbano su strada si riferisce a strade statali ed autostrade.

Sul traffico che si svolge sulla rete stradale sono disponibili solo pochi dati, di fonte ANAS, e solo fino al 1990. Gli unici dati affidabili ed aggiornati si riferiscono al traffico sulla rete autostradale (tabella 2.25)

**Tabella 2.24 - Mobilità dei passeggeri in Italia per modalità di trasporto (miliardi di passeggeri km,  $Gp \cdot km$ )**

	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998
Automobili, extraurb <sup>1</sup> .	188,4	229,5	283,1	361,2	405,4	419,0	430,0	435,0
Automobili, urbano <sup>2</sup>	81,4	88,9	90,9	160,8	209,1	208,0	209,1	212,0
Motocicli	27,1	26,9	34,9	60,1	59,9	61,2	63,0	64,0
Autobus urbani	15,9	16,9	15,9	11,6	10,4	10,4	10,0	9,7
Bus interurbani, noleggio	37,0	47,3	52,2	72,3	76,8	78,3	78,5	79,4
Metro e tram	3,1	3,7	4,1	4,6	5,2	5,3	5,3	5,3
Treni (+ traghetti)	40,2	44,5	42,3	51,0	55,0	55,9	55,3	54,0
Aerei	2,2	2,9	4,4	6,4	7,1	7,9	8,8	9,0
<b>Totale</b>	<b>395,3</b>	<b>460,6</b>	<b>527,7</b>	<b>728,0</b>	<b>829,1</b>	<b>846,7</b>	<b>861,0</b>	<b>868,9</b>

<sup>1</sup>: La stima dei  $p \cdot km$  è ricavata dai veicoli km relativi al traffico su strade statali ed autostrade, di fonte ANAS, rielaborati in funzione del loro coefficiente di riempimento.

<sup>2</sup>: La stima dei  $p \cdot km$  è relativa al traffico realizzato su strade provinciali e comunali ed è ottenuta per differenza tra la quota complessiva nazionale e quella relativa al traffico extraurbano.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati CNT

**Tabella 2.25 - Il traffico sulle autostrade (in milioni di veicoli-km)**

	1985	1990	1995	1996	1997	1998
Veicoli leggeri	34.300	40.050	42.219	47.071	48.771	50.826
Veicoli pesanti	8.200	11.886	13.727	13.729	14.428	15.158
Lunghezza rete, km	5964	6.185	6.435	6.465	6.469	6.478

Fonte: CNT, ed. 1999

**Tabella 2.26 - Traffico sulle autostrade (numero indice 1990=100 calcolato sui veicoli-km)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Veicoli leggeri	100	105,4	117,5	121,8	126,9
Veicoli pesanti	100	115,5	115,5	121,4	127,5

Fonte: CNT, ed. 1999

Il traffico su autostrada cresce in modo notevole (+26,9% per i veicoli leggeri, +27,5% per i veicoli pesanti tra il 1995 e il 1998), ed in modo sostanzialmente indipendente dalla lunghezza della rete. Occorre ricordare che nel decennio trascorso si è verificata una notevole espansione della lunghezza delle terze corsie autostradali, che consentono notevoli incrementi del volume di traffico assorbito.

I dati relativi al traffico stradale extraurbano non sono disponibili. Si può ipotizzare (tabella 2.26), per gli anni successivi al 1990, una crescita per il complesso del traffico extraurbano identica a quella del traffico autostradale (vedi CNT 1999).

La tabella evidenzia come la crescita del traffico extraurbano di veicoli leggeri su autostrade proceda a ritmo sostenuto (+3% medio annuo dal 1990 al 1998), crescendo anche in anni di recessione (per esempio nel 1993).

Il traffico aereo interno si sviluppa secondo modalità proprie, riconducibili alle caratteristiche peculiari di questa tipologia di trasporto (la quale consente tempi complessivi di viaggio molto inferiori alle altre modalità, su distanze superiori ai 600 km, ed è praticamente priva di alternative nei viaggi in ambito europeo o intercontinentale, con effetti di trascinarsi anche su distanze inferiori). Il traffico aereo interno ha una limitata incidenza sui consumi e sulle emissioni complessive e pertanto lo si trascura in questa sede, rilevando soltanto la sua crescita sostenuta, che non accenna ad arrestarsi.

Il traffico ferroviario presenta una rilevanza ben maggiore in termini di p-km. Il dato della tabella 2.24 si riferisce al traffico complessivo, che presenta una limitata crescita in questi anni, dovuta anche all'arretratezza delle infrastrutture e dei mezzi. Si tratta della modalità senz'altro meno energivora ed a minore impatto ambientale. Non è di facile elaborazione il dato che divide il traffico a livello regionale e quello *intercity*; alcune stime ipotizzano una divisione in parti uguali del traffico complessivo all'inizio degli anni novanta.

### *La mobilità urbana*

I modelli di evoluzione urbana, che hanno caratterizzato la crescita delle città europee degli ultimi quarant'anni, la crescita economica ed i cambiamenti nello stile di vita hanno portato ad un forte aumento della mobilità e delle distanze percorse nelle aree urbane, a cui si è accompagnato un aumento nell'utilizzo dei veicoli privati.

La mobilità dei passeggeri nelle aree urbane è cresciuta con ritmi maggiori della mobilità in generale. Nel periodo 1985-1995 il volume dei passeggeri chilometro è aumentato da circa 154 miliardi a circa 248 miliardi, con una crescita media annua del 4,9%.

Nel 1998 tale valore ha raggiunto circa i 253 miliardi di passeggeri chilometro; il tasso di crescita annuo dal 1995 al 1998, pari allo 0,6%, si è dunque ridotto notevolmente.

Nel periodo 1985-95 il traffico complessivo in ambito urbano, realizzato su *auto privata*, è cresciuto in maniera notevole (+130%); tale crescita si è praticamente fermata tra il 1995 e il 1998, periodo durante il quale l'incremento è stato del solo 1,5%.

Contemporaneamente, la mobilità su *mezzi pubblici* locali è diminuita del 20% circa, passando in termini assoluti da circa 20 miliardi di passeggeri km del 1985 a circa 15 miliardi del 1998. Nello stesso periodo l'offerta di trasporto pubblico è passata da circa 81 a circa 86 miliardi di posti km (+6%).

Tra tutte le modalità di trasporto pubblico locale, le *autolinee* sono quelle che rivestono maggiore importanza anche se, nell'ultimo decennio, sono apparsi evidenti segni di crisi. Infatti i passeggeri trasportati dagli autobus urbani nel periodo 1990-1998 sono passati da 11,6 a 9,7 miliardi (-16%), a fronte di un'offerta di posti km diminuita percentualmente in maniera inferiore (-11%).

La lunghezza della rete di *metropolitane* in esercizio si è sviluppata da 78 a 105 chilometri (+35%), i posti km offerti sono passati da 10,5 a circa 17 miliardi (+61,9%) e la mobilità soddisfatta è aumentata da 2,6 (1990) a circa 4,2 miliardi di passeggeri km (nel 1999), (+161%).

Le *tranvie* urbane sono state caratterizzate da una progressiva riduzione della lunghezza della rete – che è passata, nel periodo 1985-1997, da 420 a 379 km chilometri (-9,7%) – da un calo dell'offerta, passata da 5,4 (1990) a 5,1 miliardi di posti-chilometro (1999) (-5,6%), e da una diminuzione del volume di traffico realizzato, passato da 1,5 (1990) a 1,2 miliardi di passeggeri chilometri (1999) (-26%).

Nel 1999 il *coefficiente di utilizzazione* dei differenti mezzi di trasporto pubblico urbano, espresso dal rapporto "passeggeri km trasportati/posti km offerti", è risultato pari a 0,25 per le metropolitane, 0,23 per le tranvie e 0,16 per gli autobus (dato riferito al 1998).

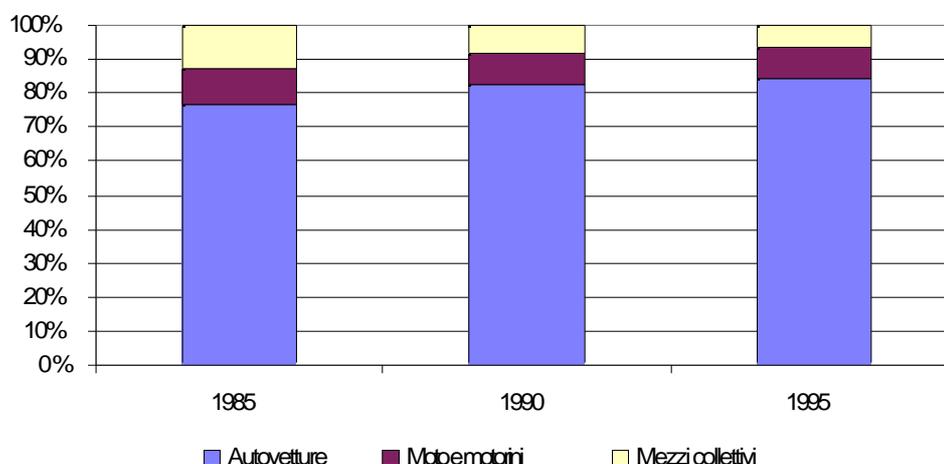
Il peso dell'*auto* sulle altre modalità di trasporto passeggeri è cresciuto in Italia in modo continuo, soprattutto rispetto al modo pubblico, passando da quota 76,3% del traffico motorizzato realizzato nel 1985 all'84,2% nel 1995 (la figura 2.11 illustra le quote di modalità urbana soddisfatte dai principali modi di trasporto – autovetture<sup>5</sup>, moto e motocicli<sup>6</sup>, mezzi collettivi – nel 1985, 1990 e 1995).

---

<sup>5</sup> Ai fini della stima della domanda (passeggeri-chilometro) soddisfatta dall'autovettura privata, il CNT fa riferimento al traffico realizzato su strade provinciali e comunali e ad un coefficiente medio di occupazione pari a 1,28.

<sup>6</sup> Il calcolo della mobilità di moto e motocicli in ambito urbano si basa sulle stime dei consumi dell'UP (Unione Petrolifera), sui consumi specifici ottenuti da prove su strada di diversi modelli, su una percentuale di consumi dei motocicli sul totale del 70%, su una percentuale della percorrenza in ambito urbano sul totale dell'80% e su un fattore di riempimento pari a 1,1.

Figura 2.11 - Quote di traffico per modo di trasporto urbano



Nel 1997, secondo le stime fornite dall'ACI, la composizione del parco circolante stradale risultava composta dal 74% di automobili, dal 18% di motocicli e ciclomotori, dal 5% di veicoli commerciali leggeri e dal 3% di bus e veicoli commerciali pesanti.

Dal confronto dei dati censuari, rilevati dall'ISTAT, sulla mobilità sistematica di occupati e studenti in ambito urbano, del 1991 con quelli del 1981, emerge che l'uso della bicicletta e gli spostamenti a piedi hanno subito un vistoso calo, passando da circa il 50% del 1981 a circa il 38% del 1991. Dal confronto emerge inoltre una percentuale più alta tra coloro che si spostano in autovettura (40,94% rispetto al 25,06% del 1981) ed una percentuale più bassa degli utenti del mezzo pubblico (16,56% rispetto al 20,63% del 1981).

### 2.2.1.2 La domanda di mobilità delle merci

La mobilità delle merci in Italia (tabella 2.27), dal 1990 al 1997, è passata da 247,2 a 279,7 miliardi di tonnellate km (Gt\*km)<sup>7</sup>.

I volumi del traffico merci svolto da vettori nazionali su distanze superiori ai 50 km si attestano, attualmente, intorno ai 223 miliardi di t\*km; essi sono cresciuti dal 1975 al 1985<sup>8</sup> del 46%; dal 1985 al 1998 il traffico interno delle merci ha subito un incremento di 56 punti percentuali, con una accelerazione della crescita rispetto al periodo precedente (tabella 2.28).

<sup>7</sup> Dal 1995 l'ISTAT ha modificato i criteri di rilevazione dei dati sull'autotrasporto che hanno portato ad un aumento dei valori rispetto al precedente periodo.

<sup>8</sup> Tale aumento è leggermente più contenuto, tenuto conto che, sino al 1994, i metodi di rilevazione conducevano ad una sottostima dei volumi effettivi di traffico stradale.

**Tabella 2.27 - Mobilità delle merci in Italia (miliardi di tonnellate km, Gt\*km)**

	1975	1980	1985	1990	1995	1996	1997	1998
Autocarri, < 50 km	23,8	39,3	51,4	70,5	58,2	57,9	57,4	-
Autocarri, > 50 km	54,7	81,9	92,7	107,4	137,2	139,9	142,3	152,6
Treni	15,8	19,0	18,8	21,9	24,7	24,1	26,2	25,4
Navi	27,1	31,3	30,5	35,9	35,4	40,0	44,5	45,0
Condotte	11,1	11,3	9,0	11,5	12,7	13,0	13,2	13,0
<b>Totale</b>	<b>132,4</b>	<b>182,9</b>	<b>202,4</b>	<b>247,2</b>	<b>268,3</b>	<b>274,9</b>	<b>279,7</b>	<b>-</b>

Nota: nel 1995 è intervenuto un significativo cambiamento nella metodologia di rilevamento del traffico su strada da parte di ISTAT; nel 1997 è cambiata la rilevazione del traffico di cabotaggio; dal 1999 le stime di traffico del CNT sono limitate ai traffici superiori a 50 km. I confronti temporali vanno quindi fatti con una certa cautela.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati CNT, vari anni.

**Tabella 2.28 - Traffico merci in Italia (> 50 km, vettori nazionali) (miliardi di tonnellate km, Gt\*km)**

Anno	1975	%	1985	%	1995	%	1998	%
Strada	54.713	56,2	92.694	65,0	137.254	69,6	152.592	68,4
Cabotaggio	26.830	27,6	31.104	21,8	35.307	17,9	44.986	20,2
Ferrovia	15.759	16,2	18.806	13,2	24.673	12,5	25.429	11,4
<b>Totale</b>	<b>97.302</b>	<b>100,0</b>	<b>142.604</b>	<b>100,0</b>	<b>197.234</b>	<b>100,0</b>	<b>223.193</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati del Conto Nazionale dei Trasporti

La *strada* ha assorbito la maggior parte dell'aumento del traffico merci registrato nel periodo 1975-98, incrementando la quota percentuale dal 56% a circa il 70%. Nell'ultimo decennio, la *ferrovia* ha mantenuto (a meno di una lieve flessione) la propria quota di traffico mentre il *cabotaggio* ha subito un'ulteriore perdita di quota percentuale.

Le intensità del traffico merci dell'Italia si collocano in posizione intermedia rispetto all'insieme dei paesi OCSE: al di sopra dell'Olanda e della Germania e al di sotto della Francia e del Giappone.

Recentemente si è assistito a importanti cambiamenti nell'organizzazione della produzione e del commercio nazionale, che in parte hanno sopperito ai fenomeni di saturazione del mercato e di crisi economica fornendo un diverso impulso alle attività di trasporto delle merci:

- la dispersione delle imprese sul territorio nazionale;
- l'investimento di capitale d'impresa nei paesi dell'Est europeo;
- l'adozione di cicli produttivi che sfruttano i costi relativamente bassi del trasporto per realizzare una sorta di "magazzino viaggiante".

Tali fenomeni hanno comportato un aumento delle distanze medie percorse su strada dall'unità di merce ed un rallentamento nella crescita dell'efficienza tecnico-economica del trasporto.

Un ulteriore problema è rappresentato dalle prospettive aperte dal settore del *commercio elettronico*. L'incidenza del trasporto in piccole partite (dati 1996, fonte CNT) si è attestato a 40 miliardi di veicoli\*km, con mezzi di portata utile inferiore a 35 quintali, rispetto a un traffico di circa 100 miliardi di veic\*km per tutto il trasporto merci (più dell'80% in c/proprio). Questo trasporto avviene con ridotti coefficienti di utilizzazione (circa 30%), con elevati consumi per unità di trasporto (0,1÷0,3 litri/t\*km), con elevate emissioni ed elevati costi unitari medi (più di 1750 Lit/t\*km). Appare evidente che un incremento del trasporto *door to door*, se non correttamente pianificato, rischia di compromettere ancora di più i problemi energetico-ambientali del settore.

Infine, a partire dal 1995, un fenomeno nuovo (e ancora in evoluzione) si è affacciato alla ribalta economica internazionale: l'apertura e lo sviluppo dei *mercati dell'Est europeo e del Far East asiatico*, che si servono preferibilmente dei porti mediterranei per i loro scambi con il Centro-Nord Europa. Questo potrebbe significare una maggiore centralità dell'Italia negli scambi fra Europa e resto del mondo. Secondo tale tendenza, l'Italia si troverebbe ad affrontare una duplice urgenza nel comparto del trasporto merci:

- l'aumento degli scambi con l'estero, che comporta vantaggi economici;
- il transito sempre più consistente di flussi di merce destinati al Centro-Nord Europa, che tende ad incrementare l'inquinamento<sup>9</sup>.

#### *La crescita del trasporto su strada*

La crescita della domanda di mobilità interna di passeggeri e di merci viene quasi completamente assorbita dal trasporto su strada (vedi tabella 2.24). Complessivamente, la quota del trasporto stradale nel 1998 è risultata pari al 65% per le merci ed al 92% per i passeggeri. A tale quota ha contribuito in modo significativo l'autovettura privata (82% circa), che negli ultimi anni ha avuto una crescita superiore a quella degli altri modi di trasporto, soprattutto in ambito urbano.

La ripartizione modale del trasporto passeggeri nel nostro paese risulta abbastanza allineata a quella di molti altri paesi europei, tra cui Germania, Francia, Finlandia, Norvegia, Danimarca, Olanda, Belgio. Dagli inizi degli anni ottanta alla metà degli anni novanta, la crescita percentuale del traffico stradale è stata più elevata di quella del trasporto collettivo (treno e bus), con l'unica eccezione dell'Olanda.

Questo fenomeno, negli anni novanta, è stato determinato in primo luogo dall'aumento della mobilità urbana, prevalentemente stradale. Negli anni più recenti sembra dovuto anche ad un ulteriore incremento della mobilità extraurbana su strada.

Limitatamente ai mezzi stradali, nella tabella 2.29 sono rappresentate alcune stime del traffico.

<sup>9</sup> È bene sottolineare che l'andamento del PIL si correla con le quantità di merce scambiata, più che con i flussi in termini di t\*km. Per quest'ultima grandezza si rileva, negli ultimi anni, un maggiore scostamento rispetto all'andamento del PIL (elasticità maggiore di 1) per effetto, presumibilmente, delle maggiori distanze mediamente percorse dall'unità di merce.

**Tabella 2.29 - Traffico stradale per tipo di veicolo (migliaia di veicoli-km)**

	1986	1991	1995
Autovetture	242,4	333,2	341,5
Autobus	1,7	1,8	1,8
Autoveicoli merci	24,4	32,4	37,2
Motocicli	27,9	43,4	45,4

Fonte: Elaborazioni ENEA su CNT

L'incidenza della modalità stradale per il trasporto merci, risulta in Italia molto più evidente che negli altri paesi dell'OCSE, mentre è quasi assente il trasporto per vie d'acque interne. Dal 1980 alla metà degli anni novanta la ripartizione modale del trasporto merci in Italia è rimasta più stabile rispetto ad altri paesi, quali Olanda, Regno Unito, Belgio, Francia, Germania, dove la crescita del trasporto su strada si è contrapposta alla riduzione del traffico ferroviario.

Nell'ambito del trasporto merci, le agevolazioni fiscali e le sovvenzioni per l'autotrasporto hanno favorito la proliferazione di una miriade di piccole e piccolissime imprese ed il mantenimento di tariffe basse, concorrenziali con quelle ferroviarie<sup>10</sup>, nonostante il regime di monopolio statale di queste ultime sino al 1996<sup>11</sup>. Le ridotte tariffe del trasporto su strada si devono anche e soprattutto alla mancata internalizzazione dei costi esterni del trasporto, così come ha messo recentemente in evidenza la Commissione europea in diversi documenti programmatici.

Il traffico merci su distanze maggiori di 50 km continua a crescere (+12,7% tra il 1995 e il 1998); l'impulso più elevato viene fatto registrare dal cabotaggio (+27%) pur con le cautele dovute alla differente metodologia nel rilevamento, seguito dagli oleodotti (+6,5%), dalle ferrovie (+2,8%) e, infine, dall'autotrasporto (+11,2%).

### 2.2.1.3 Consumi energetici

Tra il 1975 ed il 1995, il consumo di energia nel settore trasporti è praticamente raddoppiato, passando da 18,9 a 37,8 Mtep l'anno (bunkeraggi marittimi esclusi)<sup>12</sup>; nel 1998 si è giunti a 40,3 Mtep, disaggregati, secondo le stime del Ministero dell'Industria, in 18,7 Mtep di benzine, 16,0 Mtep di gasolio, 2,9 Mtep di carboturbo, 1,7 Mtep di GPL, 0,3 Mtep di gas naturale e 0,8 Mtep di energia elettrica, prodotta, per lo più, da centrali termoelettriche. La tendenza al rialzo è proseguita anche nel 1999, anno durante il quale si è giunti a 41,6 Mtep.

Tale aumento è risultato inferiore al corrispondente aumento di mobilità, grazie al miglioramento di efficienza energetica dei mezzi (in particolare di quelli stradali) posta in atto a seguito delle crisi petrolifere e grazie alle politiche ambientaliste<sup>13</sup>.

<sup>10</sup> Nella composizione della tariffa di trasporto su ferrovia bisogna considerare anche le quote relative alle trazioni terminali ed alle movimentazioni nei nodi d'interscambio.

<sup>11</sup> Nel 1996, per effetto delle direttive europee sulla liberalizzazione dei mercati, le Ferrovie dello Stato sono diventate una società per azioni.

<sup>12</sup> "Conto Nazionale Trasporti", Ministero dei Trasporti e della Navigazione, Direzione Generale Programmazione, Organizzazione e Coordinamento, vari anni.

<sup>13</sup> Negli ultimi anni la normativa sulle emissioni dei veicoli ha mostrato una continua evoluzione verso la riduzione delle emissioni stesse. Con le direttive Euro IV si dovrebbe conseguire un abbassamento delle emissioni superiore al 95% rispetto alla base di riferimento.

L'aumento dei consumi fatto registrare dal settore trasporti negli ultimi anni è stato rilevante sia in termini assoluti sia come percentuale sui consumi nazionali complessivi; nel 1998 tale percentuale si attestava intorno al 30,7% dell'energia finale, mentre nel 1980 era circa il 22,6%. Fra i paesi dell'UE, i consumi energetici per trasporto in Italia sono secondi solo a quelli della Germania (64 Mtep), del Regno Unito (50 Mtep), della Francia (47 Mtep)<sup>14</sup>.

La parte preponderante dei consumi è senz'altro attribuita ai trasporti su strada. Tra il 1975 e il 1995, tali consumi sono passati da 16,6 a 34,1 Mtep, salendo ulteriormente a 36,4 Mtep nel 1998, quando il trasporto stradale assorbiva circa il 90% del totale.

Si può inoltre rilevare che, nel modo stradale, circa il 75% dei consumi è legato alla mobilità di persone, mentre la quota restante si riferisce alla mobilità di merci. Infine, nell'ambito della mobilità di persone, si registra una netta prevalenza del trasporto individuale, attraverso l'uso di autovetture, che assorbe circa il 60% dei consumi complessivi del settore trasporti.

#### *I consumi di energia nel trasporto merci e passeggeri in ambito extraurbano*

Nel 1998 il trasporto merci nazionale ha consumato circa 10,7 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio, pari a circa il 26% dei consumi imputabili a tutti i trasporti realizzati con vettori nazionali. L'88% dei consumi complessivi del trasporto merci nel 1998 è imputabile alla strada, in diminuzione rispetto all'89% del 1990. La quota di merci trasportate su strada per distanze superiori a 50 km (l'unica per la quale si dispone di una rilevazione affidabile dal 1998 in poi) è circa il 65% delle tonnellate chilometro (t\*km) trasportate. A partire dal 1990, si registra la stabilità dei consumi dell'autotrasporto, un aumento dei consumi energetici del cabotaggio (da 0,4 a 0,5 Mtep), mentre rimane stabile il consumo del trasporto ferroviario merci (0,5 Mtep).

Complessivamente, i consumi legati al trasporto merci di medio-lunga distanza tendono a stabilizzarsi nel periodo 1990-98, nonostante l'aumento del traffico (+23% circa), a riprova di un miglioramento dell'efficienza energetica anche se l'introduzione di una nuova metodologia di rilevazione dei dati non consente una corretta interpretazione degli stessi.

Il trasporto merci si caratterizza per le ampie differenze dei consumi energetici fra le diverse modalità, dovute sia alle diversità cinematiche e tecnologiche dei mezzi (e delle fonti energetiche) impiegati sia al grado di utilizzazione dei mezzi stessi. La ripartizione modale, insieme all'efficienza tecnico-economica, è uno dei parametri fondamentali su cui valutare l'efficienza energetico-ambientale del sistema (tabella 2.30).

<sup>14</sup> OECD, Environment Directorate, Environment Policy Committee: Indicators for the Integration of Environmental Concerns into Transport Policies, Oct. 1999

**Tabella 2.30 - Consumi energetici specifici del trasporto merci in Italia<sup>15</sup> (anno 1995)**

		Consumo (MJ/t*km)
<b>Strada</b>		
Autocarri	3,5 – 6,0 t	3,94
Autocarri	6,0 – 11,5 t	3,20
Autocarri	> 11,5 t	2,30
Autotreni	autoarticolati	1,76
Ferrovia		0,82
Vie d'acqua		0,6

Fonte: Elaborazione ENEA su dati di origine diversa.

Nonostante gli evidenti vantaggi energetico-ambientali delle modalità di trasporto alternative alla strada, i vettori nazionali (così come peraltro quelli esteri) preferiscono di gran lunga servirsi dei mezzi su gomma piuttosto che di quelli su rotaia o di quelli che utilizzano le vie d'acqua.

Per distanze medio-lunghe, il *trasporto su strada* ha i più alti consumi unitari ed emissioni specifiche. Le prestazioni energetico-ambientali del trasporto merci su strada sono fortemente condizionate dalla tipologia di veicolo. Gli automezzi a maggior carico sono più efficienti<sup>16</sup>, per una maggiore efficienza energetica dei motori più potenti ed una minore incidenza della tara rispetto al trasportato medio, in virtù sia del maggiore carico utile disponibile per unità di tara sia di una più razionale utilizzazione.

Le percorrenze medie della merce su strada continuano a salire, mentre scendono quelle su ferrovia (tabella 2.31). Si noti il sensibile aumento delle distanze mediamente percorse su strada (+17%) nel decennio 1986-1996 e la contestuale diminuzione delle percorrenze ferroviarie (-7%). Questo stato di cose determina una minore efficienza energetica complessiva del trasporto merci nazionale.

**Tabella 2.31 - Percorrenze medie delle merci per modalità di trasporto in Italia (km)**

Anno	FS	Strada	Cabotaggio *
1986	320	132	537
1991	314	141	478
1996	298	154	546

\* Dato riferito alle merci secche all'anno 1995.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati del Conto Nazionale dei Trasporti, vari anni.

<sup>15</sup> Per la valutazione dei consumi unitari su ferrovia sono stati utilizzati i dati dell'Annuario Statistico FS; per il cabotaggio è stato utilizzato il dato ENEA pubblicato su "Indicatori energetici: dall'Europa alle regioni d'Italia"; per l'autotrasporto, infine, sono stati utilizzati dati di consumo specifico forniti da Confetra per le diverse tipologie di veicolo considerate.

<sup>16</sup> A fronte di una migliore efficienza energetica, i mezzi pesanti e pesantissimi pongono problemi di sicurezza (anche a causa della potenza di cui dispongono i motori, che induce ad aumentare la velocità) e di manutenzione delle strade. Per quest'ultimo aspetto sarebbe consigliabile l'imposizione dei tre assi sia sulla motrice che sul rimorchio di autotreni ed autoarticolati. Riguardo ai rapporti peso/potenza, che nel tempo ha risentito di una politica tesa a garantire la possibilità di mantenere velocità commerciali elevate, è opportuno porre dei limiti non solo in relazione alla sicurezza ma anche ai consumi, mediando le diverse esigenze.

In Italia lo squilibrio modale in favore del traffico su strada è più accentuato che in altri paesi. L'autotrasporto italiano serve relazioni di traffico mediamente molto più lunghe degli analoghi servizi stranieri (in alcuni casi anche più del 100%). Ad esempio, in Francia la percorrenza media dell'autotrasporto si aggira intorno ai 70 km mentre in Italia essa è superiore ai 150 km. Questo è solo parzialmente giustificato dalla conformazione geografica del nostro paese. Se questa fosse la causa, allora anche (ed a maggior ragione) il trasporto ferroviario dovrebbe mostrare un'analogia tendenza, cioè percorrenze più lunghe che negli altri paesi. La nostra ferrovia serve, invece, relazioni più brevi di quelle, per esempio, della Francia (300 km contro 390 km circa).

Per quanto riguarda la *ferrovia*, l'utilizzazione media dei carri si aggira, attualmente, intorno al 60%, con una tendenza alla crescita; essa risulta abbastanza in linea con la media dei paesi europei, anche se esistono esempi di più elevata produttività del materiale rotabile. La produttività della rete delle nostre FS è decisamente più alta di quella della media europea (inferiore solo a quella dei Paesi Bassi), a dimostrazione che le nostre linee ferroviarie viaggiano in condizioni vicine alla saturazione.

Secondo le stime usate dalla CE per le proprie valutazioni sulle emissioni di CO<sub>2</sub> dai trasporti, i consumi specifici del nostro autotrasporto (tabella 2.32) sono paragonabili a quelli medi europei dei mezzi a carico parziale.

**Tabella 2.32 - Consumi specifici medi di energia del trasporto merci in Europa (MJ/t\*km)**

Modo	Tipo di veicolo e carico	Consumo
Strada	Autocarro da 20 t carico al 70%	2,22
	Autocarro da 20 t carico al 100%	1,55
	Autoarticolato da 38 t carico al 50%	1,38
	Autoarticolato da 38 t carico al 70%	0,99
	Autoarticolato da 38 t carico al 100%	0,69
Ferrovia	Trasporto a carro completo <sup>17</sup>	1,00
	Trasporto a piccole partite	0,60
Navigazione		0,60

Fonte: Elaborazione ENEA su dati di origine diversa.

Per quanto riguarda il trasporto *passengeri* in ambito extraurbano, le uniche elaborazioni disponibili, effettuate con il modulo di calcolo Commute<sup>18</sup>, sono relative al periodo 1985-1995 ed evidenziano che, pur restando alquanto marginale, l'incremento maggiore si registra per la modalità aerea (+60,8%), seguita da quella ferroviaria (+31%) ed automobilistica (+30%).

<sup>17</sup> Inclusi lo smistamento ed il trasporto a/da stazione

<sup>18</sup> Il modello Commute è stato messo a punto nell'ambito dell'omonimo progetto della DG Trasporti europea; esso calcola consumi ed emissioni di tutte le modalità di trasporto (stradale, ferroviario, aereo e navale) a partire da dati di traffico aggregati, ovvero a partire dagli output di modelli di simulazione di reti multimodali. Nel caso specifico il modulo è stato implementato con i dati di traffico riportati in diverse fonti statistiche nazionali (ISTAT e diverse edizioni del Conto Nazionale dei Trasporti, dell'Annuario FS, di Civilavia Statistica).

A livello di efficienze energetiche, si evidenzia come l'aereo sia senz'altro la modalità che presenta i consumi specifici maggiori, circa 5,13 MJ/p\*km (coefficiente di riempimento di circa 100 passeggeri), contro i circa 0,62 della ferrovia (energia primaria con coefficiente di riempimento di circa 200 passeggeri) ed i circa 1,22 delle automobili in autostrada (coeff. di riempimento pari a 2) (tabella 2.33).

**Tabella 2.33 - Mobilità passeggeri ed energia consumata in ambito urbano per modalità<sup>19</sup>**

	Dati di Trasporto			Consumi unitari (alla fonte)			Consumi finali (alla fonte)			
	Mobilità (Mp*km o Mt*km)			Consumi unitari (MJ/P*km o MJ/t*km)			Consumi finali (tep)			
	1985	1990	1995	1985	1990	1995	1985	1990	1995	
Autovetture*	299.616	413.739	475.680	1,53	1,30	1,22	10.644.456	12.832.659	13.871.155	
Bus	52.170	72.339	76.797	0,44	0,31	0,32	551.070	539.453	578.405	
Moto	15.166	17.349	19.009	1,51	1,51	1,51	546.311	626.014	685.942	
Totale pass. strada	366.952	503.427	571.486	1,37	1,16	1,11	11.741.837	13.998.126	15.135.508	
Treni pass. FS	37.251	45.333	49.320	0,63	0,59	0,62	561.316	633.892	735.503	
Aereo (voli interni)	4.366	6.416	7.108	5,19	5,15	5,13	541.398	789.288	870.695	
Totale passeggeri	408.569	555.176	627.914	1,34	1,16	1,12	12.844.550	15.421.307	16.741.701	
							Consumi	12.846.535	15.423.297	16.743.96

\* I dati relativi alla mobilità autoveicolare sono stati elaborati ulteriormente rispetto a quanto riportato in tabella 2.24, per tener conto dei trasporti urbani effettivi.

Fonte: Elaborazione ENEA su dati di origine diversa.

### *I consumi energetici nel trasporto passeggeri in ambito urbano*

Le frequenti manovre di accelerazione e decelerazione dovute alla congestione aumentano le emissioni di inquinanti ed il consumo di carburante. Le velocità attuali in molte città si collocano nella parte più inefficiente della curva velocità/consumo di carburante.

Secondo uno studio recente, nelle principali città dei paesi OCSE la velocità del traffico è diminuita del 10% negli ultimi venti anni. In un terzo delle città prese in considerazione, durante le ore critiche la velocità nelle aree centrali è inferiore a 19 km/h (OCSE/EMCT, 1995). Alcune stime indicano che a Milano ed a Roma, nell'ora di punta, le velocità medie sono pari rispettivamente a 16 e 13 km/h.

<sup>19</sup> La metodologia adottata in questa tabella per la valutazione dei consumi energetici primari per singolo modo di trasporto urbano fa riferimento: ai dati di traffico veicolare e passeggeri pubblicati dal Conto Nazionale dei Trasporti; alle elaborazioni effettuate con il modulo Commute.

Nel 1995 per il trasporto stradale si sono consumate circa 34 Mtep, corrispondente a circa il 90% dei consumi energetici dell'intero settore dei trasporti. Nello stesso anno il consumo finale di energia per la mobilità privata (auto + moto) in ambito urbano è risultato pari a circa 11,3 Mtep, corrispondente a poco più del 96% del consumo annuo assorbito dal trasporto urbano passeggeri.

Le stime rilevano inoltre che il trasporto urbano passeggeri ha assorbito una quota pari a circa il 30% del consumo annuo di energia del settore trasporti, che corrisponde a poco meno del 10% del consumo nazionale di energia

Le stime dei consumi energetici (tabella 2.34) basate sui dati di traffico contenuti nelle diverse edizioni del Conto Nazionale dei Trasporti e su altre fonti statistiche (Annuario FS, Civilavia), con il modulo Commute, permettono di evidenziare che, nell'intervallo temporale 1985-1995, sono aumentati in misura molto evidente i consumi sia passeggeri sia merci (+97%), arrivando ad incidere per quasi il 40% dei consumi complessivi dei trasporti. In particolare sono cresciuti i consumi legati alla distribuzione delle merci e quelli delle autovetture private, mentre la crescita dei consumi dei bus è stata molto più contenuta. I trasporti collettivi ad impianti fissi continuano ad incidere in modo poco rilevante sui consumi urbani complessivi, nonostante un miglioramento del trasporto ferroviario metropolitano degli ultimi anni.

**Tabella 2.34 - Mobilità passeggeri e merci ed energia consumata in ambito urbano, per modalità**

	Mobilità			Consumi unitari (alla fonte)			Consumi finali (alla fonte)		
	Mobilità (Mpax*km o Mt*km)			Consumi unitari (MJ/P*km o MJ/t*km)			Consumi finali (tep)		
	1985	1990	1995	1985	1990	1995	1985	1990	1995
Autovetture*	74.084	108.854	139.033	3,02	3,02	3,12	5.346.828	7.851.085	10.349.629
Bus	15.914	11.616	10.350	0,68	0,98	1,38	258.372	272.853	341.933
Moto	18.834	18.651	20.991	1,84	1,84	2,01	829.154	821.097	1.006.796
Totale pass. strada	108.832	139.121	170.374	2,48	2,69	2,87	6.434.354	8.945.035	11.698.358
Treni pass.	150	180	380	1,18	1,06	1,11	4.219	4.536	9.560
Metropolitane	2.133	2.580	4.038	0,97	0,98	0,78	49.624	60.258	75.642
Tram	1.575	1.576	1.136	1,17	1,17	1,53	43.827	44.119	41.657
Totale passeggeri	112.690	143.457	175.928	2,43	2,64	2,81	6.532.024	9.053.948	11.825.217
Totale merci	13.300	21.170	26.418	3,28	4,75	5,35	1.041.110	2.400.976	3.372.875
				Consumi totali			7.573.134	11.454.923	15.198.092

\* I dati relativi alla mobilità autoveicolare sono stati elaborati ulteriormente rispetto a quanto riportato in tabella 2.24, per tener conto dei trasporti urbani effettivi.

#### 2.2.1.4 Le emissioni in atmosfera del settore trasporti

Il settore dei trasporti è tra quelli che esercitano la maggiore pressione sull'ambiente. La recente relazione dell'Agenzia Europea dell'Ambiente (EEA), "L'ambiente nell'Unione europea alle soglie del 2000", individua nel trasporto il settore che più di ogni altro rischia di pregiudicare il raggiungimento degli obiettivi di politica ambientale dell'Unione Europea.

Secondo stime basate sugli inventari CORINAIR, il settore trasporti (esclusi i bunkeraggi internazionali) è stato responsabile, in Italia, nel 1995, di:

- emissioni di anidride carbonica pari a circa 106 Mt;
- emissioni di monossido di carbonio pari a circa 6 Mt;
- emissioni di ossidi di azoto pari a 1 Mt circa;
- emissioni di idrocarburi volatili non metanici pari a 1,2 Mt;
- emissioni di ossidi di zolfo, pari 0,1 Mt;

Dati aggiornati al 1997 (Serie Stato dell'Ambiente n. 12/2000 dell'ANPA) indicano, per i soli trasporti stradali, i seguenti contributi percentuali sul totale delle emissioni nazionali:

- 24% delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> (aumentate al valore di 109 Mt);
- 72% delle emissioni complessive di CO;
- 53% delle emissioni complessive di NO<sub>2</sub>;
- 46% delle emissioni complessive di composti organici volatili COVNM;
- 2,8% delle emissioni complessive di SO<sub>2</sub>.

Ad ogni buon conto, si noti che i dati riportati sopra, insieme a quelli relativi agli altri settori d'uso, sono approfonditi in questo stesso rapporto nel capitolo che tratta l'interazione fra attività energetiche ed ambiente. Gli impatti ambientali dei trasporti sono, per la massima parte, legati all'esercizio dei mezzi. Il movimento dei veicoli stradali, ferroviari, aerei e navali provoca, innanzitutto, consumo di risorse energetiche da fonti non rinnovabili. Risulta evidente la assoluta predominanza del contributo emissivo del settore stradale rispetto al totale dei trasporti.

Il trasporto navale consente minori consumi, minori emissioni di CO<sub>2</sub> (per unità di trasporto) e quindi minori effetti ambientali globali, ma produce, rispetto alla ferrovia, più emissioni di CO di NO<sub>x</sub> e, in misura ridotta, di particolato. Ciò, tuttavia, ha un impatto limitato alla scala locale ed effetti temporanei.

Per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub>, sempre secondo stime CORINAIR, l'aumento più sensibile nell'intervallo 1990-1997 è stato fatto registrare dal trasporto aereo (+43%), seguito dal trasporto marittimo (+16%) e dal trasporto stradale (+13%); interessante la riduzione di emissioni del trasporto ferroviario (-10%) dovuta al minor uso dell'alimentazione a gasolio a vantaggio di quella elettrica; in tal modo la ferrovia conferma la sua vocazione di trasporto eco-sostenibile.

In tale quadro ambientale complessivo, caratterizzato da aumenti generalizzati dei valori assoluti di emissioni prodotte dal settore dei trasporti, fanno eccezione gli ossidi di zolfo, sui quali hanno avuto effetto i provvedimenti di riduzione del tenore di zolfo nei carburanti (non solo per il settore trasporti ma anche più in generale).

Nonostante le intensità emissive (kg/abitante) del settore italiano trasporti non siano fra le più elevate all'interno dei paesi OCSE, tuttavia le nostre città sono afflitte da livelli di concentrazione di sostanze inquinanti che troppo spesso superano i livelli di attenzione e di allarme, stabiliti dalla normativa.

Le emissioni gassose dei veicoli dipendono fortemente dal tipo e dalla cilindrata del motore, dai regimi di marcia, dalla temperatura, dal profilo altimetrico del percorso e dalle condizioni ambientali. In ambito urbano si registrano i tassi di emissione più alti, a causa soprattutto delle basse velocità e dei viaggi relativamente brevi, che comportano una maggiore incidenza delle percorrenze con motore a freddo. È stato stimato che nelle aree urbane italiane l'autovettura emette mediamente 15 g/km di monossido di carbonio, 1,2 g/km di ossidi di azoto, 1,9 g/km di COV e 0,12 g/km di particolato (con notevoli differenze dalla media a seconda che l'autovettura sia catalitizzata, diesel o non catalizzata).

In base alle stime effettuate nel presente lavoro, fra il 1990 ed il 1995 le emissioni di CO<sub>2</sub> prodotte dal trasporto urbano passeggeri sono passate da circa 33 a circa 39 Mt (+18%). Nelle stime sono considerate anche le emissioni connesse alle diverse fasi del ciclo energetico a monte del veicolo.

Il traffico urbano è inoltre il maggior responsabile delle emissioni di benzene (per oltre il 90%) e delle particelle sospese totali (PST).

Oltre a causare il consumo di energia e l'emissione nell'atmosfera di sostanze inquinanti, il movimento dei veicoli produce rumore; in particolare il traffico stradale è il principale responsabile di livelli di rumore nelle aree urbane, spesso dannosi alla salute. Secondo l'OMS (*Concerning for Europe's Tomorrow*, 1995) oltre il 97% della popolazione europea è esposta, a causa del traffico stradale, a rumori oltre i 55 dB(A), il 72% a livelli di rumore più alti di 65 dB(A), il 27% a livelli di rumore superiori a 75 dBA. Al di sopra dei 55 dBA si registrano già effetti sul sistema nervoso, disturbi del sonno, della comunicazione e della capacità di concentrazione.

#### *Gli impegni assunti dal nostro Paese in termini di riduzione dei gas serra*

La delibera CIPE del 19 novembre 1998 presenta una sintesi ufficiale degli impegni assunti dal nostro paese in materia di riduzione delle emissioni di gas climalteranti (gas serra). Essa prevede le riduzioni conseguibili per macrosettori mostrate nella tabella 2.35.

Volendo valutare l'impatto di tali azioni sui consumi di prodotti petroliferi, occorre ricordare la ripartizione del greggio fra i diversi usi finali nel nostro paese. Per ogni barile di petrolio importato, le frazioni che vengono destinate ai singoli settori riportati nella tabella precedente sono:

- 20% per il settore della generazione elettrica;
- 52% per il settore dei trasporti (inclusi agricoli e marini);
- 12% per i settori non energetici;
- 16% per gli altri settori energetici.

**Tabella 2.35 - Riduzioni delle emissioni dei gas serra\* (Mt CO<sub>2</sub> eq) per macrosettori, come da delibera CIPE 19.11.1998**

	2002	2006	2008-2012	Contributi di efficienza al 2008-2012
Miglioramento dell'efficienza del parco termoelettrico	-4/5	-10/12	-20/23	25
Riduzione consumi energ. nei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21	22,8
Produzione/consumi energetici da altri settori	-6/7	-12/14	-24/29	31,5
Riduzione emissioni settori non energetici	-2	-7/9	-15/19	20,7
<b>Totale</b>	<b>-20/25</b>	<b>-45/55</b>	<b>-77/92</b>	<b>-</b>

\* Non sono state riportate le azioni relative alla produzione di energia da fonti rinnovabili, il cui effetto al 2008-2012 si attesta intorno ai 18/20 Mt di CO<sub>2</sub> che, andandosi ad aggiungere alle Mt computate, portano la riduzione complessiva a quota -95/112 Mt CO<sub>2</sub> eq.

L'impegno nazionale per le riduzioni delle emissioni nel settore dei trasporti all'orizzonte 2008-2012 costituisce circa il 23% del totale delle riduzioni conseguibili. Di fatto l'impegno di riduzione in questo settore è ancora più importante, quando si considera la fonte primaria necessaria.

### 2.2.1.5 La sicurezza nei trasporti

Infine il traffico stradale è una delle principali cause di morte per incidenti. Nell'ultimo decennio sono morte in Italia 97.000 persone e 2,5 milioni di persone sono rimaste ferite a causa di incidenti su strada. Le statistiche indicano che un'elevatissima quota di tali incidenti si è verificata nelle aree urbane (73%), causando il 69% dei feriti ed il 47% dei morti.

L'Italia, nel solo 1998, ha avuto 5.857 morti e 293.842 feriti per incidenti stradali (ISTAT, 1998) e purtroppo recenti studi rivelano una preoccupante tendenza all'aumento del numero dei feriti e una modesta riduzione dei morti (Relazione al Parlamento sullo stato della sicurezza stradale – Ispettorato generale per la circolazione e la sicurezza stradale – 1998), in contrasto con le tendenze generali degli altri paesi che da tempo si sono attivati per rallentare la crescita e invertire il trend degli incidenti.

Anche se meno onerosi in termini di effetti sulle persone, gli incidenti in ambito urbano nel 1995 hanno causato 2.654 morti, (47% del totale nazionale) e 179.400 feriti (69% del totale nazionale).

### 2.2.2 Prezzi

L'incremento dei consumi registrato sino al 1999 è avvenuto nonostante i prezzi dei carburanti, dopo la battuta d'arresto del 1998, abbiano registrato un deciso incremento sino ai mesi correnti (tabella 2.36).

**Tabella 2.36 - Evoluzione dei prezzi dei prodotti energetici per trasporti (in lire/litro, lire/m<sup>3</sup>)**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Benzina senza piombo	1428	1480	1477	1528	1582	1718	1792	1825	1760	1853
Benzina super	1474	1531	1523	1614	1694	1831	1885	1918	1816	1939
Gasolio	982	1126	1123	1223	1236	1346	1428	1441	1376	1469
GPL	820	795	750	740	785	885	990	923	915	n.d.
Metano	420	450	497	520	565	587	622	654	624	n.d.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati CNT, annate varie

I carburanti per *autotrazione* sono prodotti omogenei e, per la diffusione raggiunta, maturi. La localizzazione degli impianti di distribuzione e il prezzo praticato da ciascun gestore sono, quindi, i principali fattori in grado di condizionare le scelte dei consumatori, le quali non possono invece essere influenzate da differenze nella qualità dei prodotti fra i diversi marchi presenti nella rete distributiva.

L'indisponibilità di altri prodotti energetici sostitutivi per autotrazione comporta una limitata elasticità della domanda complessiva rispetto al prezzo. Infatti, anche nel caso di cospicui aumenti del prelievo fiscale e, quindi, del prezzo finale, non si verificano contrazioni rilevanti dei consumi.

I consumi di carburanti per autotrazione, tra il 1990 e il 1999, sono cresciuti<sup>20</sup> ad un ritmo medio annuo moderato (1,9%). I consumi della benzina *super* senza piombo hanno fatto registrare un tasso di crescita elevato, mentre quelli della benzina *super* con piombo hanno subito una sensibile contrazione. Stazionaria appare la dinamica dei consumi di gasolio.

Tra l'inizio e la fine del periodo, l'incidenza delle benzine sul totale dei carburanti passa dal 56,7% (1990) al 63,3% (1999). Nello stesso periodo, la quota della *super* senza piombo sale dal 2,1% al 39,4%; quella della *super* con piombo passa dal 54,9% al 23,9%; quella del gasolio scende dal 43,3% al 36,6%. Il mutamento nella composizione dei consumi è principalmente dovuto al tipo di motorizzazione più recente, che ha favorito una crescente sostituzione della benzina *super* con la benzina *super* senza piombo.

Il prezzo dei carburanti per autotrazione, al netto di ogni forma di imposizione fiscale, ha manifestato un andamento crescente nel corso degli ultimi cinque anni, mostrando una dinamica più accentuata nella fase di rimozione di ogni controllo amministrativo (1994-1995). Si è riscontrato che le aziende energetiche maggiori hanno modificato il prezzo più frequentemente delle imprese piccole.

Nel 1999, il prezzo medio dei carburanti, al netto delle accise e dell'IVA, è stato in Italia più elevato di quello praticato in Francia, Germania e Regno Unito, con differenze che vanno da un minimo di 38 lire al litro (gasolio, Regno Unito) ad un massimo di 128 lire al litro (benzina *super*, Francia).

Un indicatore del grado di concorrenza di un mercato potrebbe essere rappresentato dalla variabilità dei prezzi al consumo. Il confronto dei prezzi dei carburanti praticati nei

<sup>20</sup> Dati desunti dalla "Delibera antitrust 8.6.2000", dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

tre mercati europei sopra considerati e in quello italiano mostra che, nel 1999, la variabilità del prezzo medio della benzina *super* senza piombo è stata superiore al 40% in Francia, al 130% in Germania e al 95% nel Regno Unito. Valori significativi ha fatto registrare anche la variabilità dei prezzi del gasolio: superiore a quella italiana del 200% in Francia, del 100% in Germania e dell'85% nel Regno Unito.

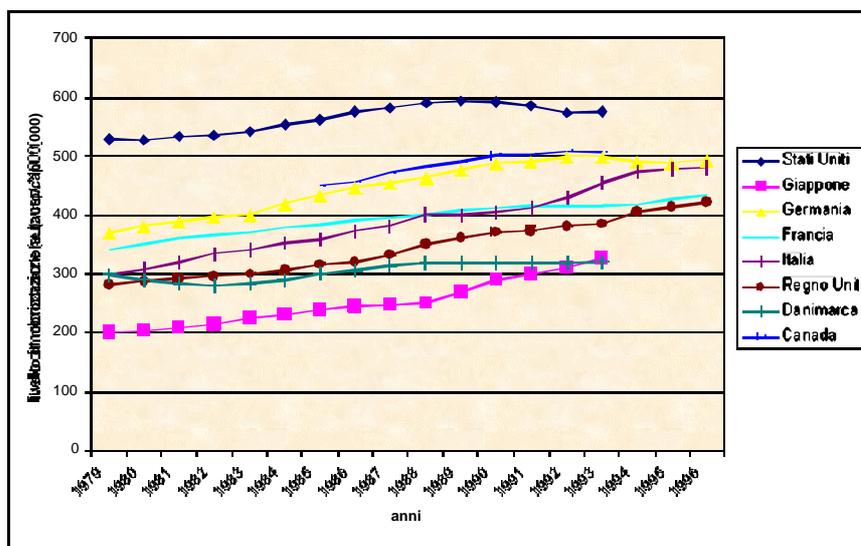
### 2.2.3. Tecnologie

#### 2.2.3.1 Motorizzazione e mobilità

Secondo le statistiche dell'OCSE<sup>21</sup>, nel 1996 l'Italia è risultata, tra i paesi dell'OCSE, quella a più alta intensità di traffico stradale passeggeri per unità di prodotto interno lordo (441 veicoli-km/1000\$ contro, ad esempio, i 270 del Giappone, i 389 dell'Olanda e della Germania, i 422 della Francia) e per abitante (7,9 migliaia di veicoli-km pro capite contro le 5,5 del Giappone, le 6,9 della Germania e le 7,0 dell'Olanda).

L'Italia si colloca tra i paesi caratterizzati da alti livelli di motorizzazione privata (figura 2.12). Al 1999 il livello si attesta a circa 550 veicoli ogni 1000 abitanti, valore che non risulta essere distante da quello degli Stati Uniti<sup>22</sup>.

**Figura 2.12 - Evoluzione della motorizzazione**

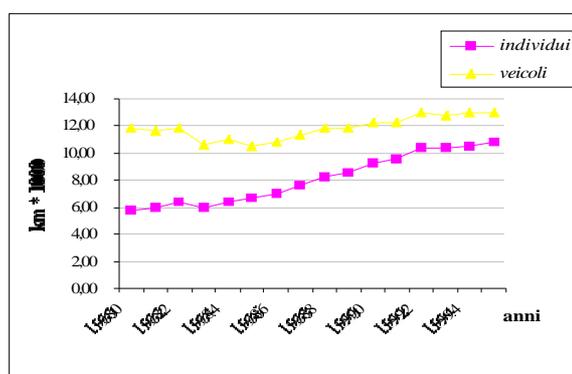


Mentre la percorrenza media dei veicoli sostanzialmente non ha variazioni consistenti nell'intervallo di tempo considerato, quella delle persone presenta un aumento marcato, che solo negli ultimi anni rallenta (figura 2.13).

<sup>21</sup> OECD, Environment Directorate, Environment Policy Committee: Indicators for the Integration of Environmental Concerns into Transport Policies, ottobre 1999.

<sup>22</sup> Elaborazione da dati CNT ed ISTAT 1999.

Figura 2.13 - Percorrenze medie annue

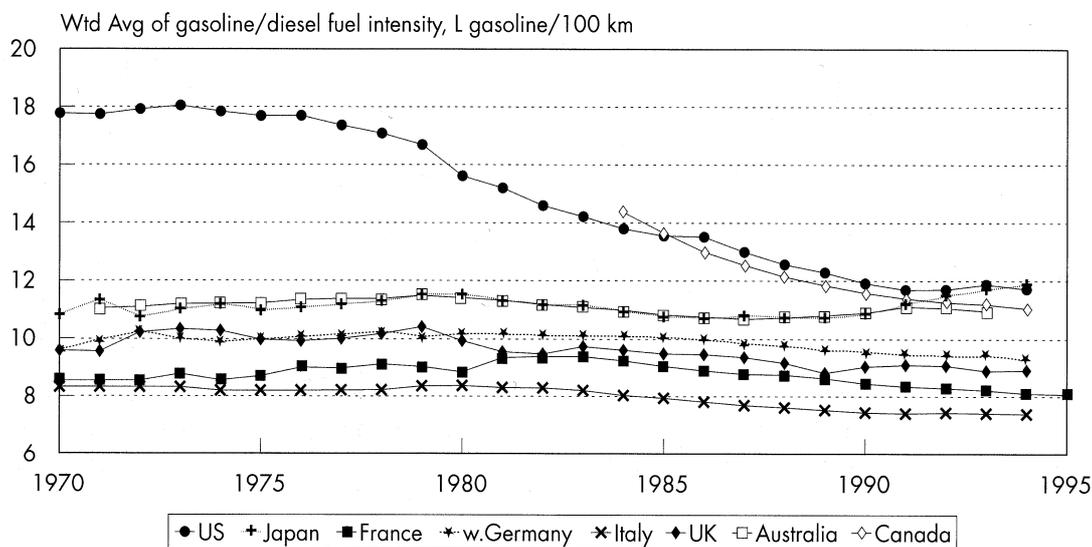


### 2.2.3.2 Consumi

Secondo l'OCSE, dal 1980 al 1996 i consumi energetici unitari dei veicoli si sono ridotti del 21% circa, passando da circa 10 a 8 kep per ogni milione di veicoli-km. Attualmente l'Italia è fra i paesi OCSE che presentano un parco veicolare a migliori prestazioni energetiche.

Esso è caratterizzato infatti da bassi livelli di consumo degli autoveicoli e, nel tempo, ha dimostrato una tendenza ad una pur modesta riduzione (figura 2.14); il parco veicolare è passato da poco più di 17 milioni di autovetture a più di 31 nel periodo 1980-1999. Il livello di occupazione media per veicolo è rimasto praticamente costante secondo i censimenti del 1981 e del 1991.

**Figura 2.14 - Consumi medi unitari dei veicoli (litri di benzina per 100 km)**



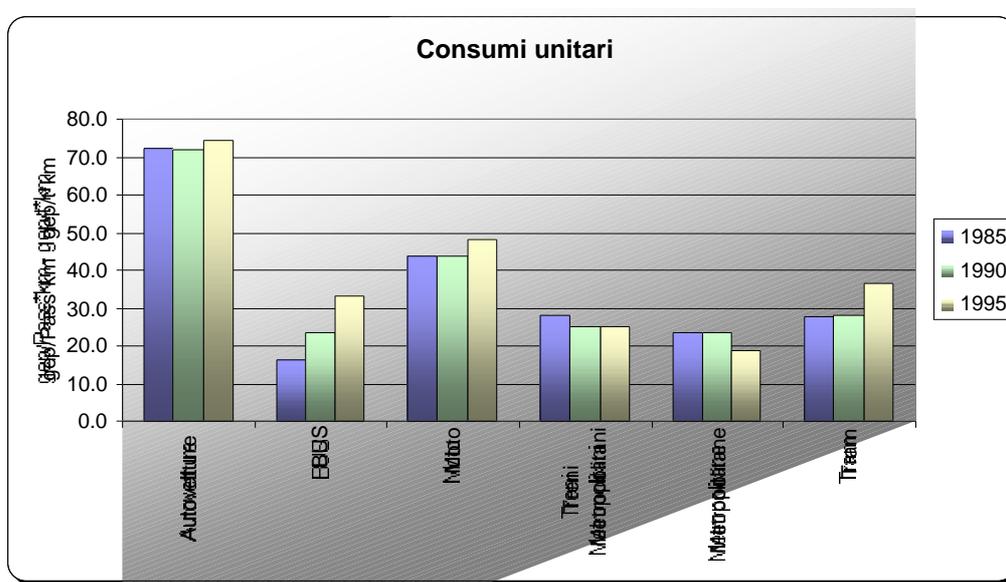
Fonte: IEA

Al 1997 il consumo specifico medio del parco delle autovetture italiane si attestava intorno ai 7,2 litri/100 km. Tale valore è certamente influenzato dalla maggior presenza in Italia dei veicoli di piccola cilindrata.

Se si passa a considerare il consumo energetico specifico nella sola fase di utilizzo, la tranvia e la metropolitana sono i mezzi più economici di trasporto urbano dei passeggeri. Nel 1995 il consumo per passeggero-km di tali mezzi è risultato pari a circa 0,32 MJ contro 1,09 degli autobus, 1,51 dei motocicli e 2,10 delle autovetture.

I confronti relativi variano percentualmente di qualche punto se l'analisi viene effettuata a livello di consumi primari. La figura 2.15 illustra, negli anni 1985, 1990, 1995, i dati di efficienza energetica dei diversi modi di trasporto in ambito urbano, espressi in termini di grammi equivalenti di petrolio di energia primaria consumati per passeggero chilometro.

Figura 2.15 - Efficienza energetica dei modi di trasporto in ambito urbano



Operando il confronto tra modi, risulta che l'autovettura privata è circa 2 volte meno efficiente dei tram, 2,2 volte meno efficiente degli autobus e dalle 3 a 4 volte meno efficiente, rispettivamente, dei treni metropolitani e delle metropolitane.

Dal momento che il consumo specifico dei mezzi è correlato al coefficiente medio di occupazione, un miglioramento del coefficiente medio di occupazione dei mezzi collettivi, soprattutto degli autobus, comporterebbe un incremento proporzionale dell'efficienza energetica. Anche l'aumento del coefficiente di occupazione delle autovetture, attualmente intorno a 1,3 passeggeri per auto, può far conseguire importanti risultati di efficienza.

### 2.2.3.3 Evoluzione delle tecnologie veicolari

Il perseguimento di obiettivi strategici, in termini di riduzione di emissioni e di consumi, passa attraverso il miglioramento del parco veicolare, sia merci che passeggeri.

Come messo in evidenza anche dal recente Piano Generale dei Trasporti (PGT) i *miglioramenti tecnologici dei motori e dei combustibili* tradizionali saranno progressivi; alcune soluzioni tuttavia sono già pronte e possono entrare a breve termine sul mercato.

- I motori *diesel* ad iniezione diretta, grazie all'introduzione dell'elettronica nella gestione dell'iniezione ed all'ottimizzazione termica e fluidodinamica dei turbocompressori, sono tra i principali candidati alla motorizzazione dei veicoli ad elevate prestazioni. Come per i motori *diesel*, anche per quelli a benzina sono state sviluppate tecnologie ad iniezione diretta e sono state introdotte in modo massiccio tecnologie di controllo elettronico.

- I veicoli a metano ottimizzati potrebbero entrare sul mercato a breve termine, accompagnando l'evoluzione positiva dei veicoli a GPL, con effettive, importanti riduzioni di emissioni e consumi. L'ottima miscibilità del metano con l'aria, che consente l'uso di miscele molto magre e l'elevato numero di ottani equivalenti, rendono possibili rendimenti migliori rispetto alla benzina, seppur inferiori al gasolio. Per l'introduzione del metano, condizione necessaria è la predisposizione di una rete di distribuzione adatta al mercato ipotizzato.
- Per quanto riguarda la trazione elettrica, il progresso tecnologico riguarda principalmente le batterie e i motori elettrici con relativa elettronica di potenza avanzata, su cui molte risorse sono attualmente dedicate in programmi europei, americani e giapponesi. I veicoli con una importante componente elettrica (veicoli elettrici o ibridi con ampia autonomia) sono condizionati dai tempi (e dalle possibilità reali) di sviluppo di sistemi efficienti ed economici di accumulo di energia. I tempi previsti si stanno spostando in avanti. Non è ipotizzabile un impatto significativo sul mercato prima del medio termine (2005), con la possibilità che, dato il ritardo, lo sviluppo sia assorbito dall'ingresso prevedibile delle celle a combustibile. Molte aspettative sono invece rivolte allo sviluppo di sistemi che superano le limitazioni dei veicoli a batterie con vantaggi pressoché similari: i veicoli ibridi e quelli a celle a combustibile ad elettrolita polimerico.
- I veicoli ibridi "minimi", o con ridotta importanza dei sistemi di accumulo, possono entrare sul mercato, in quote significative, entro pochi anni, con impatti positivi su emissioni e consumi. Deve essere compensato il prevedibile differenziale di costo iniziale.
- Infine, lo sviluppo dei veicoli a celle di combustibile ha subito, negli ultimi tempi, una notevole accelerazione. Per questo sistema in pochi anni la potenza per unità di peso e per unità di volume è aumentata quasi di un fattore dieci, facendo intravedere una effettiva applicabilità sia su mezzi pesanti che su autoveicoli. I costi sono per ora elevati, ma la relativa semplicità della tecnologia fa sperare in un abbattimento degli stessi nella produzione su larga scala. Si stima che la tecnologia sia "pronta" per dimostrazioni su larga scala negli anni 2003-2004. Non sono ancora chiare le previsioni sui prezzi: è comunque opinione comune che, fino alla seconda metà del decennio, questa tecnologia scontrerà un differenziale di costo molto significativo. I potenziali vantaggi energetici e soprattutto ambientali sono elevati; infatti, mentre per quanto riguarda i rendimenti energetici una possibile tecnologia concorrente può essere rappresentata dai nuovi motori diesel, dal punto di vista delle emissioni le celle a combustibile danno un contributo locale nullo, se alimentate ad idrogeno, e trascurabile negli altri casi.

Un altro importante impulso verso il miglioramento delle prestazioni energetico-ambientali degli autoveicoli verrà dalla introduzione di nuovi carburanti (biocombustibili, metano) e dal miglioramento degli attuali (gasolio, benzina, GPL).

#### 2.2.3.4 Altre tecnologie

Storicamente, la ricerca tecnologica per i trasporti ha riguardato i sistemi di trazione. Oggi però, l'introduzione delle tecnologie telematiche apre nuovi orizzonti all'utilizzazione di tecnologie innovative nel settore. Inoltre, le esigenze legate all'intermodalità dei trasporti

spingono a nuove soluzioni anche nel campo dei sistemi di movimentazione dei carichi e delle strutture veicolari.

### *Le tecnologie telematiche per i trasporti*

I sistemi informatici per i trasporti hanno avuto un notevole sviluppo negli ultimi anni, sia a livello di ricerca che di applicazioni dimostrative, e saranno probabilmente una delle maggiori applicazioni della tecnologia alla gestione dei trasporti. In particolare, le tecnologie informatiche e telematiche rendono possibile una gestione integrata del trasporto con valore aggiunto rispetto alle singole applicazioni. Infatti sono state sviluppate tecnologie per la gestione dei vari processi (gestione ottimizzata del controllo semaforico, monitoraggio ambientale, gestione parcheggi, informazione all'utenza, priorità al trasporto pubblico, controllo degli accessi a strade particolari, tariffazione automatica, assistenza al guidatore) e sistemi di supervisione che integrano l'informazione a livello urbano, con notevole valore aggiunto complessivo (ad es. la priorità al trasporto pubblico è armonizzata con il controllo semaforico non puntuale ma a livello di rete). Significative sono state le applicazioni a livello europeo ed anche nazionale (ad es. il sistema integrato per la gestione del trasporto urbano 5T di Torino).

Di analoga importanza sono i sistemi sviluppati per il miglioramento della logistica del trasporto delle merci (basati anche su tecnologie satellitari per il posizionamento dei veicoli), che consentono l'ottimizzazione dei carichi e della distribuzione delle merci (si pensi che attualmente i viaggi a vuoto sono circa il 40%) e costituiscono una delle basi tecnologiche per l'utilizzazione di sistemi intermodali.

Anche il recente PGT fa riferimento all'importante ruolo che dovranno avere i Sistemi Intelligenti di Trasporto. In quella sede si sottolinea la necessità di creare un quadro di riferimento unitario, definito "architettura" di sistema, che metta in luce opportunità e relazioni tra vari sistemi e servizi, necessità in termini di organizzazione, regole e normative tecniche, al fine di favorire la creazione di un mercato aperto e competitivo, sul quale far decollare tali tecnologie.

È auspicabile pertanto un'azione coordinata a livello nazionale, che produca gli indirizzi programmatici e le linee guida per una corretta introduzione della telematica nella gestione delle attività di trasporto

### *Le tecnologie per l'intermodalità*

Anche lo sviluppo dei sistemi intermodali sta attraversando una fase di innovazione, che vede lo sviluppo, oltre che di nuove tecnologie informatiche e telematiche, delle seguenti componenti:

- sistemi di movimentazione nei nodi intermodali;
- sistemi di gestione del traffico marittimo;
- analisi e controllo del traffico stradale nel bacino di utenza.

Nell'ambito delle attività svolte dal Consorzio di Ricerca TRAIN (costituito da ENEA, Ferrovie dello Stato, Union Trasporti, partner industriali) si è dato corso allo sviluppo di una serie di tematiche inerenti ai punti sopra citati, in particolare per quanto attiene a:

- realizzazione di processi innovativi di logistica multimodale nell'ambito di terminal marittimi multimodali, sistemi bimodali ferrovia/strada, sistemi informativi per la gestione di stazioni di trasbordo intermodali, sistemi intermodali flessibili (sulle brevi distanze);
- sviluppo di applicazioni di sistemi robotici, telematici e informatici per le attrezzature ed i sistemi dei piazzali degli interporti, la navigazione dei mezzi, lo *scheduling* delle operazioni e la gestione logistica di centri di smistamento;
- realizzazione di dispositivi, supporti tecnologici e materiali da applicare al processo logistico multimodale ed alle singole filiere logistiche per la soluzione di problematiche tecniche, di sicurezza ed ambientali.

## 2.3 Residenziale e terziario

### 2.3.1 Introduzione

Nel 1999 il settore residenziale e terziario ha assorbito il 30% (40,8 Mtep) dei consumi finali nazionali<sup>23</sup>. Il consumo di legna da ardere, stimato attorno ad una tonnellata per famiglia, porta il consumo totale del settore a circa 46 Mtep<sup>24</sup>. In termini di incidenza sulla domanda totale, il settore residenziale e terziario si colloca dopo i trasporti e prima dell'industria (tabella 2.37).

Dal 1998 al 1999 si è registrata una crescita dei consumi energetici del 6%; rilevante, se si considera che dal 1991 al 1998 l'incremento medio annuo è stato pari all'1,6% e che già tra il 1997 e il 1998 si era verificata una crescita del 4,8%.

La crescita dei consumi ha interessato gas (+6,6%), petrolio (+5,4%) ed energia elettrica (+3,8%), mentre i consumi di combustibili solidi sono rimasti stazionari.

Il gas naturale copre più della metà degli usi finali, per un quarto soddisfatti dall'energia elettrica e per il restante 20% circa dai derivati petroliferi e dalla legna (con un apporto trascurabile di carbone).

Una stima della ripartizione dei consumi tra residenziale e terziario mostra che, dal 1990 al 1998, i consumi nel residenziale, per quanto predominanti, diminuiscono dal 73% al 71% del totale degli usi finali nel civile<sup>25</sup>.

Il residenziale assorbe l'85% dei consumi di GPL del civile, il 75% di quelli di gas, l'86% di quelli di gasolio, il 61,5% di quelli di olio combustibile e il 90% di quelli di carbone. I consumi di elettricità si ripartiscono in modo praticamente uguale tra residenziale e terziario (figura 2.16).

---

<sup>23</sup> Dati provvisori.

<sup>24</sup> Buona parte del consumo di legna sfugge alle statistiche ufficiali, perché l'utilizzo avviene al di fuori dei circuiti commerciali. Un'indagine ENEA del dicembre 1997 stimò un consumo nazionale di legna da ardere nelle abitazioni di 20,9 Mt, per circa 5,2 Mtep.

<sup>25</sup> La stima è riportata nel volume 2 - "I dati" di questo Rapporto

**Tabella 2.37 - Consumi di energia nel settore civile per fonte (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999(*)
Energia elettrica	7976	9170	9408	9652	9920	10300
Gas	15750	18807	19792	19149	20628	22000
Prodotti petroliferi	10107	7293	7179	6752	6830	7200
GPL	1733	1852	1846	1716	1705	-
Gasolio	7703	5225	5147	4828	4816	-
Olio combustibile	671	216	186	209	309	-
Carbone	103	124	119	133	69	100
Legna (****)	658	932	899	1027	1055	1200
Totale fossili	25960	26224	27090	26034	27527	30500
Totale usi finali (**)	34593	36325	37397	36712	38502	40800
Totale fonti primarie (***)	47021	50613	52056	51750	53959	56848

(\*) Dati provvisori

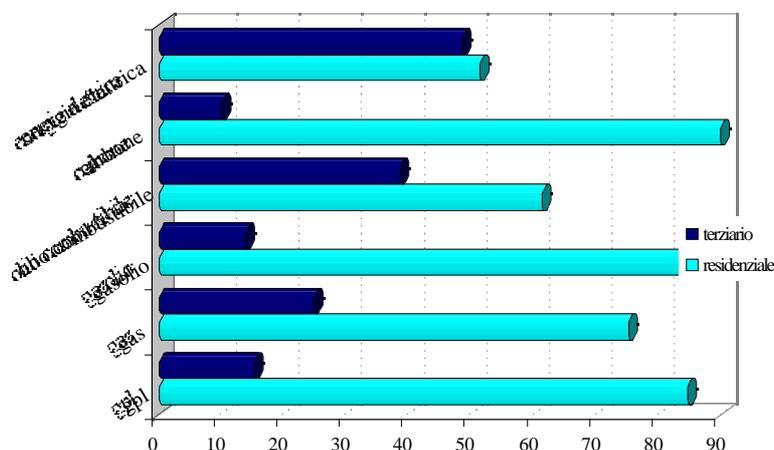
(\*\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(\*\*\*) Energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh; per le altre fonti sono trascurate, per semplicità, le perdite del settore energetico.

(\*\*\*\*) In aggiunta, si stima un consumo di legna non commerciale di circa 5,2 Mtep.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN) del Ministero dell'Industria

**Figura 2.16 - Ripartizione dei consumi energetici del settore civile tra residenziale e terziario per fonte nel 1998 (%)**



## 2.3.2 Il settore residenziale

### 2.3.2.1 Quantità

L'energia utilizzata dalle famiglie per riscaldamento, acqua calda, cucina ed elettrodomestici copre, nel 1998, il 71% della domanda di energia del comparto civile ed il 21% degli usi finali totali. Secondo i dati provvisori, la ripartizione tra residenziale e terziario si mantiene anche nel 1999, mentre aumenta l'incidenza sugli usi finali.

Nel 1998 l'utenza domestica ha richiesto circa 27,5 Mtep di energia per usi finali, il 4,3% in più del 1997, una crescita rilevante se si considera che dal 1990 ad oggi la crescita media annua è stata pari all'1,8%. La crescita è continuata anche nel 1999 (+5,7%). Poiché il numero di famiglie è rimasto in pratica costante (circa 20 milioni) ed il numero dei componenti per famiglia si è mantenuto pari a circa 2,8 unità, la crescita dei consumi è da attribuirsi ad un aumento di consumo per famiglia.

I consumi energetici finali per abitazione occupata variano in un intervallo abbastanza ristretto, con un valore medio annuale di circa 1,3 tep/abitazione. Un indicatore analogo, riferito all'unità di superficie di abitazione occupata, si può ritenere, mediamente, pari a circa 13,4 kep/m<sup>2</sup> per anno.

**Tabella 2.38 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)**

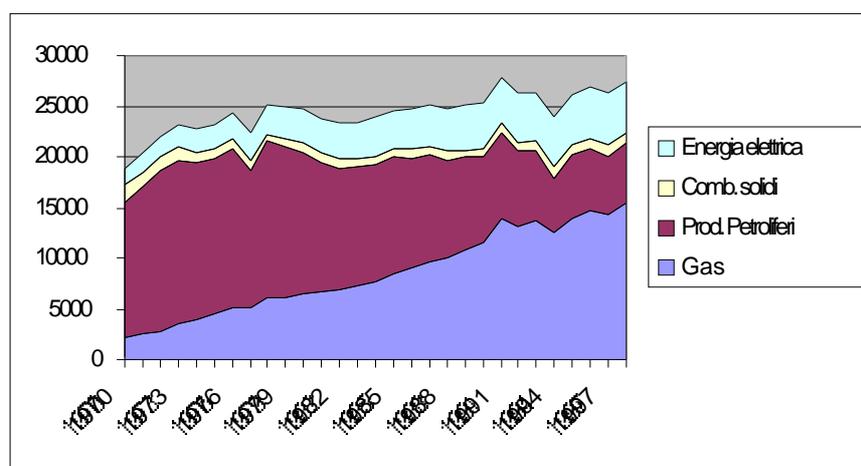
	1990	1995	1996	1997	1998	1999 (*)
Energia elettrica	4535	4922	4988	5030	5098	5222
Gas	11478	13974	14700	14354	15503	16570
Prodotti petroliferi	8490	6125	6082	5729	5788	6100
GPL	1535	1521	1577	1461	1446	-
Gasolio	6547	4475	4394	4143	4153	-
Olio combustibile	408	129	111	124	190	-
Carbone	83	107	103	118	62	100
Legna	658	932	899	1027	1055	1100
Totale fossili	20051	20206	20885	20201	21354	23870
Totale usi finali (**)	25244	26060	26772	26257	27506	29092
Totale fonti primarie (***)	32311	33729	34543	34094	35449	37229

(\*) Dati provvisori

(\*\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(\*\*\*) Energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Ministero dell'Industria

**Figura 2.17 - Andamento della domanda per fonti energetiche (1971-1998)**

La domanda di fonti energetiche per gli usi finali nel residenziale nel 1998 è composta da gas naturale (56%), prodotti petroliferi (21%), energia elettrica (19%) e un piccolo contributo di combustibili solidi (4%) (tabella 2.38).

Questa attuale distribuzione è il risultato di un'evoluzione che ha visto progressivamente ridursi il peso dei prodotti petroliferi a favore del gas, mentre i combustibili solidi hanno mantenuto una porzione piccola ma costante dei consumi e l'energia elettrica una quota significativamente crescente (figura 2.17). Infatti, tra il 1990 e il 1998 la quota di gas sul totale dei consumi è passata dal 45,5% al 56,4% con incrementi costanti, spostando i prodotti petroliferi calati dal 33,6 al 21,1%, con una notevole diminuzione dell'uso di GPL.

Quasi tutto l'incremento di domanda registrato nel 1998 (circa 1250 ktep) è coperto dal gas, il cui consumo aumenta di 1149 ktep. Nel 1999, secondo i dati provvisori, si ha un lieve incremento della quota di gas (che giunge al 57%), a fronte di un lieve calo di prodotti petroliferi ed elettricità.

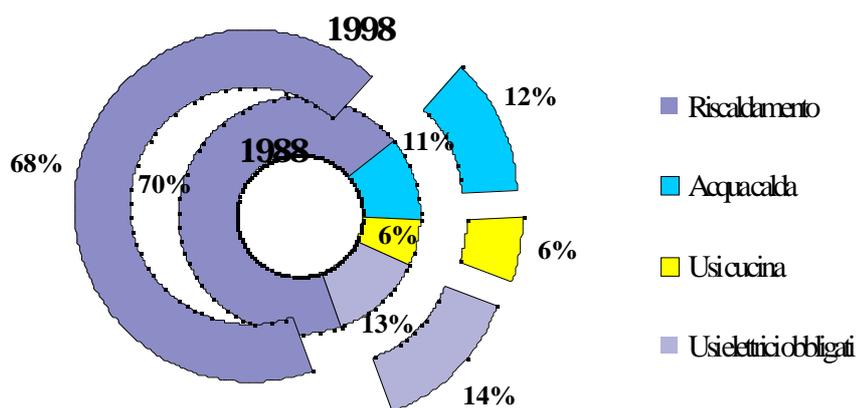
In termini di usi finali, la domanda energetica nel settore è prodotta da: riscaldamento (68%), usi elettrici obbligati (14%), produzione di acqua calda (12%), cucina (6%) (tabella 2.39). La ripartizione per uso finale è diversa per le diverse fonti: il combustibile solido è usato quasi esclusivamente per riscaldamento (99%), mentre l'uso di energia elettrica per riscaldamento è pressoché nullo (3%). La struttura dei consumi per uso finale non è molto mutata tra il 1988 e il 1998 (figura 2.18).

**Tabella 2.39 - Consumi finali di fonti energetiche nel settore residenziale, per categoria di uso nel 1998 (ktep)**

	Riscaldamento	Acqua calda	Cucina	Usi elettrici	Totale
Energia elettrica	140	975	144	3838	5097
Gas naturale	12370	2048	1085	-	15503
Prodotti petroliferi	4967	385	436	-	5788
Combustibili solidi	1109	6	2	-	1117
<b>Totale</b>	<b>18586</b>	<b>3414</b>	<b>1667</b>	<b>3838</b>	<b>27505</b>

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENI, ENEL e Ministero dell'Industria

**Figura 2.18 - Distribuzione dei consumi per uso**



Per il riscaldamento ed il condizionamento degli ambienti vengono utilizzati soprattutto combustibili fossili (93,5% del fabbisogno), legna (6%) e per la frazione restante energia elettrica, con una quota inferiore al punto percentuale (tabella 2.40).

Il gas naturale è comunque la fonte più richiesta, con il 66,5% della domanda, tuttora in aumento mentre la domanda di derivati petroliferi, sostanzialmente stabile nell'ultimo anno, è in calo nel medio periodo. La quota di prodotti petroliferi nel 1998 è attestata al 26,7%.

**Tabella 2.40 - Consumi finali di energia nel settore residenziale per riscaldamento (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Energia elettrica	138	138	140	141	140
Gas	9055	11,092	11,68	11471	12370
Prodotti petroliferi	7347	5218	5122	4893	4967
GPL	899	927	969	906	903
Gasolio	6071	4168	4046	3867	3881
Olio combustibile	377	123	108	120	182
Carbone	71	93	89	103	54
Legna	658	932	899	1027	1055
Totale fossili	16473	16403	16891	16467	17391
Totale usi finali (*)	17268	17472	17930	17635	18585
Totale fonti primarie (**)	17483	17687	18148	17855	18803

(\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(\*\*) Energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENI, ENEL e Ministero dell'Industria

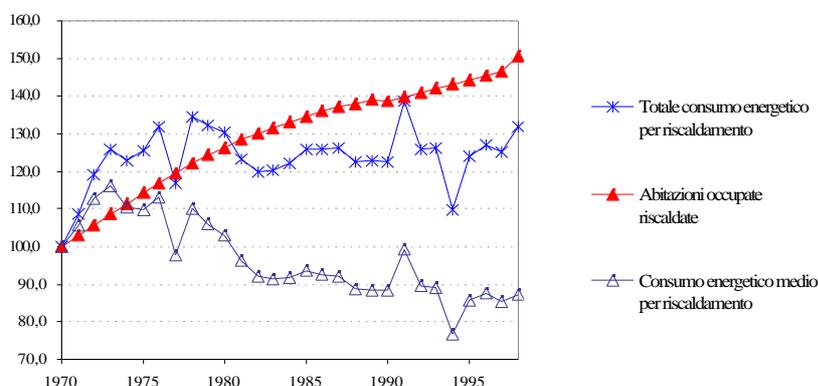
Dal 1990 al 1998, sono aumentati i consumi energetici delle abitazioni con impianto autonomo, a causa della diffusione di tale tipologia abitativa, passando da meno di 9 mila ktep a più di 11 mila ktep, mentre sono diminuite quelle delle abitazioni dotate di impianto centralizzato.

I consumi di legna ed energia elettrica per riscaldamento sono imputabili interamente all'impiego di apparecchi singoli. L'olio combustibile è invece consumato quasi esclusivamente negli impianti centralizzati: dalla fine degli anni 80 tale tipologia di impianto assorbe il 90% dei consumi di olio combustibile per riscaldamento. Per quanto riguarda i consumi di GPL, nel 1998 le abitazioni con impianto autonomo assorbono il 75% del totale contro il 21% del singolo ed il 5% del centralizzato.

I consumi di gas naturale nel 1998 sono assorbiti per il 73% dalle abitazioni con impianto di riscaldamento autonomo, con un incremento di 12 punti percentuali dal 1990, una tendenza iniziata a partire dagli anni 70.

Ad un aumento delle abitazioni occupate provviste di impianti di riscaldamento nel periodo 1990-1998 (+7,6%) non corrisponde un aumento dei consumi medi unitari per riscaldamento che, al contrario, fanno registrare una diminuzione (-1% circa) (figura 2.19).

Oltre che da favorevoli congiunture climatiche, questo andamento è dovuto ad un aumento dell'efficienza dell'uso dell'energia nel riscaldamento delle abitazioni.

**Figura 2.19 – Abitazione occupate riscaldate, consumi energetici per riscaldamento e consumi energetici medi per abitazione nel periodo 1970-1998 (Numeri indice, 1970=100)**

Le composizioni delle fonti utilizzate per la produzione di acqua calda differisce da quella del riscaldamento. Il gas naturale copre il 60% della domanda, ma l'energia elettrica è presente in misura maggiore rispetto al riscaldamento (29%). Il resto della domanda è quasi interamente coperto da gasolio e olio combustibile (11%) (tabella 2.41).

#### Fluttuazioni climatiche e consumi a clima normalizzato

Per confrontare i consumi energetici per riscaldamento di anni diversi, è necessario depurare i dati statistici dalle componenti variabili stocasticamente da un anno all'altro, quali essenzialmente gli scostamenti delle temperature ambientali dalle medie storiche.

Un'unità di misura che consente di valutare il volume di freddo e omogeneizzare i dati sui consumi energetici è il *grado giorno*, inteso come complemento di una temperatura convenzionale di riferimento (per esempio 18 °C) rispetto alla temperatura media giornaliera.

Esso è posto pari a zero se quest'ultima è maggiore della temperatura di riferimento. Dalle rilevazioni di temperatura eseguite ufficialmente dall'Aeronautica Militare e con l'utilizzo di opportuni "pesi" ottenuti sulla base della ripartizione regionale dei consumi di gas naturale, si può eseguire giornalmente il computo dei gradi giorno, ovvero di un livello medio nazionale del volume di freddo. La somma dei gradi giorno così ottenuti per tutti i giorni annui di funzionamento degli impianti di riscaldamento permette di calcolare il volume di freddo che nell'anno ha influenzato i consumi energetici del comparto.

La disponibilità di una lunga serie storica di dati di temperatura consente di ottenere un valore di gradi giorno medio di riferimento e, di conseguenza, di valutare per ogni anno lo scostamento tra le condizioni climatiche effettive e quelle medie di periodo.

Nella tabella sono riportati i valori dei consumi energetici per riscaldamento a clima normalizzato nell'ultimo decennio, distinti anche per tipologia di impianto.

Ovviamente, la variazione dei consumi tra il 1990 e il 1998 assume valori differenti a seconda che i consumi siano o no depurati dalla componente climatica.

#### Consumi energetici per riscaldamento a clima normalizzato (ktep)

	1990	1995	1996	1997	1998
Cons. per riscaldamento	19069	19412	16879	18200	18744
Cons. impianti autonomi	9762	11858	10572	11346	11867
Cons. impianti centralizzati	6448	4920	4077	4294	4383
Cons. impianti singoli	2859	2636	2231	2559	2494

**Tabella 2.41 - Consumi di fonti energetiche nel settore residenziale per produzione di acqua calda (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Energia elettrica	883	967	976	979	975
Gas naturale	1422	1826	1945	1834	2048
Prodotti petroliferi	603	417	463	386	385
Olio combustibile	96	104	111	106	107
Gasolio	476	307	348	276	271
GPL	31	6	4	4	7
Combustibili solidi fossili	8	10	10	12	6
Totale fossili	2034	2253	2418	2232	2439
Totale consumi**	2916	3221	3394	3212	3415
Totale consumi***	4292	4728	4915	4737	4934

(\*\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(\*\*\*) Energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENI, ENEL e Ministero dell'Industria

Nel corso del 1998 si è avuta una crescita della domanda del comparto del 6,3%, 203 ktep in termini assoluti; la totalità dell'aumento si è tradotta in aumento di domanda di gas (+214 ktep, pari ad un incremento percentuale dell'11,2%). Tutte le altre fonti energetiche nello stesso periodo hanno registrato un decremento più o meno marcato, eccezion fatta per il GPL, il cui peso è però scarso.

L'andamento storico della domanda di energia per acqua calda non è diverso da quello del settore nel suo complesso: si osserva infatti un continua sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas, a fronte di una sostanziale stabilità della domanda di energia elettrica (il carbone ha una quota residuale).

Il gas naturale copre la maggior parte del fabbisogno energetico per gli usi cucina (65%), essendo poco diffuse le elettrotecnologie (9% della domanda), e mantenendo ancora una quota ragguardevole il GPL (26%), dalla fine degli anni 70 l'unico derivato del petrolio ad essere usato per cucinare. Gli altri combustibili contribuiscono in misura molto ridotta alla copertura della richiesta (tabella 2.42).

Nel 1998 si è avuto un leggero aumento della domanda del settore (+1,5%) coperto, anche in questo caso, dall'aumento di domanda di gas, che compensa oltretutto una riduzione nella domanda di GPL.

Gli usi elettrici obbligati consistono nel consumo degli elettrodomestici. Nel 1998, essi equivalgono al 75% della domanda di energia elettrica delle famiglie (tabella 2.43), percentuale, questa, relativamente stabile negli anni.

Il 7% dei consumi elettrici del settore residenziale è costituito dal consumo per i servizi generali negli immobili con più abitazioni. Il consumo di elettricità per cliente domestico, escludendo i servizi generali degli edifici, è stato di 2.020 kWh/cliente per anno, cresciuto del 5% rispetto al 1990.

**Tabella 2.42 - Consumi di fonti energetiche nel settore residenziale per usi cucina (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Energia elettrica	124	136	139	141	144
Gas naturale	1001	1056	1075	1049	1085
Prodotti petroliferi	540	490	497	449	436
di cui					
Olio combustibile	540	490	497	449	436
GPL	0	0	0	0	0
Combustibili solidi fossili	4	4	3	4	2
Totale fossili	1545	1550	1576	1502	1523
Totale consumi**	1669	1686	1714	1643	1667
Totale consumi***	1862	1898	1931	1863	1891

(\*\*) Energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

(\*\*\*) Energia elettrica valutata a 2200 kcal/kWh.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati ENI, ENEL e Ministero dell'Industria

**Tabella 2. 43 - Consumi per usi elettrici obbligati**

	1990	1995	1996	1997	1998
Consumi (ktep)	3391	3681	3733	3767	3838
Variazioni rispetto all'anno precedente (%)		-3,0	1,4	0,9	1,9
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,1	14,0	14,3	14,0
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,8	74,8	74,8	74,9	75,3

Fonte: ENEA

Analizzando i dati si nota come, già a partire dai primi anni 80, la quasi totalità degli utenti elettrici disponesse di elettrodomestici quali frigo, TV e lavatrice. In particolare, nel 1998 il 96% degli utenti elettrici possedeva un frigorifero, il 94,4% un televisore e l'87,1% una lavatrice. In aumento è risultata anche la diffusione di lavastoviglie, congelatori e condizionatori, nonostante la percentuale di utenti in possesso di tali elettrodomestici fosse, nel 1998, ancora bassa. Dal 1970 al 1998 lo *stock* di lavastoviglie è passato da poco meno di 700 mila unità a più di 5 milioni e quello di condizionatori da 50.000 a 705.000 unità, con la conseguenza che se nel 1970 appena il 4,2% di utenti elettrici possedeva una lavastoviglie e lo 0,3% un condizionatore, nel 1998 tali percentuali raggiungono rispettivamente il 21% e il 2,8%. Infine, il 26,6% di utenti elettrici nel 1998 possedeva un congelatore, contro lo 0,5% del 1974.

L'ISTAT, con l'indagine multiscopo sulle famiglie, ha rilevato la diffusione di beni durevoli presso le famiglie italiane nel 1997 e nel 1998.

In quasi la totalità delle case (96%) sono risultati presenti la lavatrice e il televisore a colori mentre la percentuale di famiglie che possiede una lavastoviglie si è rivelata inferiore al 28,6%. Si stanno diffondendo anche altri beni durevoli, quali *personal*

*computer*, impianti *HiFi*, che sicuramente contribuiscono ad incrementare i consumi di energia elettrica del residenziale, ed in particolare quelli per usi elettrici obbligati.

La diffusione di questi beni è risultata maggiore nel Centro-Nord. Ad esempio, nell'Italia meridionale il numero di famiglie che ha dichiarato di possedere una lavastoviglie è la metà di quello dell'Italia settentrionale.

### *Elettrodomestici*

Nel 1998 la domanda di elettrodomestici ha registrato un'accelerazione (+3,4%). La crescita più sostenuta ha riguardato il comparto dei grandi apparecchi; i prodotti hanno beneficiato di un ciclo di sostituzione amplificato dall'immissione sul mercato di prodotti innovativi sotto il profilo dei consumi energetici. Solo i congelatori hanno risentito negativamente dell'espansione dei frigoriferi combinati.

Nel segmento cottura, la domanda interna è stata poco dinamica (+1,2%), soprattutto per la flessione delle vendite delle cucine *free-standing*, mentre le cucine componibili hanno registrato una crescita del 3,5%. Si è anche verificata un'espansione notevole nel settore dei piccoli elettrodomestici.

Poiché il processo di rinnovamento del parco di elettrodomestici è pienamente in atto, la tendenza recente a una certa stagnazione dei consumi, dovuta al minor consumo dei nuovi dispositivi domestici, sembra per l'immediato confermata.

Peraltro, se alcune nuove elettrotecnologie altamente efficienti (pompa di calore, cottura elettrica) trovassero a breve termine una diffusione rilevante, la prospettiva sarebbe soggetta a radicale mutamento.

La penetrazione di applicazioni elettriche nel settore residenziale ha registrato un'evoluzione che ha portato alla diffusione quasi completa del frigorifero, del televisore, del lavabiancheria, dell'illuminazione artificiale.

Si è osservata una diminuzione della diffusione dello scaldacqua elettrico, dal 43,3% al 34,5% nel periodo dal 1990 al 1996, e l'incremento nella diffusione della cucina mista, dal 48,1% al 59,4% nello stesso arco di tempo. Anche il congelatore e il videoregistratore hanno registrato buoni tassi di crescita, mentre separata menzione meritano il condizionatore ed il forno a microonde che, a fronte di una diffusione ancora inferiore al 10%, presentano indici di crescita veramente straordinari (rispettivamente del 107% e 172% dal 1990 al 1998).

### *Frigoriferi e congelatori*

Il frigorifero, con il 97% di diffusione tra i clienti domestici, ha costantemente assorbito, per tutto il decennio trascorso, circa il 16% dell'energia elettrica destinata agli usi finali nel residenziale. Il parco installato supera i 23 milioni di pezzi che, sommati ai 5 milioni e mezzo di congelatori, arrivano a quasi 29 milioni, con una vita media di 13-15 anni. Il parco è suddiviso in una decina di classi merceologiche distinte per tipo di freddo e volume. L'andamento piuttosto stabile del consumo specifico medio del frigorifero è il risultato di fattori diversi: da un lato l'innovazione tecnologica ha determinato un aumento dell'efficienza dei processi di produzione del freddo mentre, dall'altro lato, è aumentata la capacità richiesta e soprattutto si è verificato un incremento della penetrazione nel mercato dei modelli con comparto congelatore, a due o tre porte, talvolta a due

compressori. Il consumo medio annuo unitario dei congelatori è invece di circa 480 kWh (tabella 2.44).

**Tabella 2.44 - Consumo specifico medio annuo di alcuni elettrodomestici (kWh)**

	1990	1998
Frigorifero	360	363
Congelatore		480
Televisore	220	224
Lavabiancheria	320	290
Lavastoviglie	470	440
Cucina elettrica	380	375
Scaldacqua elettrico	1.030	1.059
Illuminazione	290	297

Fonte: ENEL

Il venduto annuale è dell'ordine dei 2.400.000 pezzi, i tre quarti dei quali per sostituzione ed il restante per aggiunta al parco. Il 78% del venduto annuale è costituito da frigoriferi, il rimanente 22% da congelatori.

I frigoriferi ed i congelatori offerti sul mercato sono distinti in 7 classi di efficienza energetica (A, B, C, D, E, F, G) ed il venduto annuo ha un'efficienza prossima alla categoria D, inferiore di circa il 10% all'efficienza media del venduto annuo nel mercato europeo.

Da stime sul venduto in Italia, non più del 5% dei modelli sul mercato sarebbe rispondente ai criteri del marchio ecologico europeo (*ecolabel*), che sono: appartenenza alle classi A e B, limite di 15 al GWP (Global Warming Potential) dei fluidi frigoriferi ed espandenti<sup>26</sup>, predisposizione al recupero mediante apposita progettazione e marcatura delle plastiche per il riconoscimento in fase di smaltimento.

#### *Gruppi frigoriferi ad assorbimento*

I gruppi frigoriferi ad assorbimento costituiscono un mercato in sensibile crescita caratterizzato, nel 1999, da un aumento del fatturato pari a circa il 25% rispetto all'anno precedente; il mercato è così ripartito: l'84% del venduto è costituito da apparecchi condensati ad aria mentre il 16% è rappresentato da gruppi condensati ad acqua, per un totale pari a circa 29.000 unità.

Per quanto attiene la suddivisione tra gruppi di refrigerazione basati sulla compressione di vapore e gruppi basati su unità ad assorbimento, le percentuali sul totale fatturato sono state, nel 1999, rispettivamente il 91% ed il 9%.

All'interno della famiglia dei gruppi di refrigerazione ad assorbimento il prodotto più recente è rappresentato dai gruppi alimentati da gas combustibile, tipicamente metano; tali gruppi vedono la loro competitività legata ad aspetti di convenienza relativa tra le tariffe elettriche e quelle del metano in particolari nicchie di mercato; il costo dei gruppi ad assorbimento alimentati a metano è nettamente superiore al costo dei gruppi a compressione di vapore alimentati ad energia elettrica. Un vantaggio è rappresentato

<sup>26</sup> In pratica ciò preclude l'accesso all'*ecolabel* dei modelli contenenti HFC.

dalla possibilità di avere, con una sola apparecchiatura, sia il condizionamento, sia il riscaldamento, sia la produzione di acqua calda sanitaria.

I coefficienti di prestazione, COP, (pari al rapporto tra la potenza frigorifera utile e la potenza termica fornita dal gas combustibile) dei gruppi refrigeranti ad assorbimento, alimentati con metano, è pari a circa il 74%, per gruppi con potenza frigorifera compresa tra circa 20 e 100 kW.

Con l'attuale pesante fiscalità del metano per usi residenziali non si prevede una più larga diffusione di queste macchine.

### *Lavatrici*

Un'altra applicazione elettrodomestica importante, sotto il profilo dei consumi elettrici, è il lavabiancheria, che ha avuto una diffusione crescente dal 79% del 1987 all'88% nel 1998.

I consumi specifici medi annui sono scesi da 330 kWh/a a 290 kWh/a nello stesso periodo. Le ragioni di questo calo abbastanza sensibile constano essenzialmente di tre punti: i kWh assorbiti per ciclo di lavaggio sono in diminuzione per lo svecchiamento del parco (innovazione tecnologica); i nuovi detersivi permettono programmi di lavaggio "economici" (temperatura dell'acqua di 60° o addirittura di 40°C, anziché 90°).

Il parco di lavabiancheria consta di circa 21 milioni di pezzi (rilevazioni al 31 dicembre 1996). Il venduto annuo supera il milione e mezzo di pezzi e vede la prevalenza della classe C di efficienza energetica (42%), con buone percentuali anche delle classi B (30%) e D (26%).

Nel 1995, per un parco installato superiore a 18 milioni di pezzi, si stimava un'età media di quasi sette anni, contro una vita media dell'apparecchio di circa dodici anni.

### *Altri elettrodomestici*

Il televisore costituisce circa il 10% dei consumi elettrici nelle abitazioni, essendo giunto ad una penetrazione superiore al 92% presso l'utenza domestica. Il consumo specifico medio annuo di un apparecchio televisivo è passato dai 200 kWh del 1987 ai circa 220 kWh attuali (tabella 2.44).

La recente stabilità del consumo specifico medio, pur minore rispetto al frigorifero, è legata da un lato all'evoluzione tecnologica, che consente un netto miglioramento nell'uso dell'energia, dall'altro all'aumento del numero di ore di utilizzo dell'elettrodomestico.

La presenza di stabilizzatori di corrente e di più efficienti dispositivi di controllo dell'immagine consente un consumo energetico ridotto, ma la recente tendenza di aumento della potenza audio e delle dimensioni dello schermo compensano, dal punto di vista energetico, i benefici tecnologici. Il parco installato superava, nel 1996, i 22,5 milioni di apparecchi, con un'immissione in commercio nel 1997 di 2,5 milioni di pezzi ed una stima del numero di apparecchi a fine vita, nello stesso anno, che può valere 1,5-1,8 milioni.

Una serie di studi compiuti nel 1990 in Europa hanno evidenziato che il consumo energetico di TV e videoregistratori ha luogo per il 45% durante il normale funzionamento

e per il 55% nella modalità *stand-by*. Ciò lascia intravedere un potenziale incremento dell'efficienza energetica in questa seconda modalità, da conseguirsi soprattutto a livello tecnologico.

L'elettrotecnologia a consumo medio unitario annuo più elevato è lo scaldacqua elettrico; da 960 kWh nel 1987 si è passati a 1.059 kWh nel 1998. Anche a livello di frazione dei consumi elettrici complessivi nelle unità abitative lo scaldacqua è in testa alla graduatoria delle applicazioni elettrodomestiche, con un 17,0% nel 1998 (nel 1987 era pari al 23,5%), a fronte di una diffusione nettamente diminuita dal 49% al 34,5% nello stesso periodo. Essa si giustifica con il miglioramento generale delle condizioni di vita ed un notevole aumento del consumo di acqua calda.

Lo scaldacqua elettrico assorbe circa il doppio dell'energia primaria di uno scaldabagno a gas, per esempio, ma offre il vantaggio di poter essere installato ovunque (non servono camini e non fa rumore); esso rappresenta inoltre una soluzione economicamente ancora valida nelle località climatiche in cui il numero dei gradi-giorno annuale è basso.

Tra gli elettrodomestici che assorbono meno del 10% dei consumi elettrici complessivi nelle singole abitazioni si segnalano il congelatore (6%), la lavastoviglie (4%), la cucina mista (3,5%) ed il gruppo delle applicazioni per la pulizia personale e della casa, per la preparazione degli alimenti, per le comunicazioni (*PC, hi-fi, bricolage*) (7%).

### 2.3.2.2 Prezzi<sup>(27)</sup>

Il prezzo dell'elettricità in termini reali<sup>28</sup> è sceso negli ultimi cinque anni, mentre quello del gasolio e del gas è rimasto pressoché stabile (tabella 2.45). Questo confronto si basa su prezzi medi, che sintetizzano una struttura tariffaria piuttosto complessa sia in relazione alla tipologia di consumo, sia in relazione alla geografia. Può essere dunque interessante confrontare i prezzi effettivamente pagati relativi alle tipologie di consumo più rilevanti.

Nella tabella 2.46 vengono comparati i prezzi del 1999 e del 1998 del gas per riscaldamento (tariffa T2) in alcuni capoluoghi di regione. Si osserva una diminuzione dei prezzi in termini nominali, contro un aumento del livello generale dei prezzi dell'1,6%. Gli anni precedenti avevano visto un aumento del prezzo nominale del gas per riscaldamento dal 1997 al 1996 pari al 6,9% (5,19% in termini reali) ed una successiva diminuzione di 1,7% nel corso del 1997 (-3,4% in termini reali). L'andamento decrescente del prezzo reale del gas negli ultimi anni è coerente con l'aumentato uso di gas in particolare per riscaldamento, come osservato nel paragrafo precedente.

Le tariffe del gas per riscaldamento per uso domestico risultano estremamente variabili da una regione all'altra (per esempio da 619 a 1028 Lit/m<sup>3</sup> nei bassi consumi e da 833 a 1242 Lit/m<sup>3</sup> per i consumi superiori a 250 m<sup>3</sup> annui).

---

<sup>27</sup> Una trattazione più completa dei prezzi del gas è discussa nel paragrafo 3.2 di questo volume.

<sup>28</sup> Sono considerati i prezzi al lordo delle imposte in quanto sono questi che vengono percepiti dall'utente finale e che concorrono a determinare il livello del consumo.

**Tabella 2.45 - Prezzi medi dell'energia per utenti domestici**

		1990	1995	1996	1997	1998	1999
Prezzi Correnti	Gasolio risc. Lit/l	922	1296	1377	1404	1350	1422
	Gas Lit/m <sup>3</sup>	700	989	1030	1082	1092	1077
	Elettricità Lit/kWh	188	276	274	271	277	268
Prezzi Reali (*)	Gasolio risc. Lit/l	922	1013	1036	1038	980	1017
	Gas Lit/m <sup>3</sup>	700	773	775	800	793	770
	Elettricità Lit/kWh	188	216	206	200	201	192

(\*) Dividendo i prezzi correnti per l'indice dei prezzi al consumo per famiglie di operai e impiegati.

Fonte: ENEA, ISTAT

**Tabella 2.46 - Prezzi del gas nei capoluoghi di regione (Lit/m<sup>3</sup>)**

	<250m <sup>3</sup> /a			>250 m <sup>3</sup> /a		
	1998	1999	variaz.(%)	1998	1999	Variaz.(%)
Torino	888	826	-7,51	1104	1045	-5,65
Milano	916	878	-4,33	1132	1103	-2,63
Bologna	822	795	-3,40	1038	1014	-2,37
Firenze	874	811	-7,77	1089	1030	-5,73
Roma	1036	981	-5,61	1252	1200	-4,33
Napoli	1090	1028	-6,03	1301	1242	-4,75
Palermo	1025	963	-6,44	1221	1161	-5,17

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Nella tabella 2.47 sono indicati i prezzi dell'elettricità per utenze domestiche per diversi livelli di consumo. Il prezzo reale dell'energia elettrica è calato nel corso del 1997 mentre è cresciuto nel 1998 (per entrambe le tipologie di consumo).

Se si confrontano questi prezzi con quelli praticati negli altri paesi dell'UE risulta un'evidente differenza di politica tariffaria: le tariffe italiane sono infatti le più basse d'Europa per le fasce di consumo più contenuto e le più alte per le fasce di consumo elevato.

**Tabella 2.47 - Prezzi dell'energia elettrica per utenti domestici (Lit/kWh)**

	1997	1998	1999
600 kWh Prezzo	118,5	119,4	124,7
variaz. (%)		0,76	4,44
1200 kWh Prezzo	133,4	134,2	139,6
variaz. (%)		0,60	4,02
3500 kWh Prezzo	424,2	434,5	410,3
variaz. (%)		2,43	-5,57
7500 kWh Prezzo	-	403,5	379,1
variaz. (%)			-6,05

Fonte: Autorità per l'energia elettrica ed il gas

L'esame dei dati di cui alle tabelle B e C sembrerebbe condurre a conclusioni diverse da quelle discusse in relazione alla tabella A. Tali differenti conclusioni si spiegano se si ricorda che i prezzi in tabella A sono valori medi. D'altra parte, l'andamento dei prezzi di cui alle tabelle B e C è maggiormente coerente con l'andamento dei corrispondenti consumi, come già osservato.

### 2.3.2.3 Tecnologie

#### *Gli impianti di riscaldamento*

La penetrazione del gas naturale nel residenziale è legata, tra l'altro, alla diffusione sempre maggiore dell'impianto di riscaldamento autonomo, rispetto all'impianto centralizzato. Allo stato attuale gli impianti autonomi consumano circa il 26% del fabbisogno complessivo di gas naturale per il riscaldamento domestico.

In base alla tipologia di impianto di riscaldamento, i consumi energetici finali per il riscaldamento domestico nel 1998 sono così ripartiti:

- impianto singolo                      12%
- impianto autonomo                    61%
- impianto centralizzato                26%

La larga prevalenza degli impianti autonomi è una tendenza recente: nel 1991 gli impianti singoli coprivano il 18% della richiesta, mentre quelli autonomi il 51% e quelli centralizzati il 31%; nel 1981 le percentuali erano rispettivamente 24%, 27%, 49%, mentre nel 1971 erano 35%, 17%, 48%. C'è stata un'evoluzione che negli anni settanta ha portato alla contrazione degli impianti singoli a favore di quelli autonomi e negli anni ottanta alla sostituzione degli impianti di tipo centralizzato con quelli autonomi.

Al maggio 1999 lo stock nazionale di impianti termici è valutato in 13 milioni, di cui 1,5 milioni a gasolio e 11,5 milioni a metano.

Il parco di caldaie a gas comprese in un impianto autonomo familiare raggiunge gli 8,5 milioni di apparecchi.

### *Caldaie a gas per impianti autonomi*

Le caldaie a gas per impianti autonomi di riscaldamento e produzione di acqua calda sanitaria sono utilizzate sia nel tipo posto a pavimento sia nel tipo posto su parete verticale (caldaie murali): la produzione di apparecchi è ormai indirizzata sostanzialmente verso il tipo murale mentre il tipo a pavimento è riservato solo ad un limitato mercato di sostituzione di modelli obsoleti.

Per le caldaie murali autonome a gas si possono indicare tre principali categorie commerciali; in base alle prestazioni ed alla tecnologia impiegata abbiamo:

- caldaie standard, con scambiatore in acciaio o rame, più raramente in ghisa, con l'adattamento ai carichi variabili ottenuto con il solo controllo della portata del gas combustibile;
- caldaie ecologiche a basse emissioni inquinanti, normalmente con l'adattamento ai carichi variabili ottenuto con il controllo sia della portata del gas combustibile sia della portata di aria comburente;
- caldaie a condensazione, tipicamente con scambiatore per la condensazione in acciaio inossidabile o in fusione di alluminio e controllo del rapporto tra la portata del gas combustibile e la portata dell'aria comburente; tale funzionalità è necessaria per ottenere una buona condensazione, che si può avere solo se si controlla efficacemente l'aria comburente fornita in eccesso.

Le caldaie standard rappresentano la quasi totalità del mercato italiano (~99%), utilizzano bruciatori convenzionali e hanno un rendimento di targa vicino all'88%. Il rendimento annuale medio è difficile da stimare: dipende da stato di manutenzione, tempi di utilizzo, disposizione del sistema, tipo di regolazione. Secondo le stime correnti l'efficienza media è inferiore all'80%; per alcuni generatori di calore non arriva nemmeno al 70%, anche se l'efficienza delle caldaie a gas (per le taglie di tipo domestico) è considerata comunque superiore a quella delle altre caldaie (a gasolio, a solidi).

Le caldaie ecologiche, di nicchia nel mercato nazionale (~1%), ma diffuse nel Nord Europa, montano bruciatori a basse emissioni e raggiungono rendimenti nominali superiori al 90%: la legge 10/91 ne fissa il rendimento di targa minimo a pieno carico al valore del 90%, mentre il rendimento minimo, al 30% del carico nominale, è stabilito dalla direttiva 92/42 in base alla potenzialità termica. La norma armonizzata EN 297 sancisce il limite superiore delle emissioni di NO<sub>x</sub> a 70 mg/kWh.

Le caldaie a condensazione<sup>29</sup> raggiungono rendimenti tra i più elevati, se abbinate a impianti a bassa temperatura, con emissioni paragonabili a quelle della categoria precedente. Questi apparecchi sono particolarmente costosi e pertanto poco diffusi in ambito domestico. La direttiva 92/42 e la norma armonizzata EN 297 fissano i valori minimi di rendimento, nelle condizioni di pieno carico e carico ridotto (30% del nominale), e di emissione di ossidi di azoto (meno di 70 mg/kWh).

Dopo il forte incremento dovuto alla metanizzazione del paese, le vendite annue di caldaie a gas si sono stabilizzate intorno al milione di pezzi, appena l'1% delle quali è costituito da caldaie ecologiche. La catena di distribuzione è abbastanza lunga, passando dal produttore al grossista e infine all'installatore, che fattura anche la mano d'opera e le eventuali opere sull'impianto di riscaldamento, con forti ricarichi sul prezzo di vendita.

---

<sup>29</sup> Consentono il recupero del calore latente contenuto negli esausti del processo di combustione.

Attualmente il prezzo medio unitario delle caldaie di tipo ecologico è il 50% in più degli apparecchi di tipo standard, mentre il prezzo di quelle a condensazione è di 4 volte superiore. Il ricarico medio del grossista è stimabile intorno al 10-15%, mentre quello dell'installatore può toccare il 30%.

La sostituzione dei derivati petroliferi con il gas naturale, in buona parte già avvenuta, è una delle azioni indicate dall'IPCC per la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra. È allo studio la possibilità di creare un mercato incentivato per le caldaie a metano con i migliori standard energetici. Si ravvisa in questa possibilità un'azione di ulteriore riduzione delle emissioni di gas serra, in linea con gli obiettivi del Protocollo di Kyoto, e del rilascio di ossidi di azoto.

Un'altra distinzione, per catalogare le caldaie a gas murali presenti sul mercato, è basata sulla classificazione:

- caldaie di tipo B, cioè con bruciatore atmosferico (con o senza ventilatore), che sono comunemente installate all'esterno dei locali abitati o in appositi locali tecnici;
- caldaie di tipo C, cioè stagne, che non consentono la comunicazione tra camera di combustione/circuito fumi e l'ambiente abitato; queste caldaie possono essere dotate di ventilatore per l'espulsione dei fumi (le più comuni) oppure esserne prive (piuttosto rare);
- caldaie per installazione all'aperto, caratterizzate dall'essere dotate di impianti elettrici meglio isolati (resistenza alla pioggia ed all'umidità), di dispositivi antigelo automatici e di migliore coibentazione per contenere le perdite energetiche dal mantello. La scelta di installare la caldaia all'esterno è una soluzione non felice dal punto di vista del risparmio energetico e che risponde, invece, ad esigenze quali una maggiore sicurezza ed un minore spazio occupato dagli impianti nei locali abitati.

Per catalogare le caldaie a gas in funzione del sistema di produzione dell'acqua calda sanitaria, si utilizza l'altra classificazione:

- caldaie cosiddette istantanee, cioè con scambiatore in continuo che produce l'acqua calda sanitaria quando questa è richiesta dalle utenze;
- caldaie con accumulo per l'acqua calda sanitaria, che dispongono di un serbatoio di accumulo (per esempio con volume da 40 ad 80 litri) nel quale l'acqua è già conservata riscaldata alla temperatura prevista (indicativamente tra 40 e 60 °C, ma con distribuzione a temperatura compresa nell'intervallo tra 48 °C e 53 °C).

Quasi tutte le caldaie a gas sono ormai dotate di sistemi di controllo (basati su scheda di controllo elettronica o su sistemi di modulazione elettromeccanica) della potenza termica utile, che può variare con continuità dalla massima potenza a circa il 20 o 30% di essa.

Quando tali caldaie funzionano alla potenza termica minima modulata, i rendimenti termici utili sono all'incirca nell'intervallo tra l'85 e l'87%: un deciso passo avanti, se confrontati con le prestazioni della caldaie di alcuni anni fa.

Le caldaie ecologiche che, come già detto, costituiscono un prodotto di nicchia nel mercato nazionale mentre sono molto diffuse nel Nord Europa, utilizzano bruciatori a basse emissioni inquinanti e raggiungono rendimenti termici utili alla massima potenza. Per le caldaie a condensazione è comune, da parte di tutti i costruttori, continuare a riferire le prestazioni al potere calorifico inferiore del gas combustibile anziché, come

sarebbe più corretto, al potere calorifico superiore (visto che l'energia in ingresso dovrebbe comprendere anche il calore latente di evaporazione dell'acqua che si è in grado di recuperare in tali tipi di caldaie); questo implica che i rendimenti termici utili assumono spesso valori numerici che sono superiori al 100%.

Il buon funzionamento della caldaia a condensazione dipende fortemente dal corretto accoppiamento al sistema di utilizzazione dell'energia che deve restituire l'acqua, di ritorno alla caldaia, a temperature basse (tipicamente 30 °C). Nei casi di ottimale accoppiamento tra caldaia a condensazione e sistemi di utilizzazione del calore, il rendimento termico utile può assumere valori molto elevati.

### *Pompe di calore*

Per le pompe di calore gli sviluppi tecnologici sono principalmente mirati all'ottimizzazione del funzionamento con i nuovi fluidi refrigeranti; l'adozione di nuovi fluidi refrigeranti si è resa necessaria per limitare le perdite in atmosfera dei gas utilizzati nelle macchine, come i composti alogenati (per esempio clorofluorocarburi), inclusi, come è noto, fra i gas climalteranti. I prodotti con ciclo a compressione di vapore saturo ed alimentazione elettrica presentano oggi valori di Coefficient of Performance (COP) (rapporto tra la potenza di riscaldamento, o raffreddamento, e la potenza elettrica assorbita) che, nel funzionamento per riscaldamento, sono nell'intervallo tra circa 3,2 e 3,5. Tali valori di COP non sono costanti ma sono funzione della differenza di temperatura tra ambienti riscaldati e sorgente fredda disponibile (può trattarsi di aria, di acqua o del terreno ma anche, in rari casi, di cascami termici).

Quasi sempre, per motivi di convenienza economica, queste macchine sono installate in impianti nei quali, d'estate, la stessa unità funziona da gruppo frigo per consentire il raffrescamento o il condizionamento; in queste condizioni il COP (estivo) ha valori mediamente compresi nell'intervallo tra 2,9 e 3,1.

L'utilizzazione delle pompe di calore per il solo riscaldamento e/o produzione di acqua calda sanitaria è ancora poco competitivo, da un punto di vista economico, quando confrontato con soluzioni basate su caldaie alimentate con combustibili tradizionali; la causa è nell'elevato costo dell'energia elettrica per usi residenziali e nel maggiore costo di investimento necessario per le pompe di calore rispetto alle tradizionali caldaie.

### Consumi dei principali elettrodomestici

In termini assoluti, i consumi di tutti gli elettrodomestici considerati sono aumentati notevolmente. L'aumento più significativo è stato quello dei consumi di energia elettrica per congelatori, passati dai 33 GWh del 1974 a 3.200 GWh nel 1998. Nel periodo considerato, la percentuale di utenti elettrici in possesso di tale elettrodomestico rispetto al totale passa dallo 0,5% al 27%.

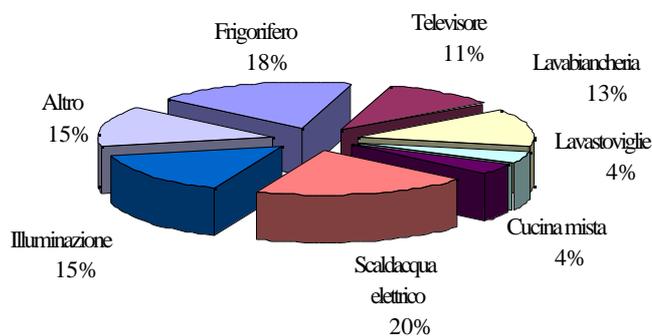
Dal 1970 al 1998, inoltre, sono raddoppiati i consumi di energia elettrica delle lavatrici, triplicati quelli dei frigoriferi e quadruplicati quelli dei televisori. Dal 1990 in poi, vi è stato un rallentamento nell'aumento dei consumi energetici di elettrodomestici tradizionali quali TV, frigoriferi e lavatrici, a causa principalmente del completamento del processo di penetrazione di nuove tecnologie che aveva portato ad una sostituzione con nuovi elettrodomestici più efficienti.

Una ripresa potrebbe verificarsi nei prossimi anni a seguito della diffusione di elettrodomestici che sfruttano nuove tecnologie, ovvero qualora prendesse piede una nuova tipologia di contratto per uso domestico che preveda il passaggio da una potenza di 3 kW ad una di 4,5 kW senza oneri aggiuntivi.

Per quanto riguarda i consumi medi unitari, calcolati come rapporto tra il consumo complessivo di energia elettrica per una data tipologia di elettrodomestici ed il relativo *stock*, si registra, nel periodo di riferimento, da un lato un aumento dei consumi medi per frigoriferi e televisori pari rispettivamente al 72% e al 122%, e dall'altro una diminuzione del 22% circa dei consumi energetici medi unitari di lavatrici e lavastoviglie e del 9% di quelli dei condizionatori.

Ancora oggi, comunque, sette tipologie di apparecchiature determinano da sole circa l'80% della domanda di elettricità per usi domestici. Esse sono lo scaldacqua, il frigorifero, il congelatore, le lampade, il lavabiancheria, il televisore, la lavastoviglie.

Ripartizione della domanda elettrica dei servizi delle abitazioni



### *Uso dell'energia negli edifici*

Il parco edilizio residenziale nazionale è costituito da oltre 25 milioni di abitazioni, delle quali più di 20 milioni e mezzo occupate. Sono circa 3 milioni gli edifici costruiti negli anni 50, mentre superano i 5 milioni quelli costruiti negli anni 60. La quota di abitazioni in affitto non supera il 25%. L'edilizia pubblica ricopre una quota del parco del 5-8%.

Considerando la forte incidenza dei sistemi di riscaldamento sui consumi energetici nel settore residenziale, si intravedono ottime potenzialità di miglioramento dell'efficienza energetica.

Come noto, la legge 10/91 ed il DPR 412/93 hanno stabilito norme e criteri tecnici per l'uso razionale dell'energia nella progettazione, installazione, esercizio e manutenzione degli impianti termici negli edifici.

In particolare, la legge 10/91 impone l'obbligo di presentare al Comune di competenza il progetto delle opere ed una relazione tecnica firmata dal progettista che attesti la conformità delle opere ai fini del contenimento dei consumi energetici, sia per la costruzione di nuovi edifici e la ristrutturazione di edifici esistenti, sia per l'installazione di nuovi impianti termici e la ristrutturazione di quelli esistenti. La stessa legge attribuisce ai Comuni l'obbligo di verificare i progetti e le opere realizzate; inoltre, prevede dei contributi per la riduzione delle dispersioni termiche degli edifici esistenti, finora non erogati, e la certificazione energetica degli edifici, che non ha ancora trovato attuazione pratica<sup>30</sup>.

Successive misure di carattere fiscale sono state adottate per agevolare gli interventi di manutenzione delle abitazioni, anche in condominio. In particolare, si riscontra un'importante possibilità di incentivazione delle misure di risparmio energetico negli edifici residenziali in linea con i criteri della legge 10/91.

Alla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (CNEA) del 1998 è stato anche presentato un *Codice concordato di raccomandazioni per la qualità energetico-ambientale di edifici e spazi aperti* a cui, qualora fosse adottato, dovrebbero attenersi i piani urbanistici ed i progetti di sviluppo del territorio per soddisfare l'esigenza di elevata qualità energetico-ambientale.

### *L'illuminazione artificiale*

In Italia, l'illuminazione rappresenta il 12% circa della richiesta elettrica nazionale annua, che può essere così suddivisa per settori: 60% nel terziario e negli edifici pubblici, 15% nell'industria, 25% nel residenziale.

Il consumo per l'illuminazione domestica, che nel 1987 costituiva circa il 14% dei consumi elettrici complessivi nelle unità abitative, è lievemente diminuito (al 13,5%) nel 1998 (tabella 2.48).

Nel settore domestico le lampade a filamento costituiscono oggi circa il 72% delle dotazioni, mentre le fluorescenti hanno una penetrazione del 28%.

---

<sup>30</sup> Nel 1998 è stato emanato dal Ministero dell'Industria un decreto relativo alle "Modalità di certificazione delle caratteristiche e delle prestazioni energetiche degli edifici e degli impianti ad essi connessi" (G.U. n. 10 del 5/5/98).

**Tabella 2.48 - Parco di lampade installato nel settore residenziale nel 1998**

Tipo di lampada	Parco installato	Potenza media unitaria (W)	Potenza installata di targa (MW)	Consumo annuo di energia elettrica (stima) (GWh)
Filamento incandescenza	350.000.000	60	21.000	6.930
Fluorescenti alimentatore integrato	7.500.000	15	112,5	37,125
Fluorescenti alimentatore separato	12.000.000	30	360	118,8
<b>Totale</b>	<b>369.500.000</b>	<b>-</b>	<b>21.473</b>	<b>7.086</b>

Fonte: ASSIL

La tendenza è verso l'aumento di queste ultime, dal momento che il costo d'acquisto più alto è facilmente ammortizzato per l'elevata efficienza luminosa e la durata di vita cinque volte superiore.

Nel 1998 il 40% delle utenze domestiche possedeva almeno una lampada fluorescente ad alimentatore separato ed il 25% una lampada fluorescente ad alimentatore integrato, di supporto all'illuminazione tradizionale a filamento. Il parco di sorgenti luminose installato nel settore residenziale, composto di circa 370 milioni di apparecchi, ha una potenza complessiva stimabile intorno ai 21,5 GW, di cui 21 GW di lampade a filamento e solo 0,5 GW fluorescenti.

Queste cifre lasciano intravedere alcune interessanti prospettive di miglioramento dell'efficienza energetica nel settore residenziale, realizzabili attraverso la diffusione delle lampade fluorescenti compatte (CFL), tanto più che, con le tecnologie attuali, sia a livello di resa cromatica che di ingombri, le lampade fluorescenti sono del tutto competitive con le lampade tradizionali, mentre gli apparecchi illuminanti sono costruiti ormai per accogliere senza problemi i diversi tipi di sorgenti luminose in commercio. Tuttavia, il settore residenziale è notoriamente caratterizzato da una bassa elasticità ai prezzi e reagisce lentamente all'innovazione tecnologica, senza un'adeguata incentivazione di tipo informativo ed economico.

È allo studio la possibilità di incrementare il parco di lampade fluorescenti compatte mediante una strategia di intervento sul mercato: dal valore tendenziale di 30 milioni di apparecchi (8%), prevedibile per il 2010, si potrebbero raggiungere con opportuni incentivi quello di 70 milioni (20%), a fronte di 287,5 milioni di lampade a incandescenza (80%), in modo da avere almeno tre o quattro lampade CFL in ogni abitazione. Rispetto ai valori tendenziali si conseguirebbe una riduzione dei consumi elettrici di circa 1 TWh (in 10 anni), con benefici anche per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica.

Nel settore terziario-industriale la diffusione delle lampade fluorescenti è nettamente maggiore rispetto al residenziale, costituendo esse oltre il 65% del parco installato. La potenza di targa installata è inferiore ai 10 GW, per un consumo annuo stimato che supera di poco i 20 TWh (tabella 2.49). La potenzialità di riduzione dei consumi energetici mediante aumento di penetrazione delle lampade fluorescenti è notevolmente inferiore.

**Tabella 2.49 - Parco di lampade installato nel settore terziario-industriale nel 1998**

Tipo di lampada	Parco installato	Potenza media unitaria [W]	Potenza installata di targa [MW]	Consumo annuo di energia elettrica (stima) [GWh]
Filamento incandescenza	80.000.000	60	4.800	8.640
Fluorescenti alimentatore integrato	21.000.000	15	315	756
Fluorescenti alimentatore separato	130.000.000	36	4.680	11232
<b>Totale</b>	<b>231.000.000</b>	<b>-</b>	<b>9.795</b>	<b>20.628</b>

Fonte: ASSIL

Per l'illuminazione pubblica urbana si stima un parco installato in piazze, strade e aree verdi di circa 7 milioni di apparecchi (3% del settore). Per il 20% esso è gestito dall'ENEL, per il 9% dalle municipalizzate e per il resto direttamente dalle amministrazioni comunali. Il consumo nel 1997 si aggira intorno ai 5 TWh (25% del settore). Nel 1995 si contavano circa 4,5 milioni di lampade semaforiche, che davano luogo ad un consumo annuo dell'ordine dei 600 GWh.

C'è una tendenza, nel settore terziario-industriale, a preferire le lampade a scarica ad alimentatore separato. In proposito, si rileva in Italia la scarsa diffusione degli alimentatori magnetici a basse perdite (<1,5%) e di quelli elettronici (<3,5%), mentre sono ancora molto diffusi gli alimentatori magnetici tradizionali, specialmente nel settore civile.

C'è spazio per un miglioramento dell'efficienza energetica del comparto illuminotecnico, soprattutto nel settore terziario-industriale, da ottenersi mediante la sostituzione di porzioni del parco installato con alimentatori elettronici e/o magnetici a basse perdite. Sono in fase di attivazione programmi di incentivi in questo senso, anche se attualmente il mercato italiano è ancora caratterizzato da una quota di alimentatori in classe<sup>31</sup> C e D di circa il 90%, mentre gli alimentatori elettronici in classe A1, A2, A3 occupano una porzione del 7-8% e solo del 2-3% quelli magnetici a basse perdite.

<sup>31</sup> La classificazione si riferisce ad un accordo volontario adottato dall'Associazione europea dei produttori (CELMA COMPONENTI) ed accettato dalla Commissione Europea DGXVII; sono previste 7 classi di efficienza energetica:

A1 alimentatore elettronico controllabile (dimmabile)

A2 alimentatore elettronico Cold Start

A3 alimentatore elettronico Warm Start

B1 e B2 alimentatore magnetico a basse perdite

C alimentatore magnetico convenzionale standard

D alimentatore magnetico con prestazioni scarse

Mentre si scrive la relativa etichettatura dei prodotti (energy labelling) è in corso di realizzazione.

### 2.3.3 Il settore terziario

Il settore terziario comprende le attività di erogazione di servizi vendibili (commercio, ristorazione, credito ed assicurazioni, comunicazioni ed altri), e non vendibili (offerta dal settore pubblico).

Il consumo finale di energia nel settore terziario è stato, nel 1998, pari a circa 11 Mtep, che corrisponde al 28% della richiesta complessiva del settore civile e all'8,4% del totale impieghi finali (6,1% della domanda lorda). I dati provvisori relativi al 1999 (11,6 Mtep), evidenziano un incremento dei consumi, rispetto all'anno precedente, in linea col residenziale (tabella 2.50).

Nel 1998 si è registrata una crescita della domanda del terziario del 5,2% rispetto all'anno precedente, superiore all'incremento complessivo della domanda del settore civile (4,7%) e a fronte di un incremento del valore aggiunto settoriale dell'1,4%. L'intensità energetica del settore è dunque aumentata, passando da 9,9 tep/GLit95 a 10,4 tep/GLit95, con un incremento del 4,4%. La crescita di fabbisogni del terziario è continuata anche nel 1999 con un incremento dell'5,4% rispetto al 1998.

**Tabella 2.50 - Consumi di fonti energetiche nel settore terziario (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999***
Energia elettrica	3441	4248	4420	4622	4822	5070
Prodotti petroliferi	1616	1168	1097	1024	1042	1100
GPL	197	331	269	255	259	-
Gasolio	1156	750	753	685	664	-
Olio combustibile	263	87	75	85	119	-
Gas	4272	4833	5092	4795	5124	5430
Carbone	20	17	17	15	7	-
Totale fossili	5908	6018	6205	5833	6173	6530
Totale usi finali*	9349	10266	10625	10455	10996	11600
Totale fonti primarie**	16033	17652	18510	14773	15386	19500

\* energia elettrica a 860 kcal/kWh.

\*\* energia elettrica a 2200 kcal/kWh.

\*\*\* Dati provvisori.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati Ministero dell'Industria

Lo sviluppo del terziario nel corso del 1998 è stato in linea con quello dell'economia nel suo complesso (+1,5%); l'incremento di domanda di energia è stato di due punti percentuale superiore (5,2% contro 2,5%). Coerentemente, l'aumento di intensità energetica nel terziario è stato superiore a quello relativo all'intera economia (pari a 1,2%).

La struttura dei consumi finali di fonti energetiche nel terziario vede, per il 1998, al primo posto il gas, che copre il 47% della richiesta, seguito dall'energia elettrica (44%) e dai derivati petroliferi (9,5%), tra i quali prevale il gasolio (6%). In termini di fonti primarie equivalenti, invece, il maggior peso va all'energia elettrica (67%), seguita dal gas (28%).

Nel 1999 il consumo di energia elettrica ha registrato un aumento del 5,3% (tabella 2.51), più accentuato nell'Italia meridionale ed insulare (7% e 7,5% rispettivamente). È rimasta sostanzialmente invariata la ripartizione della domanda. In tabella 2.52, infine, si riassume l'andamento dell'intensità elettrica, che nel 1998 è aumentata meno dell'intensità energetica. Ciò è coerente con la diminuzione del peso relativo dell'elettricità sulla domanda complessiva del terziario (da 44,2% a 43,9%) anche se in controtendenza rispetto all'andamento storico delle due grandezze. Infatti nel corso dell'ultimo decennio l'intensità elettrica di produzione e lavoro è aumentata sempre di più dell'intensità energetica.

**Tabella 2.51 - Consumi di energia elettrica per settore (GWh)**

	1998		1999		1998/98 (%)
Acquedotti	5003,3	11,9	5127	11,6	2,5
Comunicazioni	2751,4	6,5	2849,2	6,4	3,5
Commercio	13797,1	32,8	14748,7	33,2	6,9
Alberghi, Ristoranti e Bar	8132,7	19,3	8516,1	19,2	4,7
Credito ed assicurazioni	2340,3	5,6	2410,2	5,4	3,0
Altri servizi vendibili	10066,8	23,9	10718,7	24,2	6,5
<i>Totale</i>					
<i>servizi vendibili</i>	42091,6	75,1	44369,9	75,2	5,4
Pubblica amministrazione	3234	23,1	3364,1	22,9	4,0
Illuminazione pubblica	5183,9	37,1	5373,6	36,7	3,7
Altri servizi non vendibili	5565,7	39,8	5917,8	40,4	6,3
<i>Totale</i>					
<i>servizi non vendibili</i>	13983,6	24,9	14655,5	24,83	4,8
<b>Totale</b>	56075,2	100,0	59025,4	100,0	5,3

Fonte: GRTN

**Tabella 2.52 - Efficienza del settore terziario**

	1990	1997	1998
ULA (migliaia)	11603	13020	13163
PIL (GLit95)	966347	1052461	1060360
Consumo energetico per ULA (ktep)	0,806	0,803	0,835
Consumo elettrico per ULA (GWh)	3,5	4,1	4,3
Intensità energetica (ktep/GLit95)	9,7	9,9	10,4
Intensità elettrica (MWh/GLit95)	41,9	51,0	52,9

Fonte: Elaborazione ENEA su dati ENEA, GRTN, ISTAT e Ministero dei Trasporti.

## 2.4 Agricoltura e pesca

### 2.4.1 Quantità

Gli usi finali del settore dell'agricoltura e della pesca sono aumentati dai 3112 ktep del 1990 ai 3294 ktep del 1995, per poi ridimensionarsi in valore assoluto (3188 ktep nel 1998 e circa 3000 ktep nel 1999) ed in percentuale sul totale degli usi finali (dal 2,6% passano al 2,2% del 1999) (tabella 2.53).

**Tabella 2.53 - Consumi energetici dell'agricoltura e della pesca per fonte**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998	
	ktep	%								
Energia elettrica	363,6	11,7	388,5	11,8	353,2	10,8	374,4	11,7	385,9	12,1
Gas	22	0,7	117	3,6	121	3,7	119	3,7	118	3,7
Prodotti petroliferi	2727	87,6	2788	84,6	2795	85,5	2706	84,6	2685	84,2
Olio combustibile	113	4,1	29	1,1	20	0,7	29	1,1	29	1,1
Benzine	194	7,1	112	4,0	115	4,1	86	3,2	70	2,6
Gasolio	2324	85,2	2566	92,0	2577	92,2	2520	93,1	2511	93,5
GPL	85	3,1	79	2,8	84	3,0	69	2,6	74	2,7
Altri	11	0,4	1	0,0	1	0,0	1	0,0	1	0,0
Totale fossili *	2749		2906		2917		2825		2803	
Totale usi finali **	3112	100	3294	100	3270	100	3199	100	3188	100
Totale fonti primarie***	3679		3899		3820		3783		3790	

\*Gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* Combustibili fossili e energia elettrica (valutata a 860 kcal/kWh).

\*\*\* Combustibili fossili e energia elettrica (valutata a 2200 kcal/kWh).

Fonte: Elaborazione ENEA su dati Ministero dell'Industria

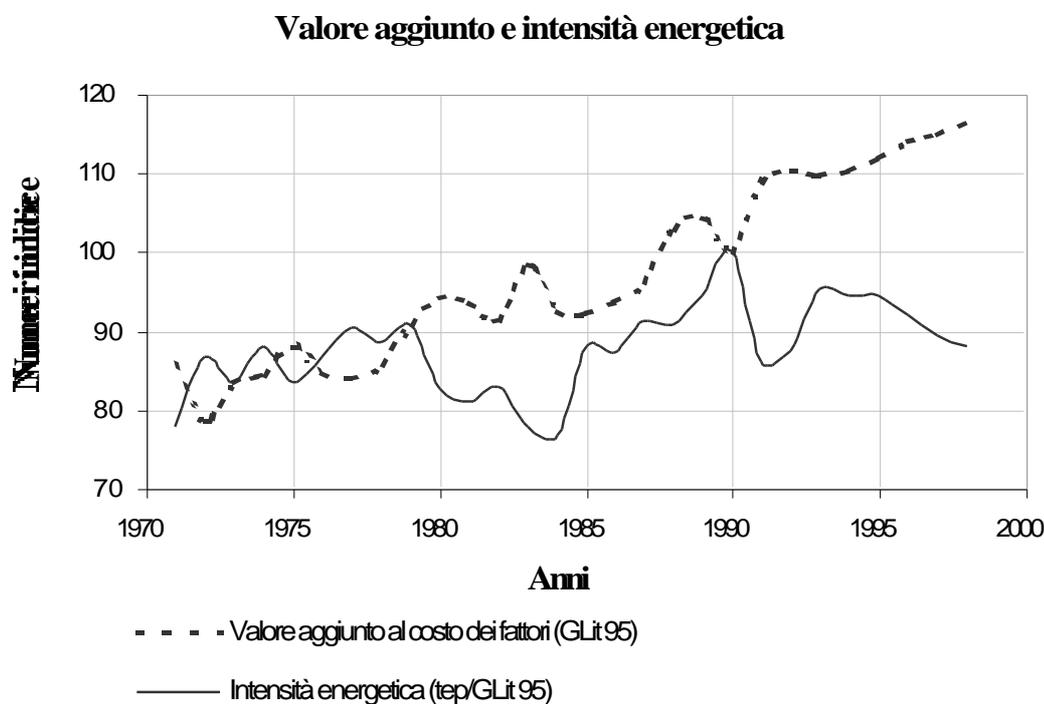
Pur diminuendo in valore assoluto del 4% tra il 1995 e il 1998, l'utilizzo dei *prodotti petroliferi* è largamente preponderante nella composizione delle fonti utilizzate (84,2% sul totale degli usi finali nel 1998). All'interno di questa quota, nello stesso periodo, si registra un maggior ricorso al gasolio (+8%) che, nel 1998, rappresenta quasi il 94% del totale degli usi di prodotti petroliferi.

L'impiego di olio combustibile e di benzina diminuisce nel corso del decennio, mentre l'uso di GPL rimane sostanzialmente invariato sia in quantità (74 ktep nel 1998) che in percentuale (circa 3% del totale dei prodotti petroliferi).

Il consumo di *energia elettrica* è complessivamente in ripresa (+6% rispetto al 1990), dopo aver subito una flessione nel 1996 (353 ktep a fronte dei 386 ktep del 1998).

Il consumo di *gas*, in netto aumento tra il 1990 (22 ktep) e il 1995 (117 ktep), si presenta stabile negli ultimi anni e copre il 4% circa del totale usi finali.

Figura 2.20 - Andamento di alcuni indicatori (1990=100)



Valori assoluti 1990	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit95)	50479
Intensità energetica (tep/GLit95)	61,66

Il contributo dell'agricoltura alla formazione del valore aggiunto dell'economia italiana è stato nel 1999 di circa il 3%. Il valore aggiunto ai prezzi di base del settore primario, inclusa la silvicoltura e la pesca, è aumentato, rispetto al 1998, dell'1,4% in valore, quale sintesi di un incremento in quantità (5,1%) e di una flessione dei prezzi (3,5%). In termini reali (a prezzi 1995) tra il 1989 ed il 1999 l'incidenza del valore aggiunto agricolo ai prezzi di base sul totale nazionale è rimasta praticamente costante<sup>32</sup> (passando dal 3,3% al 3,4% circa).

L'effetto della variazione degli usi finali, combinato all'aumento del valore aggiunto, ha determinato una diminuzione dell'intensità energetica che si è portata, a fine 1998, al valore di 62 tep/GLit95 (figura 2.20).

Il numero di unità lavorative nel settore dell'agricoltura e della pesca è costantemente diminuito fin dagli anni 70, e nel 1998 prosegue questa tendenza con un decremento, rispetto al 1997, dell'1,5%. Il dato disponibile per il 1999, relativo al solo settore agricolo, indica la presenza di 1.134.000 addetti con una perdita di 67.000 posti di lavoro rispetto

<sup>32</sup> Nello stesso periodo la quota dell'industria, in senso stretto, è variata dal 24,9 al 24,7% e quella delle costruzioni dal 5,7 al 4,9%.

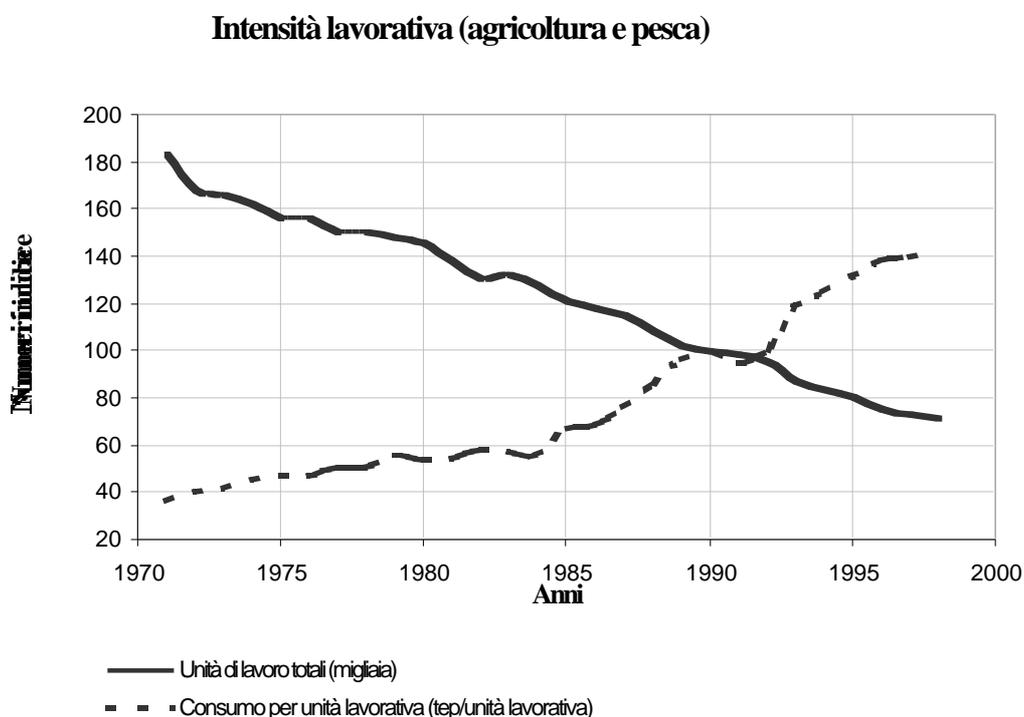
all'anno precedente, più consistente di quella registrata nel biennio 1997-1998, di circa 30.000 unità (tabella 2.54).

Anche se i consumi finali sono costantemente diminuiti negli ultimi 5 anni, il forte calo occupazionale ha di fatto generato un consistente aumento dell'intensità lavorativa (+42%) (figura 2.21).

Gli occupati in agricoltura diminuiscono particolarmente nel Mezzogiorno (-7,6% al sud contro il -3,5% al nord).

Questo calo diventa ancora più decisivo se rapportato al numero totale di occupati.

**Figura 2.21 - Andamento di alcuni indicatori (1990=100)**



Valori assoluti 1990	
Unità di lavoro totali (migliaia)	3112
Intensità lavorativa (tep/unità lavorativa)	1,543

**Tabella 2.54 - Andamento dell'occupazione in agricoltura nel biennio 1998-1999**

Ripartizione geografica	Occupati in agricoltura*		Occupati in totale*		Rapporto % agricoltura/totale	
	1998	1999	1998	1999	1998	1999
Centro Nord	594	573	14.620	14.877	4,1	3,9
Mezzogiorno	607	561	5.816	5.815	10,4	9,6
Italia	1.201	1.134	20.436	20.692	5,9	5,5

\* Dati in migliaia

### 2.4.2 Prezzi

Nel corso del 1999, la spesa per l'acquisto di beni e servizi utilizzati nel processo produttivo del settore è diminuito dell'1,1% rispetto all'anno precedente.

Le quantità sono state ridotte (-0,6%) per il deciso contenimento dei costi di produzione.

Si è registrato un contenimento dei costi intermedi nel settore zootecnico (dovuto ad una diminuzione della consistenza degli allevamenti bovini e ad un più razionale utilizzo dei reimpieghi aziendali) e una riduzione dei prezzi e dei mezzi di produzione per i concimi (-4,9%), le sementi (-3,3%) e i mangimi (-1,8%), con riflessi positivi per il complesso dei consumi intermedi acquistati dall'agricoltura.

Una dinamica differente di forte crescita si è registrata, invece, per l'energia motrice (+5,8%) e altri beni e servizi (+10%).

In particolare, per l'energia motrice, ha influito l'impennata del prezzo del gasolio agricolo negli ultimi mesi dell'anno.

Gli effetti ancor più sensibili in campo energetico si avranno con le semine di quest'anno (il 2000), per l'evidente caro gasolio.

### 2.4.3 Tecnologie

Nel corso degli ultimi decenni l'agricoltura ha conseguito un aumento di produttività dovuto, principalmente, ad un uso combinato di mezzi meccanici e chimici (pesticidi e fertilizzanti).

Il grado di meccanizzazione delle attività agricole è elevato: i dati relativi al 1998 mostrano che 87 aziende su 100 utilizzano almeno un mezzo meccanico (trattrici, motocoltivatori, mietitrebbiatrici). L'impiego di mezzi meccanici è molto diffuso nelle regioni nord-orientali (in media 95 aziende su 100), mentre nelle isole l'uso si mantiene piuttosto basso (77 aziende su 100).

Negli ultimi cinque anni si è registrata una generale tendenza alla diminuzione delle quantità dei prodotti chimici utilizzati. Nel 1999, infatti, l'uso dei pesticidi si è ridotto del 2,5% rispetto all'anno precedente e l'impiego dei fertilizzanti, nello stesso periodo, è sceso del 4,2%.

A questa diminuzione hanno contribuito le misure agroambientali volte a favorire un uso meno intensivo di pesticidi.

In generale, a partire dalla metà degli anni 90, si è cercato di raggiungere livelli di produttività maggiori con le tecniche di produzione dell'agricoltura integrata e biologica.

## 2.5. Usi non energetici dei combustibili fossili: settore petrolchimico

### 2.5.1 Quantità

Alla fine del 1998 sono operanti in Italia cinque impianti di *steam craking*, con una capacità produttiva complessiva di circa 2000 kt di etilene.

In tabella 2.55 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto.

In tabella 2.56 sono indicati i valori della produzione nazionale di etilene e propilene per l'anno 1990 e per il periodo dal 1995 al 1998.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono indicati in tabella 2.57.

**Tabella 2.55 - Impianti di steam craking operanti in Italia al 1998**

Localizzazione	Operatore	Capacità produttiva (kt etilene)
Brindisi	Polimeri Europa**	360
Gela	ENICHEM	250
Priolo	ENICHEM	740
Porto Torres	ENICHEM	250
Porto Marghera	ENICHEM	460

\*\*Polimeri Europa: 50% Union Carbide – 50% Enichem.

Fonte: APPE/PMRC, Association of Petrochemicals Producers in Europe, Petrochemicals Market Research Committee

**Tabella 2.56 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)**

	1990	1995	1996	1997	1998
Etilene	1466	1807	1737	1797	1706
Propilene	760	1057	1020	1058	953

Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero Industria.

**Tabella 2.57 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)**

	1990		1995		1996		1997		1998	
	kt	10 <sup>9</sup> kcal								
GPL	127	1397	383	4213	327	3597	312	3432	254	2794
Altri gas	191	2292	249	2988	239	2868	291	3492	229	2748
Virgin nafta	5149	53549,6	5141	53466,4	4866	50606,4	4799	49909,6	5004	52041,6
Benzina senza Pb	1025	10762,5	1520	15960	1325	13912,5	1385	14542,5	1271	13345,5
Benzina con Pb	-	-	-	-	-	-	4	42	-	-
Petroli	887	9136,1	1081	11134,3	1083	11154,9	1158	11927,4	1223	12596,9
Gasoli	1165	11883	1843	18798,6	1746	17809,2	1834	18706,8	1562	15932,4
Olio comb. ATZ	1425	13965	1455	14259	1454	14249,2	1143	11201,4	755	7399
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	310	3038	387	3792,6
Coke di petrolio	554	4598,2	366	3037,8	308	2556,4	457	3793,1	-	-
Semi lavorati	116	1160	48	480	27	270	14	140	29	290
Altri	-	-	123	528,9	224	963,2	192	825,6	182	782,6
Totale	10639	108743,4	12209	124866	11599	117986,8	11899	121050,4	10896	111722,6

\*Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero Industria.

Nel processo di lavorazione del settore petrolchimico si ottengono, come sottoprodotti, dei prodotti petroliferi; tali prodotti ritornano solitamente in raffineria con il nome di “ritorni al settore petrolifero”. In tabella 2.58 sono indicati i ritorni al settore petrolifero per l'anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 1998.

**Tabella 2.58 - Ritorni al settore petrolifero\***

	1990		1995		1996		1997		1998	
	kt	10 <sup>9</sup> kcal								
GPL	383	4213	466	5126	396	4356	406	4466	333	3663
Altri gas	24	288	81	972	124	1488	160	1920	176	2112
Virgin nafta	233	2423,2	-	-	2	20,8	-	-	-	-
Benzina senza Pb	1468	15414	1774	18627	1434	15057	1503	15781,5	1429	15004,5
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	5974	888	9146,4	820	8446	940	9682	996	10258,8
Gasoli	237	2417,4	166	1693,2	195	1989	203	2070,6	178	1815,6
Olio comb. ATZ	201	1969,8	67	656,6	20	196	11	107,8	1	9,8
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	70	686	81	793,8
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	4900	964	9640	1049	10490	715	7150	817	8170
Altri	66	283,8	-	-	-	-	-	-	-	-
Diff. di giacenza	-4	-40	4	40	-11	-110	14	140	33	330
<b>Totale</b>	<b>3678</b>	<b>37843,2</b>	<b>4410</b>	<b>45901,2</b>	<b>4029</b>	<b>41932,8</b>	<b>4022</b>	<b>42003,9</b>	<b>4044</b>	<b>42157,5</b>

\*Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero Industria.

La carica petrolchimica netta è definita come differenza tra la carica lorda ed i ritorni al settore petrolifero.

Parte della carica petrolchimica netta viene trasformata in prodotti finali e parte viene usata per usi energetici del processo. I consumi e perdite di processo sono indicati nella tabella 2.59.

Tabella 2.59 - Consumi e perdite\*

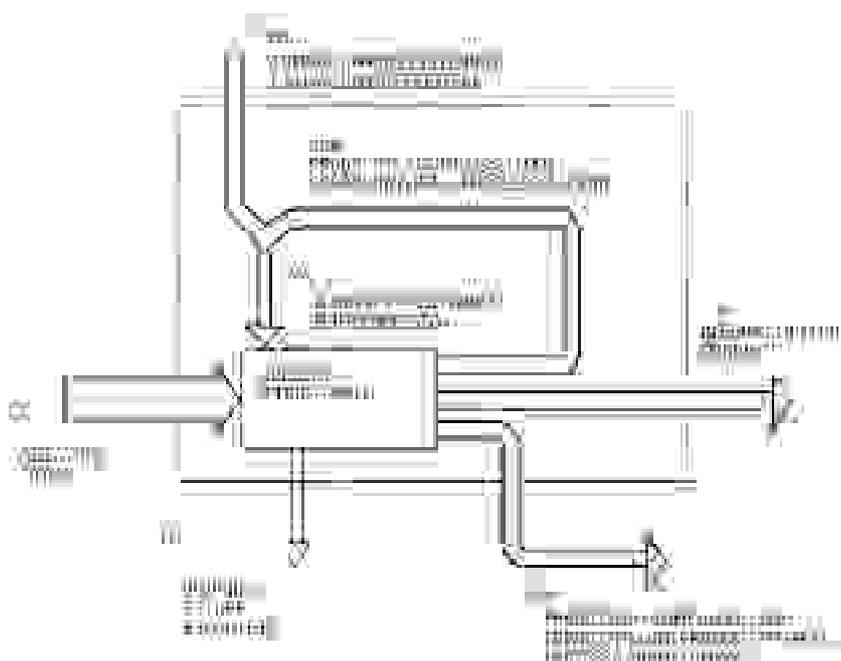
	1990		1995		1996		1997		1998	
	kt	10 <sup>9</sup> kcal								
GPL	28	308	26	286	23	253	20	220	34	374
Altri gas	984	11808	1001	12012	983	11796	990	11880	979	11748
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con pb	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	61,2	16	163,2	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	11142,6	1443	14141,4	1473	14435,4	1169	11456,2	654	649,2
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	-	-	274	2685,2	446	4370,8
Coke di petrolio	463	3842,9	380	3154	308	2556,4	437	3627,1	-	-
Semilavorati	139	1390	13	130	7	70	19	190	14	140
Altri	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale consumi	2757	28552,7	2879	29886,6	2794	29110,8	2909	30058,5	2127	23042
Perdite di lavorazione	214	2225,6	79	821,6	73	759,2	88	915,2	94	977,6
Totale prodotti petroliferi	2971	30778,3	2958	30708,2	2867	29870	2997	30973,7	2221	24019,6

\*Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero Industria.

## Il settore petrolchimico

Il diagramma di flusso in questo riguardo rappresenta un tipico processo del settore petrolchimico ed è utile per definire alcune quantità.

- La *carica lorda* ( $Q_{TF}$ ) è il totale dei prodotti petroliferi che entrano nell'impianto.
- La *carica netta* ( $Q_{TF}-Q_R$ ) è la differenza tra la carica lorda ed i *ritorni al settore petrolifero*.
- I *consumi* ( $Q_F+Q_{E,int}$ ) rappresentano la quantità di *feedstock* usata come combustibile (all'interno del processo o esternamente ad esso) per autoproduzione di energia elettrica, riscaldamento.



### 2.5.2 Prezzi

Nell'esaminare i prezzi di combustibili relativamente al settore petrolchimico, va tenuto presente che gli usi non energetici, ovvero quelli prevalenti in questo particolare settore, sono esenti da tasse. Nella tabella 2.60 sono indicati i prezzi di alcuni combustibili per l'anno 1990 e per gli anni dal 1995 al 1999.

### 2.5.3 Tecnologie

Il principale processo produttivo del settore petrolchimico è il processo *steam cracker*, il cui consumo specifico di materie prime per tonnellata di prodotto è indicato nella tabella 2.61.

**Tabella 2.60 - Prezzi in lire italiane di alcuni combustibili per usi industriali (lire/tep)\***

	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse	Tasse incluse	Tasse escluse
	Distillati leggeri		Olio combustibile ATZ		Gas naturale	
1990	914.314	336.193	234.479	158.958	209.222	197.444
1995	1.284.999	417.522	295.656	201.906	314.361	284.028
1996	1.365.217	483.143	308.129	214.379	339.250	310.583
1997	1.389.297	507.222	301.563	207.813	362.806	331.583
1998	1.327.269	445.195	271.235	177.485	330.667	298.444
1999	1.397.956	478.140	341.668	217.434	330.667	298.444

\*Fonte: IEA, Energy, Prices and Taxes, 1° quadrimestre 2000.

**Tabella 2.61 - Processo *steamcracker*: consumo specifico materie prime per tonnellata di etilene**

	Feedstock	Consumo specifico
GPL		2,4
Virgin Naphta		3,0-4,0
Distillati Medi		4,0-5,0

Fonte: Parpinelli TECNON srl, Oil and Petrochemical consulting services, Milano, marzo 2000.



## CAPITOLO 3

# Offerta

La dipendenza complessiva del sistema energetico nazionale dalle importazioni è pari all'82,2 % del totale delle disponibilità; la produzione nazionale ha contribuito per 32,4 Mtep (17,7%). Il contributo delle fonti fossili nazionali - combustibili solidi, gas naturale e petrolio - è significativamente in diminuzione; in particolare, i quantitativi di gas naturale nazionale sono diminuiti di 2,3 Mtep in 5 anni passando da 16,7 Mtep (10,1% del totale delle disponibilità) del 1994 a 14,4 Mtep (7,9%) del 1999.

### 3.1 Petrolio

Nel biennio 1998-2000 il prezzo del petrolio ha oscillato in misura eccezionale.

Nei primi mesi del 1999 il prezzo del petrolio era ai suoi minimi storici, un esito di mercato largamente giustificato da numerose circostanze che si erano venute preparando già dal 1997-98, tra le quali:

- una domanda debole di prodotti petroliferi, soprattutto a seguito della crisi asiatica;
- inverni relativamente miti;
- scarso coordinamento tra i paesi produttori, sia OPEC che non-OPEC.

L'insieme di tali fattori ha provocato un eccesso di offerta che, in presenza di scorte relativamente alte, ha innescato un *trend* di prezzi decrescenti. Il perdurare di livelli di prezzo estremamente bassi ha causato significative contrazioni nelle entrate dei paesi produttori, particolarmente gravi per la maggior parte dei paesi OPEC, nei quali le riduzioni di entrate si sono tradotte in crisi economico-finanziarie e nella interruzione, per mancanza di risorse, dei programmi di sviluppo faticosamente avviati.

Nella sequenza delle circostanze che avrebbero reso pressochè inarrestabile lo slancio del prezzo del barile, occorre inserire anche l'inaspettato aumento della domanda mondiale di energia, cresciuta dello 0,19% dal 1998 al 1999, che può essere attribuito, oltre che al perdurare del ciclo positivo dell'economia degli Stati Uniti, anche al *trend* di

ripresa che si è più rapidamente del previsto innestato in aree geopolitiche affette in precedenza da crisi (prima tra queste il Sud-Est asiatico). Il fabbisogno globale di energia ha trascinato la domanda di petrolio che, a sua volta, ha fatto registrare un aumento dell'1,7% a livello mondiale, superando i 75 milioni di barili/giorno<sup>1</sup> (rispetto ai 74 milioni barili/giorno del 1998).

L'andamento delle quotazioni, passate da meno di 10 \$/barile del periodo febbraio-marzo 1999 ai 27 \$/b di fine 1999 ed ai 34 \$/b del marzo 2000, ha apparentemente poco influenzato l'efficacia della ripresa, una volta che essa si era consolidata grazie di prezzi bassi del primo semestre.

Il dato di novità rispetto agli anni precedenti è che all'aumento della domanda non solo non ha corrisposto un adeguamento dell'offerta, ma si è verificato ciò che da tempo si temeva a causa del basso livello dei prezzi (in termini reali, il prezzo del barile era tornato ai livelli del 1973): una drastica riduzione della produzione decisa dal fronte dei paesi OPEC (-1,7 milioni di b/giorno), cui si è aggiunta una misura analoga, anche se di minore entità (-400.000 b/giorno), concordata tra quattro paesi produttori dell'area non-OPEC: Norvegia, Messico, Russia, Oman. Il differenziale tra domanda e offerta, rispettivamente 75,2 e 74,1 milioni di barili/giorno, è stato prelevato dalle scorte, riducendosi così il volume di queste ultime a livelli che non erano mai stati raggiunti negli ultimi venti anni (da 10-11 giorni di copertura a meno di 6 giorni).

La decisione dell'OPEC è stata rispettata, a parte qualche sconfinamento produttivo limitato ed ininfluenza, fino al marzo 2000, quando la diffusa preoccupazione per le ripercussioni inflattive indotte dalle alte quotazioni del barile e i forti richiami ad una regolazione della capacità produttiva - da esercitare a favore della stabilità dei prezzi piuttosto che di una estemporanea massimizzazione delle entrate - è stata avvertita anche dall'Organizzazione.

Questa decisione OPEC ha avuto un effetto limitato e temporaneo sull'andamento dei prezzi, nel senso che ad una temporanea inversione di tendenza intorno alla metà di aprile 2000, che ha portato i prezzi a 22-23 \$/b, è seguita una nuova pericolosa lievitazione delle quotazioni che ha dimostrato l'inefficacia del provvedimento.

Il 25 agosto 2000, data dell'inizio del blocco dei porti da parte dei pescatori francesi, segna l'esplosione della crisi dei prezzi dei carburanti in Europa, che in alcune circostanze ha assunto i toni della rivolta sociale, come nel Regno Unito a metà settembre a causa del blocco dei distributori di carburante e dello sciopero degli autotrasportatori e, con molte analogie con gli eventi inglesi, in Sicilia nella prima metà di ottobre. I governi dei paesi europei non hanno ancora deciso se procedere al taglio degli oneri fiscali che gravano sui carburanti (tabella 3.1) o intervenire con azioni di sussidio rivolte a particolari impieghi dei carburanti (trasporti, agricoltura ecc.), ma la Commissione dell'UE ha già avviato una indagine per accertare se nella riduzione anche molto parziale delle accise e nella elargizione di sussidi non si individuino elementi di infrazione delle regole comunitarie sulla concorrenza.

---

1 1 barile= 159 litri circa;

1 barile/giorno equivale mediamente a 50 t/anno;

1 tep equivale a 7,3-7,6 barili di greggio classificato tra 25 e 40 °API .

**Tabella 3.1 - Evoluzione dei prezzi dei carburanti in Italia**

<i>Prezzi in Italia della benzina super con piombo (lire/litro)</i>			
Decorrenza	Prezzo industriale	Componente fiscale	Prezzo al consumo
1 gennaio 1999	388,51	1.411,49	1.800
10 luglio 2000	804,54	1.454,46	2.259
<i>Prezzi in Italia della benzina super senza piombo (lire/litro)</i>			
Decorrenza	Prezzo industriale	Componente fiscale	Prezzo al consumo
1 gennaio 1999	393,55	1.305,45	1.699
10 luglio 2000	801,68	1.369,32	2.171
<i>Prezzi in Italia del gasolio autotrazione (lire/litro)</i>			
Decorrenza	Prezzo industriale	Componente fiscale	Prezzo al consumo
1 gennaio 1999	360,86	969,14	1.330
10 luglio 2000	680,94	1.023,06	1.704
<i>Prezzi in Italia del gasolio riscaldamento (lire/litro)</i>			
Decorrenza	Prezzo industriale	Componente fiscale	Prezzo al consumo
1 gennaio 1999	358,36	1.305,45	1.327
10 luglio 2000	609,27	1.008,73	1.618

Fonte: Unione Petrolifera, 2000

### 3.1.1 Produzione ed esplorazione

La struttura del quadro energetico nazionale continua a presentarsi sotto due aspetti critici, che hanno tradizionalmente differenziato la posizione dell'Italia rispetto agli altri paesi dell'UE e che soltanto recentemente sembrano avviati ad un progressivo ridimensionamento. Il primo riguarda la forte dipendenza dal petrolio per la copertura del fabbisogno nazionale di energia; il secondo è dato dall'elevato grado di dipendenza dalle importazioni del sistema energetico nel suo insieme.

Il mix di fonti energetiche che di fatto risponde al fabbisogno del paese affida, infatti, al greggio più della metà dei consumi interni di energia (54% nel 1997) rispetto ad un corrispondente valore medio europeo del 42,1%. La scarsa disponibilità di fonti energetiche fossili (oli, gas, carbone) che caratterizza il territorio italiano e l'assenza di centrali nucleari comportano un grado di autosufficienza energetica tra i più bassi in Europa, intorno al 18% del fabbisogno. La dipendenza si fa fortemente critica per il petrolio: il 94% circa (la produzione nazionale nel 1999 è stata di 5 milioni di tep circa - figura 3.1), del petrolio consumato è importato.

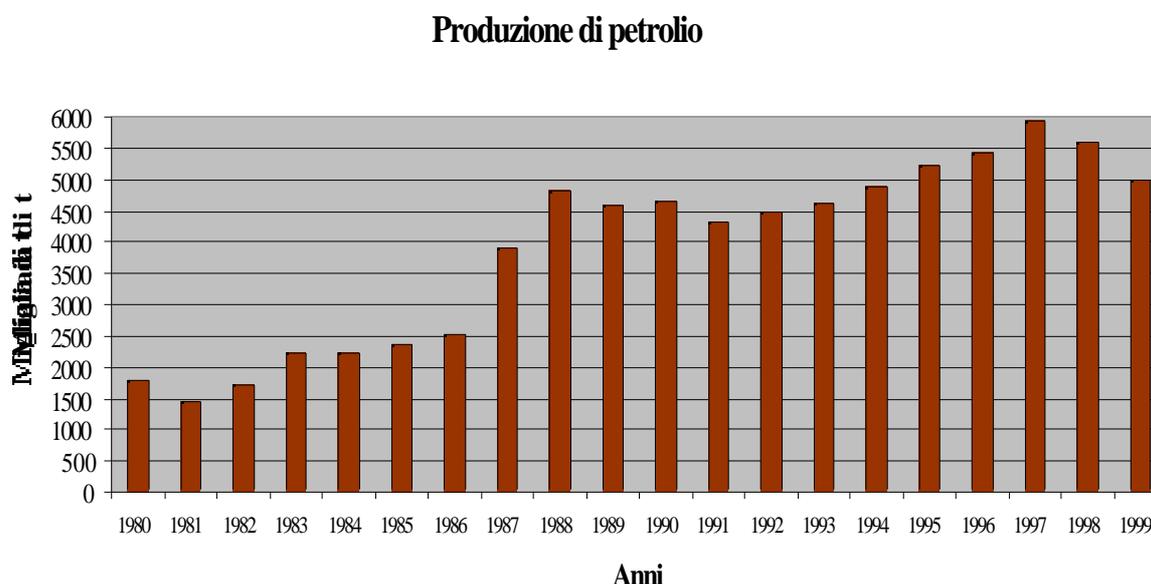
Nell'*up-stream* petrolifero italiano (esplorazione, produzione e trasporto) sono presenti da 35 a 40 Compagnie, un terzo delle quali è costituito da compagnie internazionali. Le attività di esplorazione e produzione sono assoggettate a regime concessorio, regolato dalla legge 625 del 29 dicembre 1996, in un contesto di liberalizzazione dell'accesso alle risorse su tutto il territorio nazionale.

Il settore *down-stream*, che inquadra le attività di trasformazione (raffinazione), logistica e distribuzione dei prodotti petroliferi è costituito da una pluralità di operatori, all'interno della quale si riscontra la posizione dominante di ENI, attraverso Agip Petroli e, a distanza, di pochi altri operatori quali Esso. I diversi operatori, tendenzialmente orientati

ad integrarsi verticalmente nelle attività principali della filiera prima citate, realizzano tale modello solo di rado a causa della frantumazione e disomogeneità della loro presenza sul territorio e prevalentemente nelle fasi finali della filiera (distribuzione). Il quadro che ne deriva riproduce, nonostante la liberalizzazione dei prezzi di vendita dei carburanti del 1994, un modello di oligopolio asimmetrico, a costi fortemente differenziati.

In figura 3.1 sono riportati i totali della produzione inerenti allo stesso periodo. Da questi si vede come negli anni 1990-98 la produzione sia stata mediamente crescente fino ad un picco massimo di circa 5,9 milioni di tonnellate (dati del Ministero dell'Industria, Commercio e Artigianato - MICA).

**Figura 3.1 - Produzione di petrolio in Italia. Anni 1980-1999**



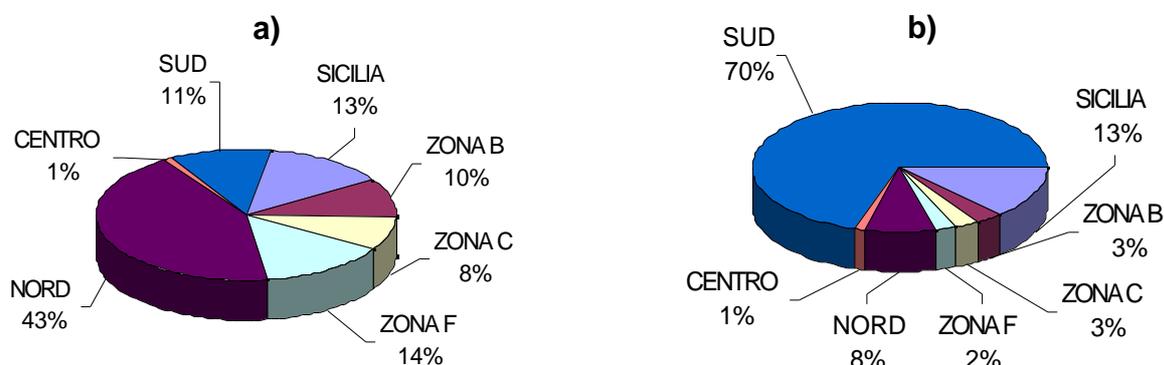
Fonte: Elaborazione ENEA su dati MICA

La figura 3.2 a) mostra la distribuzione percentuale della produzione italiana sul territorio. In figura 3.2 b) sono riportati invece i dati relativi alle riserve 1999 (fonte MICA). Nell'anno 1999 l'andamento della produzione è stato nettamente negativo.

L'attività di perforazione a scopo esplorativo, in particolare, ha segnato una forte diminuzione rispetto al 1998, passando da 32 a 18 pozzi, dato che rappresenta il minimo storico degli ultimi venti anni.

La maggiore profondità esplorativa è stata raggiunta nel pozzo "Barate 1Dir" (5.987 metri) perforato peraltro con esito negativo nella concessione Gaggiano (MI) dalla Società ENI. Le attività di prospezione sismica hanno realizzato linee sismiche 2D per un totale di 232 km e linee 3D per 398 km<sup>2</sup> (rispettivamente 1.651 km e 982 km<sup>2</sup> nel 1998).

Figura 3.2 - a) Produzione di petrolio nel 1999; b) Riserve recuperabili di petrolio nel 1999



Per l'indicazione delle zone si veda il box "Aree interessate ai maggiori ritrovamenti di idrocarburi"

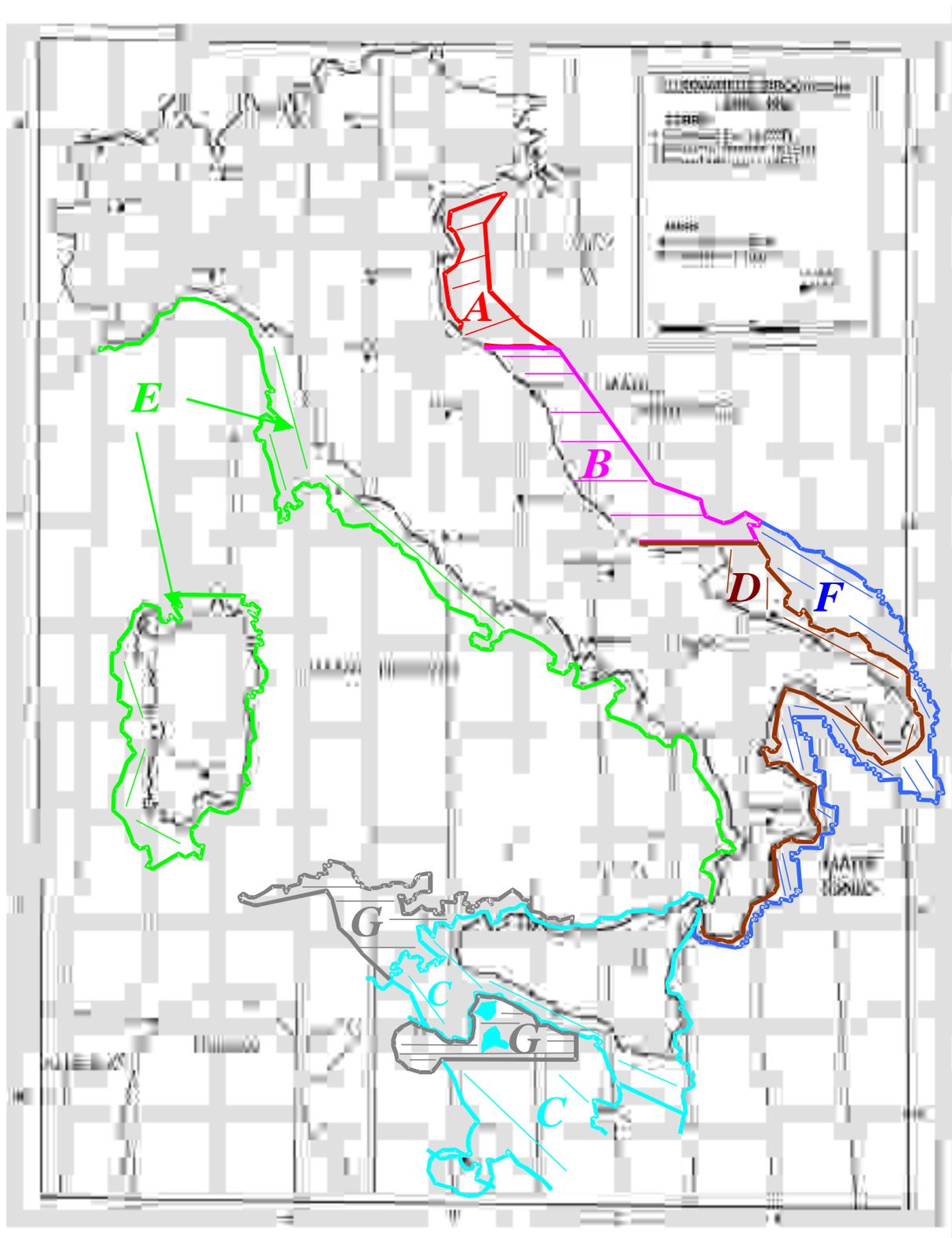
Fonte: MICA

Anche le attività di sviluppo risultano ridotte del 40% circa, con 26 pozzi perforati rispetto ai 43 del 1998. Le riserve di petrolio finora individuate in Italia (tabella 3.2) ammontano a 1.326 milioni di barili. Tale volume cumulativo, di cui sono stati già prodotti 750.000 barili, è variamente distribuito nelle quattro province petrolifere in cui si collocano i più significativi insediamenti di idrocarburi (Area padana, penisola e off-shore calabro, Adriatico, Sicilia on/off-shore e Tirreno, vedi Box "Aree interessate ai maggiori ritrovamenti di idrocarburi" e tabella 3.2). Sulla base di questa distribuzione, si può constatare che sia la Pianura Padana che la Penisola hanno fatto registrare riserve di greggio per più di 300 milioni di barili ciascuna. L'*off-shore* adriatico ha contribuito con 260 milioni di barili, e anche la Sicilia si è rivelata una buona provincia petrolifera con i suoi 464 milioni di barili di riserve storiche.

Nel corso del 1999, le riserve recuperabili di petrolio sono aumentate del 5,3%. Le attività di sviluppo risultano, invece, ridotte del 40% circa, con 26 pozzi perforati rispetto ai 43 del 1998. I ritrovamenti di idrocarburi, di modesta entità, sono stati 5 e tutti a gas, con una percentuale di successo nelle perforazioni esplorative del 28%. La distribuzione geografica dei principali temi di ricerca ad olio in prospettiva, con la più alta eventualità di occorrenza limitata alle serie stratigrafiche profonde, interessa le seguenti aree:

- i carbonati mesozoici (orientativamente, a più di 4.000 metri di profondità) lungo la dorsale appenninica (come in Val d'Agri, giù fino allo *off-shore* Ionico per la catena calabro e l'avampese apulo-ionico) e più superficialmente in Sicilia (catena trapanese). La valutazione del potenziale è di circa 150 milioni di barili;
- i carbonati mesozoici in aree quali la regione occidentale della Pianura padana (Avampese sud-alpino, giacimenti di Malossa e Villafortuna, anche oltre 6.000 metri di profondità), il basso Adriatico (L'Aquila), il fronte meridionale della Sicilia (*on-* e *off-shore*). Il potenziale stimato supera i 300 milioni di barili;
- l'alto Adriatico, eventualmente nelle serie profonde precarniche (serie tuttora inesplorate, tra 5.000 e 8.000 metri) ed a condizione che risalgano a profondità mineralmente perseguibili.

### Aree interessate ai maggiori ritrovamenti di idrocarburi



**Tabella 3.2 - Riserve di gas naturale e petrolio nel 1999**

Riserve gas (Milioni di standard m <sup>3</sup> )	Certe	Probabili	Possibili	Riserve petrolio (Migliaia t)	Certe	Probabili	Possibili
Nord Italia	23.072	5.894	4.935	Nord Italia	6.712	5.689	1.249
Centro Italia	7.454	1.941	3.180	Centro Italia	564	444	0
Sud Italia	15.843	11.592	23.879	Sud Italia	57.186	33.331	47.447
Sicilia	10.327	11.620	7.182	Sicilia	12.706	4.501	3.349
Totale terra	56.696	31.047	39.176	Totale terra	77.168	43.965	52.045
Zona A	112.670	31.147	13.314	Zona A	2.157	31	4.401
Zona B	28.209	12.281	4.697	Zona B	2.890	182	546
Zona D	10.921	289	0	Zona D	1.785	1.015	1.182
Totale mare	151.800	43.717	18.011	Totale mare	6.832	1.228	6.129
Totale generale	208.496	74.764	57.187	Totale generale	84.000	45.193	58.174

\*Riserve recuperabili

257.315 (\*)

118.231 (\*)

N.B. Le Riserve recuperabili sono ricavate dalle: Certe 100% - Probabili 50% - Possibili 20%  
 Il Nord Italia comprende le seguenti Regioni: Emilia Romagna - Lombardia - Piemonte - Veneto  
 Il Centro Italia comprende le seguenti Regioni: Abruzzo - Lazio - Marche - Molise - Toscana  
 Il Sud Italia comprende le seguenti Regioni: Basilicata - Calabria - Puglia

Fonte: MICA

La serie profonda promette intorno ai 200 milioni di barili. Le potenzialità residue di rinvenimento si fanno ammontare a 850 milioni circa di barili, il 40% circa del potenziale cumulativo di riserve (già scoperte + residue), caratterizzato nella generalità delle previsioni da alte profondità e, quindi, da alti investimenti. I ritrovamenti di idrocarburi, di modesta entità, sono stati 5 e tutti a gas, con una percentuale di successo nelle perforazioni esplorative del 28%.

Per l'attività di prospezione sismica sono stati registrati 232 km di linee sismiche 2D e 398 km di linee sismiche 3D (1,65 km e 982 km nell'anno 1998, fonte MICA).

Anche per l'attività di sviluppo si è registrata una notevole diminuzione. La produzione nazionale di gas si è ridotta da 19,2 a 17,6 miliardi di standard m<sup>3</sup> (-8%) con flessione dovuta alla produzione tanto a terra che a mare.

La produzione nazionale di petrolio è anch'essa in diminuzione da 5,60 a 4,99 milioni di tonnellate (-11%) a causa del calo di produzione del campo Trecate in provincia di Novara non ancora compensato dai primi aumenti attesi dai programmi di produzione dei campi della Val d'Agri in provincia di Potenza. Rimane stabile la produzione di greggio in mare, dove il calo di produzione dei giacimenti nel Canale di Sicilia e nel Medio Adriatico è stato compensato dall'aumento della produzione del campo in acque profonde di L'Aquila (zona F).

Le previsioni confermano, peraltro, la prospettiva di un consistente aumento della produzione di greggio, in relazione alla attuazione dei programmi di sviluppo in Val d'Agri, che puntano al raddoppio della produzione nazionale con un apporto a regime di poco più di 5 milioni di tonnellate/a (100.000 b/giorno).

È in corso di realizzazione l'oleodotto che, dalla Centrale di raccolta di Gromento Nova, addurrà a Taranto una portata di greggio compresa tra 100 e 110.000 b/giorno.

### 3.1.2 *Importazione*

Alla diminuzione della produzione di greggio dell'11%, ha corrisposto un aumento delle importazioni in misura adeguata (fino a 87,7 milioni di tep, pari a 1,77 milioni barili/giorno) alla copertura dei consumi che nel 1999 sono stati di 92,7 milioni di tep. Nel 1999 le importazioni di greggio in Italia hanno registrato un decremento del 6,3% rispetto al 1998. Il calo è confermato anche dai dati relativi ai primi cinque mesi del 2000: diminuzione del 3,3% rispetto ai primi cinque mesi del 1999 con conferma della Libia quale primo fornitore al 25,6%. In tabella 3.3 vengono presentati i dati delle importazioni relative al 1999 con le variazioni rispetto al 1998 ed i dati dei primi cinque mesi del 2000 riferiti allo stesso periodo del 1999.

Per quanto riguarda i semilavorati (tabella 3.4) nel 1999 le importazioni hanno avuto un incremento di circa il 12,0% (fonte UP) rispetto al 1998. Il trend di crescita è confermato per i primi cinque mesi del 2000 che vedono un incremento del 3,4% rispetto ai primi cinque mesi del 1999.

Per i prodotti finiti (tabella 3.5) si è avuto nel 1999 un calo: -4,4% rispetto al 1998, mentre nei primi cinque mesi del 2000 si è avuto un incremento delle importazioni rispetto ai primi cinque mesi del 1999 di circa il 2,2% (dati UP).

Tabella 3.3 - Importazioni di greggio nel 1999 e nei primi cinque mesi del 2000

	1999			Primi cinque mesi 2000		
	Milioni di tonnellate	%	Variaz. vs. 1998	Milioni di tonnellate	%	Variaz. vs. primi 5 mesi 1999
Iran	11,46	15,4	-6,2	3,32	10,4	-41,4
Arabia Saudita	8,34	11,2	-33,2	2,80	8,8	-35,9
Iraq	6,39	8,6	+20,7	3,45	10,9	+69,8
Kuwait	0,13	0,2	-	0,78	2,5	-
Siria	2,62	3,5	+10,6	0,83	2,6	=
<b>Totale Medio Oriente</b>	<b>28,94</b>	<b>38,8</b>	<b>-10,6</b>	<b>11,18</b>	<b>35,2</b>	<b>-13,3</b>
Algeria	2,01	2,7	+19,4	1,41	4,4	+43,0
Angola	0,09	0,1	-72,7	-	-	-
Egitto	3,49	4,7	+7,2	1,56	4,9	11,9
Libia	18,54	24,9	-19,0	8,12	25,6	-3,3
Nigeria	1,26	1,7	-27,2	0,68	2,2	-35,2
Tunisia	0,15	0,2	+18,0	-	-	-
Camerun	1,89	2,5	-35,1	0,95	3,0	-9,0
Congo	0,13	0,2	-74,8	-	-	-
<b>Totale Africa</b>	<b>27,56</b>	<b>37,0</b>	<b>-17,6</b>	<b>12,98</b>	<b>40,9</b>	<b>-0,9</b>
Regno Unito	0,72	1,0	+59,0	0,49	1,5	-9,6
Norvegia	2,96	4,0	+34,0	0,96	3,0	+37,7
Russia	12,93	17,3	+34,0	5,49	17,3	+5,9
Altri ex URSS	1,27	1,7	+492,5	0,44	1,4	+182,6
Venezuela	0,06	0,1	-51,3	0,07	0,2	+113,3
Messico	0,08	0,1	-0,2	0,08	0,3	-
Altri	0,02	0,0	-	0,07	0,2	-
<b>Totale conto proprio</b>	<b>74,55</b>	<b>100,0</b>	<b>-5,1</b>	<b>31,76</b>	<b>100</b>	<b>-2,6</b>
<b>Totale conto committente estero</b>	<b>5,81</b>		<b>-19,4</b>	<b>2,31</b>		<b>-12,6</b>
<b>Totale importazioni</b>	<b>80,36</b>		<b>-6,3</b>	<b>34,07</b>		<b>-3,3</b>

Fonte: Elaborazione su dati UP

**Tabella 3.4 - Importazioni di semilavorati nel 1999 e nei primi cinque mesi del 2000**

	1999			Primi cinque mesi 2000		
	Milioni di tonnellate	%	Variaz. vs. 1998	Milioni di tonnellate	%	Variaz. vs. primi 5 mesi 1999
Medio Oriente	0,41	5,9	-44,7	0,19	7,1	+38,7
Africa	2,31	32,9	+12,4	1,09	40,5	-14,1
Europa	4,29	61,2	+44,3	1,41	52,4	+17,8
<b>Totale importazioni</b>	<b>7,01</b>	<b>100,0</b>	<b>+12,0</b>	<b>2,69</b>	<b>100,0</b>	<b>+3,4</b>

Fonte: Elaborazione su dati UP

**Tabella 3.5 - Importazioni di prodotti finiti nel 1999 e nei primi cinque mesi del 2000**

	1999		Primi cinque mesi 2000	
	Milioni di tonnellate	Variaz. vs. 1998	Milioni di tonnellate	Variaz. vs. primi 5 mesi 1999
GPL	1,98	+5,3	0,99	+3,0
Benzine	0,53	-42,6	0,13	-31,0
Gasoli	1,04	+28,3	0,30	-10,4
Olio combustibile (*)	1,16	-14,1	0,37	-14,2
Altri prodotti	3,68	-3,6	2,26	+10,4
<b>Totale importazioni</b>	<b>8,39</b>	<b>-4,4</b>	<b>4,05</b>	<b>+2,2</b>

(\*) Al netto delle importazioni di olio combustibile del settore termoelettrico

Fonte: Elaborazione su dati UP

### 3.1.3 Esportazione

Le esportazioni italiane sono essenzialmente dovute ai semilavorati ed ai prodotti finiti.

Nel 1999 le esportazioni (tabella 3.6) sono state di circa 20 milioni di tonnellate, inferiori al 1998 del 12,6%. La voce "altri prodotti", che evidenzia un incremento delle esportazioni del 6% rispetto al 1998, comprende GPL (+39,3%), carboturbo (+10,1%), petrolio (+19,1%) e bitume (-14,4%).

Nei primi cinque mesi del 2000 le esportazioni sono state di circa 8,9 milioni di tonnellate, superiori del 4,7% rispetto allo stesso periodo del 1999.

**Tabella 3.6 - Esportazioni di prodotti finiti e semilavorati nel 1999 e nei primi cinque mesi del 2000**

	1999		Primi cinque mesi 2000	
	Milioni di tonnellate	Variaz. vs. 1998	Milioni di tonnellate	Variaz. vs. primi 5 mesi 1999
Benzine	2,73	-1,1	1,660,98	+45,0
Gasoli	8,93	-20,5	3,50	-9,6
Olio combustibile	4,52	-12,2	2,26	+20,0
Altri prodotti	3,54	+6,0	1,29	-12,7
Semilavorati	0,27	-32,7	0,20	+52,6
<b>Totale esportazioni</b>	<b>19,99</b>	<b>-12,6</b>	<b>8,91</b>	<b>+4,7</b>

Fonte: Elaborazione su dati UP

### 3.1.4 Prezzi

#### *Prezzi del greggio*

L'impennata dei prezzi del petrolio, che ha interessato gli ultimi tre quarti del 1999 per poi prolungarsi nel 2000, ha annullato i benefici che le basse quotazioni avevano consentito nel 1998 ed ha accentuato lo squilibrio del saldo negativo della bilancia commerciale energetica, pari a 30.000 miliardi di lire, quasi 5.000 miliardi in più rispetto al 1998, ma di 1.500 miliardi più basso che nel 1997.

Il conto petrolifero rappresenta il fattore di maggiore aggravio, dato che la voce "petrolio" nel 1999 viene stimata in 18.300 miliardi di lire, da confrontare con 12.300 miliardi del 1998 e 20.000 miliardi del 1997.

In termini di valore reale, sia il saldo energetico globale 1999 che quello petrolifero si mantengono intorno ai rispettivi valori medi degli ultimi dieci anni, mentre in termini relativi al PIL essi rappresentano rispettivamente l'1,4% e lo 0,9% (nel 1998, l'1,2% e lo 0,7%).

L'importazione di una tonnellata di greggio nel 1999 è costata 231.000 lire, contro le 157.000 del 1998 (+47%) e le 237.000 lire del 1997.

Il prezzo del petrolio in un anno e mezzo (marzo 1999-settembre 2000) ha avuto un comportamento febbricitante: si è praticamente triplicato arrivando a toccare punte di 36 dollari a barile, per poi ridiscendere a valori oscillanti tra i 22 ed i 26 dollari a barile e risalire ancora oltre i 32 \$.

Per l'Italia, sulla base degli elementi disponibili (fonte Unione Petrolifera), il costo del greggio pagato dagli operatori nei primi 4 mesi del 2000 è stimabile in 377.000 lire a tonnellata, +149% rispetto allo stesso periodo del 1999. Su questo dato ha influito anche l'apprezzamento del dollaro (+13%) rispetto all'euro e alla lira. Nella tabella 3.7 sono riportate le quotazioni dei principali greggi. Si potrà notare un aumento medio tra giugno 1999 e giugno 2000 di circa l'88%.

**Tabella 3.7 - Prezzi spot dei principali greggi (\$/barile)**

	Giugno 1999	Febbraio 2000	Marzo 2000	Aprile 2000	Var. % giu.1999 vs. giugno 2000
Brent dated	15,84	27,90	27,26	22,70	+88,1
Dubai	15,50	24,68	25,07	22,17	+75,7
Ural Med	14,80	27,63	25,81	21,19	+85,1
Es sider	15,42	28,12	27,45	22,47	+92,6
Iran heavy	13,77	26,51	24,88	20,24	92,3
Mix greggi	15,07	26,97	26,09	21,75	+86,6
WTI	17,87	29,44	29,85	25,55	+75,2

Fonte: Elaborazione su dati UP

### *Prezzi dei prodotti*

Visto l'andamento internazionale dei prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi e in relazione all'esigenza di valutarne gli effetti sui dati di inflazione nazionale, il 16 febbraio 2000 è stata istituita con decreto del Ministero dell'Industria una "cabina di monitoraggio" sui prezzi petroliferi, con il compito di sorvegliare l'andamento del mercato (prezzi internazionali e interni, differenziali di prezzo tra i due ecc.) e l'evoluzione della struttura del mercato ai fini di una efficace armonizzazione di comportamenti con gli altri paesi dell'Unione Europea.

L'iniziativa ha anticipato una situazione di grande agitazione istituzionale intorno al problema del controllo dei prezzi, agitazione che ha preso l'avvio dal riscontro di elevate variazioni tendenziali negli indici dei prezzi alla produzione man mano che ci si inoltrava nell'anno 2000: nell'arco di tempo dal settembre 1999 all'agosto 2000 le variazioni di indice dei prezzi alla produzione sono state del 29,4% nel settore gas-acqua-elettricità, del 16,9% nel settore dei prodotti petroliferi raffinati e del 9,6% nel settore dei prodotti chimici, con variazioni tendenziali<sup>2</sup> rispettivamente del 25%, del 21,6% e del 9,4%.

È significativo anche che l'indice dei prezzi alla produzione dei prodotti industriali (base 1995) abbia fatto registrare un aumento del 6,5% nello stesso arco di tempo.

La formazione dei prezzi dei prodotti energetici costituisce indubbiamente un tema centrale nella esperienza di liberalizzazione del mercato interno avviata nella prima metà degli anni 90.

Sino al 1991 i prezzi dei carburanti per autotrazione erano stabiliti direttamente da un Comitato Interministeriale Prezzi (CIP) ed erano ancorati a quelli medi formati nei più importanti paesi europei.

Successivamente, con delibera del CIPE del 30 luglio 1991, si passò ad un regime di sorveglianza che consentiva alle compagnie di fissare il prezzo del prodotto, soggetto peraltro al controllo da parte di un Comitato Tecnico di esperti del CIP.

Nel 1993, il CIPE apriva la strada alla liberalizzazione del mercato, che veniva formalmente riconosciuta nel maggio 1994. Una indagine condotta successivamente, nel 1996, dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) caratterizzava il settore come "oligopolio differenziato" (con marcate differenze nella struttura dei costi

<sup>2</sup> Nel periodo gennaio-agosto 2000 rispetto al gennaio-agosto 1999.

delle imprese), in cui si individuava una compagnia *leader* (gruppo Agip-IP) detentrica di una quota di mercato intorno al 47%, seguita a distanza dal principale concorrente (Esso) con il 16% del mercato, l'80% del quale era controllato da quattro principali operatori.

L'acquisto alla pompa del carburante per autotrazione è il passo finale di una catena produttiva che ha origine con l'attività estrattiva. Dal prezzo del greggio si passa al prezzo del prodotto finito attraverso le quotazioni internazionali sul mercato *spot* (prezzi Platt's), ovvero con un processo di trasferimento interno se la raffineria è di proprietà della compagnia petrolifera.

Il prezzo pagato dal distributore finale alla compagnia è un prezzo industriale netto, definito dalla somma del carburante raffinato, dei costi di struttura (logistica, commercializzazione, amministrazione) e del margine delle compagnie.

Il prezzo finale "alla pompa" comprende la ulteriore addizione della componente fiscale (accise + IVA) e del margine del distributore.

#### *Intesa restrittiva della concorrenza*

Una indagine istruttoria avviata dall'AGCM nell'autunno del 1999 si concludeva nel maggio 2000, arrivando a configurare un accordo di cartello tra le compagnie petrolifere operanti in Italia, realizzato di fatto nell'ambito della loro associazione settoriale, l'Unione Petrolifera. L'Antitrust sostiene, in particolare, di avere accertato "l'esistenza di una intesa restrittiva della concorrenza, continuata e complessa che, per natura e durata e importanza delle imprese coinvolte e per la complessiva idoneità a produrre effetti anticoncorrenziali anche a danno dei consumatori, integra una violazione di notevole gravità" (punto 5-comma 323 del Boll. Sett.le AGCM n. 22 del 19 giugno 2000).

I comportamenti collusivi di tutte le compagnie si sono realizzati, secondo l'AGCM, tutte le volte in cui, a partire dalla liberalizzazione dei listini nel 1994, veniva di fatto determinato il prezzo dei carburanti attraverso un coordinamento *orizzontale* delle rispettive politiche di prezzo e scambi di informazione sensibile, con l'intento di ridurre l'incertezza riguardo al rispetto, da parte dei gestori, dei prezzi consigliati.

Le compagnie si sarebbero quindi preoccupate di neutralizzare gli effetti indesiderati che avrebbero potuto derivare dai comportamenti dei gestori, ai quali la legge conferisce il diritto di fissare il prezzo finale dei carburanti. A questo fine, esse hanno deciso di comune accordo di mantenere in vita il metodo consistente nel limitarsi ad aggiornare periodicamente i livelli di margine per i gestori fissati nel 1994, nonostante la legge prevedesse l'introduzione di un nuovo metodo (*price cap*) che avrebbe consentito di far emergere i differenti gradi di efficienza aziendale e di promuovere una competizione tra società petrolifere e gestori.

L'accordo di cartello tra le compagnie ha inciso su una importante componente del prezzo finale dei carburanti ed ha consentito, secondo la sentenza dell'AGCM, di cogliere il risultato desiderato da tutte le imprese: inibire il comportamento autonomo dei gestori.

L'entità della sanzione amministrativa è stata stabilita, anche in relazione al numero e alla dimensione delle imprese, nella misura del 3,5% del fatturato nell'ultimo esercizio (vendita carburante in impianti di proprietà o convenzionati, in rete stradale e autostradale - art.15 - legge 287/90) per le compagnie: Agip Petroli SpA, Erg Petroli SpA, Esso Italiana srl., Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Petroli SpA, TotalFina SpA, mentre alla compagnia Anonima Petroli Italia SpA la sanzione è stata

comminata nella misura del 2%, in ragione del fatto che non risulta che essa abbia sottoscritto accordi con i propri gestori.

Il ricorso delle parti interessate al Tribunale Amministrativo Regionale del Lazio ha avuto un seguito nella riduzione della sanzione amministrativa.

L'emissione della sanzione da parte dell'Antitrust è un atto amministrativo ordinario che, però, si distingue per il suo carattere di novità e severità in un quadro istituzionale poco aduso alla difesa delle regole della libera concorrenza ed alla intransigenza comminatoria. Ma non si è trattato di una momentanea attenzione al problema del controllo dei prezzi e del mercato, anche se la preoccupazione per la forte ripresa delle quotazioni petrolifere ha certamente ravvivato l'esigenza di proteggersi da comportamenti illegittimi, schermati da scarsa trasparenza.

Uno di tali aspetti, più volte segnalato dai consumatori, è la cosiddetta asimmetria di comportamento della politica dei prezzi nel passaggio dalla materia prima, il greggio, ai prodotti, in particolare ai carburanti da autotrazione.

#### *Asimmetria di trasmissione dei prezzi*

Si definisce asimmetria di prezzo uno scenario in cui il prezzo industriale netto reagisce in modo differente a seguito di aumenti o diminuzioni del prezzo *spot* internazionale della materia prima. È stato recentemente condotto da IRS<sup>3</sup> (Milano), sulla base di dati forniti da Unione Petrolifera, uno studio analitico del processo di formazione dei prezzi a partire dal prezzo del prodotto raffinato (Platt's, CIF Mediterraneo) fino al prezzo medio al consumo, il cosiddetto prezzo industriale netto (al netto della componente fiscale e del margine consentito al distributore alla pompa di erogazione).

Le conclusioni più significative della ricerca riguardano la benzina ed il gasolio (figure 3.3, 3.4 e 3.5).

In particolare, nel caso della benzina super con piombo, il 60% dell'effetto a regime è trasmesso, sia in aumento che in diminuzione, negli stessi tempi. Successivamente, i ritmi di trasmissione sono più lenti. La trasmissione relativa all'80% dell'effetto viene realizzata in tempi diversi a seconda che si tratti di aumento (due settimane) o di diminuzione (6 settimane).

Il risultato sembra allinearsi con quanto viene sperimentato da tempo sul mercato USA e del Regno Unito.

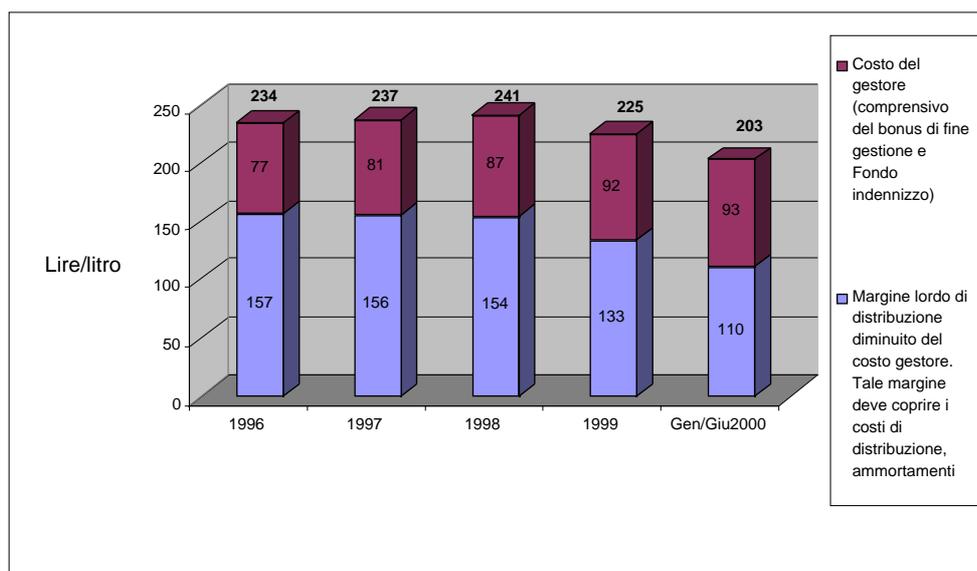
Viene anche messo in evidenza che alla base del *pricing* delle compagnie petrolifere esiste una relazione di lungo periodo prezzi-costi, identificabile econometricamente come legame di co-integrazione. Per il legame di co-integrazione è stata ottenuta una struttura dei costi analoga per i tre tipi di combustibile analizzati, in cui il prodotto raffinato pesa per il 60%.

---

<sup>3</sup> D. Berardi et Al.: *Il prezzo dei carburanti in Italia: asimmetrie e mispecificazioni*, Istituto per la Ricerca Sociale, Milano, Contributo n. 50, luglio 2000.

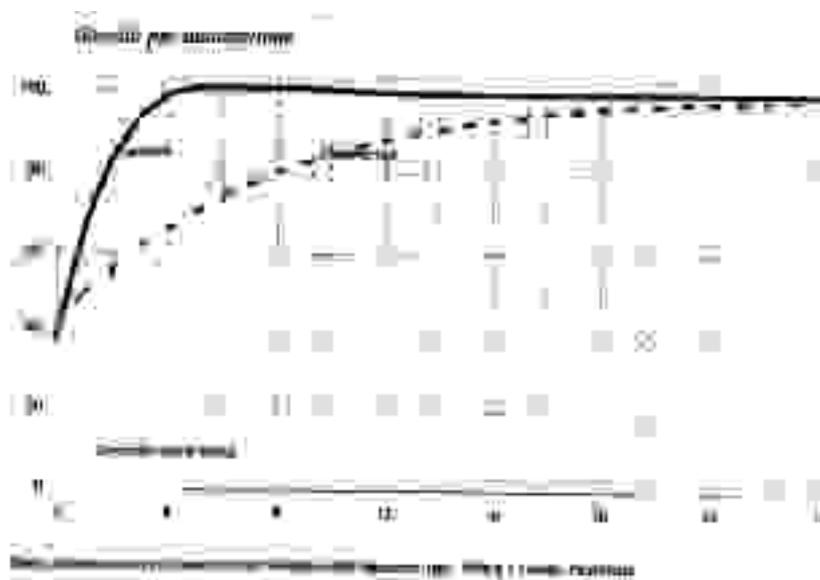
Viene, infine, fatto osservare che il meccanismo di *pricing* a ritardi, con asimmetria parziale, non rappresenta necessariamente un aggravio per il consumatore rispetto al meccanismo di aggiustamento istantaneo. In periodi caratterizzati da una maggiore frequenza ed entità di episodi di aumento delle quotazioni del prodotto raffinato rispetto a quelli di diminuzione, il *pricing* a ritardi ed asimmetrico tende ad essere più conveniente per il consumatore rispetto al meccanismo di traslazione istantanea.

**Figura 3.3 - Margini di distribuzione in Italia (benzina senza piombo)\***



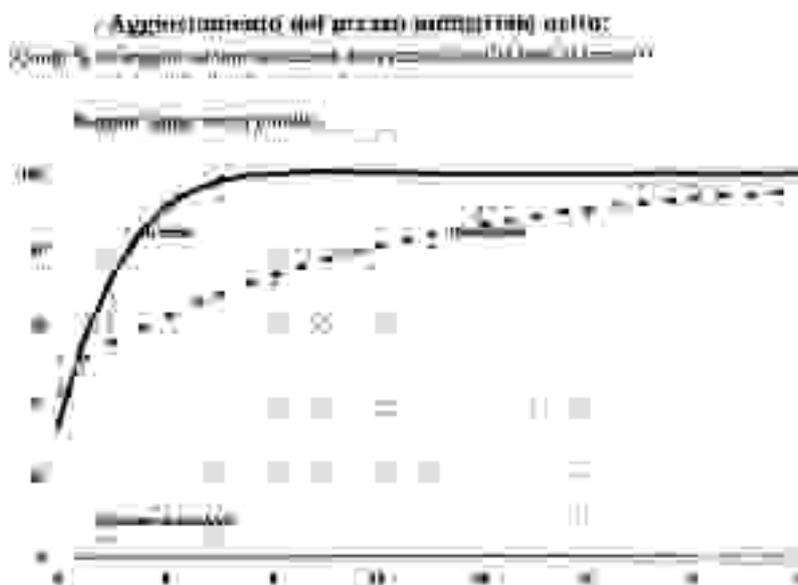
(\*) Il margine di distribuzione deriva dal prezzo al consumo meno la componente fiscale e la materia prima

**Figura 3.4 - Aggiustamento del prezzo industriale netto del gasolio per autotrazione: quota % in seguito ad una variazione nel prezzo**



Fonte: Elaborazioni degli autori su dati Ministero dell'Industria, ISTAT, Platt's e Unione Petrolifera

**Figura 3.5 – Aggiustamento del prezzo industriale netto della benzina senza piombo: quota % in seguito ad una variazione nel prezzo spot CIF Med al tempo 0**



### 3.1.5 Tecnologie

Il ruolo della innovazione tecnologica ai fini della valorizzazione del potenziale fisico delle risorse è determinante nelle operazioni esplorative ed estrattive intraprese in tutte le regioni petrolifere del mondo, con riferimento sia alle risorse convenzionali che a quelle non-convenzionali: dai campi marginali o abbandonati della California ai campi di petrolio leggero dell'Indonesia, ai campi di petrolio pesante ed extra-pesante venezuelano, alle attività *off-shore* del Mare del Nord e del Golfo del Messico e, massicciamente, nei progetti di valorizzazione delle risorse dell'Europa Orientale (Mar Caspio) e della Confederazione di Stati Indipendenti (CIS, ex-Unione Sovietica).

Gli interessi primari dell'*up-stream* petrolifero si concentrano nelle attività di Esplorazione e di Produzione di petrolio e gas (E&P) oltre che nel trasporto e nello stoccaggio di queste due risorse, un versante industriale, quest'ultimo, che da qualche tempo viene individuato autonomamente come *mid-stream*. Il successo di queste operazioni industriali è tanto più ampio, quanto più le compagnie si rivelano capaci di saper trarre profitto dalle modificazioni che sono venute maturando negli ultimi anni nell'industria dell'energia, eventualmente anticipando le opportunità che l'evoluzione in corso va preparando.

Le modificazioni di maggiore interesse sul versante tecnologico derivano dallo slancio innovativo di cui il settore E&P è stato protagonista, determinando, con nuove specialità di prospezione geofisica associate a capacità di rappresentazione visuale e con processi di perforazione ed estrattivi ad alta intensità tecnologica, l'accesso produttivo ad accumuli di idrocarburi liquidi e gassosi prima non valorizzabili per ragioni economiche o a causa dei limiti strutturali delle formazioni geologiche.

Le linee di innovazione del settore E&P riguardano in primo luogo:

- I rilievi sismici 3D e 4D (*time lapsed*) e, ultimamente (1999), Marine 4C (4 *Components*) con rappresentazione spaziale e nel tempo della distribuzione dei caratteri petrofisici della roccia serbatoio (porosità, saturazioni ecc.)<sup>4</sup>. Il perfezionamento delle tecniche di elaborazione dei dati geofisici, integrati con i dati di pozzo, consente una rapida ed accurata rappresentazione visuale delle stratigrafie e delle faglie, potendosi seguire le configurazioni di flusso nel sottosuolo attraverso l'evoluzione dei valori di saturazione ed individuare i volumi mineralizzati eventualmente bypassati dal processo produttivo.
- Le tecniche di prelievo, trasferimento ed elaborazione di segnali per il monitoraggio in continuità dei pozzi, anche attraverso l'impiego di fibre ottiche.
- La produzione da pozzi orizzontali e multilaterale.
- Le tecniche di caratterizzazione scandita delle eterogeneità di piccola scala per una migliore approssimazione ai valori di permeabilità relativa.
- I prodotti e metodi innovativi per la stimolazione dei pozzi.
- L'impiego di nuovi materiali.
- L'ampliamento delle opzioni di *artificial lift* nei processi estrattivi.
- L'adozione di *coiled tubing* nel completamento dei pozzi e la stesura di linee di trasmissione (*flow lines*).

<sup>4</sup> B. Tippee: "Seismic progress, where the trends might lead", *OGJ*, December 13, 1999, pg. 32-40.

- La caratterizzazione *intelligent/smart* delle strutture di completamento di pozzi.
- La tecnologia multifase nei processi di sollevamento delle miscele fluide e nelle attività di trasporto, misura e stoccaggio. Nata con l'industria chimica e sviluppata con l'industria nucleare, negli ultimi due decenni è stata applicata con significativa efficacia a tutto l'arco del processo di valorizzazione degli oli pesanti ed extra-pesanti, a partire dall'innesto sul processo estrattivo in giacimento della tecnologia chimico-fisica delle emulsioni (o dispersioni di acqua in olio) e di *jet-pumps*, il cui impiego si è rivelato di grande efficacia ai fini del sollevamento della miscela multifase anche se non pienamente risolutivo del problema estrattivo (che dipende ovviamente anche dai caratteri petrofisici della formazione mineralizzata). All'Italia, in particolare, il problema della valorizzazione dei giacimenti pesanti si pone con particolare intensità in relazione allo sviluppo produttivo di campi marginali *on-* e *off-shore*, che potrebbero trarre indici di redditività attraenti dall'applicazione congiunta di *inputs* innovativi quali la perforazione orizzontale, *jet-pumps* e *multiphase-pumps*, piattaforme leggere non presidiate, produzione di dispersioni, impiego di Floating Production Storage Off-loading (FPSO).
- L'evoluzione dell'ingegneria *off-shore*, dagli impianti di perforazione e di produzione in acque profonde, eventualmente attrezzati per stoccaggio e operazioni di carico, alle strutture *off-shore* non presidiate e comandate a distanza ed alla posa di *pipelines* su fondali profondi.
- Le nuove tecnologie e procedure di controllo delle produzioni secondarie (produzione di ingenti volumi d'acqua associata all'estrazione di greggio, valorizzazione del gas associato, con riduzione dei costi ed efficace salvaguardia ambientale).
- Lo sviluppo di metodi innovativi per il controllo delle produzioni in presenza di paraffine, cere, asfalteni e idrati.

### 3.1.6 Organizzazione industriale del mercato

#### *Up-stream*

Quanto si è venuto realizzando negli ultimi anni sui mercati finanziari internazionali, in termini di vistose aggregazioni di capacità finanziarie, di *stocks* patrimoniali e di quote di controllo dei mercati, ha creato uno scenario di riferimento per l'industria ed il mercato che può destare qualche preoccupazione in relazione al mancato allestimento di un corpo di istituzioni e di regole adeguate ad impedire l'insorgere di posizioni dominanti

In linea di principio, se la ricerca di maggiori dimensioni produttive, patrimoniali e finanziarie si esprime sul mercato attraverso iniziative di scalate, acquisizioni e fusioni, ciò che viene richiesto perché l'operazione sia istituzionalmente legittima è che essa passi attraverso il giudizio degli investitori e si svolga secondo regole predeterminate.

Nell'ambito dell'industria energetica internazionale, l'aspirazione alla crescita dovrebbe essere sempre guidata da motivazioni industriali (maggiore competitività) e finanziarie (capacità di investimento) e, eventualmente, essere ricondotta entro tali criteri ad opera delle autorità anti-trust.

Negli ultimi due anni, hanno avuto luogo quattro grandi fusioni dell'industria energetica (l'ultima in ordine di tempo è l'operazione Total/Fina) con risultati di capitalizzazione che vanno approssimativamente da 250 mld \$ di Exxon/Mobil (26% quota di mercato), a 200 mld \$ di RoyalDutch/Shell (18% quota di mercato), a 190 mld \$ di BP/Amoco/Arco (15% quota di mercato) ed infine a Total/Fina/ELF (80-100 mld \$, quota di mercato tra 8 e 12%). In queste circostanze le nuove quattro *supermajors*, se vorranno esasperare la loro capacità di condizionamento del mercato, potranno farlo non soltanto in termini volumetrici di offerta, ma anche e soprattutto di trasporto.

La domanda di investimenti nelle grandi infrastrutture interregionali potrà richiamare nei prossimi anni incursioni di vasta portata in terreno comunitario, per cui si richiede una rigorosa attenzione degli Organismi comunitari e nazionali preposti alla individuazione di processi evolutivi verso posizioni dominanti.

### *Down-stream*

Una considerazione di carattere generale va fatta riguardo al minor peso delle importazioni di prodotti petroliferi rispetto al greggio, per precisare che il trasporto dei prodotti è nella generalità dei casi più caro che quello del greggio e che i paesi industrializzati preferiscono mantenere l'autosufficienza sulla produzione dei prodotti ad alto valore aggiunto, ricorrendo all'importazione per l'approvvigionamento della materia prima.

Sotto il profilo strutturale, la raffinazione italiana soffre degli stessi problemi comuni all'industria europea: eccesso di capacità, margini ristretti, sbilanciamento del mix produttivo sui prodotti pesanti. Il processo di razionalizzazione avviato già negli anni 1980 ha portato ad una riduzione delle raffinerie europee da 141 a 93 (nel 1996) e, in Italia, alla chiusura di 12 raffinerie. Delle 16 raffinerie esistenti tuttora, 13 appartengono a gruppi integrati (6 ENI, 2 Esso, 1 Erg, API, Fina, Tamoil, Kuwait PI). Agip Petroli, da sola, detiene un terzo della capacità.

Per quanto riguarda il mercato italiano si è constatato che:

- la domanda di benzine (17,7 milioni di tonnellate) è risultata inferiore dell'1,6% a quella del 1998. Tale contrazione è la risultante di una significativa riduzione di domanda di benzina con piombo (-14,6%), non compensata dal corrispondente aumento della domanda di benzina senza piombo (+8,3%), che costituisce ormai il 63% della domanda complessiva di benzina. Il parco autovetture provvisto di marmitta catalitica viene valutato intorno al 48% del totale;
- la domanda di gasolio per autotrazione prosegue la ripresa in atto, già avviata nel 1997 con un maggiore impiego di autovetture diesel e di mezzi commerciali ed industriali (movimento terra) e fa registrare un aumento del 3,1% rispetto al 1998 (17,7 milioni di tonnellate);
- il gasolio per riscaldamento ha confermato il livello di 3,8 milioni di tonnellate del 1998 e, cumulandosi con la domanda agricola e marina, fa raggiungere alla domanda totale i 24,4 milioni di tonnellate;
- la domanda complessiva di olio combustibile, con 19,2 milioni di tonnellate, ha subito una forte contrazione rispetto al 1998 (-18,3%) in relazione alla vistosa caduta degli impieghi nel settore della generazione elettrica (-21,9%) determinata dalla conversione al metano. Dei 15,5 milioni di tonnellate, che costituiscono la

domanda per uso termoelettrico e dai quali sono esclusi i volumi utilizzati dagli autoproduttori, circa il 60% è stato acquistato all'estero (il 66% nel 1998) e più del 60% è costituito da prodotti Btz con tenori di zolfo minori dell'1% (il 57% nel 1998). Questo dato riflette la forte domanda di olio combustibile proveniente dalla generazione elettrica, che non ha corrispondenza all'estero e che quindi attira forti flussi di importazione da paesi che non avrebbero mercato per tali prodotti.

Le altre voci di prodotti che hanno mostrato variazioni positive della domanda sono i carboturbo (+12%), i bitumi (+2,1%) e il fabbisogno netto della petrolchimica (+4,5%), mentre per i bunkeraggi marittimi la domanda presenta una riduzione del 5,3%.

### 3.2 Gas naturale

Nel 1999 è proseguita l'espansione del settore del gas naturale in tutta Europa, sospinta da una forte evoluzione degli impieghi produttivi.

I dati sullo sviluppo del settore in Europa ed in Italia confermano che l'apertura progressiva del mercato promossa dall'UE, anche se caratterizzata da diversa celerità di attuazione e capacità di adesione da parte di ciascuno dei Paesi membri, avviene secondo linee evolutive che hanno già indotto incisive modifiche strutturali e avviato grandi progetti infrastrutturali.

Il confronto tra i Paesi membri dell'UE denota, peraltro, il permanere di differenziali di prezzo, con scostamenti più o meno ampi in relazione alla variabilità territoriale delle modalità di tariffazione, al prelievo fiscale ed al grado di frammentazione/compattezza/organicità della distribuzione secondaria.

La marcata crescita dei consumi e la rapida evoluzione degli scambi interni all'area comunitaria e di questa con l'esterno confermano l'urgenza, comune ai Paesi membri, di adeguare le infrastrutture di trasporto, razionalizzare la struttura dei prezzi e della fiscalità, ridisegnare l'articolazione territoriale della distribuzione secondaria, ampliare il grado di internazionalizzazione del settore attraverso l'apertura concorrenziale delle fasi dell'approvvigionamento e del trasporto in alta pressione, dove operano imprese dominanti.

A livello nazionale, il settore *up-stream* del gas naturale (estrazione, trasporto e distribuzione) contribuisce al complesso delle attività energetiche per quasi il 20% in termini di produzione, valore aggiunto e occupazione (circa 33.000 unità di lavoro).

Nel 1999 come già nell'anno precedente, alla flessione dei livelli di attività estrattiva (-14,2%) ha fatto riscontro la crescita della produzione negli altri comparti della filiera, sia a prezzi correnti (5,2%), sia soprattutto ai prezzi costanti del 1995 (8,5%). La crescita in volume appare più sostenuta di quella evidenziata dal sistema energetico nel suo complesso (2,6%).

Nel 1999 i consumi finali di gas naturale in termini fisici hanno raggiunto i 67 miliardi di m<sup>3</sup> (tabella 3.8) crescendo a ritmi superiori a quelli verificatisi nel 1998 (8,4%). L'espansione appare ancora più significativa se vista in relazione a temperature invernali più elevate della norma. Come negli anni precedenti, l'impulso alla crescita è principalmente derivato dalla generazione elettrica i cui consumi sono passati da 15,6 miliardi di m<sup>3</sup> nel 1998 a 19,1 miliardi di m<sup>3</sup> nel 1999 (un aumento del 22,4%), con un contributo del gas naturale alla generazione termoelettrica che supera il 40% (33% nel 1998). Quasi l'80% dell'aumento ha riguardato ENEL SpA, che ha assorbito il 60% circa dei consumi di

metano per la generazione termoelettrica. La crescita è stata elevata anche nel settore industriale, con un aumento di 1,2 miliardi di m<sup>3</sup> (+5,5%), mentre l'inverno relativamente mite ha limitato l'aumento dei consumi civili a 0,5 miliardi di m<sup>3</sup> (+2,0%).

Complessivamente, il contributo del gas naturale al soddisfacimento dei fabbisogni energetici dell'Italia ha raggiunto nel 1999 il 31% contro il 29% del 1998.

**Tabella 3.8 - Bilancio del gas naturale nel 1999 (miliardi di m<sup>3</sup>)**

	ENI SpA	Snam SpA	ENEL SpA	Edison SpA	Aziende di distrib.	Totale
Produzione nazionale	15,3	0,0	0,0	2,1	0,0	17,4
Importazione	0,0	44,4	4,5	0,5	0,0	49,5
Russia	0,0	19,1	0,0	0,0	0,0	19,1
Algeria	0,0	22,5	4,0	0,3	0,0	26,8
Olanda	0,0	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9
Nigeria	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0	0,5
Altri	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,2
Cessioni interne	0,0	16,4	0,0	0,4	31,5	48,4
da ENI SpA	0,0	16,2	0,0	0,1	0,0	16,3
Da Snam SpA	0,0	0,0	0,0	0,3	31,0	30,3
da Edison SpA e altri	0,0	0,2	0,0	0,0	0,5	0,7
Variazione scorte	-1,3	0,0	0,0	0,1	0,0	-1,2
Totale risorse	16,6	60,8	4,5	2,9	31,5	n.d.
Totale cessioni interne	-16,3	-31,3	0,0	-0,7	0,0	n.d.
Disponibilità lorda	0,3	29,5	4,5	2,2	31,5	68,1
Consumi e perdite di rete	0,2	0,3	0,0	0,0	0,5	1,0
Vendite e consumi finali	0,1	29,2	4,5	2,2	31,0	67,1
ENEL SpA	0,0	7,1	4,5	0,0	0,0	11,6
Altri utenti termoelettrici	0,1	5,9	0,0	1,5	0,0	7,5
Utenti industriali	0,0	16,2	0,0	0,8	6,0	23,0
Utenti civili	0,0	0,0	0,0	0,0	25,0	25,0

(A) I consumi termoelettrici includono l'autoproduzione; i consumi industriali includono gli usi per sintesi chimica e per autotrazione.

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Report 4 luglio 2000

L'evento dominante nel quadro della evoluzione normativa e, quindi, strutturale dell'industria del gas nel 1999 è l'emanazione del decreto legislativo (22 maggio 2000) di attuazione della direttiva 98/30/CE relativa a norme comuni per il mercato interno del gas. Il decreto è stato elaborato a partire da uno schema iniziale predisposto dal Ministero dell'Industria e successivamente sottoposto alle commissioni parlamentari competenti ed alla Conferenza unificata Stato-Regioni. Il decreto non si limita al recepimento della direttiva 98/30/CE, ma disciplina l'intero settore:

- importazione, approvvigionamento e produzione nazionale
- trasporto, dispacciamento e distribuzione
- stoccaggio

- gas naturale liquefatto (GNL)
- vendita
- clienti idonei, separazione delle attività
- tutela e sviluppo della concorrenza
- clausola sociale, pubblica utilità, reciprocità.

### 3.2.1 Riserve nazionali e produzione

Le riserve cumulative di gas scoperte ad oggi ammontano a 812 miliardi di standard metri cubi. La scoperta dei più grandi giacimenti di gas risale agli anni precedenti al 1974 ma, pur variando negli anni successivi l'entità dei ritrovamenti, non c'è stato un anno in cui sia mancata una nuova acquisizione (la sola eccezione è il 1966). I giacimenti a gas hanno un più diffusa distribuzione geografica sul territorio nazionale rispetto ai giacimenti di olio e sono anche più numerosi. Se si segue la ripartizione convenzionale per province geogiacimentologiche, come avviene per il greggio, si può vedere che il totale cumulativo di 812 miliardi di m<sup>3</sup> di riserve è così distribuito:

- area padana	160
- penisola e <i>off-shore</i> calabro	103
- Adriatico	527
- Sicilia <i>on-/off-shore</i> e Tirreno	22

ponendosi in primo piano l'area adriatica per l'elevata quantità di gas scoperto, mentre la Sicilia conferma il suo modesto contributo al tema gas.

Se si guarda alle prospettive della ricerca, i temi di ricerca più promettenti si collocano in corrispondenza delle seguenti serie geologiche:

- serie terrigena plio-quadernaria appoggiata ai margini delle Alpi (pianura padana) e dell'Appennino (Adriatico), nella quale vengono in affioramento formazioni mineralizzate a gas, che nei settori contigui si estendono invece più profonde;
- serie terrigene terziarie dell'*off-shore* calabro-ionico e della Sicilia meridionale;
- gas associato ad olio nei carbonati mesozoici delle aree sulla dorsale appenninica (come in Val d'Agri) e delle serie profonde precarniche dell'Alto Adriatico.

L'inventario del potenziale residuo da accertare ammonta a 174 miliardi di m<sup>3</sup> circa, come risultante dai seguenti contributi:

- in pianura padana: 10 miliardi di m<sup>3</sup> di gas, eventualmente associato ad olio nelle formazioni più profonde, più 20 miliardi di m<sup>3</sup> in formazioni più recenti e meno profonde (1.000-2.000 m);
- penisola ed *off-shore* calabro: le potenzialità residue si collocano in *off-shore*, nella catena calabro-orientale, nelle vicinanze dell'area in cui è stato scoperto il giacimento Luna, per un volume totale previsto in 40 miliardi di m<sup>3</sup>;
- Adriatico: le riserve residue stimate raggiungono i 50 miliardi di m<sup>3</sup>;

- Sicilia *on/off-shore* e Tirreno: anche se prevalentemente sede di mineralizzazioni ad olio, la Sicilia offre qualche consistente promessa a gas nei terrigeni terziari per 36 miliardi di m<sup>3</sup> e nell'*off-shore* meridionale per 10 miliardi circa di m<sup>3</sup>.

Le riserve potenziali individuabili nell'area tirrenica non superano i 5 miliardi di m<sup>3</sup>.

Il 1999 non ha messo in luce significativi mutamenti nelle quote di mercato a vantaggio degli operatori di minori dimensioni. L'impresa dominante ha mantenuto una quota del mercato (cessioni interne più vendite e consumi finali) sostanzialmente costante, prossima al 90%.

Il bilancio del gas per il 1999 (tabella 3.8) lascia tuttavia trasparire segni di mutamento nella struttura degli approvvigionamenti, che riflettono lo sforzo degli operatori di affrancarsi dall'impresa dominante. Il dinamismo delle cessioni tra produttori nazionali è reso possibile anche dalla maggiore flessibilità delle condizioni di accesso negoziato previste dalla legge 9/91.

I cambiamenti sono più evidenti negli usi termoelettrici, dove si va riducendo il peso delle forniture della Snam SpA: esse hanno contribuito solamente nella misura del 50% alla copertura dell'aumento di domanda di gas destinato alla generazione elettrica nel triennio 1997-99.

L'offerta interna di gas naturale ha confermato la sua flessione dai massimi storici (1994), raggiungendo nel 1999 i 17,6 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto ai 19,2 miliardi del 1998, in pratica una flessione dell'8%.

La serie storica della produzione di gas nazionale è riportata in figura 3.6.

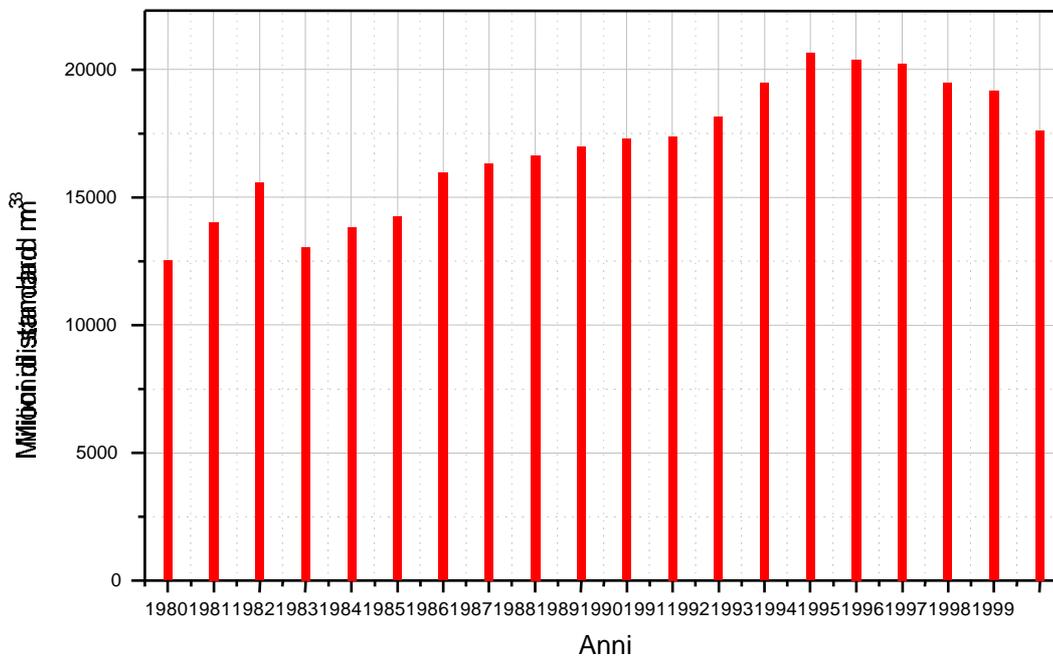
Nelle figure 3.7a, 3.7b sono riportate rispettivamente la produzione e le riserve recuperabili di gas per il 1999 divise per zone. Le zone di mare sono state accorpate nella voce "mare".

Le previsioni di produzione al 2015 sono mediamente date intorno ai 10 miliardi di m<sup>3</sup>. Una ipotesi di produzione minima (7 miliardi di m<sup>3</sup>) corrisponde all'impossibilità di portare in produzione le riserve dell'Alto Adriatico (circa 30 miliardi di m<sup>3</sup>) e quelle della Val D'Agri; una ipotesi ottimistica (16 miliardi di m<sup>3</sup>) incorpora l'esito positivo delle due prospettive citate.

Nella figura 3.8 vengono riportati i consumi di gas per settore nel 1999.

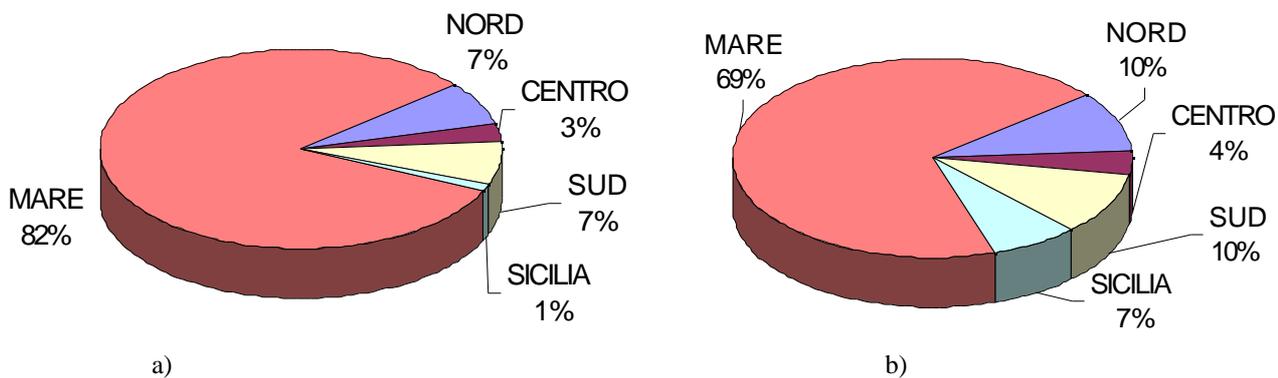
In figura 3.9 è riportata la distribuzione per fonte della disponibilità di gas naturale nel 1999. Come si può notare, il 73% dell'offerta complessiva risulta proveniente dalle importazioni.

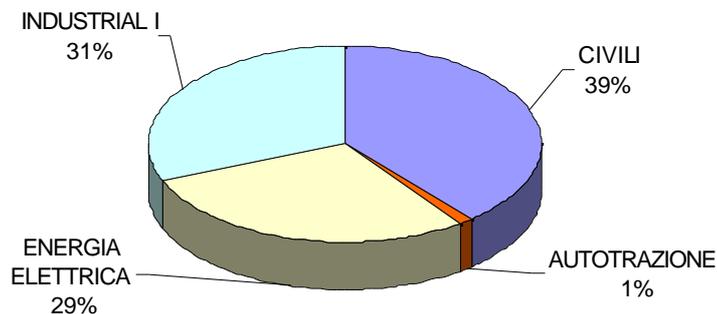
**Figura 3.6 - Produzione di gas naturale anni 1980-1999**



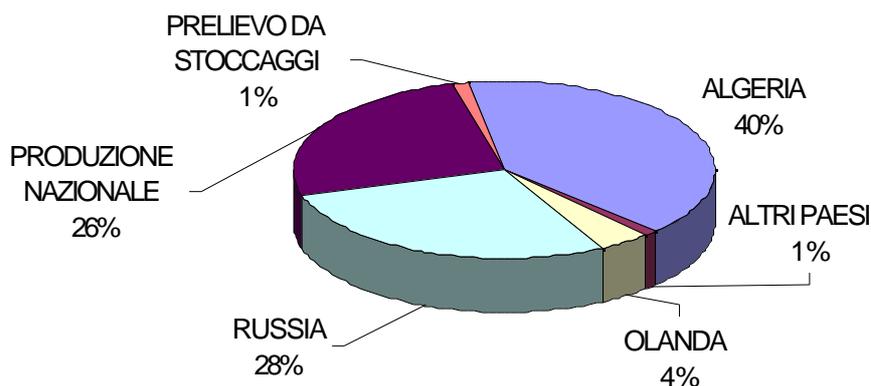
Fonte: Elaborazione ENEA su fonte MICA

**Figura 3.7 - Produzione a) e riserve recuperabili b) di gas naturale per il 1999**



**Figura 3.8 - Consumi di gas naturale per settore nel 1999**

Fonte: MICA

**Figura 3.9 - Disponibilità di gas naturale nel 1999**

Fonte: MICA

È opportuno associare ai dati sin qui esposti alcune considerazioni che completano in prospettiva il quadro analitico del confronto domanda-offerta.

È anzitutto importante osservare che negli ultimi anni ad una produzione nazionale di gas sostenuta, ma in declino, corrispondono solo poche e modeste nuove scoperte di giacimenti.

Sotto l'aspetto del limitato interesse economico dei ritrovamenti, può essere utile ricordare che il decreto legislativo del 22 maggio 2000 di recepimento della direttiva 98/30/CE contiene misure di sostegno alla valorizzazione dei giacimenti marginali di gas attraverso l'impiego di mezzi finanziari che derivano dal prelievo fiscale sull'estrazione di gas e non pesano sul bilancio statale.

La previsione congiunta di una domanda crescente a medio e lungo termine e di una diminuzione della produzione nazionale sullo stesso arco temporale, portano facilmente alla certezza di un aumento delle già considerevoli importazioni.

Si apre, quindi, un problema strategico relativamente alla diversificazione geopolitica delle fonti di importazione.

Per cogliere pienamente, inoltre, le opportunità che le nuove condizioni di mercato liberalizzato potranno garantire, anche una produzione nazionale di livello marginale può assumere carattere strategico, a condizione non soltanto di contrastarne il declino ma, nello stesso tempo, di progettare e mettere in atto una rete di stoccaggio la cui efficacia, in termini di localizzazione, di capacità e di flessibilità, valorizzi al massimo i caratteri marginali della risorsa domestica in relazione ad un rigorosa gestione della domanda nel tempo e nello spazio.

Questi sono soltanto alcuni degli aspetti stimolanti che si aprono sul fronte del gas naturale, in concomitanza con le prime misure di attuazione delle direttiva 98/30/CE.

### 3.2.2 Importazione

Come è visibile nella figura 3.9, nel 1999 la produzione è stata integrata con prelievi netti dagli stoccaggi pari a 1,2 miliardi di m<sup>3</sup>. L'apporto cumulativo dell'offerta interna (da produzione e da stoccaggi) al fabbisogno totale del 1999, si presenta rispetto al dato del 1998 (32%) ridotto al 27%.

Alla flessione della produzione negli ultimi anni, in particolare, possono aver concorso ostacoli amministrativi, relativi al conferimento dei titoli minerari e all'ottenimento delle autorizzazioni per la coltivazione, che avrebbero scoraggiato gli investimenti anche in ricerca ed esplorazione a partire dai primi anni novanta.

Il corrispondente forte incremento delle importazioni ha fatto raggiungere i 49,5 miliardi di m<sup>3</sup> rispetto ai 42,7 miliardi di m<sup>3</sup> del 1998.

La crescita più consistente (4 miliardi di m<sup>3</sup>) è stata registrata dal gas algerino, che ha mantenuto la sua posizione di principale fonte estera con il 54% del totale. Sono aumentate in misura apprezzabile anche le importazioni di gas russo (+2,7 miliardi di m<sup>3</sup>). A tali incrementi hanno corrisposto minori flussi di gas olandese, da leggere anche in relazione ai lavori di ampliamento della capacità di trasporto del metanodotto Transigas in territorio svizzero volti a consentire il transito di gas proveniente dalla Norvegia dal 2000-2001. Le importazioni di gas olandese rimangono da anni su valori inferiori a quelli contrattuali (sia nel 1998 che nel 1999, intorno al 50% dei 6 miliardi m<sup>3</sup> di contratto).

Nell'ottobre del 1999, inoltre, sono state avviate le importazioni di gas nigeriano contrattate da ENEL SpA e destinate ad arrivare in Italia nella forma di *swap* con gas russo ed algerino. Si sono inoltre aggiunti quantitativi *spot* contrattati da Edison Gas SpA e importati nella forma di GPL dal Nord Africa e dal Medio Oriente. Le possibilità di ulteriori importazioni *spot* di GNL appaiono tuttavia limitate con l'andata a regime degli approvvigionamenti nigeriani di ENEL SpA che satureranno la capacità produttiva del terminale di Panigaglia.

Nella tabella 3.9 è riportata la serie storica delle importazioni di gas dal 1971 al 1999. Si può notare il peso crescente nelle importazioni dalla Russia e dall'Algeria. L'Italia ha importato nel 1999, 19.093 milioni di m<sup>3</sup> di gas dalla Russia e 26.795 milioni di m<sup>3</sup> dall'Algeria. Le importazioni da altri paesi si riferiscono ad importazioni da Abu Dhabi (196 milioni di m<sup>3</sup> per il 1999) dal Qatar (40) e dalla Nigeria (478).

I contratti già sottoscritti dalla Snam, in particolare, fanno riferimento ad una costante crescita dei flussi di importazione di gas, prevista fino a circa 66 miliardi di m<sup>3</sup> al 2010. Il peso delle importazioni dalla Russia e dall'Algeria potrà arrivare a superare nel 2010 anche il 50% dell'approvvigionamento. Non si escludono comunque limitate espansioni delle forniture da paesi come l'Olanda, con i recenti contratti per volumi superiori a quelli tradizionali, e dalla Norvegia, grazie ad un contratto recentemente siglato per circa 6 miliardi di m<sup>3</sup>.

### 3.2.3 Esportazione

In relazione alle particolari caratteristiche del mercato italiano, non sussistono le condizioni perché le attività che concorrono alla voce "esportazione" del gas naturale figurino esplicitamente nella documentazione che accompagna la Relazione Generale sulla Situazione Economica del Paese - Tavole del Ministero del Tesoro (Capitolo sull'Energia, Tab. BE-1 e BE-9, marzo 2000).

Un'operazione di confronto tra domanda ed offerta consente, tuttavia, di mettere in evidenza un *surplus* strutturale dell'offerta: strutturale, in quanto individuabile nel contesto degli impegni contrattuali di durata più o meno ventennale. Tale *surplus* corrisponde sostanzialmente al rilascio alle frontiere di volumi di gas naturale che vengono classificati sotto la voce "distribuzione secondaria all'estero": si tratta di vendite a utenti con consumi inferiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, effettuate alle frontiere per il tramite di imprese di distribuzione secondaria e sulla base di impegni contrattuali di vario contenuto.

Si possono citare al riguardo due significative linee di esportazione:

- in attuazione dei programmi di sviluppo delle vendite all'estero, l'ENI ha stipulato con Promgas, *joint-venture* paritetica tra ENI e GazExport, un contratto ventennale per la consegna al confine italo-austriaco di 2 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale di provenienza russa;
- INA (compagnia nazionale croata) e Agip Croatia BV (consociata ENI) hanno costituito nel 1996 la società INAgip (50/50) allo scopo di sviluppare, trasportare e commercializzare il gas naturale prodotto dai giacimenti del Mare Adriatico nelle acque territoriali croate.

L'accordo contrattuale di *production sharing* tra INA ed ENI faceva riferimento nel 1996 allo sviluppo congiunto del campo Ivana, in Alto Adriatico (riserve stimate intorno a 8 miliardi di m<sup>3</sup>). Nel 1998, Snam e INA firmavano inoltre un accordo quadro (Project Framework Agreement) in cui venivano definiti i termini del progetto GEA (Gas Energy Adriatico) per lo sviluppo di un sistema di trasporto del gas naturale dall'Italia alla Croazia e i termini della cooperazione nelle attività di trasporto e commercializzazione, da estendere eventualmente ai paesi vicini. Nel progetto è inclusa la realizzazione di un gasdotto di circa 330 km (di cui 130 *off-shore*).

**Tabella 3.9 - Importazioni di gas naturale. Serie storica anni 1971-1999 (milioni di m<sup>3</sup>)**

Anni	Libia	Olanda	Russia	Algeria	Altri	Totale
1971	80	0	0	0	0	80
1972	1445	0	0	0	0	1445
1973	1998	0	0	0	0	1998
1974	1777	1624	747	0	0	4148
1975	2245	4164	2288	0	0	8697
1976	2618	4615	4600	0	0	11833
1977	2582	3641	6686	0	0	12909
1978	2478	3622	8054	0	0	14154
1979	2108	4295	8295	0	0	14698
1980	1348	6597	6423	0	0	14368
1981	0	6500	7388	0	0	13888
1982	26	4851	8611	0	0	13488
1983	26	4891	7647	2126	0	14690
1984	413	4584	7632	6270	0	18899
1985	341	4616	6220	8094	0	19271
1986	22	4054	7747	7992	0	19815
1987	0	4190	8356	10327	0	22873
1988	179	4028	9812	10035	0	24054
1989	276	5635	11511	10689	0	28111
1990	0	5935	13977	10583	0	30495
1991	0	5329	14185	13515	0	33029
1992	0	5546	13790	14617	0	33953
1993	0	5412	13465	13268	0	32145
1994	53	4453	13523	11127	0	29156
1995	0	3621	13827	17437	0	34885
1996	0	4451	13560	19075	0	37086
1997	0	4999	13744	20342	0	39085
1998	0	3017	16693	22828	116	42654
1999	0	2869	19093	26795	714	49471

Fonte: MICA

Il progetto GEA apre all'ENI le prospettive di vendita di metano su mercati nuovi e non remoti, ed insieme consente alla Croazia ed ai paesi vicini di diversificare le forniture di gas naturale e di integrarsi con la rete europea, acquisendo flessibilità ed affidabilità.

Nel novembre 1999 veniva avviata alla produzione la prima piattaforma a gas del campo Ivana (Ivana A), posta a 40 km circa ad ovest di Pola in acque croate con un battente d'acqua di 43 metri. Ivana A estrae gas da 5 pozzi con una portata complessiva iniziale di 700.000 m<sup>3</sup>/giorno e lo trasmette attraverso una condotta di 67 km alla piattaforma Garibaldi K, al largo di Ravenna, dove il gas viene compresso ed inviato alla Centrale di trattamento di Casalborsetti (ENI/Agip). Il gas spettante contrattualmente all'INA viene quindi rispedito in Croazia attraverso il sistema di gasdotti italiano e sloveno.

La produzione massima prevista, che verrà raggiunta soltanto nel 2001-2002, quando saranno realizzate le altre 4 piattaforme in programma (Ivana B-C-D-E), è di 1,8 milioni di m<sup>3</sup>/giorno.

Nel contesto degli impegni contrattuali pregressi ed in atto, le cosiddette vendite di distribuzione secondaria all'estero sono state, negli anni 1997, 1998 e 1999, rispettivamente di 2,79, 2,73 e 2,67 miliardi di m<sup>3</sup>, il leggero ridimensionamento nel tempo può essere addebitato ad un andamento sempre più mite delle temperature degli ultimi due inverni (Fonte: ENI: "Gas Naturale"- Rapporto Annuale 1999; ENEA: "Industria del gas naturale in Italia, analisi, scenari e prospettive", Conferenza Nazionale Energia e Ambiente 1998).

### 3.2.4 Prezzi

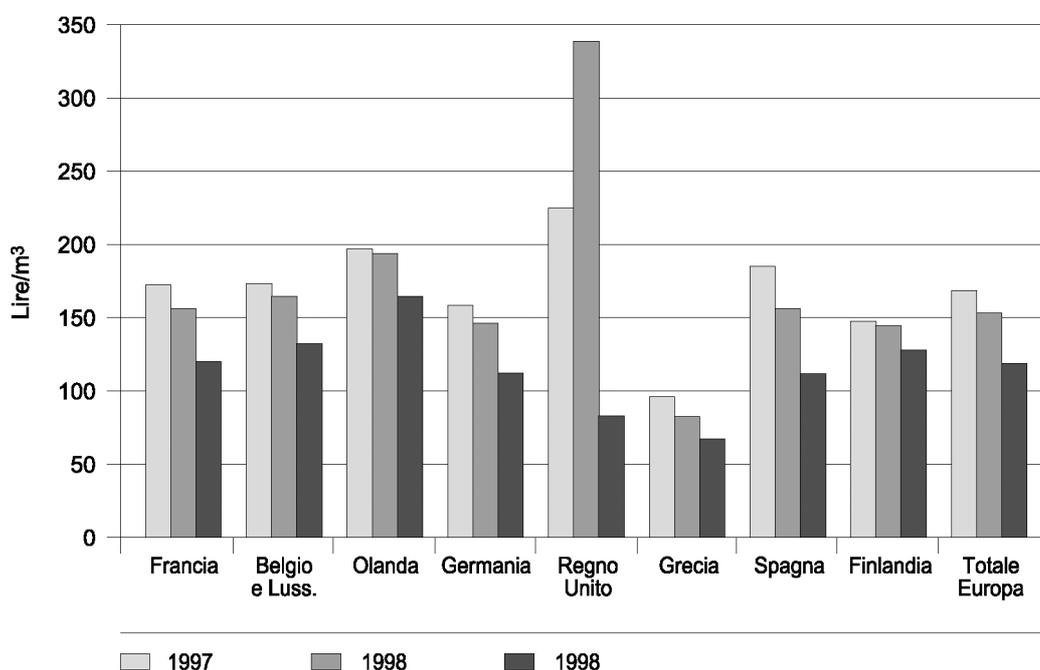
Negli ultimi due anni i prezzi al consumo del gas naturale hanno seguito, con alcuni ritardi e con picchi ridotti, l'andamento del complesso dei prezzi energetici.

Anche il prezzo del gas (prezzo medio di importazione europeo, secondo World Gas Intelligence è correlato con quello del greggio e ne segue le oscillazioni, sia pure con qualche attenuazione.

L'utilizzo di informazioni elaborate da Eurostat (figura 3.10) consente di descrivere con maggiore accuratezza l'andamento dei prezzi all'importazione del gas.

Da un confronto tra l'andamento delle quotazioni petrolifere ed il prezzo di importazione del gas in un dato ciclo temporale (1997-1999), si trae la conferma di un effettivo legame tra i due cicli, anche se in presenza di ritardi nella indicizzazione. La figura 3.10 mostra, in particolare, come a fronte dell'andamento cedente del prezzo del petrolio, nel corso del 1998, e più ancora nella prima parte del 1999, il prezzo del gas è diminuito in tutti i paesi europei raffigurati. La discesa è più contenuta per i paesi che importano quantitativi di gas limitati, come Olanda e Finlandia.

Fa eccezione il solo Regno Unito, dove il prezzo medio del 1998 risulta più elevato rispetto al 1997: tale andamento è riconducibile ad importazioni di gas *spot*, e perciò più costose.

**Figura 3.10 - Prezzi medi CIF all'importazione del gas naturale in alcuni paesi europei (\*)**

(\*) I valori sono riferiti al periodo giugno-luglio

Fonte: AEEG, 2000

### *Indicizzazione*

La diminuzione tendenziale dei prezzi al consumo del gas è proseguita oltre la prima metà del 1999, nonostante i concomitanti rialzi dei prezzi del greggio e del gasolio. Hanno influito su tale andamento i ritardi di trasmissione impliciti nel nuovo meccanismo di adeguamento bimestrale stabilito dall'AEEG con la delibera 52/99 (che ha riferito l'indicizzazione a una media mobile semestrale dei prezzi internazionali dei combustibili).

Senza entrare nei dettagli della delibera, è sufficiente precisare che la scelta degli indicatori è stata opportunamente indirizzata sull'andamento dei mercati di approvvigionamento delle materie prime energetiche utilizzate per la produzione del gas erogato, generalmente gas naturale (metano).

L'andamento dei costi di acquisto del gas naturale mostra significative divergenze rispetto ai costi del greggio, anche se le correlazioni sono quasi fisiologiche. Una fonte di riferimento indipendente ed internazionalmente riconosciuta sono i bollettini "Platt's", che si possono considerare quali indicatori autorevoli delle quotazioni CIF Mediterraneo dei prodotti, associate a "pesi" il più possibile vicini a quelli impiegati nella prassi contrattuale corrente.

In base ai risultati di una analisi di correlazione condotta per il periodo 1992-98 su dati trimestrali relativi a greggio, gasolio ed olio combustibile, il peso dell'indice del gasolio è risultato pari a 0,519, quello dell'olio combustibile (Btz) pari a 0,481, mentre l'indice del greggio non è risultato significativo ai fini della correlazione (l'evoluzione dei prezzi di un paniere di greggi è riconducibile a quella dei principali prodotti che ne derivano, gasolio, olio combustibile e benzine).

La cadenza semestrale prescelta risulta coerente con i ritardi temporali tipici dei contratti di importazione, generalmente compresi tra 3 e 6 mesi, ed è un intervallo sufficientemente lungo da assicurare una relativa stabilità al prezzo del gas, in relazione alla elevata instabilità del gasolio e dell'olio combustibile.

Per le aree servite con gas di petrolio liquefatto (GPL, propano puro o miscelato), l'indicizzazione delle tariffe, per la parte relativa alla materia prima, fa riferimento alle quotazioni del propano - *posting/contracts* - pubblicate da "Platt's LP Gaswire" con riferimento ai mercati di Algeria, Arabia Saudita e Mare del Nord.

#### *Confronto interno ed internazionale dei prezzi*

A partire dal mese di settembre, il rialzo del prezzo all'importazione del greggio ha cominciato ad avvertirsi anche sul prezzo al consumo del gas, tanto da sospingerne l'incremento su valori dell'ordine del 5% a fine anno. In entrambi gli anni si è comunque avuta una flessione in termini medi annui: -1,4% nel 1998 e -1,6% nel 1999, a fronte di una riduzione del 2,7% e di una crescita del 4,2% registrate dal complesso dei beni energetici inclusi nel paniere ISTAT dei prezzi al consumo. L'inversione di tendenza intervenuta nel 1999 non è stata sufficiente a ricondurre il prezzo reale del gas sui livelli a cui si trovava all'inizio dell'anno precedente.

Nel confronto con i prezzi internazionali, per le utenze domestiche, il prezzo medio al netto delle imposte in Italia risulta tra i più elevati, superiore alla media europea (ponderata con i volumi di consumo) di circa 39 lire/m<sup>3</sup>, pari al 6,7%. Al lordo delle imposte il divario risulta di 320 lire/m<sup>3</sup> pari al 43%, a causa dell'incidenza fiscale che in Italia è circa il doppio di quella media europea. Per le utenze industriali, il divario risulta di 20 lire/m<sup>3</sup>, pari al 6,8% nel caso dei prezzi al netto delle imposte e all'1,9% per i prezzi al lordo delle imposte (e al netto dell'IVA).

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo delle imposte sono tra i più bassi in Europa, sebbene l'incidenza fiscale sia tra le più elevate, salvo i casi di Svezia e Austria.

Diverso il quadro per livelli di consumo superiori. Il prezzo pagato da utenti con consumi di circa 2.200 m<sup>3</sup> per gas ad uso riscaldamento è superiore a quello di tutti i paesi europei, con uno scostamento del 70% dal valore medio ponderato europeo. Il divario si accresce per i prezzi corrisposti dagli utenti con consumi di oltre 3.300 m<sup>3</sup> che risultano superiori del 75% alla media ponderata. Per queste due ultime tipologie di consumo l'incidenza fiscale è notevolmente superiore a quella di tutti gli altri paesi europei.

Per l'utenza industriale, i prezzi al lordo delle imposte per i livelli di consumo più bassi, riferiti di norma a piccole e medie imprese, sono tra i più elevati in Europa (l'Italia occupa il terzo posto nella graduatoria). Il divario rispetto alla media ponderata si riduce passando alle tipologie di consumo superiori, fino a risultare negativo. In particolare, la tipologia con consumi di oltre 10 milioni di m<sup>3</sup> presenta un prezzo al lordo delle imposte inferiore del 5,2% rispetto a quello medio ponderato.

Il confronto appare fortemente influenzato dalla scelta del livello di consumo preso a riferimento: in particolare, il risultato cambia a seconda che si consideri la classe con consumi più bassi o quelli con consumi superiori. Comune a tutte le tipologie di consumo è invece l'elevata fiscalità, che in tutti i casi contribuisce a spiegare una significativa parte del divario con gli altri paesi.

Nel biennio 1998-1999 il prezzo al consumo del gas naturale per usi domestici (che comprende il gas impiegato per riscaldamento e per cottura cibi) rilevato dall'ISTAT) ha seguito, con alcuni ritardi e in modo più smussato, l'andamento del complesso dei prezzi energetici (il relativo peso nell'indice dei prezzi al consumo in base 1995=100 per l'intera collettività nazionale era pari, per l'anno 1999, all'1,7%).

Le osservazioni che seguono mettono in evidenza gli effetti delle modalità di indicizzazione delle tariffe messe in atto di volta in volta dalla AEEG.

Nel corso del 1998 si era già interrotta l'ascesa del prezzo al consumo in atto dalla seconda metà del 1996 (figura 3.11). A partire dal mese di maggio, l'indice ha iniziato a flettere, risentendo anche degli effetti di un intervento dell'Autorità (delibera 41 del 23 aprile 1998, precedente al 52/99) sulle modalità di indicizzazione delle tariffe attraverso la sostituzione del gasolio quotato sui mercati internazionali con quello domestico.

All'inversione di tendenza ha anche contribuito l'andamento cedente delle quotazioni petrolifere sui mercati internazionali.

La caduta tendenziale del prezzo al consumo del gas è proseguita oltre la prima metà del 1999, nonostante i concomitanti rialzi dei prezzi del greggio e del gasolio. Hanno influito su tale andamento i ritardi di trasmissione propri del meccanismo di adeguamento bimestrale stabilito dall'Autorità con la delibera 52/99 (indicizzazione riferita a una media mobile semestrale del prezzo internazionale di gasolio e olio combustibile).

**Figura 3.11 - Prezzi al consumo in termini reali del gas naturale e dell'energia elettrica (\*)**

(\*) Deflazionati con l'indice generale dei prezzi al consumo

Fonte: AEEG, 2000

### 3.2.5 Tecnologie

#### Stoccaggio

Anche se la funzione di bilanciamento tra domanda e disponibilità rimane l'attitudine prevalente dello stoccaggio, questo ha assunto anche altre funzioni all'interno del mercato del gas. Con l'intensificarsi dei flussi di importazione e l'aumento delle distanze di trasporto, i paesi consumatori devono sviluppare misure capaci di garantire il livello dei consumi per periodi più o meno lunghi in caso di interruzione delle forniture per motivi tecnici, politici o naturali<sup>5</sup>.

Al riguardo le politiche energetiche dei paesi consumatori si sono orientate verso un insieme di misure interdipendenti:

- diversificazione delle fonti di importazione;
- ricorso a contratti *interruptible*<sup>6</sup> con alcune utenze;

<sup>5</sup> The IEA Natural Gas Security Study- OCDE, Paris 1995.

<sup>6</sup> Contratti di fornitura che prevedono la possibilità di interruzione del servizio con preavviso opportuno. Sono interessati a questo tipo di contratto gli utenti che si sono attrezzati della capacità di servirsi anche di altre fonti energetiche.

- sviluppo di reti di trasporto integrate a livello internazionale;
- sviluppo dei sistemi nazionali di stoccaggio.

Anche se tali linee di azione vengono attivate, i limiti dell'operazione sono facilmente individuabili.

Il primo tra questi, limite strutturale alla liberalizzazione, di scala continentale, si riscontra nella stessa struttura del perimetro di alimentazione del mercato europeo del gas, così com'è oggi (la dipendenza europea dalle importazioni raggiunge il 50-60%).

In effetti, un *club* ristretto a pochi paesi (Russia, Algeria, Norvegia, eventualmente e non a lungo termine il Regno Unito in ragione dei limiti delle riserve del Mare del Nord) governa l'offerta attraverso 16 punti di immissione del gas naturale (8 gasdotti primari, 8 terminali di gas naturale liquefatto – GNL).

In questo quadro lo stoccaggio svolge un ruolo che non può essere considerato marginale. Si valuta oggi che in Europa occidentale è possibile affrontare una interruzione del maggior fornitore per un periodo di nove mesi, mentre lo stoccaggio da solo (blocco totale delle forniture) garantisce autonomia di consumo per 180 giorni. Ma non è chiaro quale possa essere il contributo di ciascuno dei paesi membri: alcuni sono meno attrezzati di altri in termini di stoccaggio, anche in ragione della geografia.

Negli ultimi anni, a seguito della introduzione negli anni 80 delle leggi sulla liberalizzazione del mercato del gas in USA e nel Regno Unito, l'interesse per lo stoccaggio come strumento di speculazione commerciale ha avuto un comprensibile sviluppo: il gas viene stoccato durante periodi di prezzi bassi per essere immesso sul mercato non appena sia possibile spuntare prezzi convenienti.

La capacità di stoccaggio in termini di *working gas* negli USA è cresciuta più del 15% dopo l'introduzione della nuova normativa.

La capacità totale di stoccaggio in Italia è di circa 28 miliardi di m<sup>3</sup> (1999), ripartiti quasi equamente tra *working gas* e *cushion gas*. D'altra parte, i consuntivi del 1999 porterebbero a 67 miliardi di m<sup>3</sup> per i consumi nazionali ed a 18 miliardi di m<sup>3</sup> per la produzione interna, confermando il *trend* che dovrebbe farci superare un fabbisogno di 90 miliardi di m<sup>3</sup> nel 2010 (non si escludono i 95 miliardi di m<sup>3</sup>).

L'attuale capacità di stoccaggio può risultare congrua per un volume di consumi intorno ai 67 miliardi di m<sup>3</sup>, ma è naturalmente fuori scala e mal si accorda con i volumi previsti per i prossimi anni. È difficile dire cosa sia possibile realizzare nel frattempo, in termini apprezzabili di capacità di stoccaggio e di relative infrastrutture, se non vengono decise rapidamente strategie di localizzazione e di investimenti che rispondano alla pluralità degli accessi.

La rete italiana, pur con tutte le sue apprezzabili caratteristiche in termini complessivi di capacità, *working gas* e massima portata di gas estraibile, presenta alcuni aspetti critici che mal si prestano a configurare condizioni di facile conversione dalla compattezza del monopolio alla articolazione della pluralità di accesso. In primo luogo, lo stoccaggio sotterraneo, che nella generalità può tecnicamente ed economicamente essere realizzato anche negli acquiferi e nelle cavità saline coltivate per dissoluzione, in Italia è stato finora realizzato esclusivamente in giacimenti semiesauriti. Le criticità italiane derivano, peraltro, anche dalla concentrazione storica dell'esplorazione e della produzione di gas naturale nel nord ed al centro rispetto al sud del paese e il taglio conservativo della

normativa tecnica che non consente tuttora di superare la pressione originaria statica del giacimento (registrata alla data della sua scoperta).

Le misure legislative varate nel corso del 2000 in adempimento della direttiva europea 98/30/CE (recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale) toccano molto cautamente il tema dello stoccaggio sotto l'aspetto strutturale e dello sviluppo della capacità. È il caso del decreto legislativo 164 del 23 maggio 2000, che fa riferimento, nel contesto del comma 1 dell'art.1 del Titolo IV, allo "stoccaggio di gas naturale in giacimenti o unità geologiche profonde, che viene svolto sulla base di concessione di durata non superiore a venti anni".

È la prima volta che si fa cenno dello stoccaggio in unità geologiche profonde e su tale indicazione poggiano molte delle aspettative di estensione dei progetti di stoccaggio negli acquiferi o in cavità salina, quando si avvierà il processo di identificazione dei siti idonei allo stoccaggio di nuova generazione. Viene, peraltro, fissato a nove mesi dalla data di emanazione del decreto (23 febbraio 2001) il termine entro il quale "il Ministero dell'Industria dovrà emanare le norme tecniche per l'effettuazione delle operazioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti anche diversi da quelli di idrocarburi ed in unità geologiche profonde, con riferimento alle normative europee in materia ed al fine di ampliare le capacità di stoccaggio esistenti, nel rispetto delle norme di sicurezza e tutela del territorio". Si tenga anche conto del fatto che al comma 2 dell'Art.1 (Titolo I) dello stesso decreto viene detto che "resta in vigore la disciplina vigente per le attività di coltivazione e di stoccaggio di gas naturale, salvo quanto disposto dal presente decreto".

### *3.2.6 Organizzazione industriale del mercato*

Il processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale rappresenta un processo di portata continentale sia per l'impulso impresso dall'azione comunitaria, sia per la dimensione sovranazionale delle linee di approvvigionamento della materia prima, di interconnessione delle reti e di diversificazione e integrazione delle imprese. Influiscono sull'evoluzione in atto gli sviluppi interni ai singoli paesi, l'assetto delle infrastrutture, il comportamento degli operatori. Per l'Italia, dove le prospettive di un'ulteriore crescita della domanda di gas appaiono molto consistenti, l'evoluzione europea costituisce un'importante opportunità di sviluppo e di consolidamento del sistema del gas naturale. Il gas importato dall'Italia arriva sostanzialmente da tre metanodotti ed attraverso navi (gas liquido).

La struttura dell'offerta di gas naturale si sta modificando profondamente e interagendo con i processi di liberalizzazione, privatizzazione e globalizzazione in corso che portano soggetti nuovi ad affiancare operatori consolidati, con comportamenti strategici differenziati. Alcuni soggetti restano sostanzialmente ancorati al paradigma convenzionale: tra questi vi sono Gas de France, che difende con successo la sua posizione in territorio francese e allo stesso tempo compie operazioni all'estero, Ruhrgas, che ha rafforzato i suoi legami con Gazprom entrando nel suo azionariato (4%), e la stessa ENI SpA, che continua a godere di una condizione dominante sul proprio mercato domestico.

A logiche tradizionali sembrano fare riferimento anche due soggetti esterni all'Unione: Gazprom e Sonatrach. Il primo, pur nelle attuali difficoltà finanziarie (ha annunciato per il 1998 forti perdite, ammettendo l'insolvenza di numerosi clienti nel mercato interno), dimostra grande interesse al mercato sia con iniziative commerciali, sia con altre opere e

attività quali la costruzione del gasdotto Jamal, gli accordi finanziari e industriali con Shell (emissione di obbligazioni convertibili, sfruttamento congiunto di alcuni grandi giacimenti, iniziale partecipazione a Blue Stream, alleanza per l'acquisizione di Rosneft) e la partecipazione azionaria in Interconnector. Il secondo sta ampliando il suo portafoglio clienti, con forniture via gasdotto e via nave, e ha formato una *joint venture* con BP-Amoco per lo sfruttamento del giacimento di In Salah (subentrata a Sonatrach nella fornitura all'ENEL SpA per 4 Gm<sup>3</sup>/a e accordatasi con Edison SpA per la fornitura di altri 4 Gm<sup>3</sup>/a). Da questi due soggetti proviene quasi il 30% del gas consumato nell'Unione europea e quasi il 70% di quello consumato in Italia.

Shell è titolare del 20% della produzione europea di gas naturale e si sta proiettando con decisione verso i paesi in transizione, attraverso la compartecipazione alla realizzazione di gasdotti in Ucraina, l'alleanza industriale e finanziaria con Gazprom e la partecipazione al progetto di GNL Sakhalin II (partecipa inoltre al progetto del gasdotto transcaspico TCGP, rivale di Blue Stream). È presente in numerose imprese e *pipelines* europee, non ultime quelle del mare del Nord. Partecipa a numerosi progetti di GNL, in tutto il mondo, fra i quali Oman LNG, e NLNG che rifornisce ENEL SpA dalla Nigeria.

BP-Amoco è titolare di una quota non grande (5%) del gas naturale prodotto in Europa; ha però stretto accordi con Sonatrach (*joint venture* In Salah che rifornisce ENEL SpA e rifornirà Edison SpA) ed è presente in alcuni progetti di GNL, per esempio in Abu Dhabi (Adgas, con il 10%) e in Trinidad (Atlantic LNG, con il 34%).

Exxon-Mobil è titolare del 25% della produzione europea di gas naturale ed è presente in numerose imprese e *pipelines* (Ruhrgas, Thyssengas, BEB, NAM, Gasunie). Diversamente dalle altre due *majors*, non ha stretto accordi strategici con Gazprom o Sonatrach ed è scarsamente presente nel settore del GNL (solo in Qatar).

Nel settore della generazione termoelettrica sono presenti principalmente Shell (al 50% in InterGen che ha oltre 2.000 MW in esercizio e altri 7.100 MW in progetto) e Exxon-Mobil (al 100% in Exxon Power e al 40% in Duke Energy corrispondente complessivamente a 25.000 MW in esercizio). Anche ENI SpA ha deciso di entrare nel settore termoelettrico, formando Enipower che dispone già di una significativa capacità di generare.

Per l'Italia si prospetta una consistente crescita dell'offerta, necessaria ad accompagnare l'aumento previsto per la domanda, e un rilevante aumento nella varietà delle fonti. L'evoluzione dell'offerta riguarderà principalmente i contratti di importazione, mentre la produzione nazionale non riserva grandi sorprese. Per tradursi in realtà, gli sviluppi che si delineano richiedono una riorganizzazione delle infrastrutture. In Italia il sistema di trasporto a scala nazionale non è interamente distinto dal sistema a scala regionale e non dispone ancora della dotazione completa di telemisura che consentirebbe la gestione separata del servizio (tramite il controllo del bilanciamento giornaliero). Questa carenza rende più difficile la realizzazione di un National Balancing Point analogo a quello operante nel Regno Unito e la costituzione di un moderno meccanismo di bilanciamento. Almeno in un primo periodo, l'interscambio fra gli operatori potrebbe quindi avvenire in luoghi fisicamente individuati, sul modello degli *hubs* o dei *market centers* nordamericani.

L'Italia è collegata al Nord Europa con un unico gasdotto, Transitgas, che, dopo i potenziamenti in corso, sarà in grado di trasportare 18 Gm<sup>3</sup> all'anno.

Il vincolo frenante rispetto alle esigenze degli operatori è dato dalla scarsità della capacità di trasporto, sia sul territorio italiano, sia nei metanodotti di importazione (tra

l'altro, la pressione massima di esercizio è ancora limitata a 70 o a 75 bar, mentre nel Regno Unito sono già in esercizio tratti a 85 bar).

Nella prospettiva di un sistema europeo integrato del gas naturale, i mercati esteri potrebbero rappresentare opportunità di sbocco alternative al gas contrattato da Snam SpA e destinato al mercato italiano. Da questo punto di vista, il mercato tedesco offre interessanti occasioni di ingresso, posto che le clausole di esclusiva territoriale che circoscrivono la destinazione a un unico mercato appaiono in contrasto con l'art. 81 del Trattato di Roma. Snam SpA è ben posizionata per poter trarne vantaggio, in quanto due dei suoi principali flussi d'importazione (dall'Olanda e dalla Russia) attraversano il territorio tedesco (metanodotto TENP) o lo possono raggiungere facilmente (metanodotto WAG, attraverso l'Austria) per offrire una fornitura concorrenziale.

Anche il mutamento del carattere dell'offerta di Gasunie in Olanda, da fornitore di base a fornitore di modulazione, potrebbe offrire opportunità di inserimento nel breve e medio periodo a nuovi operatori che dispongano di adeguata flessibilità nella ricezione (stoccaggio, modulazione dei prelievi) per sfruttare la capacità delle nuove infrastrutture di trasporto quando disponibili.

Il differente stadio di sviluppo del mercato francese rispetto a quello italiano può costituire invece una valida opportunità di crescita per GdF o altri operatori francesi. GdF ha concluso con Snam SpA un accordo di vettoriamento di parte del gas importato dalla Norvegia, analogo a quello stipulato con l'ENEL SpA per il gas nigeriano. La domanda di gas naturale per uso termoelettrico in Italia è molto più sostenuta e diversificata di quella francese, dove la conferma della scelta nucleare e la permanenza di EDF come operatore pubblico integrato frenano le possibilità di espansione dei consumi di gas sul mercato interno.

Dal punto di vista della distribuzione locale, nel 1998 il sistema distributivo delle aziende locali ha erogato un volume pari a 30 miliardi di m<sup>3</sup>, di cui circa 5,4 miliardi per usi in deroga (che comprendono le forniture alle industrie con consumi superiori a 200.000 m<sup>3</sup>/anno, le forniture agli ospedali con consumi superiori a 300.000 m<sup>3</sup>/anno ed eventuali forniture a cogeneratori) e circa 91 milioni di m<sup>3</sup>/anno di gas comprendente il gas di petrolio liquefatto, gas in bombole e gas manifatturato.

L'attività di distribuzione è caratterizzata da una notevole frammentazione in termini sia di soggetti che vi operano, sia delle loro dimensioni. Nonostante negli ultimi anni si siano fatti più intensi i processi di fusione per incorporazione di alcune aziende, con un conseguente processo di consolidamento del mercato, il numero di distributori è rimasto elevato, pari (al 30 aprile 2000) a 742.

### *Convergenza del mercato elettrico e del gas*

Anche in Italia si vanno delineando da qualche tempo occasioni e modalità di sinergia all'interfaccia tra l'industria del gas e quella della generazione elettrica. Per motivi analoghi, si manifestano anche attrazioni e convergenze tra il settore del gas e quello delle risorse idriche, ovvero tra l'industria elettrica e quella delle telecomunicazioni. La percezione di tali opportunità non è certamente una novità, in quanto essa appartiene alla comune esperienza e sensibilità professionale degli operatori dei due settori. Esse si manifestano, in varia misura, in corrispondenza non soltanto dei segmenti *down-stream* dell'industria del gas (fornitura e vendita al dettaglio), ma anche delle attività di estrazione, trasporto, stoccaggio e mercato all'ingrosso del gas (*up-stream*). L'esperienza

avviata con il provvedimento CIP 6/92 è verosimilmente la prima esperienza italiana di valorizzazione del potenziale di sviluppo insediato nei collegamenti tra le due industrie. Al di là delle occasioni di convergenza che potremmo ormai definire tradizionali, un nuovo *trend* si manifesta nella ricerca e nel perseguimento di strategie di diversificazione delle prestazioni (forniture e servizi) attraverso le *utilities*, ma non esclusivamente.

La definizione dei profili innovativi che derivano da questo orientamento muove da opzioni di espansione su scenari di mercato (locali, regionali settoriali ecc.) che fanno emergere le possibili aree di convergenza tra le due industrie.

- In scala *internazionale*, si afferma così la prospettiva dei servizi di ingegneria (progettazione, consulenza tecnica, realizzazione degli impianti ecc.) e di gestione dell'esercizio.
- In scala *regionale*, la generazione elettrica e la distribuzione di gas entrano nell'industria estrattiva e di stoccaggio ed insieme acquisiscono riserve.
- In scala *locale* l'integrazione delle due industrie apre come nuovo fronte l'offerta di pacchetti energetici integrati e di servizi integrati di gestione, decisamente trascinata in questa direzione dall'impatto innovativo della tecnologia delle turbine a ciclo combinato e della cogenerazione.

E infine, il versante del *servizio energetico allargato (multi-utility)* con cui la commercializzazione di beni e servizi si dispiega nel modo più ampio e flessibile, anche attraverso l'interscambio, esaltando i margini di profitto grazie alla ripartizione dei costi generali su una base più estesa.

### 3.3 Carbone

#### 3.3.1 Produzione

L'unica risorsa carbonifera italiana è concentrata nel bacino del Sulcis Iglesiente, localizzato nella Sardegna sud-occidentale. Si tratta di un deposito di carbone sub-bituminoso di età Eocenica, costituito da numerosi strati di carbone, con potenze variabili da pochi centimetri a qualche metro, intercalati a calcari, marne, argille carboniose ed arenarie. L'attuale area di interesse minerario, che ricopre solo una limitata parte del bacino (circa 20 km<sup>2</sup>), contiene, in base alle più recenti stime sulle riserve coltivabili nelle attuali condizioni, oltre 57 milioni di tonnellate di carbone mercantile<sup>7</sup> con potere calorifico maggiore di 5000 kcal/kg ed elevato contenuto di ceneri e zolfo.

Il bacino carbonifero, le cui attività estrattive erano state sospese nel 1972, è stato riattivato nel 1997 nel quadro del Piano di disinquinamento del territorio Sulcis-Iglesiente.

In particolare con DPCM del 30.1.90, il territorio del Sulcis-Iglesiente è stato dichiarato "area ad elevato rischio di crisi ambientale", in relazione all'elevata concentrazione di impianti industriali ed energetici. Il relativo piano di disinquinamento e risanamento, approvato con il DPCM del 23.4.93 ed attuato con successivo DPR del 28.1.94, prevede fondamentalmente due piani di azione:

- interventi sugli impianti industriali esistenti, finalizzati ad un adeguamento dei limiti di emissioni nell'ambiente, ed al ripristino di specifiche situazioni di degrado.
- promozione dello sviluppo congiunto minerario ed energetico del Sulcis-Iglesiente, la cui origine risale alla legge 351/85 ("Norme per la riattivazione del bacino minerario del Sulcis") ed ai successivi studi finalizzati all'utilizzo energetico ed eco-compatibile del carbone Sulcis. In sintesi, il DPR 28.1.94 ("Attuazione del piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente") stabilisce che, ai fini dello sviluppo del bacino carbonifero del Sulcis, venga affidata una "concessione integrata per la gestione della miniera di carbone del Sulcis e la produzione di energia elettrica e cogenerazione di fluidi caldi mediante gassificazione".

Del progetto integrato di gassificazione si parlerà dettagliatamente nel seguito. Attualmente la miniera ha una capacità produttiva di circa 400.000 tonnellate/anno che, in attesa della realizzazione del progetto di gassificazione, sono destinate all'alimentazione della centrale ENEL di Portovesme dotata di desolficatori. Attualmente è in fase di definizione un accordo tra l'ENEL e la società Carbosulcis<sup>8</sup> che ha in gestione la miniera per il ritiro del carbone già estratto ed attualmente stoccato, pari a 120.000 tonnellate, per un contratto triennale di fornitura a regime.

---

<sup>7</sup> La riserva in situ è di circa 128 milioni di tonnellate con produzione a regime fino a 3,3 milioni di tonnellate/anno di grezzo (40% di ceneri).

<sup>8</sup> La società fa capo all'Ente Minerario Sardo in via di privatizzazione con organico complessivo a regime di 900 minatori, di cui oltre la metà attualmente in CIG in attesa dell'avvio definitivo del progetto di gassificazione.

### 3.3.2 Importazione

L'Italia importa via mare circa il 99% del totale del proprio fabbisogno di carbone ed esso viaggia per la metà su navi *bulk carriers* della flotta italiana, composta da circa 60 imbarcazioni con una capacità complessiva di carico superiore ai 4,6 milioni di tonnellate.

Per quanto riguarda le provenienze, esse sono molto diversificate in relazione alla qualità ed agli impieghi dei carboni richiesti dal sistema industriale nazionale (tabella 3.10). I principali paesi di importazione sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada e dalla Cina.

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate del 2,8%, passando dalle 17,1 milioni di tonnellate del 1998 alle 17,5 del 1999: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+9,4%), a fronte di una flessione del carbone da coke (-6,7%). Le importazioni di combustibili solidi dall'America, che pesano per il 38,0% del totale, hanno subito una flessione del 21,3% (da 8,5 a 6,7 milioni di tonnellate), mentre quelle dall'Africa, che pesano per il 21,6%, e dall'Oceania, che pesano per il 18,8%, hanno avuto rispettivamente una diminuzione del 4% e un incremento del 6,7%. Le importazioni provenienti dai paesi europei sono cresciute di oltre il 300%, ma il loro contributo sul totale è solo del 9,2%.

**Tabella 3.10 - Importazioni di combustibili solidi in Italia nel 1999 (migliaia di tonnellate)**

Provenienza	Carbone da coke	Carbone da vapore	Lignite e altri	Totale carboni
UE	83	0	14	97
USA	3.653	0	0	3.653
Russia	32	797	75	904
Ucraina	0	0	0	0
Polonia	0	621	0	621
Croazia	0	0	0	0
Canada	1.067	0	0	1.067
Australia	1.995	1.000	304	3.299
Sud Africa	143	3.642	0	3.785
Venezuela	0	596	0	596
Colombia	0	1.362	0	1.362
Cina	151	643	0	794
Indonesia	0	1.374	0	1.374
Altri	4	0	13	17
Totale 1999	7.128	10.035	406	17.569
Totale 1998	7.640	9.171	278	17.089
Variaz. % 99/98	-6,7	+9,4	+46,0	+2,8

Fonte: Bollettino Petrolifero, Ministero dell'Industria

### 3.3.3 Esportazione

Attualmente si registra in Italia una limitatissima attività di esportazione di combustibili solidi, dell'ordine di 0,1 milioni di tep, da ascrivere principalmente ad attività commerciali degli operatori del settore vista la limitatezza delle risorse carbonifere nazionali

concentrate nel Sulcis Iglesiente, la cui capacità produttiva è destinata in gran parte alla copertura dei fabbisogni locali per la produzione di energia elettrica.

### 3.3.4 Prezzi

I prezzi internazionali del carbone per usi energetici sono generalmente riferiti al mercato *Term* (medio-lungo termine) ed al mercato *Spot* (carichi singoli entro tre mesi dalla stipula del contratto). Nel corso del 1999 (fonte: Assocarboni) essi hanno oscillato da un massimo di 42 US\$/tm sul mercato *Spot* USA (Costa Est, 6.950 kcal/kg con 1% di zolfo) ad un minimo di 23-24 US\$/tm sul mercato Australiano (6.300 kcal/kg con 0,8% di zolfo) (per avere un riferimento si sono pagati 30 US\$/tm al mercato *Term* australiano).

A livello italiano il prezzo medio di approvvigionamento "CIF" (*cost, insurance and freight*) nel corso del 1999 ha subito alcune significative oscillazioni soprattutto nel secondo semestre dovute ad una tensione generalizzata sui mercati internazionali, che ha interessato in particolare il carbone da vapore utilizzato per la generazione elettrica (tabella 3.11).

**Tabella 3.11 - Prezzo CIF del carbone da vapore nel trimestre agosto-settembre-ottobre 1999 e confronto con i principali paesi UE (Euro/tonnellata)**

Anno	Mese	B/L	DK	D	GR	E	F	IRL	Italia	NL	UK
CARBONE DA COKE											
1998	Agosto	33,69	-	54,44	-	55,27	50,37	-	52,77	41,27	50,66
	Settembre	48,12	-	45,59	-	51,99	49,86	-	49,73	43,44	48,91
	Ottobre	48,77	-	48,07	-	48,99	52,17	-	48,30	34,91	46,91
1999	Agosto	-	-	41,45	-	48,19	46,46	-	48,04	55,59	41,60
	Settembre	-	-	40,58	-	41,60	45,14	-	43,73	44,45	42,26
	Ottobre	-	-	38,26	-	-	46,34	-	44,94	41,31	45,80
CARBONE DA VAPORE											
1998	Agosto	37,26	32,19	32,01	31,20	29,71	32,94	39,17	34,28	29,68	38,99
	Settembre	33,57	30,97	31,25	31,18	28,80	32,47	40,77	31,52	29,69	39,07
	Ottobre	42,40	31,14	30,40	25,30	27,87	30,77	37,11	31,61	26,58	34,29
1999	Agosto	-	-	31,14	29,40	28,10	32,18	42,72	31,66	31,06	38,86
	Settembre	-	-	31,73	-	26,87	32,29	36,21	32,81	28,68	35,46
	Ottobre	-	-	30,04	-	-	31,41	44,04	30,83	28,26	37,45

Fonte: Elaborazione su dati Eurostat

Per il carbone Sulcis si prevede un prezzo di circa 100.000 lire/tonnellata con gli impianti minerari a pieno regime per l'alimentazione dell'impianto di gassificazione. Attualmente, nell'ambito della trattativa in corso tra l'ENEL e la Carbosulcis per il ritiro del carbone già estratto e stoccato, si registra un'ipotesi di transazione sul prezzo da corrispondere attestata su 60.000 lire/tonnellata.

Per quanto riguarda inoltre l'impatto dei prezzi sui costi di generazione dell'energia elettrica, occorre rilevare come il carbone presenti un costo variabile di combustibile notevolmente inferiore, ed anche notevolmente più stabile nel tempo, rispetto alla produzione di energia elettrica con impianti ad olio combustibile e con impianti a gas, come emerge dall'andamento dei prezzi dei combustibili nel corso degli ultimi due anni. In Italia il costo variabile di generazione elettrica da carbone è passato da un minimo di 33,34 lire/kWh nel bimestre gennaio-febbraio 1999 ad un massimo di 37,07 lire/kWh nel bimestre marzo-aprile 2000. Lo stesso costo per l'olio combustibile è passato nello stesso periodo da 38,69 lire/kWh a 70,7 lire/kWh, e per il gas naturale, il cui costo ha subito solo nell'ultimo anno oscillazioni dell'ordine dell'80% (tabella 3.12) è passato da 41,53 lire/kWh a 75,43 lire/kWh.

**Tabella 3.12 - Costo variabile per impianti funzionanti a carbone, a olio combustibile ed a metano (lire/kWh)**

Periodo	Carbone	Olio combustibile	Metano
Gennaio-febbraio 1998	35,03	56,89	60,77
Marzo-aprile 1998	34,61	54,99	58,02
Maggio-giugno 1998	35,15	47,17	51,30
Luglio-agosto 1998	35,15	45,16	48,76
Settembre-ottobre 1998	35,15	45,16	48,76
Novembre-dicembre 1998	34,51	41,71	44,88
Gennaio-febbraio 1999	33,34	39,28	43,11
Marzo-aprile 1999	34,72	38,69	41,53
Maggio-giugno 1999	34,72	38,69	41,53
Luglio-agosto 1999	36,39	42,09	45,91
Settembre-ottobre 1999	37,05	49,58	53,50
Novembre-dicembre 1999	36,78	58,32	62,38
Gennaio-febbraio 2000	36,35	65,28	70,04
Marzo-aprile 2000	37,07	70,70	75,43

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Per quanto riguarda i costi totali di generazione per impianti esistenti, l'impiego del carbone comporta un costo di circa 43,7 lire/kWh, inferiore rispetto all'olio combustibile (56,5 lire/kWh) ed al gas naturale (60,3 lire/kWh). Nel caso di impianti termoelettrici nuovi, il margine competitivo del carbone si annulla con un aggravio di costi del 10% rispetto agli impianti a gas a ciclo combinato. Tale aggravio è dovuto principalmente ai costi di impianto che incidono per oltre il 45% sul costo totale di generazione mentre, per gli impianti a ciclo combinato, incide solo per il 20%.

Per quanto riguarda gli aspetti fiscali, la legge 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'introduzione della *carbon-tax* si è tradotta per il 1999 in un aumento del 3% per le accise sull'olio combustibile, l'introduzione di una quota simbolica per il metano e l'introduzione di una fortissima tassa sull'impiego del carbone, con una prospettiva per il 2005 estremamente onerosa (tabella 3.13).

**Tabella 3.13 - Aliquote di carbon tax**

Combustibile	Costo	Aliquote ante-Carbon tax	Aliquote per il 1999	Aliquote a regime (2005)
Olio combustibile	310 lire/kg	28,4 lire/kg	29,686 lire/kg	41,26 lire/kg
Carbone	93 lire/kg	0	5,084 lire/kg	41,84 lire/kg
Gas metano	374 lire/m <sup>3</sup>	0	0,87 lire/m <sup>3</sup>	8,7 lire/m <sup>3</sup>

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Tutto questo potrebbe avere notevoli conseguenze: le centrali che oggi bruciano carbone aumenteranno i loro costi di produzione e dovranno essere aggiornati i relativi calcoli di redditività, con un probabile ribaltamento della competitività a favore del gas, che comporta minori emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al carbone; tutto questo, secondo gli operatori industriali del settore, potrebbe portare il carbone fuori mercato già nel 2001. Inoltre la delibera CIPE per l'attuazione del Protocollo di Kyoto sembra prospettare un particolare impatto per il settore dai provvedimenti tesi all'aumento dell'efficienza del parco termoelettrico, che condizioneranno il sistema nazionale e prevedono entro il 2008-2012 la sostituzione di 10.800 MW a bassa efficienza (inferiore al 40%) con impianti a ciclo combinato. In tale prospettiva il piano di miglioramenti ambientali dell'ENEL potrebbe essere messo in discussione: l'aggravio della *carbon tax* sui costi dei combustibili in base a valutazioni molto preliminari potrebbe essere a regime di circa 1500 miliardi per carbone ed olio combustibile.

Recentemente, allo scopo di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, nell'ambito del DL 268 del 30/9/2000 sono stati sospesi per il 2000 gli aumenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali stabiliti dalla legge 448/98, necessari per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1 gennaio 2005, e sono state riviste le aliquote di accisa di alcuni prodotti petroliferi fino al 31 dicembre 2000. Analogamente, la legge finanziaria 2001 presentata dal Consiglio dei ministri, al capo III "Disposizioni in materia di tassazione dell'energia", al fine di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, a decorrere dal 1° gennaio 2001 e fino al 30 giugno 2001, prevede una revisione delle aliquote di accisa di alcuni prodotti petroliferi. Per il carbone non sono stati al momento previsti provvedimenti specifici.

### 3.3.5 Tecnologie

Allo scopo di aumentare la compatibilità ambientale e l'efficienza delle varie fasi del ciclo del carbone, sono state avviate da tempo in tutti i maggiori paesi numerose iniziative di ricerca, sviluppo e dimostrazione a livello internazionale nel quadro delle cosiddette "Tecnologie Pulite del Carbone" (*Clean Coal Technologies*), che riguardano soprattutto la combustione. Tutto questo si inserisce in un quadro di riferimento mondiale di forte evoluzione per la generazione di energia elettrica, caratterizzato dalla deregolamentazione e dal miglioramento delle prestazioni e dei costi delle turbine a gas, unitamente ad un miglioramento delle forniture e del costo del gas naturale. Nei paesi in cui l'accesso alle forniture di gas è agevole, gli incrementi della capacità del carico di base saranno probabilmente coperti dalla costruzione di nuovi impianti a gas a ciclo combinato. Tali centrali, tra l'altro, offrono alcuni vantaggi rispetto a quelle a ciclo

convenzionale a vapore, in particolare: possono essere costruite con un risparmio di tempi e costi di circa il 50%; sono caratterizzate da efficienze più elevate. A questo si aggiunge lo scenario che prevede una forte crescita degli ordinativi nei prossimi anni concentrati soprattutto in Asia, dove la rapida crescita del PIL si coniuga con l'aumento del consumo pro-capite di elettricità e la forte concentrazione demografica. Nei prossimi 10-15 anni si assisterà ad una forte crescita degli ordinativi per impianti a gas ma il carbone, soprattutto nei paesi dotati di grandi riserve, manterrà ugualmente un ruolo primario come si è visto negli scenari precedenti. È in questa prospettiva che si muove lo sviluppo delle principali tecnologie pulite del carbone, in quanto il futuro di questa fonte dipenderà moltissimo da quanto velocemente la tecnologia delle turbine a gas sarà incorporata negli impianti di potenza che utilizzano carbone. Questo in particolare riguarda la combustione a letto fluido (*Fluidised Bed Combustion - FBC*) e la gassificazione del carbone (*Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC*) che hanno raggiunto un forte stadio dimostrativo pre-commerciale e fanno uso della turbina a combustione la quale contribuisce alla potenza totale rispettivamente per il 20% e per il 60%. L'avanzato stato dimostrativo di queste tecnologie è stato accelerato nell'ultimo decennio da incentivazioni favorevoli e da supporti finanziari specifici nazionali ed internazionali. Nel Box seguente sono illustrate le principali tecnologie pulite del carbone.

Le tecnologie commerciali per l'utilizzo del carbone appartengono ad un numero limitato di paesi e di soggetti industriali i quali, spinti dalla necessità di valorizzare la propria dotazione interna di risorse carbonifere e produttive, hanno da tempo dedicato ingenti mezzi allo sviluppo di un proprio *know-how*, come ad esempio si è visto in USA e Regno Unito. Il panorama italiano dello sviluppo tecnologico della filiera carbone indubbiamente risente della situazione generale di stallo del settore e della mancanza di prospettive concrete di crescita. Da un'indagine effettuata sulla banca dati della International Energy Agency (IEA) Coal Research, ad esempio, è risultato che le pubblicazioni presentate negli ultimi cinque anni da autori italiani ai vari convegni internazionali di settore risultano in gran parte prodotte da università, enti ed istituti di ricerca ed in ogni caso riguardano ricerca di base o aspetti teorici. Ne consegue che è molto debole il raccordo tra industrie ed istituti di ricerca, con conseguenti effetti negativi sullo sviluppo del *know-how* nazionale di settore. Fino al 1992 la presenza tecnologica e le attività di sviluppo nell'ambito dell'utilizzo del carbone sono state caratterizzate da una forte presenza dei tre enti energetici ENI, ENEA ed ENEL, che garantivano peraltro un raccordo tra le istituzioni ed il sistema industriale italiano. Dopo il 1992, l'attenzione per l'impiego del carbone è progressivamente diminuita. Dopo la privatizzazione dell'ENI il carbone è stato escluso dal *core business* del gruppo e l'ENEA ha progressivamente ridotto l'impegno sul carbone nei propri programmi pluriennali, se si escludono alcune limitate attività sulla co-combustione di biomasse e carbone in collaborazione con il CNR.

L'ENEL in particolare ha investito notevoli risorse negli anni passati nelle Tecnologie Pulite, soprattutto presso il Centro di ricerca di Pisa, sviluppando competenze e realizzando impianti sperimentali di livello internazionale per studi sulla combustione e sui componenti avanzati. I recenti interventi di ristrutturazione organizzativa hanno avuto significative conseguenze sull'entità delle risorse da destinare alla ricerca, che è stata di recente riorganizzata per Aree di *business* con tempi di ritorno molto brevi. In questo scenario di forte transizione l'ENEL mantiene una presenza significativa solo nell'ambito del Progetto europeo di gassificazione di Puertollano che risulta essere l'impianto

dimostrativo IGCC più avanzato e di taglia maggiore al mondo (300 MW)<sup>9</sup>. Tale situazione determina anche un forte ridimensionamento delle collaborazioni con l'industria nazionale, come avviene in molti paesi europei: se infatti alcuni anni fa tra le missioni dell'Ente pubblico vi era anche la promozione industriale dei costruttori per sviluppare tecnologie e processi innovativi di interesse comune, attualmente tale ruolo è venuto meno per motivi finanziari.

### LE TECNOLOGIE PULITE DEL CARBONE

#### **Polverizzazione del carbone (Pulverised Fuel - PF - Combustion)**

È la tecnica di combustione oggi maggiormente diffusa nella produzione di energia ed è adottata da tutti gli impianti italiani a carbone in funzione che prevedono l'utilizzo della sola turbina a vapore. Consiste nella macinazione finissima del carbone il cui pulviscolo viene iniettato in camera di combustione con un flusso d'aria tramite appositi bruciatori; l'efficienza di combustione è superiore al 99% consentendo un completo utilizzo del combustibile che non viene quindi riversato nell'atmosfera. Questa tecnologia sta avendo ulteriori sviluppi nei bruciatori a bassa emissione di NOx che utilizzano carboni sempre più finemente polverizzati.

#### **Tecnologia Ultrasupercritica (USC)**

Rappresenta l'evoluzione della tecnologia tradizionale PF con turbina a vapore. I parametri termodinamici vengono spinti fino a 600-630 °C e le pressioni fino a 300-320 bar, introducendo innovazioni di tipo fluidodinamico sul macchinario e tecnologie più avanzate di combustione. La tecnologia USC si è affermata nei paesi scandinavi dove già esiste una legislazione sul controllo della CO<sub>2</sub> e si sta sviluppando in Germania dove sono in ordine impianti per 2000 MW con rendimenti attesi del 47-48%; il Giappone ha un piano USC di grande impegno ed i grandi paesi asiatici la stanno valutando attentamente per il futuro.

#### **Gassificazione del carbone (Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC)**

Rappresenta un'alternativa al sistema attuale di combustione del carbone e consiste nel portare il polverino ad elevata temperatura a contatto con vapore ed ossigeno. Tramite reazioni chimiche viene prodotto un gas utilizzato nelle turbine a gas, mentre i fumi caldi di scarico sono in grado di generare vapore che alimenta una turbina a vapore. I rendimenti attesi sono dell'ordine del 50%. L'aspetto ambientale della tecnologia è molto interessante in quanto lo zolfo presente nel carbone può essere quasi completamente recuperato in forma commerciale e le ceneri sono convertite in scorie vetrificate ambientalmente inerti. Lo stato dell'arte di questa tecnologia è rappresentato da sei progetti dimostrativi funzionanti con taglie comprese tra 80 e 318 MW, di cui quattro negli USA e due in Europa (Olanda e Spagna), realizzati con varie tecnologie che si sono progressivamente affermate (TEXACO, SHELL, DOW, KRUPP, PRENFLO).

#### **Combustione a letto fluido (Fluidised Bed Combustion - FBC)**

Si tratta di un sistema di combustione del carbone in un letto di particelle riscaldate sospese in un flusso gassoso che consente una loro rapida miscelazione. Attualmente sono disponibili due tipi di letto fluido pressurizzato: a letto ribollente ed a letto circolante, mentre quelli a pressione atmosferica hanno già raggiunto un grosso successo commerciale anche se con prestazioni limitate. Le efficienze attese sono dell'ordine del 42-45% e si collocano tra gli IGCC e gli impianti convenzionali; mentre le prestazioni ambientali sono decisamente promettenti in quanto consentono di eliminare gli SOx al 90% come residui gassosi stabili e di ridurre gli NOx prodotti date le più basse temperature di combustione. Sono attualmente in funzione sette impianti dimostrativi con potenze fino a 350 MW. A livello europeo emerge la tecnologia ABB ALSTOM con impianti in Germania, Svezia e Spagna.

#### **Cicli combinati a combustione esterna (Externally Fired Combined Cycles - EFCC)**

Si tratta di impianti nei quali un ciclo combinato convenzionale può essere alimentato dai fumi provenienti dalla combustione esterna di combustibili "poveri" (biomasse, rifiuti) o di carbone. Essi prospettano rendimenti dell'ordine del 45-50% ma il loro stadio di maturazione è situato non prima del 2010 in quanto risulta critico lo sviluppo dello scambiatore di calore che, a causa delle alte temperature e dei fumi fortemente aggressivi, deve necessariamente essere di tipo ceramico. Programmi dimostrativi di una certa entità sono in corso in USA finanziati dal DOE ed in Europa su iniziativa di Ansaldo, ENEA ed ENEL.

Fonte: Conferenza Nazionale Energia e Ambiente 1998

<sup>9</sup> Al progetto partecipano le principali imprese elettriche europee (EDF, EDP, NP, ENDESA), con un costo di investimento di circa 1500 miliardi di lire ripartito tra apporti dei soci (25%), contributi comunitari e *project financing* su garanzia delle imprese elettriche stesse. L'impianto è entrato in servizio nel 1996.

L'industria italiana ha tuttavia una vasta esperienza nello sviluppo e gestione di progetti energetici in campo internazionale, realizzati impiegando le principali tecnologie in qualità di licenziatari qualificati o attraverso la partecipazione congiunta con primarie società estere, detentrici delle tecnologie stesse.

All'interno del sistema industriale esistono quindi le risorse, le conoscenze e le esperienze necessarie per offrire sul mercato beni e servizi strettamente legati alle caratteristiche delle realizzazioni per l'utilizzo del carbone maggiormente richieste sui mercati.

In tale prospettiva, si segnala che attualmente in Italia l'unico progetto di tecnologie pulite del carbone di tipo avanzato è quello del Sulcis in Sardegna che prevede la realizzazione di un impianto di gassificazione IGCC nel comune di Portoscuso (Cagliari) di potenza elettrica netta di 450 MWe. Tale impianto utilizzerà prevalentemente il carbone proveniente dal bacino del Sulcis nella Sardegna sud-occidentale, nell'ambito del Piano di disinquinamento del territorio del Sulcis-Iglesiente. La scelta della tecnologia di gassificazione da adottarsi nel caso del progetto Sulcis è stata motivata da un lato dalla specificità del combustibile, caratterizzato da contenuti relativamente elevati di ceneri e di zolfo, dall'altro dalla necessità di adottare una tecnologia che risultasse già sufficientemente provata a livello industriale, ed in grado, perciò, di ottenere il gradimento del mondo finanziario, che dovrà sostenere gran parte dell'onere economico dell'impresa. Le suddette esigenze hanno portato, dopo un ripensamento sulla tecnologia Texaco inizialmente prevista, alla scelta della tecnologia di gassificazione Shell già adottata con buoni risultati in un impianto in esercizio in Olanda.

A livello industriale, si segnala l'impegno di Ansaldo, che ha continuato ad investire sulla tecnologia USC ed è in grado di offrire impianti sul mercato internazionale fino a temperature del vapore di 600 °C, mantenendo un impegno di R&S nell'ambito del Programma comunitario THERMIE e di altre collaborazioni internazionali. L'azienda genovese ha sviluppato anche "pacchetti" di *service* innovativo comprensivo di interventi su caldaie e turbine (*revamping*) in grado di aumentare i rendimenti di impianti obsoleti di diversi punti: questo approccio è molto apprezzato nell'Est Europa ed in Asia, dove l'efficienza media dei parchi elettrici è molto bassa, e può essere una premessa importante per l'implementazione dei meccanismi previsti dagli accordi di Kyoto per la cooperazione internazionale<sup>10</sup>. Si segnalano infine alcuni recenti sviluppi tecnologici per l'impiego del carbone per il recupero energetico dai rifiuti, per i quali si rimanda al box "La co-combustione del carbone con i rifiuti".

---

<sup>10</sup> Si tratta in particolare di: *Joint Implementation e Clean Development Mechanism*, come anche recepito dalla delibera CIPE che assegna priorità ai programmi di "risanamento ambientale e ripotenziamento di centrali termoelettriche esistenti, con modificazioni del mix dei combustibili e aumento dell'efficienza".

### **La co-combustione del carbone con i rifiuti**

Anche in Italia, dove ogni anno si producono circa 26 milioni di tonnellate di rifiuti solidi urbani (RSU), in linea con le direttive europee, il DL 22/97 ha attribuito priorità nell'ordine alla prevenzione, al riciclaggio ed al recupero energetico. I più avanzati sistemi di trattamento consentono di trasformare fino al 50% del materiale in ingresso in CDR (Combustibile Derivato dai Rifiuti), avente le caratteristiche fissate dal suddetto DL, con la possibilità di produrre circa 6-7 milioni di tonnellate/anno di CDR. La tecnologia della termodistruzione del CDR ha molte analogie con la tecnologia utilizzata nelle centrali termoelettriche alimentate a combustibile fossile ed in molti paesi, vista la difficoltà di realizzazione di impianti di termodistruzione dedicati per problemi di accettazione sociale, si sta studiando la possibilità di utilizzare il CDR nei grandi impianti termoelettrici a carbone.

Il problema esiste anche in Italia e l'ENEL, su richiesta di alcune amministrazioni locali spinte dall'emergenza rifiuti, ha prospettato la possibilità di impiegare i gruppi a carbone di taglia superiore ai 300 MWe, che dispongono già di caldaie idonee e di sistemi per l'abbattimento degli inquinanti e la gestione dei residui. Viste le limitate esperienze internazionali, l'ENEL ha avviato un programma di prove di combustione presso la centrale a carbone di Fusina teso ad accertare le condizioni ottimali di impiego del CDR ed a verificare il pieno rispetto della normativa ambientale, che nel caso di co-combustione del CDR si presenta ulteriormente restrittiva e necessita quindi di una fase di prova per ritrarre le procedure operative. Le attività verranno svolte nell'ambito di un apposito protocollo tra l'ENEL, le amministrazioni locali ed il Ministero dell'Ambiente che regolerà le modalità di controllo sul CDR, sull'ambiente di lavoro e sulle emissioni. Altre Regioni che ospitano impianti a carbone (Puglia, Sardegna) hanno chiesto ufficialmente all'ENEL analoghe valutazioni di fattibilità. In caso di esito positivo delle prove è ipotizzabile che si possa bruciare in co-combustione fino a circa il 10% in peso di CDR che, riferito all'intero parco ENEL dislocato in Veneto, Liguria, Puglia e Sardegna, equivale teoricamente a circa 700.000 t/a di CDR. Si tratta di modeste entità rispetto al suddetto potenziale, ma consentirebbero di far fronte a situazioni di emergenza rifiuti che si stanno manifestando in diverse Regioni.

Fonte: Conferenza Nazionale Energia e Ambiente 1998

### *3.3.6 Organizzazione industriale del mercato*

Nel 1999 in Italia per soddisfare il fabbisogno energetico del Paese si sono consumati circa 183 milioni di tep (+2,2% rispetto al 1998). All'interno della dinamica energetica complessiva si è realizzata, in modo sempre più evidente e lungo tutto il periodo seguente alle crisi petrolifere, l'espansione del consumo di gas naturale a fronte di una vistosa contrazione della fonte petrolifera. I combustibili solidi in particolare, dopo aver raggiunto nel 1985 una partecipazione del 10,5% ai consumi complessivi di energia, sono ritornati nel 1999 ad una quota del 6,6% al netto dei combustibili di origine vegetale. Sempre nel 1999 i consumi di combustibili solidi in Italia sono stati in prevalenza destinati alla produzione di energia elettrica (38,6%), in massima parte nelle centrali termoelettriche ENEL, ma anche in quelle di Aziende Municipalizzate, ed alla produzione di coke (38,1%) attualmente declinante sul lungo periodo, sia per l'affermarsi di tecniche che richiedono minori consumi specifici di coke e sia per il progressivo ridursi in Italia delle produzioni stesse da altoforno, che oggi vengono dislocate preferibilmente in altre aree mondiali e sostituite nel mondo occidentale dalla tecnologia del forno elettrico. I restanti consumi per impieghi termici nell'industria in generale, per l'iniezione diretta negli altiforni e per i cementifici, risultano sostanzialmente stabili, anche in ragione delle politiche fiscali adottate. In tabella 3.14 è illustrata l'evoluzione della disponibilità di combustibili solidi in Italia nel periodo 1994-1999.

**Tabella 3.14 - Evoluzione della disponibilità di combustibili solidi in Italia (milioni di tep)**

Anno	Produzione	Importazione	Esportazione	Variazione scorte	Totale disponibilità
1994	0,1	10,9	0,1	-0,5	11,4
1995	0,3	13,1	0,1	0,8	12,5
1996	0,2	11,5	0,1	0,3	11,3
1997	0,4	10,8	0,1	-0,6	11,7
1998	0,4	11,7	0,1	-0,1	12,1
1999	0,4	11,9	0,1	0,1	12,1

Fonte: Elaborazione ENEA su dati MICA

Attualmente in Italia si registra una situazione di stallo nel settore carbone dovuta in gran parte alla sua accettabilità sociale in termini di salvaguardia dell'ambiente. Infatti i programmi di realizzazione di centrali elettriche alimentate a carbone hanno incontrato in Italia una opposizione non riscontrata in altri paesi; a vincere la diffidenza delle popolazioni locali non è bastata fino ad ora la disponibilità di alcune tecnologie più pulite, che consentono di allineare le emissioni inquinanti ai valori dell'olio combustibile. La diversificazione del parco elettrico, infatti, evolve a favore del gas naturale, che dispone di un sistema di distribuzione ormai ramificato e raccoglie una diversa accettabilità sociale.

A livello di mercato in Italia opera l'Assocarboni, Associazione Generale Operatori Carboni, la quale raggruppa oltre 80 imprese che operano nel settore dei combustibili solidi in veste di produttori, importatori, rappresentanti di società estere operanti nel settore, produttori di energia elettrica, cementifici, acciaierie, agenti marittimi, costruttori di impianti, *surveyors* e società di ingegneria.

Per quanto riguarda più in particolare il mercato elettrico, esso si è sviluppato in Italia, come in altri paesi, attraverso una struttura di fonti primarie di alimentazione correlata alle risorse più convenientemente disponibili. Nel 1999 sono stati prodotti circa 23,7 miliardi di kWh da carbone (11,4% della produzione termoelettrica totale) corrispondenti a 5.217 migliaia di tep (12% dei consumi totali di combustibili per la produzione di energia termoelettrica – Fonte: Gestore Rete di Trasmissione Nazionale). Un dato che appare in tutta evidenza è che la capacità di generazione termoelettrica basata su caldaie progettate per essere esercite anche a carbone non è sostanzialmente mutata in vent'anni. Al suo interno è invece aumentata la capacità complessiva delle unità che, dotate di tutte le attrezzature e gli impianti necessari per il rifornimento e l'impiego, possono effettivamente usare questo combustibile (tabella 3.15).

**Tabella 3.15 - Struttura del parco di generazione termoelettrico nazionale (MW)**

Tipologia di impianto	Italia		ENEL	
	sezioni	Potenza lorda (MW)	sezioni	Potenza lorda (MW)
Monovalenti (di cui a carbone)	1.252 -	20.453 -	101 -	14.064 -
Bivalenti (di cui a carbone)	386 27	28.891 6.935	111 26	24.511 6.928
Trivalenti (di cui a carbone)	66 16	5.009 3.165	13 9	3.314 2.996
Tetraivalenti (di cui a carbone)	9 2	291 39	- -	- -
Totale (di cui a carbone)	1.713 45	54.644 10.139	225 35	41.889 9.924

Fonte: Elaborazione su dati GRTN

L'ENEL ha da tempo avviato un vasto programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti e prevenire la loro formazione: nel primo caso è previsto l'impiego di sistemi sofisticati di trattamento dei fumi, quali i desolficatori, i denitrificatori, i depolverizzatori, mentre nel secondo vengono adottati tecniche e sistemi innovativi quali i bruciatori di nuova concezione. Trascurando le centrali più vecchie di bassissime potenze, il programma è di arrivare ad almeno 6000 MW attrezzati per bruciare carbone con significative migliorie ambientali. Il piano di investimento è complessivamente di 5000 miliardi di lire per il periodo 1995-2000: sono già pronte le centrali di Brindisi, Fiumesanto, Fusina, Sulcis, Vado, La Spezia. Al termine del piano i 6000 MW saranno in grado di bruciare teoricamente 12 milioni di tonnellate all'anno di carbone producendo 35.000 miliardi di kWh che, riferiti alla produzione termoelettrica totale del 1999, rappresenterebbero il 16%. L'ENEL ha avviato questo impegnativo programma di investimento in quanto ritiene strategica la necessità di disporre di un parco di impianti ambientalmente avanzati a carbone o a combustibili alternativi a basso costo (tipo *orimulsion* o *tar*), ancorché limitato, che contribuiscano alla sicurezza degli approvvigionamenti in caso di crisi che potrebbero generare tensioni sui prezzi di petrolio e gas. Da segnalare anche l'interesse manifestato da ENEL nell'utilizzo dell'*orimulsion*, un fluido simile all'olio combustibile ottenuto emulsionando con acqua il petrolio denso estratto dai giacimenti venezuelani alla foce del fiume Orinoco.

Come già anticipato nei precedenti punti, il progetto di gassificazione del carbone Sulcis comporterà la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica basato sulla tecnologia di gassificazione del carbone, integrata con un ciclo combinato (IGCC). L'impianto è stato localizzato nella regione del Sulcis-Iglesiente (nel Sud della Sardegna, a ca. 70 km da Cagliari), e prevede prevalentemente l'utilizzo del carbone estratto dalle locali miniere. I principali attori industriali del progetto sono la SONDEL, del Gruppo Falck, e l'Ansaldo Energia, del Gruppo Finmeccanica, che hanno costituito un'associazione per garantire un'adeguata sinergia in campo nazionale tra il settore privato nella produzione di energia e quello dell'impiantistica energetica, visti i rischi connessi con una operazione industriale a carattere fortemente innovativo. Nel box seguente sono illustrati alcuni aggiornamenti dell'iniziativa.

### IL PROGETTO SULCIS: QUADRO NORMATIVO E RECENTI SVILUPPI

La realizzazione del Progetto Sulcis è stata prevista esplicitamente dal DPR del 28/1/1994 e nel 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) costituita da Ansaldo Energia e SONDEL, in qualità di capofila italiani, e dalle imprese estere Techint-Destec (USA) e Montan Consulting (G). Il finanziamento del progetto, il cui costo è valutato intorno ai 3000 miliardi di lire per la complessità e l'innovatività dell'iniziativa, verrà effettuato attraverso un Non-recourse Project Financing, oltre ad un contributo di 419 miliardi proveniente da risorse pubbliche. Il DPR prevede che le risorse finanziarie per il progetto derivino dalla vendita all'ENEL dell'energia prodotta, che riconoscerà per i primi 8 anni una tariffa incentivata di 160 lire/kWh, mentre per i successivi 22 verrà riconosciuta la tariffa CIP 6/92.

Questo è lo stato di avanzamento attuale del progetto:

- è stata stipulata la convenzione con l'ENEL per la cessione dell'energia elettrica e sempre con l'ENEL sono stati firmati i "Patti aggiuntivi" (condizione necessaria per il Project Financing);
- è stata riattivata la miniera, è stata installata una nuova macchina di taglio e coltivazione, ed è iniziata la produzione di carbone che verrà fornito alla centrale ENEL di Portovesme (dotata di desolforatori) nella misura di 400.000 t/anno fino all'avvio del Progetto ad un prezzo indicativo da corrispondere di circa 60.000 lire/t (in fase di negoziazione);
- è stato approvato dalla Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente lo Studio di Impatto Ambientale;
- è stata costituita la società Sulcis Energia, per ricevere i finanziamenti tramite Project Financing ed è stato espresso un giudizio positivo sulla "bancabilità" del progetto;
- la società inglese AM3O si è aggiudicata la gara per l'individuazione dell'operatore minerario ed è stato accordato un rinvio di altri 6 mesi per la presa in consegna della miniera;
- l'ATI sta per procedere alla firma dell'accordo per l'EPC Contractor: il responsabile della realizzazione "chiavi in mano" dell'impianto di gassificazione dovrebbe essere la Snamprogetti, unica rimasta in gara insieme alla Foster Wheeler.

Fonte: Elaborazione informazioni Sotacarbo, SONDEL, Staffetta Petrolifera

La realizzazione dell'impianto Sulcis risponde a molteplici esigenze:

- l'utilizzazione di una importante risorsa energetica nazionale;
- il miglioramento del quadro ambientale, tramite l'adozione di una tecnologia che consente un elevato livello di controllo delle emissioni;
- il mantenimento del livello occupazionale, che costituisce un problema molto pesante in un'area caratterizzata da una cultura industriale ben radicata;
- l'acquisizione di conoscenze specifiche in un'area tecnologica (la gassificazione) in rapida evoluzione, nella quale l'Italia ha già un ruolo di primo piano che può essere definitivamente consolidato con la realizzazione del nuovo impianto.

La tecnologia di gassificazione del carbone, integrata con la produzione di energia elettrica mediante un ciclo combinato, è caratterizzata - accanto ai fattori positivi di carattere ambientale - da un *elevato livello degli investimenti* che ammonteranno, nel caso del Sulcis, ad oltre 2000 miliardi di lire. Questa circostanza è legata sia all'oggettiva complessità degli impianti, in particolare dell'isola di gassificazione, sia alla relativa novità di questa tecnologia, la quale comporta inevitabilmente un livello di costi più alto rispetto a tecnologie più tradizionali e maggiormente diffuse. Ne risulta che è praticamente impossibile conseguire oggi, per impianti di questo tipo, "l'autosostentamento economico", con l'inevitabile ricorso da un lato ad opportune agevolazioni pubbliche di natura tariffaria ed economica, e dall'altro lato a schemi del tipo *Project Financing* per il reperimento sul mercato dei capitali delle risorse necessarie, in aggiunta e ad integrazione del capitale di rischio fornito dai promotori dell'iniziativa. Lo schema "incentivo più *Project Financing*" è stato applicato, come è noto, ai tre impianti IGCC per

l'uso dei residui di raffineria in corso di costruzione in Italia, che sono tuttavia caratterizzati da complessità tecniche e contrattuali nettamente inferiori rispetto all'impianto Sulcis.

Quest'ultimo potrà usufruire di uno specifico *finanziamento pubblico*, subordinato all'obbligo, da parte del beneficiario, di gestire le miniere del Sulcis in qualità di concessionario, mantenendo il livello occupazionale per tutta la durata della concessione, e di utilizzarne il carbone estratto per alimentare la centrale, unitamente a combustibile integrativo. Queste agevolazioni economiche, a favore del concessionario, hanno proprio lo scopo di bilanciare le diseconomie di esercizio connesse all'uso del carbone Sulcis, caratterizzato da contenuti di ceneri e zolfo relativamente elevati e da livelli di costo più alti rispetto ai valori correnti di mercato per carboni di importazione. Va sottolineato che l'integrazione tra l'impianto e la concessione mineraria costituisce un aspetto del tutto innovativo di questa iniziativa, con conseguenti maggiori complessità rispetto agli altri progetti italiani ed internazionali: per la prima volta, un impianto IGCC alimentato a carbone proveniente da una miniera in concessione (con conseguenti maggiori livelli di rischio imprenditoriali), verrebbe realizzato in regime di *Project Financing*. Uno schema di questa natura comporta la necessità di coniugare due esigenze: da un lato l'osservanza delle leggi che governano gli appalti pubblici (ed in particolare la legge 406), dall'altro le esigenze del *Project Financing*; queste ultime comportano la soluzione di speciali problematiche, sia di natura tecnico-economica, che di tipo legale e contrattuale, la cui soluzione non è ancora adeguatamente contemplata dalla legislazione italiana, e che sono in qualche caso in contrasto con le attuali normative.

### 3.4 Energia elettrica

#### 3.4.1 Produzione

La richiesta di energia elettrica ha toccato nel 1999 il valore di 285,8 miliardi di kWh, con un aumento di circa il 2,3% sull'anno precedente (279,3 miliardi di kWh), di un punto superiore alla crescita del PIL. Si tratta di un incremento inferiore a quello registrato nel 1998 (2,9%), ma più elevato di quello medio nel decennio 1998-88 (2,4%). L'intensità dell'energia elettrica rispetto al PIL è aumentata nel 1999 dello 0,9%, in linea con il risultato di lungo periodo (+0,9%/anno nel periodo 1983-1999).

Nello stesso anno la produzione lorda di energia elettrica è stata di 265,6 miliardi di kWh, il 2,3% in più del 1998. Complessivamente la crescita della produzione idrica, eolica e fotovoltaica è stata del 9%, mentre la crescita della produzione geotermica è stata del 4,5%. Sostanzialmente stabile è rimasta la produzione termica tradizionale, anche se al suo interno è aumentata la produzione da carbone e da gas a discapito di quella da olio combustibile. L'aumento più rilevante si è avuto nella generazione da fonti rinnovabili che nel 1999 ha raggiunto i 409 milioni di kWh, di cui 25 riferibili ad ENEL (cresciuti del 19%) e i restanti 384 a produttori terzi (cresciuti del 77%). L'incremento della produzione lorda è attribuibile alla maggiore quantità di energia prodotta da operatori diversi dall'ENEL e alle importazioni. La produzione netta dell'ENEL, pari a 178,8 miliardi di kWh, risulta infatti diminuita dello 0,4% rispetto al 1998, mentre quella da produttori terzi ha raggiunto i 73,8 miliardi di kWh con un aumento del 9,5% sul 1998 (tabella 3.16).

**Tabella 3.16 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia (milioni di kWh)**

Flussi	1998	1999	Variaz. %
Produzione idrica lorda	47.365	51.777	9,3
Produzione termica lorda	207.970	209.068	0,6
Produzione geotermica lorda	4.214	4.403	4,5
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	237	409	72,5
Totale produzione lorda	259.786	265.657	2,3
Energia per servizi	12.843	12.920	0,5
Totale produzione netta	246.943	252.737	2,3
Ricevuta da fornitori esteri	41.633	42.539	2,2
Ceduta a clienti esteri	901	529	-41,3
Destinata ai pompaggi	8.358	8.903	6,5
Richiesta totale Italia	279.317	285.844	2,3

Fonte: GRTN

Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione si sono lievemente modificate nel corso del 1999. Rispetto al 1998 la quota di mercato dell'ENEL nella produzione si è ridotta, passando dal 73% al 71% a vantaggio degli autoproduttori che hanno visto aumentare la loro quota dal 22,5% al 24%, mentre le imprese elettriche locali sono rimaste sostanzialmente stabili (dal 3,8% al 4%) come anche le altre imprese (dall'1% all'1,2%). L'aumento delle quote di mercato trova un riflesso in quello del numero di operatori. Nel 1999 sono entrati nel mercato nuovi produttori privati, con produzioni da fonti rinnovabili e assimilate, che godono di incentivazioni sulla base della legge 9 del 9 gennaio 1991 e del provvedimento CIP 6 del 29 aprile 1992.

Nella distribuzione e vendita la ripartizione delle quote di mercato dei maggiori operatori è rimasta sostanzialmente invariata. L'ENEL si è attestata su una quota del 83,4%, mentre le imprese elettriche locali, le altre imprese, considerate congiuntamente, e gli autoproduttori hanno coperto complessivamente una quota del 16,6%.

Nel 1999, per la prima volta, tra le fonti primarie per la produzione di energia termoelettrica il gas naturale ha superato i prodotti petroliferi. Dei quasi 210 miliardi di kWh termici prodotti in Italia, 86,4 provengono infatti dal metano, 86,2 da prodotti petroliferi, quasi 24 dal carbone e 13 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, *orimulsion*, gas d'alto forno, gas residui di raffinazione, gas di cokeria e altro: tabella 3.17). Nel 1999 i prodotti petroliferi hanno coperto il 41,2% della produzione termoelettrica convenzionale (la quota era del 50,6% nel 1998), evidenziando un calo rispetto al 1998 del 18%, equivalente a circa 19 miliardi di kWh di energia prodotta. Al contrario, il consumo di gas naturale, che soddisfa il 41,3% della produzione di elettricità (33,8% nel 1998), è cresciuto del 23%, dando luogo ad una maggior produzione di energia elettrica pari a 16 miliardi di kWh rispetto all'anno precedente. Anche l'utilizzo di carbone, pari all'11,4% del fabbisogno della produzione termoelettrica (11,2% nel 1998), è lievemente aumentato, passando da 23,3 miliardi di kWh del 1998 a 23,8 miliardi di kWh nel 1999.

**Tabella 3.17 - Consumi di combustibili nella produzione termoelettrica in Italia**

Fonti	Consumi di combustibile (*)			Produzione lorda di elettricità (**)		
	1999	%	Variaz. % 1999/98	1999	%	Variaz. % 1999/98
Carbone	5.217	12,2	2,4	23.798	11,4	2,1
Prodotti petroliferi (***)	18.299	42,7	-16,9	86.210	41,2	-18,0
Gas naturale	16.589	38,7	21,7	86.410	41,3	23,1
Altri	2.741	6,4	39,1	12.650	6,1	38,2
<b>Totale</b>	<b>42.846</b>	<b>100,0</b>	<b>0,3</b>	<b>209.068</b>	<b>100,0</b>	<b>0,6</b>

(\*) migliaia di tep (\*\*) milioni di kWh (\*\*\*) olio, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffineria

Fonte: Elaborazioni su dati GRTN

Gli altri combustibili hanno coperto la quota residua del 6% della produzione di elettricità, evidenziando un forte aumento rispetto all'anno precedente, nel quale la quota era pari al 4,5%. Tale incremento è in gran parte dovuto alla notevole crescita registrata dall'*orimulsion*<sup>11</sup>, il cui consumo nel 1999 è più che raddoppiato rispetto al 1998 (1,7 milioni di tonnellate che hanno dato luogo ad una produzione di elettricità pari a circa 5 miliardi di kWh, contro i 2 del 1998).

La riduzione dei consumi di prodotti petroliferi a vantaggio dei consumi di gas naturale e delle fonti rinnovabili nella produzione termoelettrica è sicuramente da ascrivere ad una tendenza di lungo periodo, che dovrebbe proseguire in futuro anche a motivo del maggior impiego degli impianti a ciclo combinato. Essa è in parte spiegabile anche con il forte incremento che nel 1999 ha interessato i prezzi internazionali dei combustibili petroliferi e coinvolto in misura più ridotta il gas naturale.

Nel 1999 oltre il 72% del parco di generazione nazionale è costituito da impianti termoelettrici tradizionali (54.808 MW di potenza installata) (tabella 3.18). Gli impianti idroelettrici rappresentano una quota pari a circa il 27% della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici lo 0,8%, quelli eolici e fotovoltaici lo 0,3%.

L'evoluzione temporale nell'ultimo quarto di secolo mostra una crescita continua della potenza termoelettrica tradizionale a fronte di una graduale flessione della quota idroelettrica e di una lenta crescita di quella eolica e fotovoltaica. La componente termoelettrica tradizionale del parco di generazione è costituita in massima parte da impianti dedicati alla sola produzione di energia elettrica (quasi l'80% della potenza efficiente lorda), mentre gli impianti per la produzione combinata di elettricità e calore (cogenerazione) rappresentano poco più del 19%. Più della metà della potenza termoelettrica tradizionale è costituita da impianti policombustibili; negli impianti di proprietà ENEL questa quota rappresenta nel 1999 quasi il 67%. Il margine di flessibilità nell'utilizzo di diversi *mix* di combustibili fossili è dunque consistente.

<sup>11</sup>Negli ultimi anni l'ENEL ha manifestato interesse per l'utilizzo dell'*orimulsion*, un fluido combustibile simile all'olio combustibile ottenuto emulsionando con acqua il petrolio denso estratto dai giacimenti venezuelani alla foce del fiume Orinoco. Il combustibile, sostitutivo del carbone, è in sperimentazione nella centrale di Brindisi Sud e sembra essere promettente sia in termini di emissioni di CO<sub>2</sub> (inferiori del 20% rispetto ad altri combustibili) sia in termini di ceneri prodotte, consentendo inoltre di utilizzare la stessa logistica dell'olio combustibile, anche se da alcuni studi non sembra trascurabile il problema dei metalli pesanti.

**Tabella 3.18 - Struttura del parco di generazione nazionale nel 1999. Potenza efficiente lorda (MW)**

Tipologia	Totale	ENEL	Municipalizzate	Altre imprese	Autoproduttori
Idroelettrici	20.564	16.903	1.346	356	1.959
Termoelettrici	55.429	42.510	1.531	411	10.977
<i>Di cui geotermoelettrici</i>	621	621	-	-	-
Eolici e fotovoltaici	238	28	1	209	-
<b>Totale</b>	<b>76.231</b>	<b>59.441</b>	<b>2.878</b>	<b>976</b>	<b>12.936</b>

Fonte: GRTN

In un documento dell'agosto 2000, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) ha riportato le richieste di connessione alla rete di trasmissione per 105 nuovi impianti per una potenza complessiva di 35.300 MW. Per circa 13.000 MW (15 impianti) le richieste riguardano gli studi preliminari di fattibilità delle connessione stesse. Il 97% della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (34.200 MW) ed il rimanente impianti a fonte rinnovabile; per 14.000 MW di essi è già stata presentata al Ministero dell'Industria la domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio.

Il GRTN sottolinea che gli impianti indicati non comprendono: impianti da fonti rinnovabili e assimilate inclusi nelle graduatorie di cui al provvedimento CIP 6/92 e non ancora collegati alla rete; impianti di potenza inferiore ai 10 MVA, non inclusi nelle graduatorie CIP 6/92, le cui richieste di connessione sono indirizzate direttamente alle società di distribuzione; trasformazioni di impianti termoelettrici esistenti in impianti a ciclo combinato delle società di produzione del Gruppo ENEL, che in genere non richiedono un aumento della potenza installata nel sito; impianti per i quali, pur essendo stata presentata al Ministero dell'Industria la domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio, non è stata ancora richiesta al GRTN la connessione alla rete di trasmissione.

### 3.4.2 Importazione ed esportazione

Alla disponibilità interna di energia elettrica hanno concorso per circa il 14,7% le importazioni nette pari ad oltre 42 miliardi di kWh. Le importazioni sono cresciute del 2,4% rispetto al 1998. Al pari dello scorso anno, la quota più rilevante (63,1%) delle importazioni nette è affluita dalla Svizzera (contro il 52,7% del 1998), a svantaggio della Francia la cui quota è scesa al 32,1 % (contro il 39,6% nel 1998), rimanendo comunque il secondo paese più rilevante, seguita dalla Repubblica Ceca con il 3,1%; il restante 1,7% è affluito da Slovenia, Austria, Germania e Croazia. Le esportazioni verso clienti esteri si sono invece ridotte a 529 milioni di kWh (-41,3% rispetto al 1998).

Il decreto 79/99 ha liberalizzato le attività di importazione ed esportazione nel rispetto degli obblighi derivanti dal servizio pubblico.

Gli scambi di energia con l'estero rappresentano una modalità per realizzare l'integrazione dei mercati europei prevista dalla Direttiva 96/92/CE ed un canale per aumentare la concorrenza nel mercato, in particolare nei casi in cui la situazione di partenza veda la presenza di imprese di grandi dimensioni, con forte potere di mercato. L'entità degli scambi è fortemente condizionata dalla capacità di trasmissione transfrontaliera, basata sui dispositivi di interconnessione. La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui

una a doppia terna (Rondissone in Italia – Albertville in Francia), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono un solo progetto di elettrodotto relativo al collegamento elettrico in corrente continua tra Italia e Grecia a 400 kV in corso di realizzazione tramite cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto, la cui entrata in servizio è prevista per il 2002. Tale collegamento aumenterà il valore della massima potenza complessivamente importabile di ulteriori 600 MW sulla frontiera elettrica italo-greca.

La capacità complessivamente utilizzabile per le importazioni (netta trasmissibile), risulta pari a 5.400 MW nel periodo invernale, 5.000 MW nel periodo estivo e 2.200 MW nel mese di agosto. Una quota della capacità netta trasmissibile è occupata dai contratti di importazione esistenti. La tabella 3.19 presenta il quadro complessivo, a partire dall'anno 2000, dei contratti di importazione pluriennali stipulati dall'ENEL SpA distinti per paese di importazione, durata, capacità impegnate ed energia contrattata in GWh.

Con la deliberazione 140/00 del 3 agosto 2000 e con le successive integrazioni e modifiche di cui alle deliberazioni 174/00 e 192/00, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha definito modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibile insufficiente, ai sensi dell'art. 10 del decreto 79/99. Conseguentemente il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), in data 16 ottobre 2000, in esecuzione delle suddette deliberazioni, ha dato avviso per l'assegnazione su base annuale dell'80% delle bande disponibili su ciascuna frontiera per l'intero anno 2001 ed ha reso nota la capacità di interconnessione disponibile sulle frontiere con Francia, Svizzera, Austria e Slovenia<sup>12</sup>. Tale assegnazione viene effettuata percentualmente. Il GRTN ha in corso approfondimenti con i Gestori dei aesi confinanti al fine di verificare ulteriormente la possibilità di procedere all'assegnazione congiunta dell'intera capacità di interconnessione disponibile.

**Tabella 3.19 - Contratti pluriennali di importazione in carico all'ENEL SpA**

Frontiera	Contratto	Scadenza	Potenza max	Energia totale (GWh)
Francia	Contratto 1	31/12/2007	1.800 (1.400 dal 1/1/03)	14.488 (9.150 dal 1/1/03)
Svizzera <sup>13</sup>	Contratto 2	31/12/2011	600	5.021
	Contratto 3	31/12/2002	200	1.603
Austria	Contratto 4	29/01/2000	100	70
	Contratto 5	31/01/2000	50	37
<b>Totale</b>			<b>2.750</b>	<b>21.219</b>

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

<sup>12</sup> Per il 2001 risulta essere complessivamente di 2.480 MW, suddivisa tra: Francia (240), Svizzera (1760), Austria (176) e Slovenia (304).

<sup>13</sup> In fase di rinegoziazione.

### 3.4.3 Impatto ambientale

Il settore dell'energia elettrica è una delle maggiori fonti concentrate di inquinamento atmosferico in Italia, così come a livello europeo e mondiale. Le principali emissioni atmosferiche prodotte sono: l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>), gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), le polveri (PS), i composti organici volatili (COV) ed alcuni metalli pesanti. Si tratta di sostanze che determinano fenomeni di inquinamento sia locale sia globale quali cambiamenti climatici, piogge acide, inquinamento di ozono. Secondo stime ENEA, nel 1994 il settore elettrico (definito come generazione di elettricità e calore, esclusa l'autoproduzione) è stato responsabile di circa il 23% delle emissioni nazionali di CO<sub>2</sub> (99,2 Mt), del 26% di quelle di N<sub>2</sub>O (162.000 t), di oltre il 16% di quelle di NO<sub>x</sub>, di quasi il 45% di quelle di SO<sub>2</sub>, il maggiore responsabile per le piogge acide. Il settore elettrico ha quindi un ruolo importante nel perseguimento di obiettivi di riduzione di questi inquinanti stabiliti a livello nazionale e/o derivanti da impegni assunti dall'Italia in ambito internazionale.

Per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub>, un confronto con i due decenni passati mostra la continua crescita delle emissioni del settore sia in termini assoluti, sia di contributo percentuale alle emissioni complessive provocate dalla combustione dei combustibili fossili. In relazione ai vari combustibili utilizzati nella generazione elettrica, nel 1996 quasi il 62% delle emissioni provenivano da impianti ad olio combustibile, più del 20% da impianti a carbone e poco più del 18% da impianti a gas metano, anche se rispetto al 1990 risulta diminuito il contributo in termini di emissioni totali degli impianti a carbone ed a olio (-7,6% e -3,4% rispettivamente), mentre è cresciuto quello degli impianti a gas (+0,6%). Più significativa è la valutazione delle emissioni unitarie rispetto agli altri paesi europei espresse in kgCO<sub>2</sub>/kWh. Nel 1996 il settore elettrico in Italia ha emesso in media 522 gCO<sub>2</sub> per ogni kWh prodotto, risultando ampiamente al di sopra della media europea (pari a 370 gCO<sub>2</sub>). Questo divario in termini di emissioni unitarie è il risultato della combinazione di una molteplicità di fattori, principalmente la diversità nel *mix* di *input* energetici impiegati nella produzione elettrica.

La modesta *performance* ambientale dell'Italia rispetto alla media UE e dei principali partner europei risulta legata anche al grado di efficienza del parco di generazione. Sebbene significativi passi in avanti siano stati compiuti negli ultimi anni grazie a stimoli economici ed ambientali, è ancora richiesto uno sforzo rilevante per portare il sistema elettrico italiano, ed in particolare quello termoelettrico, a competere in Europa, non solo in termini di efficienza puramente economica, ma anche ambientale. Un ulteriore contributo alla riduzione delle emissioni specifiche di anidride carbonica e, più in generale, di gas serra dal settore elettrico verrà dallo sviluppo della generazione elettrica da fonti rinnovabili, anch'esse parte delle azioni individuate nel Piano nazionale per la riduzione dei gas serra.

La normativa nazionale contro l'inquinamento atmosferico (DPR 203 del 24 maggio 1988) e quella di recepimento della Direttiva europea sui grandi impianti di combustione stabiliscono limiti alle emissioni di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri nei nuovi impianti di combustione, e fissano la riduzione graduale delle emissioni complessive degli impianti esistenti al 1° luglio 1980 rispetto ai livelli registrati nel 1980 per gli anni 1993, 1998 e 2003 rispettivamente per gli ossidi di zolfo del 30%, 39% e 63% e per gli ossidi di azoto del 2% e del 30% (per il 1998).

L'ENEL in particolare ha messo in atto una serie di interventi che hanno consentito di raggiungere risultati significativamente superiori agli obblighi di legge, attraverso: modifica del *mix* di combustibili impiegati, interventi di miglioramento ambientale degli impianti ("ambientalizzazione") con installazione di desolforatori, denitrificatori catalitici, modifica dei processi di combustione, ed entrata in servizio di nuovi impianti a ciclo combinato gas – vapore. In tal modo le emissioni specifiche, sulla base del Rapporto ambientale 1999 ENEL, sono in corso di progressiva riduzione (tabella 3.20).

**Tabella 3.20 - Emissioni specifiche nette negli impianti termoelettrici ENEL (g/kWh)**

Emissioni	1995	1998	1999	% 1999-95	% 1999-98
SO <sub>2</sub>	4,0	3,5	2,9	-25,8	-15,0
NO <sub>x</sub>	1,9	1,3	1,1	-45,9	-16,7
Polveri	0,3	0,1	0,1	-62,7	-16,5
CO <sub>2</sub>	738	719	707	-4,3	-1,6

Fonte: ENEL SpA

Il Gruppo ENEL ha inoltre stipulato il 20 luglio 2000 con il Ministero dell'Industria e con il Ministero dell'Ambiente un accordo volontario per la riduzione delle emissioni di gas serra. In particolare è previsto l'impegno a ridurre le emissioni di anidride carbonica del 13,5% entro il 2002 e del 20% entro il 2006 rispetto alle emissioni prodotte nel 1990, anno di riferimento per il Protocollo di Kyoto sui cambiamenti climatici. Tali valori corrispondono rispettivamente a 15 e 22 milioni di tonnellate di anidride carbonica in meno. Tale obiettivo, che supera quanto prescritto dalla Delibera CIPE del 19/11/98 per il settore termoelettrico, verrebbe conseguito con un programma articolato di interventi che coinvolgono tutte le società del Gruppo: dalla trasformazione in cicli combinati di molte centrali, all'aumento complessivo di efficienza, agli investimenti nel settore delle fonti rinnovabili, dai quali sono previsti nuovi impianti per complessivi 1.100 MW.

L'ENEL si è inoltre impegnato a rendere registrabile con la certificazione EMAS<sup>14</sup> almeno il 50% della potenza installata del parco complessivo di generazione entro il 2001 per raggiungere il 100% nel 2005; al momento è stata ottenuta la certificazione per la centrale termoelettrica di La Casella in Emilia e per gli impianti idroelettrici del Cordevole in Veneto, che avevano già ottenuto la conformità alla normativa ISO 14001 sui Sistemi di Gestione Ambientale. Sono state inoltre avviate attività in tal senso anche su 21 impianti termoelettrici, 3 impianti geotermoelettrici e 3 impianti idroelettrici.

Infine, per quanto riguarda ancora il settore dell'energia elettrica, occorre rilevare come il dibattito sulla regolamentazione dell'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici ha acquisito negli ultimi anni un notevole rilievo sia a livello nazionale, sia Europeo. Mentre continuano gli sforzi della comunità scientifica internazionale per ridurre l'incertezza circa i possibili effetti cronici, a fronte della crescente attenzione della pubblica opinione per gli effetti sia di breve che di lungo termine, diversi Stati membri della UE, la Commissione Europea stessa ed alcuni paesi terzi stanno esaminando l'opportunità di adottare misure di protezione.

Per le frequenze elettriche, l'esposizione ai campi elettrici e magnetici per l'ambiente esterno e abitativo è attualmente regolamentata in Italia dalle disposizioni contenute nel

<sup>14</sup> L'EMAS è il sistema comunitario di ecogestione e *audit* al quale le imprese possono aderire volontariamente e richiedere per i propri siti una certificazione indipendente di conformità.

decreto del Presidente del Consiglio del 23 aprile 1992 e successive modificazioni. I limiti di intensità contenuti nel suddetto decreto sono in linea con le indicazioni internazionali per gli effetti a breve fornite dalla International Commission on Non-Ionising Radiation Protection (ICNIRP), e trasferite da vari paesi negli ordinamenti o in raccomandazioni nazionali. Nel corso degli anni sono state proposte varie iniziative legislative a livello regionale che, a differenza di quelle nazionali, prendono in considerazione anche gli effetti a lungo termine, ma si trattava di proposte che non sono entrate in vigore o sono state sospese per mancanza di autorizzazioni governative.

Il recente disegno di legge sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici presentato dal Governo, approvato dalla Camera dei Deputati e attualmente all'esame della Commissione territorio, ambiente e beni culturali, si prefigge l'obiettivo di regolamentare i vari aspetti dell'inquinamento da campi elettromagnetici, inclusa la tutela della popolazione dai possibili effetti di lungo termine; da questo punto di vista, esso rappresenta una novità in ambito internazionale.

#### 3.4.4 Prezzi

Nel corso del 1998 l'apporto dell'energia elettrica alla riduzione dell'inflazione al consumo, che era stato rilevante nell'anno precedente, si è esaurito. Le ripetute e consistenti flessioni registrate nel prezzo del petrolio, tornato sui livelli d'inizio anni ottanta, non si sono riflesse sul prezzo al consumo in quanto, ai sensi della delibera 70/97, il gettito è stato impiegato per riassorbire il disavanzo del conto onere termico presso la Cassa conguaglio per il settore elettrico, totalmente ripianato nell'ultimo bimestre del 1998. L'unico aumento registrato in corso d'anno (1% nel mese di gennaio) ha avuto effetti trascurabili sulla dinamica media annua. Nel 1999, la flessione registrata nel primo trimestre è stata seguita da incrementi a partire da luglio, dovuti alla marcata risalita delle quotazioni petrolifere internazionali. Complessivamente nel corso del 1999 l'indice elementare dei prezzi al consumo dell'energia elettrica rilevato dall'ISTAT è calato del 4,1% in media d'anno. L'anno si è chiuso con un contributo dell'energia elettrica all'inflazione complessiva negativo, quantificabile in mezzo decimo di punto percentuale.

I confronti di prezzo dell'energia elettrica a livello internazionale vengono effettuati sulla base sia della metodologia del prezzo medio, utilizzata dall'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE-OCSE), sia della metodologia del consumatore tipo, impiegata dall'Eurostat. Come già segnalato dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas nelle Relazioni Annuali 1999 e 2000, quest'ultima metodologia si fa preferire in quanto le statistiche AIE presentano una controindicazione metodologica per la struttura tariffaria italiana, caratterizzata da una notevole variabilità dei prezzi in relazione al consumo.

Nel 1999 (1 luglio) le *utenze domestiche* con livelli di consumo più bassi, di 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte inferiore a quello di tutti i paesi europei. Di contro, le utenze con livelli di consumo più elevati sostengono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte al di sopra della media europea. Qualora si prendesse a riferimento come classe rappresentativa del livello dei prezzi dell'energia elettrica in Italia la tipologia di utenti con consumi più bassi, si trarrebbero conclusioni opposte a quelle determinate dall'analisi dei soli livelli di consumo superiori (tabella 3.21).

**Tabella 3.21 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni paesi europei (1 luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti)**

Paese	Consumo annuo 1.200 kWh			Consumo annuo 3.500 kWh		
	Al lordo delle imposte		Al netto delle imposte	Al lordo delle imposte		Al netto delle imposte
	lire/kWh	Var.% 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var.% 99/98	lire/kWh
Austria	289,7	0,5	227,3	244,4	0,5	189,6
Belgio	380,9	-1,4	312,1	278,8	-1,9	230,4
Danimarca	448,2	5,7	194,0	369,2	5,9	130,9
Francia	279,8	-3,4	217,1	228,3	-4,9	179,7
Germania	391,5	6,7	317,7	313,6	9,8	250,5
Italia	139,6	4,0	126,8	410,3	-5,6	327,4
Olanda	255,5	1,0	203,0	225,2	1,3	158,1
Inghilterra	241,9	-18,0	230,3	170,0	-18,8	161,9
Spagna	276,1	-3,7	226,5	215,9	-3,7	177,0
Svezia	281,9	-8,4	194,0	189,9	-6,1	120,4
Media UE (*)	288,4	-1,0	234,0	247,4	-5,9	231,0
Italia: scostamento % dalla media UE	-51,6		-45,8	65,8		41,7

(\*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Anche sotto il profilo congiunturale, le variazioni registrate ai prezzi italiani nel luglio 1999, pur se di entità modesta, sono di segno diverso in funzione del livello di consumo considerato e indicano una tendenza verso il riequilibrio tariffario: l'aumento dei prezzi per le classi di consumo più basse – che presentano livelli inferiori a quelli di tutti i paesi europei - è in controtendenza rispetto alla media europea, mentre le riduzioni per le classi di consumo più elevate sono in linea con l'andamento europeo.

I prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali, sia al lordo, sia al netto delle imposte, risultano tra i più elevati in Europa (tabella 3.22). Tuttavia, il divario con il valore medio si riduce progressivamente con l'aumentare del livello dei consumi. Se per le piccole utenze industriali e terziarie con consumi da 160 kWh a 2 GWh il prezzo al lordo delle imposte supera rispettivamente del 23% e del 36% la media europea, per le grandi utenze con consumi di 50 GWh e di 70 GWh, il divario si riduce rispettivamente al 15,3% e al 4,9%. Al netto delle imposte il divario con il valore medio è molto più contenuto per tutte le tipologie di consumo, a causa della degressività dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi. In alcuni casi, come per i livelli di consumo di 70 GWh annui, il divario è addirittura negativo. Sulla base di dati preliminari relativi ai prezzi registratisi nel corso del 2000, la suddetta divaricazione per le utenze industriali risulta essere in crescita.

**Tabella 3.22 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni paesi europei (1 luglio 1999; prezzi in lire/kWh a cambi correnti)**

Paese	2 GWh anno (500 kW, 4000 ore)			50 GWh anno (10000 kW, 5000 ore)		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte (**)	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte (**)
	lire/kWh	Var.% 99/98	lire/kWh	lire/kWh	Var.% 99/98	lire/kWh
Austria	145,2	-1,5	159,0	Nd	41,0	Nd
Belgio	142,6	-3,1	142,6	80,1	-5,8	80,1
Danimarca	91,6	-5,3	108,0	80,6	-5,5	97,0
Francia	109,8	-2,4	109,8	87,3	-2,6	87,3
Germania	153,6	-4,1	158,4	130,5	-3,2	129,7
Italia	131,8	-14,2	172,2	102,2	-15,6	115,9
Olanda	111,9	1,4	114,2	98,8	1,5	94,0
Inghilterra	107,7	-47,9	107,7	Nd	-7,1	Nd
Spagna	120,4	0,0	126,6	101,6	0,0	106,8
Svezia	66,6	-8,3	66,6	53,5	-9,9	53,5
Media UE (*)	119,2	-13,9	126,7	97,7	-5,1	100,5
Italia: scostamento % dalla media UE	10,6		36,0	4,7		15,3

(\*) Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997.

(\*\*) i prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese.

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Sotto il profilo congiunturale, tutte le tipologie di consumo evidenziano decrementi dei prezzi (compresi tra l'11% e il 18%) più marcati di quelli relativi alla media europea. Le statistiche disponibili non consentono ancora di valutare l'effetto della impennata dei prezzi petroliferi nell'ultimo semestre 1999 che potrebbe aver divaricato la distanza con la media europea.

L'esame dei prezzi per i diversi livelli di consumo, pur evidenziando una grande variabilità tra gli stessi, mostra che i prezzi italiani sono mediamente elevati, risultando così un fattore di svantaggio competitivo. Tra i principali fattori che causano tali differenziali di prezzo si possono individuare la struttura del parco di generazione tecnologicamente arretrato e la composizione delle fonti primarie utilizzate per la trasformazione.

Nella nuova organizzazione del settore elettrico delineata dal decreto 79/99, la fornitura dell'energia elettrica ai clienti del mercato vincolato comporta costi sostenuti direttamente dall'impresa fornitrice per le attività di trasporto dell'energia sulle proprie reti di distribuzione, nonché costi che hanno origine nelle fasi a monte del sistema elettrico (acquisto e trasporto dell'energia sulla rete nazionale). Tutto questo ha richiesto una revisione dei meccanismi di trasferimento sui clienti dei costi del servizio elettrico. Nel corso del 1999 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, con le delibere 204/99, 205/99 e 206/99, ha pertanto provveduto alla definizione di un nuovo ordinamento tariffario per la distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di razionalizzarne la struttura in un regime di liberalizzazione. Le novità sono significative e si possono così riassumere:

- abbandono del meccanismo di definizione per via amministrativa delle tariffe, lasciando libertà ai distributori di determinare, oltre alle aliquote, anche la struttura delle opzioni tariffarie. Tali opzioni dovranno essere approvate dall'Autorità ed offerte senza discriminazioni a tutti gli utenti della stessa tipologia di utenza;

- definizione dei parametri in base ai costi che le diverse tipologie di clienti impongono alla rete;
- definire un meccanismo di indicizzazione tipo *price cap* sulle componenti a copertura dei costi di distribuzione e trasmissione, che dovranno calare del 4% per i prossimi quattro anni.

Tutto questo dovrebbe, secondo gli intendimenti dell’Autorità, semplificare notevolmente il quadro tariffario e consentire anche agli utenti di individuare chiaramente il livello massimo della tariffa per ciascuna tipologia di utenza, pur lasciando ai distributori piena libertà nella definizione delle varie opzioni tariffarie. In particolare con la delibera 205/99 l’Autorità ha definito la regolamentazione dei prezzi di cessione dell’energia elettrica dai produttori ai distributori, rilevante fino all’assunzione della piena funzionalità da parte dell’Acquirente Unico.

Il riordino della tariffa elettrica stabilito dall’Autorità prevede in particolare che le componenti destinate alla copertura dei costi sostenuti nell’interesse generale vengano ampliate e riviste secondo lo schema illustrato nel box “Oneri generali e costi sostenuti nell’interesse generale”.

#### **ONERI GENERALI E COSTI SOSTENUTI NELL’INTERESSE GENERALE**

- La componente A1 è stata abolita nel 1998 essendo stato completato il rimborso;
- la componente A2 è divenuta A2 bis; il fabbisogno complessivo per lo smantellamento delle centrali nucleari è stato valutato intorno ai 6.500 miliardi ed è stato previsto in regime temporaneo un onere di 0,6 lire/kWh per tutte le utenze in attesa di valutazioni più dettagliate;
- la componente A3 per il recupero dei costi del CIP 6/92; l’ammontare per le utenze domestiche è stato fissato in 8,9 lire/kWh, mentre per tutte le altre utenze è pari a 105.900 lire/cliente/anno per la quota fissa e 4,2 lire/kWh per la parte energia. Il costo complessivo del CIP 6 è tuttavia di difficile valutazione per vari motivi;
- la componente A4 coprirà i costi dei regimi tariffari speciali, con aliquota prevista di 3,9 lire/kWh per tutte le utenze non-domestiche;
- la componente A5 finanzia i costi di R&S di interesse generale ed il decreto del Ministro dell’Industria del 26 gennaio 2000 ha previsto per l’anno 2000 che la relativa aliquota non superi il valore equivalente di 0,5 lire/kWh consumato dai clienti finali, come definiti dall’art. 2 del decreto 79/99;
- la componente A6 andrà a coprire gli *stranded costs* e per l’anno 2000 non è prevista alcuna componente di gettito.

Sono inoltre previste altre componenti aggiuntive che renderanno esplicite alcune componenti di costo implicitamente presenti nella precedente struttura tariffaria:

- una componente C1, a copertura del costo determinato dalle agevolazioni tariffarie a favore delle utenze economicamente disagiate;
- una componente UC1, a compensazione degli squilibri derivanti dal meccanismo di perequazione tra utenti serviti da differenti distributori;
- una componente UC2, a copertura dell’ulteriore componente di ricavo garantita a produttori-distributori per il biennio 2000-2001, allo scopo di rendere graduale la transizione verso il nuovo assetto.. Tale rendita (circa 1000 miliardi annui) viene coperta con un sovrapprezzo tariffario di 6,3 lire/kWh per le utenze BT, 5,8 lire/kWh per gli utenti in MT e 5,1 lire/kWh per gli utenti in AT.

Fonte: Autorità per l’energia elettrica e il gas

Nei meccanismi di formazione dei prezzi nel settore elettrico occorre infine tenere conto anche degli *stranded costs*. Si tratta di costi che emergono dal processo di liberalizzazione: essi in particolare sono relativi ad investimenti compiuti durante la fase di monopolio, che avrebbero potuto essere recuperati negli anni attraverso le tariffe da

parte del monopolio pubblico, ma che con i nuovi prezzi sul mercato non possono essere più recuperati. La questione degli *stranded costs*, che è emersa durante le esperienze di liberalizzazione percorse in USA, è affrontata nell'art. 24 della direttiva europea 96/92 che prevede la richiesta di meccanismi derogatori a quelli del libero mercato. In data 26 gennaio 2000 è stato approvato dai Ministri dell'Industria e del Tesoro su proposta dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas il decreto sulla individuazione degli oneri generali del sistema elettrico. In particolare il decreto identifica due categorie di *stranded costs* recuperabili rispettivamente in sette e dieci anni a partire dal 1° gennaio 2000:

- i costi derivanti da obblighi contrattuali ed investimenti associati ad impianti di produzione di energia elettrica realizzati prima del 19 febbraio 1997 e che non possono essere recuperati a causa dell'entrata in vigore della Direttiva 96/92/CE. Tali costi potranno essere recuperati a condizione che trovino giustificazione di opportunità economica nel momento e nel contesto in cui furono assunti e che, comunque, siano stati imposti all'impresa produttrice-distributrice da atti legislativi o di programmazione nazionale;
- i maggiori oneri derivanti dalla forzata rilocalizzazione all'estero delle attività di scarico a terra e rigassificazione del gas naturale liquefatto importato dall'ENEL SpA dalla Nigeria.

L'esatta quantificazione dei costi è effettuata dall'Autorità annualmente, a consuntivo, per ciascun impianto. Il decreto ha fissato l'ammontare massimo degli *stranded costs* pari a 15.000 miliardi. Questa somma tuttavia non verrà caricata completamente sui consumatori, in quanto ad essa verrà sottratta la cosiddetta "rendita idroelettrica", meccanismo che toglie ai produttori idroelettrici non sostenuti dal CIP 6 la quota afferente al costo del combustibile<sup>15</sup>.

Per completare il quadro sui prezzi, occorre rilevare che sul settore dell'energia elettrica, come per gli altri settori energetici, grava in Italia come all'estero un sistema di prelievi fiscali indiretti suscettibili per loro natura di incidere significativamente sul costo dell'energia stessa. Per una serie di ragioni storiche, la struttura impositiva italiana è alquanto complessa. Sono tassate infatti le fonti energetiche utilizzate per la generazione dell'energia elettrica tramite l'imposta di fabbricazione recentemente maggiorata con l'introduzione della *carbon tax* (art. 8 della legge 448/1998 di accompagnamento alla legge finanziaria per il 1999). È tassato anche il consumo attraverso una struttura composta da un'imposta erariale e da due addizionali locali.

L'assetto delle imposte sui combustibili impiegati nella generazione elettrica è mutato radicalmente con la rimodulazione delle aliquote delle accise e la loro estensione a combustibili precedentemente esenti (GPL e gas metano) o esclusi da tassazione (carbone, coke e *orimulsion*). Lo stesso provvedimento ha inoltre disposto l'introduzione a decorrere dal 1° gennaio 1999 di una nuova imposta di 1.000 lire per tonnellata di carbone, coke e *orimulsion* impiegati nei grandi impianti di combustione (tabella 3.23).

---

<sup>15</sup> È stato deciso che fino al termine del 2006 i produttori idroelettrici dovranno rimborsare tale maggiore guadagno valutato in circa 8.000 miliardi di lire.

**Tabella 3.23 - Accise sui combustibili utilizzati nella generazione elettrica**

Fonte primaria	Anno 1998 (lire/kg o m <sup>3</sup> )		Anno 1999 (lire/kg o m <sup>3</sup> )		Anno 2005 (lire/kg o m <sup>3</sup> )	
	Produzione	Autoproduzione	Produzione	Autoproduzione	Produzione	Autoproduzione
Olio combustibile	28,4	1,00	29,686	8,910	41,26	12,378
Gasolio	23,8	0,84	24,641	7,390	32,21	9,663
Metano	-	-	1,320	0,400	13,20	3,960
GPL	-	-	0,870	0,260	8,70	2,610
Carbone	-	-	5,084	5,084	41,84	41,84
Coke da petrolio	-	-	6,824	6,824	59,24	59,24
<i>Orimulsion</i>	-	-	3,983	3,983	30,83	30,83

Fonte: Legge Finanziaria 1998 e 1999

A seguito dell'introduzione della *carbon tax*, la tassazione sui combustibili è caratterizzata da:

- il netto favore garantito all'utilizzo del gas metano rispetto al carbone ed ai prodotti petroliferi, con evidente modifica delle convenienze relative e riallineamento dei costi di produzione;
- un regime agevolativo per il settore della produzione di energia elettrica. In particolare le aliquote delle accise sono ridotte rispetto alla misura ordinaria nel caso di impiego degli oli minerali;
- il settore dell'autoproduzione elettrica beneficia di un regime preferenziale. È previsto infatti che, relativamente ai soli oli minerali, nel caso di autoproduzione elettrica le aliquote siano ridotte al 30% della misura ordinaria.

Recentemente, tuttavia, allo scopo di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, nell'ambito del DL 268 del 30/9/2000 sono stati sospesi per il 2000 gli aumenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali stabiliti dalla legge 448/98, necessari per il raggiungimento progressivo della misura delle aliquote decorrenti dal 1° gennaio 2005, e sono state riviste le aliquote di accisa di alcuni prodotti petroliferi fino al 31 dicembre 2000. Analogamente, il disegno di legge finanziaria 2001 presentato dal Consiglio dei ministri, al capo III "Disposizioni in materia di tassazione dell'energia", al fine di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, a decorrere dal 1° gennaio 2001 e fino al 30 giugno 2001, prevede una revisione delle aliquote di accisa di alcuni prodotti petroliferi.

### 3.4.5 Tecnologie

L'età media del parco termoelettrico tradizionale è avanzata e in continua crescita, come conseguenza di un tasso di rinnovo molto contenuto. Gli impianti più vecchi sono costituiti da quelli con tecnologie a vapore a condensazione, seguiti da quelli a turbogas. Gli impianti più recenti sono rappresentati dalle nuove tecnologie a ciclo combinato. Il grado di efficienza del parco termoelettrico è fortemente influenzato dal tipo di tecnologie di generazione prevalenti e dall'età media degli impianti. Nel 1997 il rendimento medio del parco di generazione termoelettrico è stato di poco superiore al 39%. Rendimenti più elevati sono stati raggiunti nella produzione combinata di elettricità e calore rispetto alla

produzione di sola energia elettrica (rispettivamente 46,9% e 37,7%). La maggiore efficienza di quest'ultima è stata ottenuta negli impianti a vapore a condensazione soprattutto se alimentati a gas naturale. Il lento tasso di rinnovo che ha caratterizzato l'evoluzione del parco impianti nazionale fino ad oggi ha fortemente condizionato la possibilità di aumentare l'efficienza complessiva della generazione elettrica attraverso la sostituzione degli impianti più vecchi con impianti più efficienti di nuova generazione. L'ostacolo principale al rinnovo del parco è rappresentato dall'elevato costo di investimento per la realizzazione degli impianti nuovi a fronte di costi di produzione degli impianti esistenti e di età avanzata molto più contenuti.

La recente introduzione della *carbon tax* e la conseguente modifica delle convenienze marginali nell'impiego dei diversi combustibili – pur andando nella direzione dell'internalizzazione dei costi sociali associati all'impiego dei combustibili fossili e favorendo per questa via un maggior impiego di gas naturale e miglioramenti nell'efficienza d'uso degli *input* energetici – non appare sufficiente a superare questo ostacolo. Di contro, la graduale apertura del mercato elettrico alla concorrenza può costituire uno stimolo a una più veloce sostituzione degli impianti esistenti, favorendo nel contempo la graduale entrata di nuovi operatori dotati delle tecnologie più innovative ed efficienti. L'adeguamento alla Direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento rappresenta un ulteriore stimolo in questa direzione, richiedendo la verifica dell'applicazione delle migliori tecnologie disponibili per la protezione dell'ambiente e l'efficienza energetica ai fini dell'autorizzazione di nuovi impianti industriali (tra i quali quelli di generazione elettrica) e del rinnovo delle autorizzazioni per quelli esistenti. Risultati significativi in questa direzione richiederanno tuttavia interventi complementari di diversa natura. Su alcuni di questi si concentra tra l'altro il programma nazionale di contenimento dei gas di serra definito con la delibera CIPE del 19 novembre 1998 in attuazione degli impegni di Kyoto.

Lo sviluppo delle turbine a gas di grande taglia, applicate in ciclo combinato con impianti a vapore e recupero permette già oggi rendimenti superiori al 55% e promette per i prossimi anni valori del 60%. Grazie alla standardizzazione questi impianti sono oggi i più economici da costruire per cui, ai prezzi attuali del gas, il costo di produzione del kWh è compreso fra le 60 e le 70 lire, un valore inferiore ai costi variabili (combustibile ed esercizio) di molti degli impianti esistenti. Nella prospettiva di inserimento di nuovi operatori si apre così l'opportunità di sostituzione di una larga parte degli impianti esistenti, valorizzando i siti e le interconnessioni esistenti (rete elettrica, acqua di raffreddamento) lasciando in riserva parte dei vecchi apparati. L'evoluzione delle tecnologie di generazione dell'elettricità, insieme alle crescenti disponibilità di gas, permettono potenzialmente di realizzare una rete di impianti di taglia piccola e media presso gli utenti che possono utilizzare anche, almeno in parte, il calore di scarto (impianti di cogenerazione e/o teleriscaldamento) con efficienza globale superiore o almeno comparabile a quella dei grandi impianti di sola generazione elettrica.

Miglioramenti incrementali di portata un po' minore si sono avuti per le centrali convenzionali con turbine a vapore, alimentate generalmente a carbone (polverino) o in grado di bruciare combustibili diversi (*multifuel*) e, nel caso dell'Italia, ancora alimentati spesso ad olio combustibile. Sulla spinta delle sempre più rigorose normative ambientali, nel decennio 1990-2000 i produttori italiani ed in particolare l'ENEL, hanno ormai quasi completato gli interventi di miglioramento ambientale (*retrofitting*) di tali installazioni che hanno riguardato in particolare l'installazione di desolficatori (tipo FDG), precipitatori elettrostatici e denitrificatori (tipo DENOX *scrubbers*) dei fumi. Tuttavia il solo *retrofitting*

contribuisce negativamente alla riduzione della CO<sub>2</sub> in quanto comporta in generale una riduzione dell'efficienza dell'impianto.

Come già illustrato in dettaglio nel paragrafo 3.3, la gassificazione del carbone può avere buone prospettive: i gassificatori alimentati a ossigeno producono un flusso di anidride carbonica pressoché pura, che può essere usata per produzioni chimiche, o per stimolare giacimenti di gas e di petrolio, o per la produzione di metano in letti carboniferi, o semplicemente sequestrata in acquiferi o in pozzi esauriti; il gas di sintesi così generato, oltre che alla produzione di elettricità, si presta a essere trasformato in combustibili liquidi per il trasporto, o a essere convertito in idrogeno, un combustibile ideale per l'utilizzo distribuito, dato che la sua combustione genera soltanto acqua, ed è il combustibile di elezione per le celle a combustibile ad alto rendimento. Il mercato italiano riveste, in questo quadro, un ruolo di rilievo, in quanto tre iniziative di produzione di energia elettrica dalla gassificazione di prodotti residuali di raffineria TAR (API Ancona, ISAB Priolo, SARAS Sarroch) sono in corso di avanzata realizzazione nel nostro Paese, e sono stati realizzati in regime di *Project Financing*. Inoltre la tecnologia di gassificazione è stata adottata nel caso del progetto Sulcis (par. 3.3.6) che è stata motivata da un lato dalla specificità del combustibile (un carbone caratterizzato da contenuti elevati di ceneri e di zolfo), dall'altro dalla necessità di adottare una tecnologia che risultasse già sufficientemente provata a livello industriale.

Una particolare attenzione merita lo sviluppo delle celle a combustibile che convertono energia prodotta da reazioni chimiche direttamente in energia elettrica. Sono classificate in base all'elettrolita utilizzato nel processo: PEFC (elettroliti a polimeri), AFC (elettroliti alcalini), PAFC (elettrolita ad a fosforico), MCFC (elettroliti a carbonati fusi), SOFC (elettroliti ad ossidi solidi), con temperature di esercizio che variano dagli 80 °C delle PEFC, ai 650 °C delle MCFC, fino al circa 1000 °C delle SOFC. Le celle a combustibile possono essere adibite al servizio di base ma anche al servizio a carico parziale con una ridotta perdita di efficienza. L'Italia in questo settore è molto attiva: si segnalano in particolare le attività svolte negli ultimi anni da Ansaldo ed ENEA in collaborazione con alcune imprese spagnole, che hanno condotto alla realizzazione di due impianti sperimentali da 500 kWe a Milano presso l'AEM ed in Spagna per un investimento complessivo di poco inferiore ai 100 miliardi. Le celle, per la loro capacità di utilizzare in maniera ottimale l'idrogeno come combustibile, costituiscono inoltre, in prospettiva, un elemento essenziale per lo sviluppo di questo vettore energetico, che può essere prodotto anche a partire da fonti rinnovabili.

#### 3.4.6 Organizzazione industriale del mercato

Il decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, "Attuazione della Direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" ha ridisegnato il quadro istituzionale e normativo del mercato relativo al settore elettrico. Le principali novità introdotte dal decreto a partire dal 1° aprile 1999 sono sintetizzate nel box seguente.

### L'ATTUAZIONE DEL DECRETO LEGISLATIVO 79 DEL 16 MARZO 1999

- All'interno del sistema elettrico nazionale coesistono due mercati paralleli: il mercato vincolato, costituito da tutti i clienti domestici e dagli altri utenti che presentano consumi inferiori a determinate soglie prefissate e che non possono stipulare contratti di fornitura direttamente con i produttori nazionali ed esteri; il mercato libero, nel quale operano i clienti idonei, ovvero quegli utenti che, avendo consumi superiori a determinate soglie, hanno la facoltà di stipulare direttamente contratti di fornitura, non soggetti a tariffa, con produttori, distributori o grossisti, per la copertura dei propri consumi;
- le attività di trasmissione e dispacciamento vengono mantenute in un regime di riserva esclusiva in favore dello Stato e vengono svolte in concessione dal GRTN SpA, al quale sono trasferiti i soli diritti di gestione delle reti e non quelli della loro proprietà;
- le attività di distribuzione di energia elettrica e di vendita ai clienti vincolati sono poste in un regime di concessione trentennale; le concessioni vengono rilasciate dal Ministero dell'Industria;
- il GRTN SpA ha istituito due nuovi soggetti pubblici: l'Acquirente Unico, garante delle forniture, della gestione dei contratti e della disponibilità di energia per il mercato vincolato, e il Gestore del mercato, al quale è affidata la disciplina e la gestione economica del mercato elettrico;
- viene definito un nuovo regime di incentivazione per l'uso delle energie rinnovabili che prevede la creazione di un meccanismo di certificati verdi e la revisione del sistema delle concessioni idroelettriche;
- dal 1° gennaio 2003 è stabilito che nessun operatore potrà produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50 % del totale dell'energia elettrica prodotta e importata;
- entro lo stesso termine, con possibilità di proroga non superiore ad un anno, è previsto che l'ENEL SpA ceda non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva;
- nel marzo 2000 il Governo ha espresso l'intenzione di accelerare il processo di liberalizzazione del mercato elettrico sia dal lato dell'offerta, con l'anticipazione dei tempi della cessione da parte dell'ENEL SpA di parte del suo parco di generazione, sia dal lato della domanda, con l'abbassamento delle soglie di idoneità originariamente previste nel decreto.

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'attuazione del decreto 79/99 ha richiesto una serie di interventi che hanno coinvolto in modo significativo sia il lato dell'offerta – quali: la definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte dell'ENEL SpA, la regolamentazione delle importazioni, i nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la disciplina degli oneri di sistema, la definizione degli obblighi per gli operatori – sia la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero. All'aprile 2000 resta tuttavia ancora largamente indefinita, sotto il profilo temporale, l'organizzazione del mercato elettrico, mancando ancora indicazioni circa il futuro assetto della Borsa dell'Energia Elettrica e dell'Acquirente unico.

Per quanto riguarda, in particolare, l'organizzazione del mercato per la produzione, allo scopo di garantire che a partire dal 2003 nessun operatore del mercato elettrico nazionale possa produrre e importare più del 50% dell'energia elettrica totale immessa nella rete in Italia, il decreto 79/99 ha disposto che, entro la stessa data, l'ENEL SpA debba cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo. Nel luglio 1999 l'ENEL ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti (14 termoelettrici e 7 idroelettrici), prevedendone l'accorpamento in tre società, e descritto i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire con particolare riferimento al *mix* tecnologico, alla disposizione geografica ed alla collocazione del personale. Con DPCM 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato dall'ENEL, ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del decreto 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'Industria. Il decreto ha consentito all'ENEL SpA la costituzione di tre società per azioni, denominate Eurogen SpA, Elettrogen SpA e Interpower SpA, alle quali sono stati attribuiti gli impianti ai sensi dell'art. 1 del DPCM 4 agosto 1999 (tabella 3.24).

**Tabella 3.24 - Il Piano di cessione dell'ENEL SpA: caratteristiche degli impianti**

Società	Investimenti previsti (miliardi di lire)	Impianto riconvertito (MW)			Personale (Unità/GW)
		Base	Mid-merit	Totale	
<b>EUROGEN (A)</b>					
Termoelettrici	2.010	3.340	614	6.711	285,2
Idroelettrici		137	629	766	566,6
Totale	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
<b>ELETTROGEN (B)</b>					
Termoelettrici	1.665	3.780	770	4.550	302,7
Idroelettrici		57	957	1.014	376,7
Totale	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
<b>INTERPOWER (C)</b>					
Termoelettrici	1.433	2.980		2.980	400,7
Idroelettrici		27	36	63	1.603,2
Totale	1.433	3.007	36	3.043	429,7
<b>Totale A+B+C</b>	<b>5.108</b>	<b>10.321</b>	<b>3.006</b>	<b>16.084</b>	
Di cui termo	5.108	10.100	1.384	14.241	
Di cui idro		221	1.622	1.843	

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

Un decreto del 25 gennaio 2000 stabilisce che, al fine di favorire la costituzione di un azionariato stabile per ognuna delle tre società, la cessione delle partecipazioni azionarie dovrà avvenire tramite trattativa diretta. Solo nel caso della società di maggiori dimensioni (Eurogen) è stata prevista anche la possibilità di un'offerta pubblica di vendita. Le operazioni di vendita sono affidate all'ENEL sotto la supervisione di apposite strutture tecniche del Ministro dell'Industria e del Ministro del Tesoro.

Con riferimento ai criteri per le dismissioni stabiliti dal Governo, la distinzione tra impianti di base e impianti di punta proposta dalle linee guida indicate dal Ministero dell'Industria viene tradotta nel piano in una distinzione tra impianti di base – definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente - ed impianti *mid merit*<sup>16</sup>. Per quanto riguarda il grado di obsolescenza degli impianti di generazione conferiti alle tre società, un'analisi delle caratteristiche di tali impianti mostra che mentre le società Eurogen, Elettrogen e l'ENEL Produzione SpA avranno parchi confrontabili, sensibilmente peggiore sarà la situazione della società Interpower, che potrà tuttavia trarre vantaggio da una quota maggiore della capacità alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio. Secondo il Piano, la produzione dell'ENEL SpA nel 2003 si collocherà intorno al 40% del totale, in relazione all'evoluzione della domanda, della produzione di terzi incentivata e non, all'idraulicità, all'esito e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali obsolete nelle diverse società poste sul mercato.

Occorre rilevare come l'onere di riconversione a ciclo combinato gravi in misura molto maggiore sulle tre società in corso di cessione, rispetto all'attività produttiva dell'ENEL Produzione SpA. Questo elemento potrebbe ridurre significativamente il gettito delle cessioni. D'altra parte gli evidenti problemi connessi alla realizzazione di nuovi impianti sul territorio nazionale (disponibilità di siti e difficoltà autorizzative) e i limiti posti alle importazioni dalla scarsa capacità di interconnessione con l'estero agiscono in direzione

<sup>16</sup> Definiti come impianti destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all'anno, quali gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore.

opposta. Gli impegni di riconversione degli impianti a ciclo combinato previsti nel Piano avranno un ruolo determinante nell'influenzare l'evoluzione dell'offerta libera di energia elettrica sul mercato nazionale.

Il decreto interministeriale 25 gennaio 2000 che stabilisce le modalità di vendita delle tre società non prevede un termine vincolante entro il quale avviare la procedura di vendita, per la quale il decreto 79/99 stabilisce il termine massimo del 2003. Tenuto conto dell'attuale deficit strutturale di offerta libera a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, la tempistica della vendita delle tre società e i tempi di realizzazione degli interventi di riconversione avranno un ruolo determinante per il futuro sviluppo competitivo del settore elettrico nazionale. Maggiori saranno i tempi richiesti per le operazioni di vendita e di riconversione degli impianti, più lento risulterà il processo di apertura del mercato all'entrata di nuovi operatori. Al momento il Governo ha avviato le procedure per la vendita di Elettrogen e si stanno definendo le composizioni dei consorzi di imprese interessate all'acquisto delle relative centrali. L'accelerazione del processo di dismissione e di rinnovo del parco termoelettrico nazionale riveste grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera 137/98 del CIPE "Linee guida per le politiche e misure nazionali per la riduzione dei gas di serra". Da questo punto di vista, le riconversioni a ciclo combinato previste nel piano per le cessioni approvato dal Governo consentiranno una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale (20-23 milioni di tonnellate per l'orizzonte 2008-2012).

L'art. 11 del decreto 79/99 ha fissato inoltre nuovi meccanismi di incentivazione della produzione di energia da fonti rinnovabili basati su regole di mercato più confacenti al contesto di liberalizzazione, il cui dettaglio viene illustrato nel paragrafo 3.5.

Le due nuove figure istituzionali previste dal decreto legislativo, l'Acquirente Unico e il Gestore del mercato, nonché la disciplina del mercato elettrico (Borsa elettrica), di competenza del Ministero dell'Industria, sono ancora in fase di definizione. L'Acquirente Unico è stato costituito come società per azioni dal GRTN SpA il 5 novembre 1999, ma sia la data della sua entrata in funzione, sia gli indirizzi cui dovrà attenersi per salvaguardare la sicurezza e l'economicità degli approvvigionamenti al mercato vincolato, garantendo la diversificazione delle fonti, verranno stabiliti con provvedimenti del Ministro dell'Industria. Sino alla sua entrata in funzione, ENEL SpA assicura la fornitura ai distributori sulla base dei contratti e modalità vigenti. L'Acquirente Unico dovrà stipulare, sulla base di una previsione triennale della domanda effettuata annualmente (comprensiva della riserva a garanzia delle forniture), contratti di fornitura per il mercato vincolato anche a lungo termine e contratti di vendita ai distributori elettrici, in modo tale da garantire ai clienti vincolati la fornitura necessaria in condizioni di continuità ed efficienza del servizio. Il GRTN SpA ha inoltre costituito la società denominata Gestore del mercato che organizzerà, secondo criteri di trasparenza e concorrenza fra gli operatori, il mercato elettrico, assicurando, peraltro, la disponibilità di una riserva di potenza. Entro il 1° gennaio 2001 è prevista l'entrata in funzione della Borsa dell'Energia Elettrica, non obbligatoria. Da tale data l'ordine di entrata in funzione degli impianti, nonché la selezione degli impianti di riserva e di tutti i servizi ausiliari sarà stabilito secondo valutazioni di merito economico, salvo impedimenti o vincoli di rete.

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, sia pure ancora ad uno stadio iniziale, è l'entrata di nuovi concorrenti e la nascita di nuovi operatori. I soggetti

giuridici previsti dal decreto 79/99 che hanno iniziato ad operare sul mercato libero sono grossisti, produttori, distributori e consorzi. Molti distributori o autoproduttori già presenti sul mercato hanno aperto nuove aree d'affari o società specificatamente dedicate al mercato libero. In molti casi l'entrata nei nuovi settori di *business* è avvenuta attraverso la ricerca di sinergie con altre imprese spesso concorrenti attraverso la conclusione di *joint ventures* e accordi. Diverso è il caso dei consorzi ai quali viene riconosciuta la qualifica di clienti idonei, che appaiono operatori del tutto nuovi nel panorama italiano e internazionale (salvo il caso dei consorzi di acquisto in Germania). Sebbene siano stati concepiti soprattutto come uno strumento organizzativo per favorire l'accesso al mercato libero di quelle imprese che non raggiungono le soglie di idoneità previste dal decreto 79/99, i consorzi stanno assumendo nella realtà funzioni di intermediazione e di servizio sempre più articolate e complesse. Al 27 ottobre 2000 si contavano complessivamente nel mercato elettrico nazionale 1.026 clienti idonei<sup>17</sup> che hanno ottenuto il riconoscimento della qualifica, aventi complessivamente 5.989 punti di prelievo ed un consumo annuo di 87.800 GWh.

### 3.5 Fonti energetiche rinnovabili

#### 3.5.1 Quantità

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 14,5 Mtep del 1990 ai 18,4 Mtep del 1999<sup>18</sup>, con un aumento del 27%. Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è aumentata più del 50% (tabella 3.25).

Nel seguito si fornisce una descrizione dell'evoluzione registrata negli ultimi anni nell'utilizzo delle principali tecnologie.

---

<sup>17</sup> Di cui: clienti finali (559), imprese-gruppi (137), consorzi (246), distributori (8) e grossisti (76).

<sup>18</sup> Questi sono valori diversi da quelli ufficiali del BEN, perché tengono conto del risultato di un'indagine sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni, che invece non è riportato nelle statistiche nazionali.

**Tabella 3.25 - Energia primaria equivalente prodotta da fonti energetiche rinnovabili in Italia (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999 <sup>4</sup>
Idroelettrica <sup>1</sup>	6.958	8.312	9.248	9.152	9.067	9.979
Eolica	0	2	7	26	51	89
Solare	6	10	10	10	13	13
Geotermia	909	969	1.041	1.072	1.140	1.182
RSU	191	124	134	172	267	382
Legna e assimilati <sup>2</sup>	6.378	6.461	6.438	6.454	6.487	6.496
Biocombustibili	0	65	45	0	80	80
Biogas	9	19	59	95	142	167
<b>Totale</b>	<b>14.452</b>	<b>15.962</b>	<b>16.983</b>	<b>16.982</b>	<b>17.247</b>	<b>18.387</b>
<b>Di cui non tradizionali<sup>3</sup></b>	<b>1.169</b>	<b>1.265</b>	<b>1.278</b>	<b>1.342</b>	<b>1.624</b>	<b>1.803</b>

<sup>1</sup> Solo elettricità da apporti naturali.

<sup>2</sup> Include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni.

<sup>3</sup> Eolico, solare, RSU, teleriscaldamento a legna, legna ed assimilati per la produzione di energia elettrica e calore in impianti industriali, biocombustibili, biogas.

<sup>4</sup> Dati provvisori

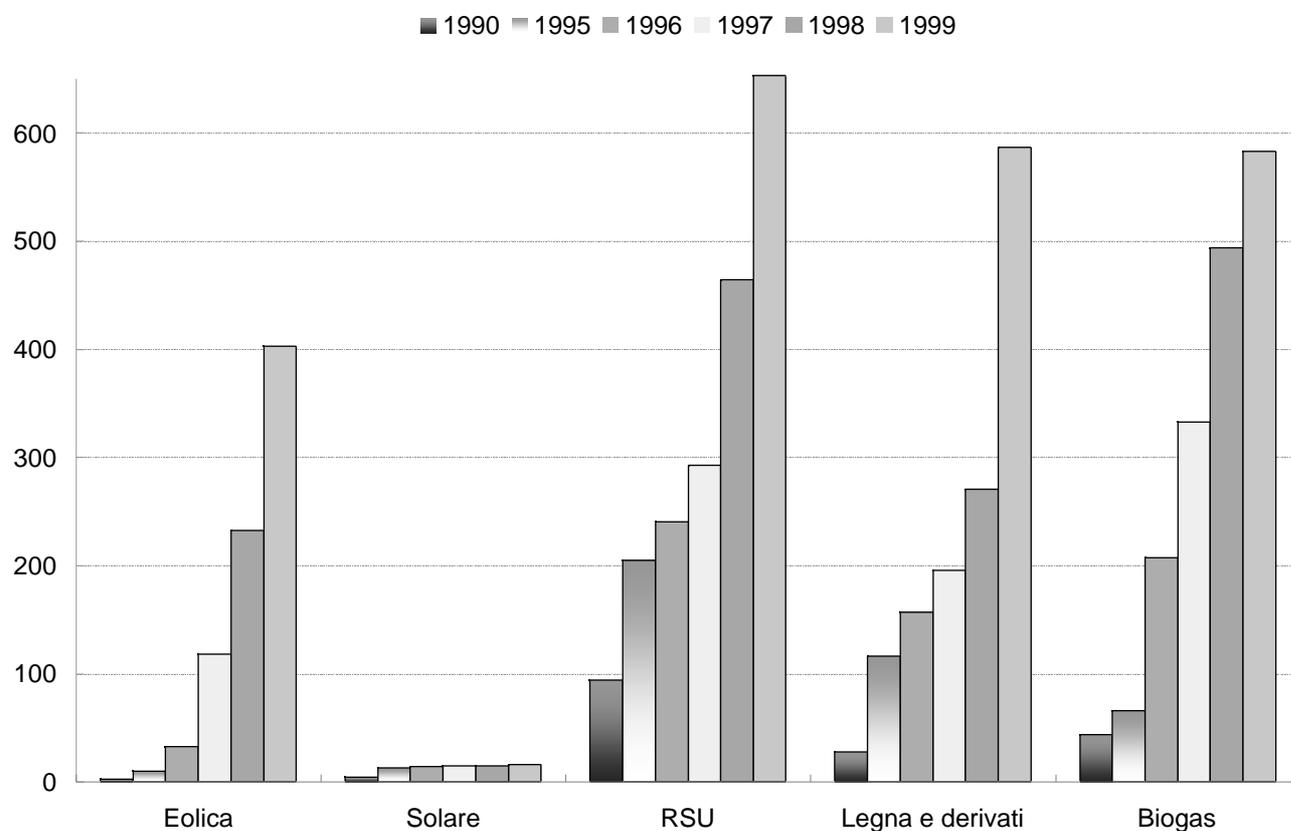
Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

### 3.5.1.1 Elettricità

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 possano aumentarne nei prossimi anni il grado di utilizzazione<sup>19</sup>. 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.

<sup>19</sup> Rapporto ambientale 1996, ENEL, Roma, luglio 1997.

**Figura 3.27 - Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali (GWh)**



**Fonte: Elaborazione ENEA su dati ENEL (fino al 1998), GRTN (1999), ENEA (per il solare)**

### RISORSA IDROELETTRICA

La risorsa idroelettrica svolge un ruolo unico per rapidità di presa di carico, capacità di regolazione di tensione, frequenza e potenza, possibilità di riaccensione 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 motori di sviluppo economico del Paese. L'elettricità prodotta in Italia da fonte idroelettrica ha oscillato, nell'arco degli ultimi trent'anni 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 circa il 20% della produzione totale lorda 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, è riassunta nella tabella 3.28, dove si considera solo l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)<sup>20</sup>. Rispetto ai 1952 impianti idroelettrici in funzione in Italia a fine 1998 (e ad una potenza efficiente lorda di 16238 MW), nel 1999 si è registrato un aumento del numero di impianti, della potenza e dell'energia elettrica prodotta.

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 120 MW di fine 1997 per registrare, alla fine del 1999, più di 230 MW (tabella 3.29). Nello stesso periodo, la produzione di energia elettrica è passata da circa 118 a più di 400 milioni di kWh.

L'aumento della potenza installata e, soprattutto, delle ore medie di funzionamento del parco eolico 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.

<sup>20</sup> Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia, 1998, ENEL, Roma (1999). Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia, 1999, GRTN, Roma (2000).

**Tabella 3.28 - Numero di impianti, potenza installata e produzione di energia idroelettrica***A - Totale idroelettrica Italia*

	1998	1999
Numero impianti	1952	1976
Potenza efficiente lorda (MW)	16238	16570
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	41214	45358

*B - Potenza efficiente lorda fino a 1 MW*

	1998	1999
Numero impianti	1149	1163
Potenza efficiente lorda (MW)	406	414
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	1718	1762

*C - Potenza efficiente lorda tra 1 e 10 MW*

	1998	1999
Numero impianti	519	524
Potenza efficiente lorda (MW)	1804	1787
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	6602	6840

*D - Potenza efficiente lorda oltre 10 MW*

	1998	1999
Numero impianti	284	289
Potenza efficiente lorda (MW)	14028	14370
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	32893	36756

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999)

**Tabella 3.29 - Contributo dell'energia eolica in Italia**

	1998	1999
Potenza installata (MW)	164	232
Energia elettrica prodotta (GWh)	231,1	402,5

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999)

La potenza elettrica installata di impianti che utilizzano energia solare può essere raggruppata nelle quattro categorie:

- impianti fotovoltaici per applicazioni isolate;
- impianti fotovoltaici per l'elettificazione 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 multi-cristallino) 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.

A fine 1999 la *potenza geotermoelettrica* installata in Italia valeva più di 620 MW (tabella 3.30). A parte una diminuzione registrata nel 1994, dal 1990 al 1999 l'energia elettrica prodotta è sempre aumentata, superando nel 1999 i 4400 milioni di kWh, dai 3200 del 1990.

**Tabella 3.30 - Energia geotermoelettrica**

	1998	1999
Numero di impianti	30	32
Potenza efficiente lorda (MW)	579	621
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	4214	4403

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999)

Su un totale di più 40 impianti di termotrattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 1999, 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 1999 sono stati recuperati più di 650 milioni di kWh di energia elettrica (con una potenza installata di circa 170 MW elettrici) avviando al trattamento quasi 2 milioni di tonnellate di RSU (non è incluso in questo conteggio l'ammontare di rifiuti avviati agli impianti non provvisti di recupero).

### 3.5.1.2 Calore

La produzione di calore proviene da collettori solari termici (circa 10 ktep); dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica (214 ktep); da calore recuperato in impianti di termotrattamento di RSU (14 ktep); da impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati in Piemonte e nella provincia autonoma di Bolzano (circa 9 ktep); da impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (943 ktep); da impianti industriali, collegati alla rete elettrica, che bruciano legna e residui legnosi per la produzione di elettricità e recuperano calore in cogenerazione (36 ktep). L'apporto di gran lunga più importante proviene dall'utilizzo della legna da ardere nelle abitazioni (circa 5,4 Mtep). Questo dato è risultato da un'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta, per conto dell'ENEA, da una società specializzata. L'indagine ha indicato un consumo di circa 21 Mt di legna da ardere nelle abitazioni, che però non risulta dalle statistiche ISTAT.

### 3.5.1.3 Biocombustibili

Nel 1992 ECOFUEL, società produttrice e distributrice di MTBE (etere metil ter-butilico), iniziò una produzione dimostrativa di ETBE (etere etil ter-butilico), usando l'etanolo al posto del metanolo nel tradizionale processo produttivo dell'etere. L'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 90.000 t di ETBE, nel 1995 circa 30.000 t (circa 20 ktep). Per indisponibilità di etanolo dal 1996 ad oggi non si è avuta alcuna produzione industriale di ETBE<sup>21</sup>.

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 1992 al 1996, 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 produzione di biodiesel nel 1997 è stata praticamente nulla ed è ripresa solo verso la fine del 1998 (tabella 3.31). Per la campagna 1999/2000, 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.

**Tabella 3.31 - Apporto energetico dei biocombustibili (ktep)**

Applicazione	1998	1999 <sup>a</sup>
ETBE	0	0
Biodiesel	80	80
Energia primaria	80	80

<sup>a</sup> Dati provvisori.

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origini diverse

### 3.5.2 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 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

<sup>21</sup> V. Pignatelli, ENEA, comunicazione privata (dicembre 1999).

del PEN furono le leggi 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 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 elettrica e il gas ha poi aggiornato i prezzi di cessione e dei contributi previsti dal CIP 6/92.

La legge 481/95 affidò la competenza sulle tariffe all'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 CO<sub>2</sub> 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.

### 3.5.3. *Tecnologie*

Il parametro che maggiormente influenza la diffusione delle installazioni che sfruttano fonti energetiche rinnovabili (FER) è la competitività economica delle relative tecnologie nel mercato complessivo delle tecnologie energetiche. Questa può essere ricondotta, almeno in parte, a una funzione del costo di fabbricazione e di esercizio e manutenzione.

In linea di principio, questi costi potrebbero essere ridotti, qualora si verificasse un'opportuna combinazione di miglioramenti tecnologici e di ottimizzazione dei cicli di produzione. Le cosiddette curve di apprendimento esprimono appunto l'evoluzione dei costi al maturare dell'esperienza, costituita, in questo caso, dai volumi di produzione raggiunti.

In generale, per tecnologie diverse da quelle che sfruttano FER, si riscontra una relazione empirica fra tasso di apprendimento e volumi di produzione che, per ogni raddoppio dei volumi realizza, in alcuni casi, anche un dimezzamento del costo della tecnologia.

È bene precisare che per l'assenza oggettiva di dati che coprono un periodo sufficientemente lungo, non è ancora possibile sapere in che misura le tecnologie rinnovabili seguano una relazione analoga. Potrebbe essere comunque interessante analizzare, in questo contesto, le relazioni costo-volume di produzione realizzate fino a questo punto di sviluppo, per cercare di prevedere l'impatto che misure di attuazione e programmi di RS&D potrebbero produrre, nel settore di interesse, nel medio periodo (tabella 3.32).

Si sottolinea il fatto che questa analisi potrebbe essere affetta da imprecisioni, soprattutto a causa del limitato numero di dati disponibili.

- Le tecnologie esaminate mostrano una riduzione dei costi di produzione all'aumentare della capacità installata, che sembra essere consistente con l'andamento descrivibile da una curva di apprendimento.
- Come noto, la mini-idraulica ha praticamente raggiunto la maturità tecnologica mentre il fotovoltaico (e in parte l'eolico) sono ancora ad uno stadio di sviluppo iniziale.

- Semplificando si può affermare che tutte le tecnologie, escluso il fotovoltaico, seguirebbero un *trend* che, per ogni raddoppio della capacità cumulata, comporta una riduzione del 20% nei costi.
- La competitività del fotovoltaico, per la generazione di energia elettrica, nel medio periodo è approfondita nel box “Curva di apprendimento del fotovoltaico”.
- Attualmente, sul mercato internazionale, si ritiene raggiungibile un costo di circa Euro 3,27/Wp, per il pannello fotovoltaico al quale si sommano circa Euro 2,09/Wp per il BOS, per un totale di Euro 5,36/Wp<sup>22</sup>.

**Tabella 3.32 - Costi attuali e riduzione dei costi maturata ed attesa per alcune delle tecnologie che sfruttano FER**

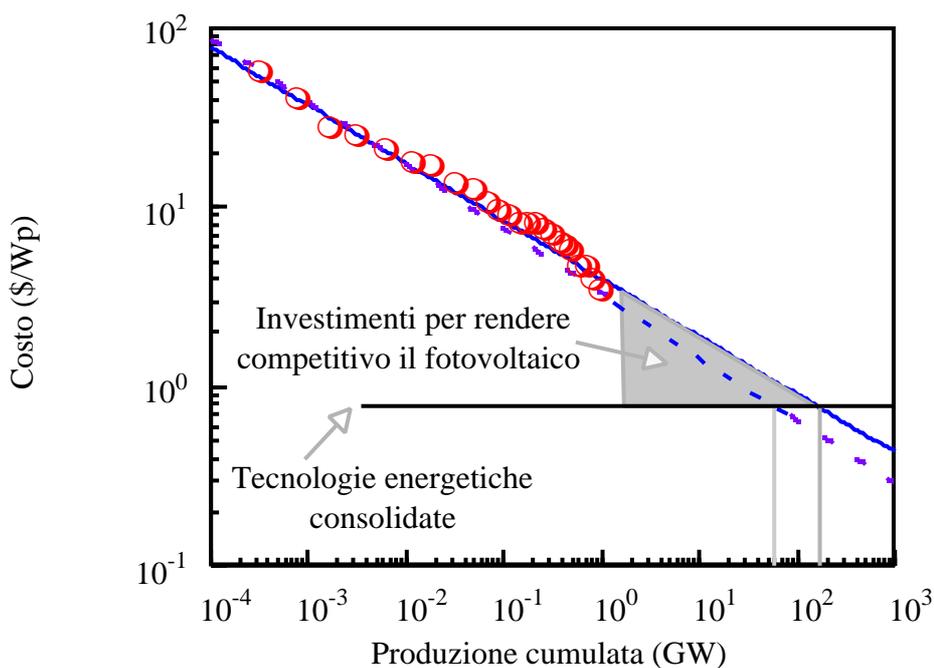
Tecnologia	Intervallo dei costi attuali			Diminuzione costi investimento (%)	
	Energia (lire/kWh)	Investimento (lire/W)	O&M (lire/kWh)	Realizzata negli ultimi 10 anni	Attesa nei prossimi 10 anni
Mini-idroelettrico (<10 MW)	60-200	2000-4000	20-60	costante	leggero aumento
Solare a media e alta temperatura	200-500	4000-8000	20-60	50	25
Solare fotovoltaico	400-800	8000-16000	15	40	40-50
Eolico	100-200	1500-5000	20-40	30-50	20-35
Biomasse					
• Combustione RSU	50-250	200-400 Mlire/(t/giorno)	50-250	costante, in salita	
• Biogas da discariche	80-160	1000-3000	20-40	10-15	in salita leggero aumento
• Colture energetiche e agroforestali	150-300	4000-6000	40-80	10-15	10-15

Fonte: Elaborazione ENEA su dati di origine diversa

<sup>22</sup> KPMG Bureau voor Economische Argumentatie, Steins Bisschop Meijburg & Co Advocaten *Solar Energy: from perennial promise to competitive alternative*, Hoofddorp, August 1999 (Project number: 2562).

### Curva di apprendimento del fotovoltaico

Si riporta in figura la curva di apprendimento per la tecnologia fotovoltaica, modificando alcuni parametri e aggiornando i dati di un'analisi effettuata in ambito IEA<sup>(1)</sup>. Già Williams e Terzian<sup>(2)</sup> avevano illustrato l'utilità di tale rappresentazione come strumento per valutazioni strategiche su periodo medio-lungo. La curva individua la riduzione dei costi di mercato all'aumentare della produzione cumulata. Il *trend* è caratterizzato dalla pendenza della retta correlata ad un coefficiente percentuale detto *progress-ratio* (PR). Un PR pari a 80% sta a significare che al duplicare della produzione cumulata il costo è 0,8 volte quello iniziale (riduzione del 20%). Nello studio indicato, che analizzava l'arco temporale 1976-1992, la curva di apprendimento della tecnologia fotovoltaica presentava un PR pari all'82%<sup>(2)</sup>. La presente analisi, che aggiorna i dati di mercato al 1999 ed attualizza i costi all'anno 2000<sup>(3)</sup> mostra una riduzione del PR ad un valore dell'80%, confermando il dato individuato nello studio IEA<sup>(1)</sup> del 1998. Nella stessa figura è riportato, come riferimento, il costo attuale medio delle tecnologie energetiche tradizionali (0,75 \$/Wp). L'incrocio di tale costo con il costo tendenziale del fotovoltaico costituisce il punto di *break-even* o di competitività di mercato della tecnologia rinnovabile rispetto a quella convenzionale. L'ammontare degli investimenti per raggiungere detta competitività (area ombreggiata in figura) è, al tasso attuale di crescita del fotovoltaico, di circa 57 miliardi di dollari con un *break-even* che si posiziona intorno ai 150 GW di volume di produzione cumulata. Occorre però osservare che il cambio di pendenza che si osserva nella curva per la notevole riduzione del prezzo di mercato dei moduli fotovoltaici nell'ultimo decennio, lascia intravedere la possibilità di una riduzione del PR che potrebbe attestarsi intorno al 78% (linea tratteggiata in figura). Il concretizzarsi di questo andamento trova un ragionevole fondamento per le interessanti e differenti opzioni tecnologiche offerte dal fotovoltaico (dispositivi a film sottile, nuovi materiali, ingegnerizzazioni innovative). Con questo trend il punto di *break-even* si collocherebbe ad una produzione cumulata di 60 GW, con un totale di investimenti necessari di circa 22 miliardi di dollari (circa 4 volte la quota di investimenti cumulati dal 1976 al 1998)<sup>(1)</sup>.



(1) IEA, Experience curves for Energy Technology Policy, OECD/IEA, Francia (2000).

(2) R.H. Williams e G. Terzian, *A Benefit Cost Analysis of Accelerated Development of Photovoltaic Technology*, PU/CEES Report n° 281, Princeton University, USA (1993).

(3) Consumer Price Index USA, US Department of Labor, Bureau of Labor Statistics USA (2000).

### 3.5.4. Organizzazione industriale del mercato

Il decreto legislativo 79/99 (decreto Bersani) approvato nel marzo 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). Infatti, a decorrere dal 2002 tutti i produttori e gli importatori di elettricità dovranno immettere in rete un quantitativo di elettricità da FER pari al 2% 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 ottemperare 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 assicurerà ai produttori che dovranno realizzare gli impianti alimentati da FER un'adeguata remunerazione degli investimenti, posto che tali fonti non siano ancora competitive rispetto alle tradizionali tecnologie di produzione. Il meccanismo di remunerazione si concretizza nel libero commercio di appositi "certificati verdi" emessi da parte del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), 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.

Gli impianti che hanno diritto alla certificazione verde sono solo quelli da FER (ovvero gli impianti che sfruttano sole, vento, risorse idriche e geotermiche, maree, moto ondoso, rifiuti 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, uno stimolo al rinnovo del parco impianti da FER. Il GRTN, società neutrale in quanto non ha interessi nell'attività di produzione e di distribuzione dell'energia, emette i certificati verdi nei confronti dei produttori da FER e potendo emettere, a sua volta, propri certificati verdi con lo scopo di compensare le inevitabili fluttuazioni produttive annuali che caratterizzano gli impianti da FER, funge da cassa di compensazione all'interno del mercato. Per i soggetti inadempienti sono previste misure quali diffide da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e limitazioni alla partecipazione del *pool* (la 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 devono ancora 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).

È utile a questo fine analizzare le richieste di nuove connessioni alla rete elettrica pervenute al GRTN fino al mese di agosto 2000: esse sono relative a 105 impianti per

una potenza complessiva di 35.300 MW (par. 3.4): per circa 13.000 MW (15 impianti) le richieste riguardano gli studi preliminari di fattibilità delle connessioni stesse. Il 97% della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (34.200 MW); per 14.000 MW di essi è già stata presentata al Ministero dell'Industria la domanda di autorizzazione alla costruzione ed esercizio.

Il GRTN sottolinea di non disporre di informazioni, né tanto meno di assicurazioni, sulla concreta volontà dei produttori di realizzare gli impianti sopra considerati. Alcune proposte di nuovi impianti sono anzi considerate alternative fra di loro dagli stessi proponenti. È interessante comunque notare che il 3,1% delle richieste (cioè circa 1100 MW) si riferisce ad impianti che sfruttano FER. Dalla ripartizione regionale emerge che più del 75% di queste richieste è pervenuta da solo 5 regioni, cioè Campania (circa 350 MW), Basilicata (114 MW), Marche (210 MW), Umbria (85 MW) e Veneto (circa 80 MW). Inoltre, più di 700 MW si riferiscono a richieste di allacciamento di centrali eoliche.

## CAPITOLO 4

# Il sistema energetico nazionale e l'ambiente

In questo capitolo vengono affrontate le principali tematiche ambientali inerenti il sistema energetico nazionale nei suoi diversi aspetti di produzione, distribuzione e consumo. Per quanto questi incidano in termini di impatto su tutti i comparti ambientali, ci si limita usualmente a descrivere le problematiche connesse alle emissioni in atmosfera originate dal sistema energetico, privilegiando peraltro, in alcuni casi, le emissioni dei cosiddetti gas serra.

Nel paragrafo 4.1 si evidenzia l'impatto complessivo del sistema energetico sulle emissioni in atmosfera ed il diverso rilievo assunto dalle tipologie di inquinanti considerati; nel paragrafo 4.2 sono quindi analizzate nello specifico, anche in termini quantitativi, le emissioni di gas climalteranti generate dal sistema energetico nazionale; il paragrafo 4.3 affronta, anche in questo caso in relazione alla matrice energetica, i fenomeni di inquinamento atmosferico alle diverse scale territoriali: inquinamento transfrontaliero a lunga distanza (piogge acide) ed emissioni di gas che condizionano la qualità dell'aria a livello locale, ivi inclusi gli aspetti relativi alla formazione di ozono troposferico.

L'esigenza di descrivere le relazioni tra energia e ambiente in modo più esaustivo, è testimoniata dai successivi paragrafi 4.4 e 4.5 che affrontano, scontando molte difficoltà connesse con la disponibilità di informazioni, la produzione di rifiuti da centrali elettriche e gli aspetti ambientali connessi all'uso delle risorse idriche per la produzione di energia. Infine, nel paragrafo 4.6 vengono esaminati alcuni aspetti territoriali e ambientali relativi alla localizzazione di impianti energetici.

### **4.1 Le emissioni in atmosfera attribuibili a processi energetici**

Il settore energetico rappresenta una delle maggiori sorgenti di emissioni di inquinanti atmosferici e di gas climalteranti. Questo è particolarmente vero per l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), gli ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) e gli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>): le emissioni di questi gas, escluse quelle di origine naturale, sono infatti prevalentemente dovute alla combustione di combustibili fossili. Per quanto riguarda altre sostanze inquinanti, il settore energetico nel suo complesso è responsabile del 75% delle emissioni di monossido di carbonio (CO) e di

circa il 50% delle emissioni di composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) e di particelle sospese totali o particolato (PST). Quote inferiori si rilevano per quanto riguarda altre sostanze climalteranti quali il protossido d'azoto ( $N_2O$ ) ed il metano ( $CH_4$ ), alle cui emissioni i processi energetici contribuiscono rispettivamente per il 18% e per il 30%. Nel caso dei COVNM e del PST più della metà delle emissioni è dovuto ad attività produttive non di combustione bensì di processo, come ad esempio il caricamento e lo stoccaggio dei prodotti petroliferi nelle raffinerie, il trasporto del carbone e del *coke* negli impianti siderurgici, l'estrazione di combustibili fossili, l'uso dei solventi sia in attività produttive che domestiche. Per il  $N_2O$  e per il metano i settori non energetici che maggiormente contribuiscono alle relative emissioni sono: l'agricoltura e le foreste per entrambi gli inquinanti e, segnatamente per il metano, il trattamento e smaltimento dei rifiuti.

Le informazioni poc'anzi riportate sono deducibili in dettaglio dalla tabella 4.1, dove sono indicate le emissioni nazionali dei principali inquinanti atmosferici<sup>1</sup> calcolate secondo la metodologia CORINAIR (cfr. box "Inventari delle emissioni in atmosfera"), per il 1997.

Risulta chiaro da quanto detto, e in particolare dai dati complessivi riportati in tabella 4.1, che l'analisi delle emissioni in atmosfera imputabili ai processi energetici, così come sviluppata nel prosieguo del capitolo, coglie una parte indubbiamente rilevante, ma non necessariamente esaustiva dell'intero scenario emissivo. Come abbiamo visto, soltanto per la  $CO_2$  e per gli  $SO_x$  i processi energetici consentono di spiegare la quasi totalità delle relative emissioni. Anche tra queste due sostanze esiste peraltro una notevole differenza; mentre le emissioni di ossidi di zolfo sono significativamente correlate alla qualità dei combustibili, segnatamente alla percentuale di zolfo presente, l'anidride carbonica dipende direttamente dalla quantità di combustibile consumato. Su quest'ultimo aspetto, tenendo conto dell'importanza della  $CO_2$  per il fenomeno del cambiamento climatico (cfr. par. 4.2), risulta utile esplicitare, così come riportato in figura 4.1, la stretta relazione tra consumi energetici e relative emissioni di anidride carbonica.

---

<sup>1</sup> L'unica eccezione tra gli inquinanti citati è costituita dal particolato che non compare nella tabella 4.1. Per il particolato le stime arrivano fino all'anno 1992 e sono in corso profonde revisioni del relativo inventario, soprattutto per la necessità di distinguere la quota di polveri di minori dimensioni (es.  $PM_{10}$ ).

### Inventari delle emissioni in atmosfera

La metodologia CORINAIR (COoRdination-INformation-AIR), sviluppata nell'ambito dell'omonimo progetto dell'Agenzia Europea dell'Ambiente, si basa sulla classificazione di attività che emettono in atmosfera, denominata SNAP (Selected Nomenclature for Air Pollution), classificazione che è molto differente ma generalmente confrontabile con quella delle attività economiche (ISIC, NACE, e quella nazionale ATECO91), alle quali fanno riferimento sia i Bilanci Energetici sia altre suddivisioni di dati relative ad attività economiche e produttive tra cui quelle pubblicate dall'ISTAT sull'Annuario Statistico Italiano.

Queste attività sono raggruppate in 11 macrosettori corrispondenti alle tipiche categorie di processi che generano inquinanti di interesse per l'ecosistema atmosferico, e spaziano dalla combustione nella produzione e trasformazione di energia (suddivise per dimensione e tipologia), alle emissioni naturali (vulcani, foreste), dai processi di produzione (forni BOF per la produzione di acciaio, *cracking* catalitico nella raffinazione), all'uso di solventi in attività produttive e domestiche, fino alle emissioni da trasporto stradale suddivise per tipo di veicolo e tipologia di percorrenza.

L'inventario delle emissioni ottenuto utilizzando la metodologia CORINAIR fornisce risultati piuttosto affidabili, in virtù della notevole massa di informazione utilizzata, dell'utilizzo di informazioni sulle sorgenti puntuali denunciate dai grandi impianti di combustione e per il dettaglio di attività (più di 300) che vengono esaminate e di cui vengono stimate le emissioni.

Questa metodologia, che può essere definita come un approccio *bottom-up*, comporta un notevole impegno nel reperimento di dati disaggregati in quanto l'attenzione è incentrata non tanto sui bilanci *input-output* dei settori merceologici, quanto piuttosto sulla disarticolazione tecnologica dei processi produttivi e di consumo, e ciò consente quindi di seguire l'evoluzione della pressione sull'ambiente attraverso il mutare delle tecnologie e la loro specificità territoriale.

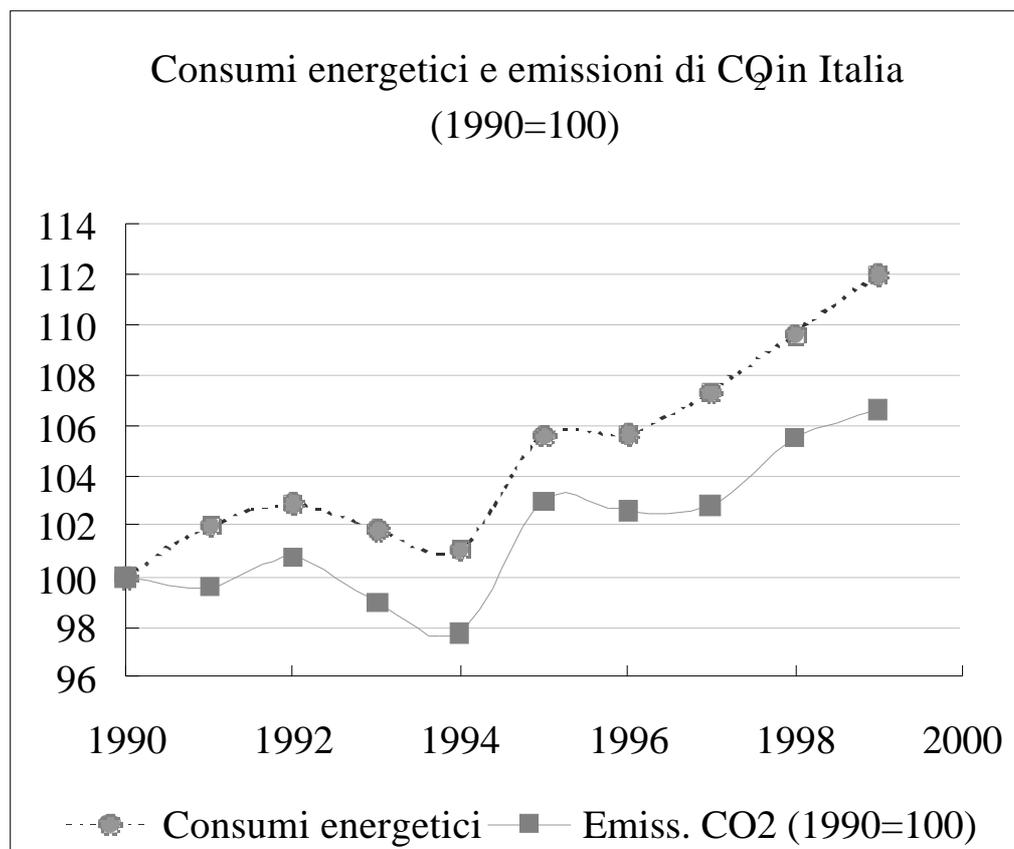
Approcci metodologici diversi come ad esempio gli inventari delle emissioni effettuati a partire dai Bilanci Energetici, usualmente definiti di tipo *top-down*, si possono considerare una stima dell'ammontare delle emissioni tanto affidabile quanto più le emissioni stesse dipendano fortemente dalle caratteristiche del combustibile e siano dovute ad attività di combustione. (cfr. i riferimenti bibliografici 1, 2, 13, 15 al termine del capitolo).

**Tabella 4.1 - Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera - CORINAIR 1997**

SETTORI (Classificazione SNAP94)	SO <sub>x</sub> Mg	NO <sub>x</sub> Mg	COVNM Mg	CO Mg	CO <sub>2</sub> Tg	N <sub>2</sub> O Gg	CH <sub>4</sub> Gg
1 Combustione nel settore della produzione e trasformazione dell'energia	695	293	6	33	135	20	5
2 Combustione in impianti non industriali	34	65	31	372	63	7	24
3 Combustione in impianti industriali	198	192	9	497	90	6	7
4 Processi senza combustione	59	10	100	298	24	23	9
5 Estrazione e distribuzione di combustibili fossili/energia geotermica	0	0	131	0	2	2	282
6 Uso di solventi e di altri prodotti	0	0	565	0	2	0	0
7 Trasporti stradali	29	901	1.044	25.157	106	7	40
8 Altre sorgenti mobili	7	207	176	496	16	5	3
9 Trattamento e smaltimento di rifiuti	13	16	27	310	1	1	685
10 Agricoltura e foreste, cambiamenti dell'uso del suolo e delle colture	0	0,8	2	23	0	77	892
11 Altre sorgenti di emissione ed assorbimenti	2.000	0,7	186	26	-24	5	50
<b>TOTALE</b>	<b>3.034</b>	<b>1.686</b>	<b>2.276</b>	<b>7.211</b>	<b>415</b>	<b>151</b>	<b>2.000</b>

Fonte: ANPA

La figura 4.1 riporta gli andamenti del consumo interno lordo di energia e delle emissioni di CO<sub>2</sub>, fatti cento i valori del 1990. Essendo il primo fortemente dipendente da fonti fossili, per una quota pari al 90%, la correlazione tra le due curve è molto stretta; soltanto nel 1991 e nel 1996 si è verificato che, ad un aumento dei consumi energetici nazionali sia corrisposta una diminuzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. In generale, per 6 anni su 8 considerati, avviene che ad un aumento del consumo interno lordo corrisponda un aumento delle emissioni di anidride carbonica. Questo implica che la dipendenza nazionale dai combustibili fossili rimane, nel periodo considerato, sempre rilevante e che anche l'aumento della diffusione del gas naturale, che ha un coefficiente di emissione per unità di energia inferiore a quello del carbone e del petrolio, non è sempre sufficiente ad arrestare la crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

Figura 4.1 - Indici dei consumi energetici nazionali e delle emissioni di CO<sub>2</sub>

I dati per il 1999 sono provvisori

Fonte: ENEA

## 4.2 Cambiamenti climatici

Tra i problemi ambientali, i cambiamenti climatici che potrebbero essere collegati a rilasci in atmosfera di particolari sostanze sono divenuti in anni recenti uno dei punti di maggiore rilevanza nell'agenda dei governi nazionali e delle competenti agenzie internazionali. La terza relazione del Comitato Intergovernativo delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (IPCC), che è attualmente in discussione e sarà pubblicata nel 2001, afferma che appare evidente una influenza non trascurabile delle attività umane sul clima globale.

I dati disponibili indicano in modo univoco che le concentrazioni atmosferiche dei cosiddetti gas climalteranti (cfr. box "Cambiamenti climatici") sono notevolmente aumentate rispetto all'epoca preindustriale<sup>2</sup> e che la temperatura media globale dei bassi strati dell'atmosfera è

<sup>2</sup> Gli aumenti delle concentrazioni medie in atmosfera dei tre gas serra, comunemente indicati come i maggiori responsabili di modificazioni climatiche, sono stati, in riferimento al 1992, del 30% per la CO<sub>2</sub>, del 145% per il CH<sub>4</sub> e del 15% per N<sub>2</sub>O. I dati relativi alle stazioni italiane di rilevamento sono riportati nelle figure da 4.2 a 4.5 di questo paragrafo.

aumentata rispetto alla fine del XIX secolo di un valore medio globale di 0,6 °C, e comunque compreso fra 0,4 e 0,8 °C.

Queste tendenze, se confermate nei prossimi anni, lasciano spazio ad ipotesi di aumento del livello dei mari, di maggior frequenza di piene ed inondazioni, di impatti sulle colture agricole e sulla biodiversità. Per l'Europa e il Mediterraneo, l'IPCC indica che i maggiori problemi che si porranno a seguito dei cambiamenti climatici sono:

- gli eventi meteorologici ed idrologici estremi, ed in particolare la differenza fra abbondanza e scarsità d'acqua fra Nord e Sud Europa, problema che avrà profonde implicazioni sull'agricoltura, la produzione industriale, l'urbanizzazione, il turismo, la salute;
- lo spostamento verso nord di tutti i sistemi ecologici ed ambientali naturali, che porterebbe a profonde modifiche anche del paesaggio in tutta Europa, con effetti positivi nel Nord ed effetti negativi nel Sud, soprattutto nei settori dell'agricoltura, del turismo e del residenziale;
- le ripercussioni secondarie connesse con gli impatti, quali la perdita della biodiversità ed i rischi di desertificazione che interesserebbero soprattutto il Sud Europa e l'area mediterranea. Ripercussioni secondarie non trascurabili si avrebbero anche nel campo economico a causa delle modifiche delle opportunità di sviluppo per i vari paesi europei, soprattutto per quanto riguarda le iniziative economiche, l'occupazione e la distribuzione della ricchezza, opportunità che, a loro volta, coinvolgono anche problemi di equità fra le popolazioni europee.

L'intensità di questi impatti presenta tuttora margini di incertezza. La comunità scientifica ha compiuto notevoli progressi nel chiarire i meccanismi che legano le emissioni di gas serra alle concentrazioni di queste sostanze in atmosfera. Non è stato ancora provato definitivamente che l'incremento della temperatura osservato sia effetto dell'aumento delle concentrazioni di gas serra in atmosfera, anche se vi sono i presupposti per pensarlo. Per quanto le previsioni di aumento della temperatura media al 2100 varino da 2 a 3,5°C, esiste un generale consenso sulla necessità e l'urgenza di politiche di riduzione delle emissioni di gas serra<sup>3</sup>.

#### **Cambiamenti climatici**

Per quanto non ancora definitivamente provato, esistono i presupposti per collegare il cambiamento climatico, riconducibile al riscaldamento del pianeta, alle crescenti emissioni antropogeniche di gas che condizionano l'assorbimento e la riflessione delle radiazioni solari. I cosiddetti gas serra sono l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>) che contribuisce al fenomeno per il 60%, il metano (CH<sub>4</sub>) con un contributo del 22%, il protossido d'azoto (N<sub>2</sub>O) con il 5% ed i clorofluorocarburi (CFCs) cui si attribuisce il 15%.

Alle modificazioni del clima globale contribuiscono in termini di riscaldamento globale anche l'ozono troposferico (O<sub>3</sub>) e la variazione dei flussi di energia solare incidente, ed in termini di raffreddamento l'ozono stratosferico e gli aerosol atmosferici, compresi gli inquinanti urbani. Tali effetti di riscaldamento e raffreddamento producono un risultato netto quasi nullo o un leggero raffreddamento (-2%) Questo giustifica la rilevanza delle emissioni dei precursori (CO, NO<sub>x</sub>, COVNM e SO<sub>x</sub>) di tali sostanze nel computo complessivo dei gas serra.

I gas climalteranti producono, per le loro caratteristiche chimico-fisiche, effetti prevalentemente su scala globale e non possono essere assimilati a sostanze inquinanti

<sup>3</sup> Sugli aspetti inerenti tali politiche, e segnatamente sugli impegni relativi al cosiddetto *post-Kyoto*, si confronti quanto riportato nel capitolo 1 di questo Rapporto.

vere e proprie. Per questo motivo, lo schema valutativo classico normalmente utilizzato per il *reporting* non può essere agevolmente applicato alla scala nazionale e tantomeno regionale-locale. In realtà, se la verifica degli accordi di riduzione giustifica le stime effettuate a livello nazionale, la considerazione che, non di rado, le politiche di abbattimento delle emissioni trovino nei contesti locali il loro campo di applicazione e nelle corrispondenti amministrazioni i decisori ultimi per tali strategie, ha portato negli ultimi tempi a inserire la stima dei gas climalteranti anche per inventari realizzati su scala regionale e addirittura urbana. Il ruolo che, come già anticipato, i processi energetici giocano nelle emissioni di gas climalteranti spiega peraltro il rilievo che viene dato nel presente lavoro alle emissioni di tali sostanze. Il fatto che le stime facciano riferimento alle sole attività energetiche, giustifica l'esclusione dal conteggio delle emissioni di CFC. Sono incluse invece le emissioni di N<sub>2</sub>O e soprattutto di metano, anche per via del rispettivo ruolo sul clima che va molto al di là delle quantità relative<sup>4</sup>.

Si è detto poc'anzi del crescente livello delle concentrazioni in atmosfera di anidride carbonica; in realtà il monitoraggio sistematico delle concentrazioni di questo gas in atmosfera avviene nella maggior parte dei casi da tempi relativamente recenti. In Italia esistono due stazioni per il rilevamento del "fondo" di anidride carbonica, che possono essere considerate, con le cautele del caso, abbastanza rappresentative dell'area mediterranea. Le misurazioni effettuate dalla stazione di Monte Cimone, funzionante dal 1978, costituiscono peraltro la più lunga serie storica disponibile per l'area del Mediterraneo.

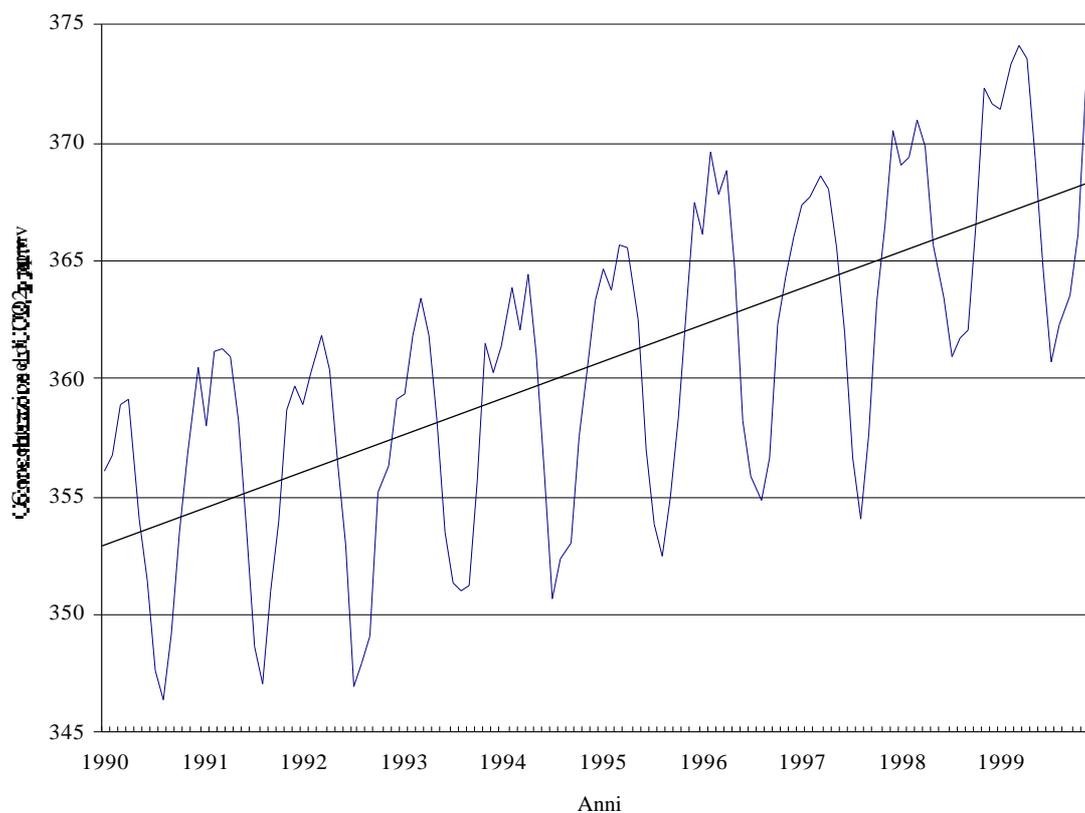
La figura 4.2 riporta la serie disponibile per il periodo 1990-99. La media annuale delle concentrazioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>, calcolata come parte per milione in volume (ppmv), è pari a 360,5. Questo valore di sintesi decennale va accompagnato con informazioni sull'andamento del periodo che presenta un'evidente crescita valutabile intorno al 4%, passando dai 354,2 ppmv del 1990 ai 368,6 del 1998. Al di là delle fisiologiche oscillazioni stagionali con alte concentrazioni nei periodi invernali, seguite da valori più bassi nel periodo aprile-agosto, questo andamento conferma una generale tendenza alla modificazione nella composizione dell'atmosfera, rilevata anche dalle altre stazioni della rete mondiale di monitoraggio ed osservata anche su scale temporali più ampie di quella in esame (cfr. nota 2).

Dalla seconda stazione, funzionante dal maggio 1992 e ubicata a Lampedusa, sono stati rilevati una serie di dati per il periodo 1992-1998, riportati in figura 4.3. Il valore di sintesi per questi sette anni è di 363,6 ppmv, con una crescita del 2%, passando dal 360,8 del 1993 al 367,98 del 1998. Questa crescita è accompagnata da una stagionalità che rispecchia quanto detto per la stazione di Monte Cimone.

---

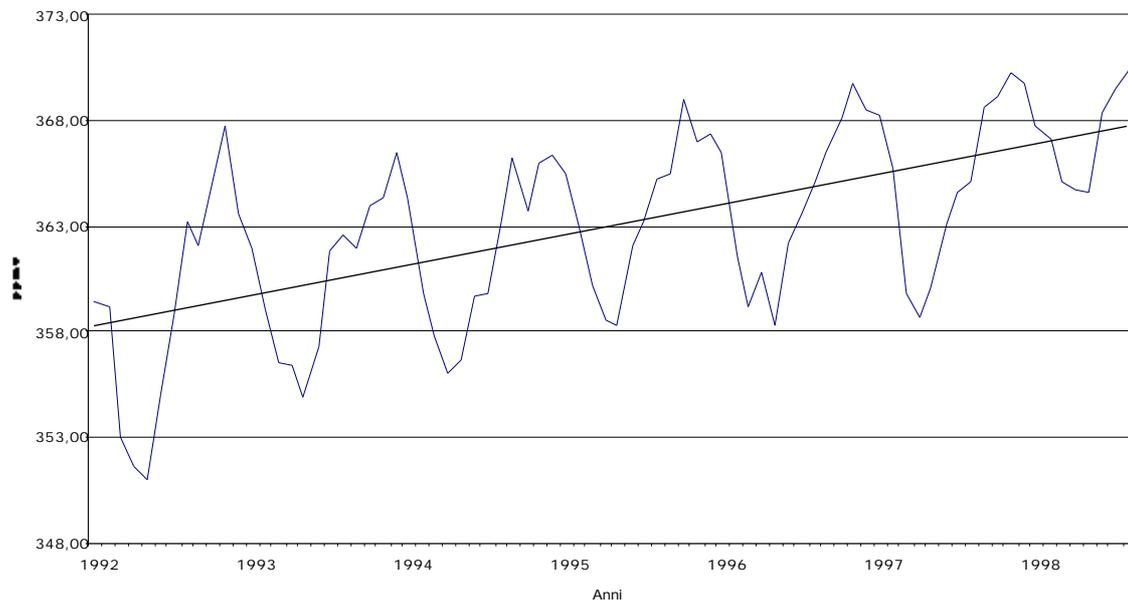
<sup>4</sup> Per il computo complessivo dei gas serra (CFC esclusi) si ricorre, tenendo conto del diverso ruolo potenzialmente climalterante dei singoli inquinanti, alla seguente formula che esprime le emissioni in anidride carbonica equivalente:  $C_{eq} = (CO_2) + 24,5 * (CH_4) + 320 (N_2O)$

**Figura 4.2 - Concentrazioni di CO<sub>2</sub> (ppmv) - Stazione di Monte Cimone**



Fonte: Servizio Meteorologico italiano

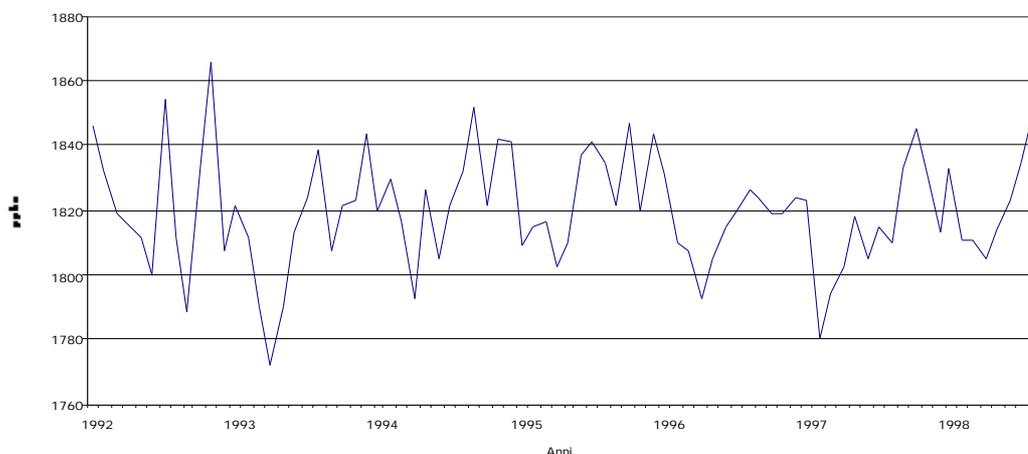
F

**Figura 4.3 - Concentrazioni di CO<sub>2</sub> (ppmv) - Stazione di Lampedusa**

Fonte: ENEA

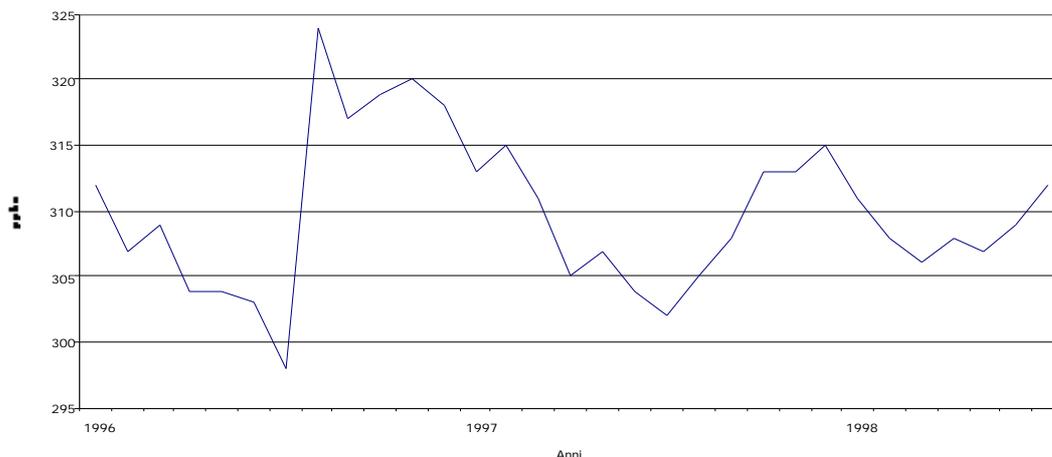
Nella stazione di Lampedusa vengono rilevati altri due gas serra: il metano e il protossido di azoto. Il metano (figura 4.4), rilevato dal maggio del 1992, in sette anni ha seguito un andamento oscillante, con una media nel periodo di 1.820 parti per miliardo in volume (ppbv). La media annuale più elevata si registra nel 1995 con 1.827 ppbv. In figura 4.5 viene raffigurato l'andamento del protossido di azoto dal giugno del 1996 al dicembre del 1998. In questo caso i dati sono troppo esigui per poter effettuare una valutazione di *trend*, anche se si può valutare intorno all'1% la diminuzione della media annuale tra il 1997 e il 1998.

**Figura 4.4 - Concentrazioni di CH<sub>4</sub> (ppbv) - Stazione di Lampedusa**



Fonte: ENEA

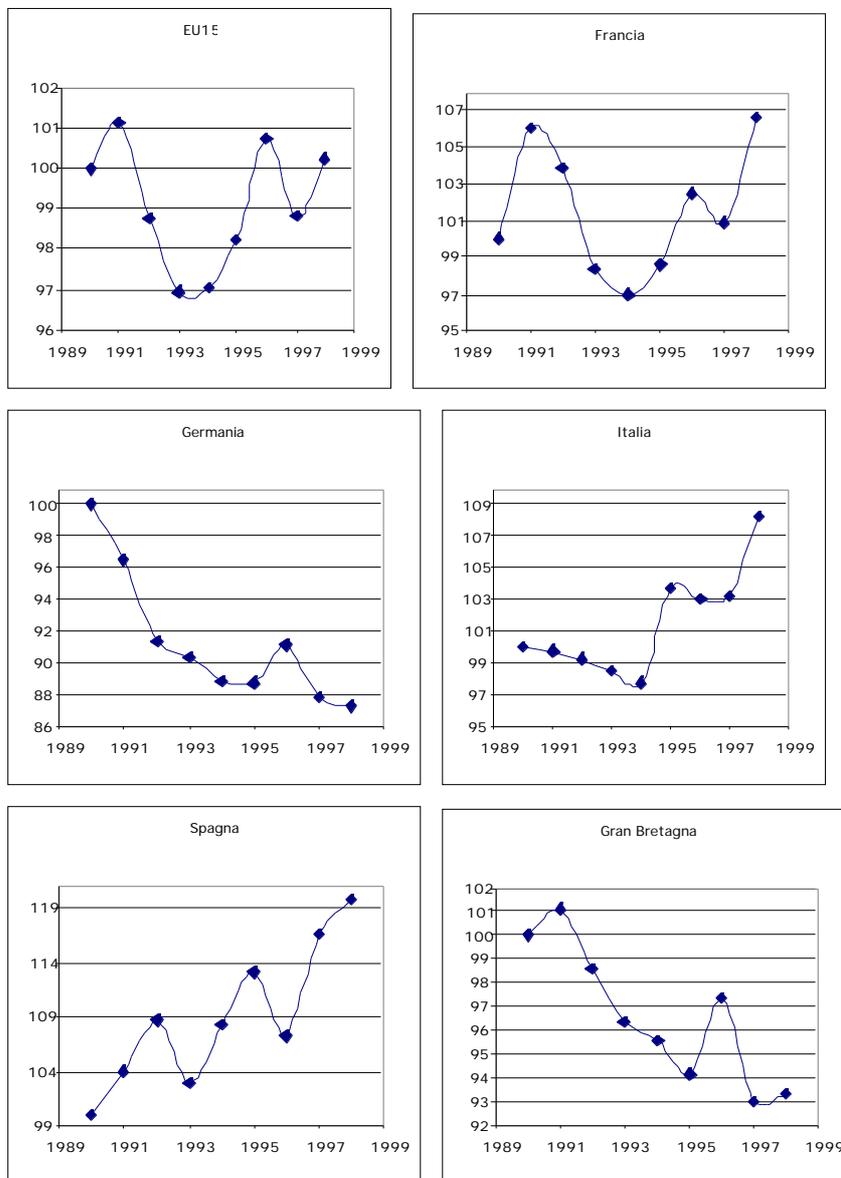
**Figura 4.5 - Concentrazioni di N<sub>2</sub>O (ppbv) - Stazione di Lampedusa**



Fonte: ENEA

La relazione tra emissioni di una sostanza in un dato periodo e territorio, e le misure di concentrazioni della sostanza stessa registrate puntualmente da stazioni di rilevamento, costituisce un elemento di grande complessità, non semplificabile con una semplice relazione lineare di causa-effetto. In realtà, per l'anidride carbonica la costante crescita delle concentrazioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera registrata dalle stazioni trova, almeno a partire dal 1994, un certo riscontro causale nei dati nazionali delle emissioni. Questi, che ricordiamo riguardano la sola componente energetica, peraltro come già detto la più rilevante, diminuiscono tra il 1990 e il 1994 del 2%. L'aumento che riguarda i quattro anni successivi è ben più cospicuo: 10% tra il 1994 e il 1998, ultimo anno per il quale sono disponibili le stime. Complessivamente tra il 1990 e il 1998 le emissioni aumentano di quasi il 7%.

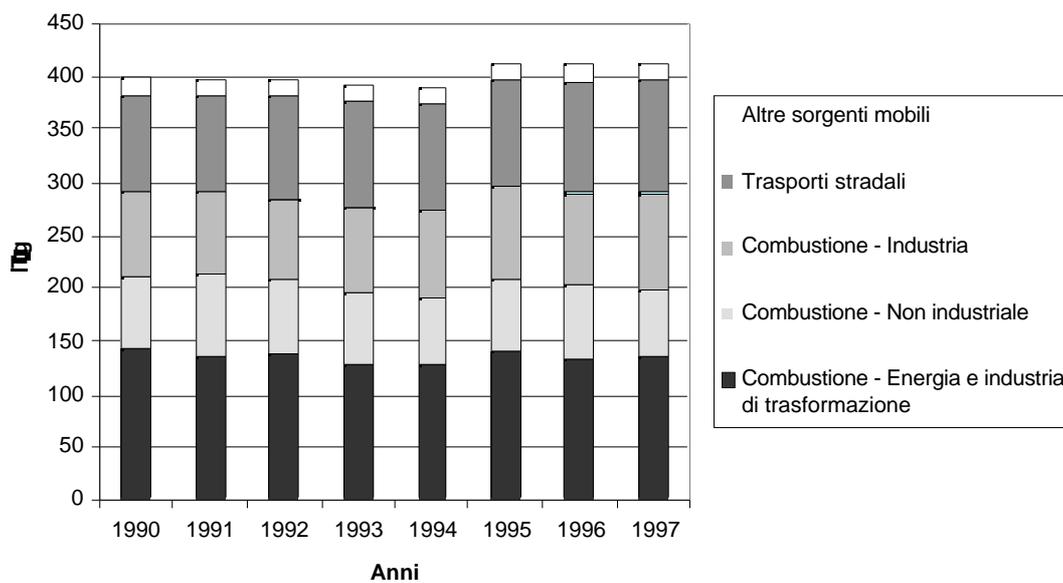
**Figura 4.6 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1990=100)**



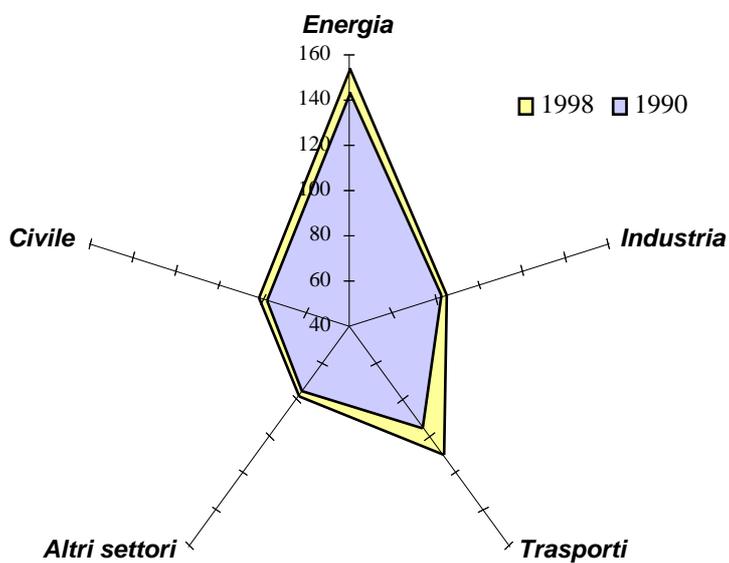
Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

Nel 1998 le emissioni complessive di anidride carbonica per l'Italia sono di 458 milioni di tonnellate, ossia il 14% circa delle emissioni da processi energetici complessivamente stimate per l'UE nell'ambito del progetto CORINAIR. Tale valore rapportato alla popolazione si discosta, in modo non trascurabile, dalla media europea: l'Italia presenta infatti nel 1998 emissioni di CO<sub>2</sub> pro capite pari a circa 7,5 tonnellate contro un valore europeo di 8,4. La produzione pro capite di CO<sub>2</sub> italiana è più alta di 1 tonnellata rispetto a quella di Francia e Spagna, ma più bassa di 3 tonnellate rispetto a quello della Germania.

**Figura 4.7 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per macrosettori energetici in Italia (valori assoluti in Tg)**



Fonte : ANPA



Fonte: Elaborazione ENEA da dati ANPA

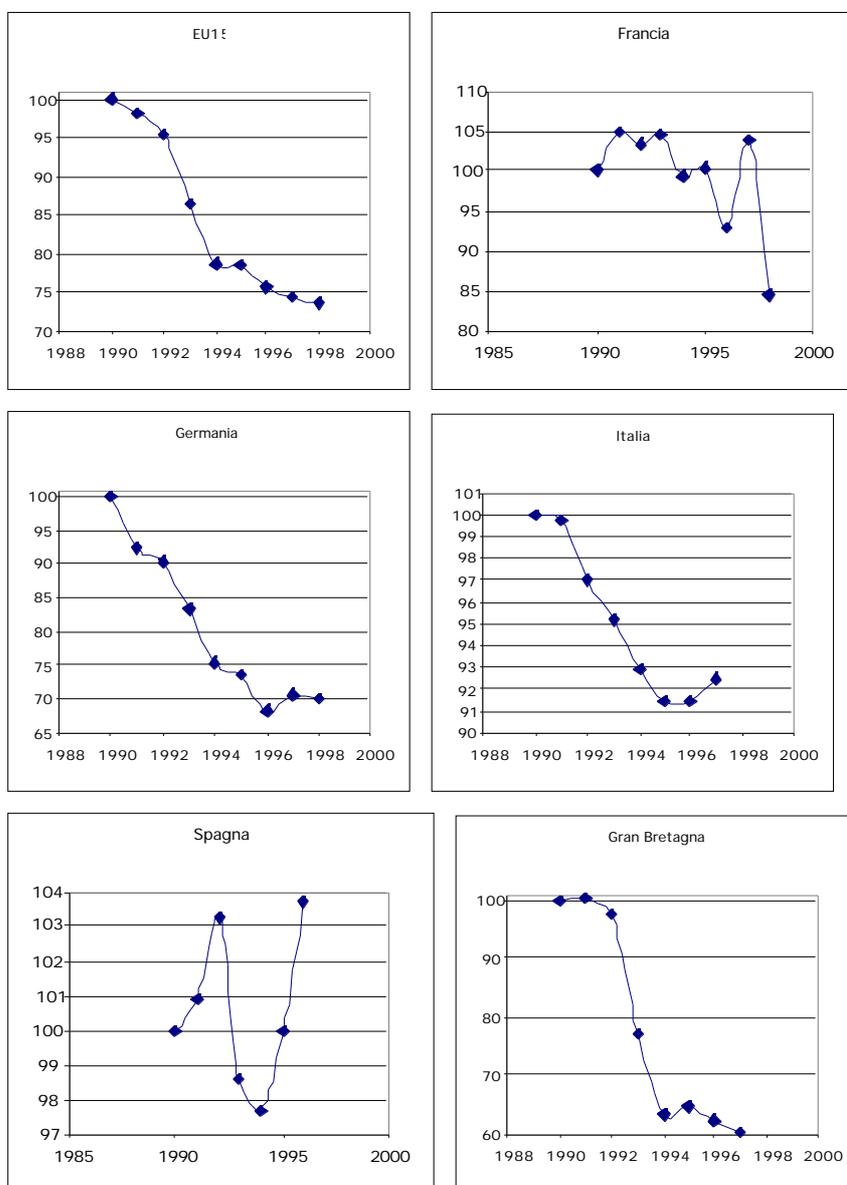
La figura 4.6 riporta gli andamenti dei principali paesi della UE ed il dato aggregato dei 15 paesi; quest'ultimo presenta lievi oscillazioni intorno al 2%, mentre per i singoli paesi si nota

un costante calo sia della Germania che della Gran Bretagna rispettivamente del 13% e del 7% rispetto al dato del 1990. La notevole *performance* della Germania è da attribuirsi con tutta probabilità alla dismissione di vecchi impianti, energeticamente inefficienti, della ex-DDR. La tendenza peggiore è della Spagna, che ha visto un aumento del 20%, sempre rispetto al 1990, delle proprie emissioni.

Focalizzando l'attenzione sulla situazione italiana, possiamo notare come i maggiori contributi tra i macrosettori energetici sono imputabili alla combustione connessa con la produzione di energia e l'industria di trasformazione, che insieme al settore dei trasporti copre più del 60% delle emissioni complessive di anidride carbonica. Come riportato nelle figure 4.7 A e B, questi settori presentano peraltro contributi molto diversi nel tempo: il settore della produzione energetica passa dal 36 al 34% delle emissioni complessive, mentre per il settore trasporti la quota aumenta dal 23% del 1990 al 27% del 1997, ultimo anno per cui sono disponibili dati disaggregati. Insieme ai trasporti, l'aumento delle emissioni nel periodo anzidetto deve attribuirsi all'industria, che passa da un contributo di 20 punti percentuali al 22,5% nel 1997.

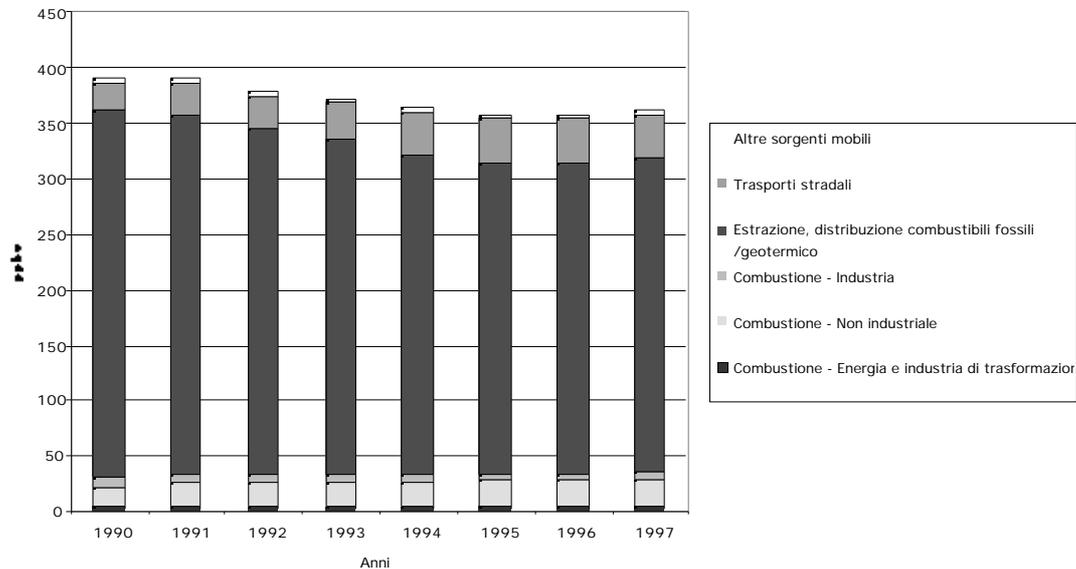
Le emissioni di metano (figura 4.8) per i macrosettori energetici hanno avuto nei dieci anni in esame un andamento decrescente sia a livello europeo, con un -26%, che a livello di singolo paese. I risultati migliori, per quel che riguarda l'abbattimento di queste emissioni, sono stati ottenuti da Gran Bretagna (-40%), Germania (-30%) e Francia (-16%). L'Italia ha avuto un calo più leggero, con una diminuzione dell'8% in sette anni, mentre la Spagna ha avuto un andamento completamente opposto con una crescita del 4%. È qui il caso di rammentare che solo una parte molto ridotta delle emissioni di metano dipende da processi energetici (30%) e che peraltro la gran parte delle emissioni che riguardano tali processi non si riferisce alla combustione quanto, in misura rilevante, all'estrazione ed alle perdite della rete di distribuzione.

**Figura 4.8 - Emissioni di CH<sub>4</sub> da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

Questo settore è per l'Italia responsabile dell'80% delle emissioni di metano, come si può vedere dalla figura 4.9, e presenta un calo nel periodo esaminato valutabile nel 15%. In un quadro di generale tendenza alla diminuzione, anche per il metano, i trasporti costituiscono una rilevante eccezione: questo settore ha più che raddoppiato le proprie emissioni nel periodo esaminato. La valutazione dei dati pro capite vede un sensibile scostamento delle emissioni italiane pari a circa 34 grammi ogni 1.000 persone rispetto ai 47 g per 1.000 persone della media europea.

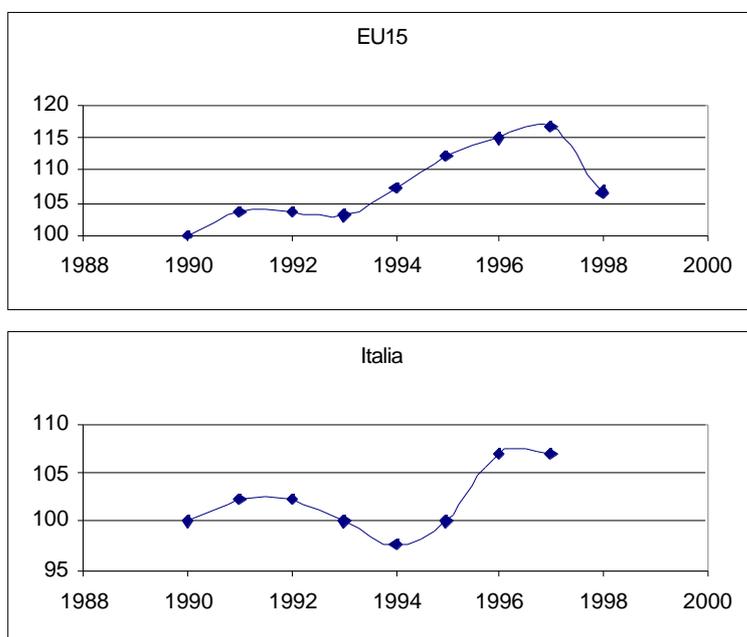
**Figura 4.9 - Emissioni di CH<sub>4</sub> per macrosettori energetici in Italia (valori assoluti in Gg)**

Fonte: ANPA

L'andamento del protossido di azoto, per quel che riguarda i macrosettori energetici per i 15 paesi europei (figura 4.10), mostra un *trend* crescente fino al 1997 per poi diminuire di circa il 9% l'anno successivo. In otto anni l'Italia ha aumentato del 7% le emissioni dai settori energetici di questa sostanza. Anche in questo caso occorre ricordare come le emissioni complessive di N<sub>2</sub>O siano influenzate dai macrosettori energetici per non più del 20%. Il computo pro capite ci dice che l'Italia emette 1 g in meno rispetto alla media europea, che è di circa 3 g ogni 1.000 persone. Per questo inquinante l'indisponibilità di dati, almeno su un arco temporale sufficientemente lungo, non ha consentito di effettuare gli opportuni confronti con gli altri paesi europei.

Tra quelli esaminati, il macrosettore maggiormente responsabile di tali emissioni è quello della combustione per la produzione di energia e per l'industria di trasformazione; nel 1998 il suo peso rispetto agli altri macrosettori energetici è del 44%. Anche in questo caso va comunque rilevato il crescente peso delle emissioni di N<sub>2</sub>O dovute ai trasporti, che nel periodo considerato aumentano di una volta e mezza.

**Figura 4.10 - Emissioni di N<sub>2</sub>O da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1994=100)**



Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

**Figura 4.11 - Emissioni di N<sub>2</sub>O per macrosettori energetici in Italia (valori assoluti in Gg)**



Fonte: ANPA

### 4.3 L'acidificazione e la qualità dell'aria

L'acidificazione è dovuta in larga misura all'uso di combustibili fossili ed agli usi agricoli ed è causa di danni all'ecosistema forestale, ai laghi, alle acque sotterranee e di superficie, agli edifici ed ai suoli.

I principali inquinanti responsabili di fenomeni di acidificazione sono l'ammoniaca ( $\text{NH}_3$ ), gli ossidi di zolfo ( $\text{SO}_x$ ) e gli ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ). Questi inquinanti, in seguito a reazioni chimiche in atmosfera, cadono al suolo sotto forma di deposizioni acide: il fenomeno è comunemente noto come "piogge acide".

L'impatto sull'ecosistema dipende dal tipo di suolo e dalla sua sensibilità alle deposizioni acide; viene pertanto definito per ogni area un carico critico, ovvero il livello massimo di immissione di sostanze acidificanti nell'ecosistema che si ritiene non produca significativi effetti nocivi. Il carico critico esprime pertanto la vulnerabilità di un'area a questo tipo di inquinamento.

La mappatura del territorio in base ai carichi critici, disponibile per tutta Europa su una griglia di 50 km per lato, è indispensabile per valutare gli impatti di queste emissioni. Gli  $\text{SO}_x$  e l'  $\text{NO}_x$ , per le loro caratteristiche di tossicità, sono, insieme ad altre sostanze, responsabili del deterioramento della qualità dell'aria, in particolare nei centri urbani. In queste aree, alla concentrazione delle attività corrispondono crescenti concentrazioni di queste sostanze, che devono essere costantemente monitorate per evitare il superamento dei limiti stabiliti per la salvaguardia della salute.

#### I risultati e gli impegni contro le piogge acide

L'UE ha già raggiunto nel 1994 l'obiettivo del Quinto programma d'azione ambientale, relativo ad una riduzione del 35% delle emissioni di  $\text{SO}_x$  (rispetto ai livelli 1985), in quanto la riduzione effettiva di emissioni nel periodo 1985-1994 è stata del 40%.

La riduzione delle emissioni di  $\text{SO}_x$  in Europa nel periodo 1980-1994 è stata possibile grazie alle misure di abbattimento adottate per le grandi sorgenti (carbone a basso tenore di zolfo e desolforazione dei gas di scarico) ed alla sostituzione di combustibile, principalmente carbone, a favore del gas naturale.

Per i 15 paesi dell'UE, l'ambizioso obiettivo al 2000 è costituito da una riduzione delle emissioni del 62% (rispetto ai livelli 1980).

Il primo obiettivo fissato per gli  $\text{NO}_x$ , ovvero quello di stabilizzare nel 1994 le emissioni ai livelli 1987, è stato globalmente raggiunto in Europa: nel periodo 1987-1994, le emissioni di  $\text{NO}_x$ , infatti, sono state ridotte del 13% circa.

L'obiettivo per l'UE, indicato nel Quinto programma d'azione ambientale, è di una riduzione del 30% delle emissioni di  $\text{NO}_x$  nel periodo 1990-2000. Anche se le emissioni di  $\text{NO}_x$  sono state ridotte negli ultimi anni, non sembra probabile che tale obiettivo possa essere raggiunto. Ciò è dovuto a vari motivi, tra cui la prevista forte crescita del traffico stradale.

L'importanza relativa del contributo dell'azoto rispetto a quello dello zolfo nelle deposizioni potenzialmente acidificanti è in aumento. Ciò è principalmente dovuto al fatto che, negli ultimi 10-15 anni, le emissioni di  $\text{SO}_2$  sono state ridotte in maniera più massiccia rispetto a quelle di  $\text{NO}_x$  e  $\text{NH}_3$ .

### Biossido di zolfo

Il biossido di zolfo, o anidride solforosa, è un gas incolore dall'odore pungente ed irritante, ed è uno dei più diffusi ed aggressivi inquinanti atmosferici, tanto da essere universalmente considerato tra le principali cause di danni all'uomo e all'ambiente. L' $\text{SO}_2$  si forma dalla combinazione dell'ossigeno con lo zolfo presente come impurità nei combustibili fossili (carbone, petrolio ecc.); la quantità di inquinante emessa dipende pertanto dal tenore di zolfo, che generalmente oscilla tra lo 0,1% ed il 7%. Le normative che prescrivono bassi tenori di zolfo nei combustibili costituiscono quindi efficaci strumenti per il contenimento delle emissioni di  $\text{SO}_2$ . A basse concentrazioni, l'anidride solforosa produce effetti irritanti sugli occhi e sul tratto superiore dell'apparato respiratorio, con aumento delle secrezioni. Concentrazioni superiori possono provocare irritazioni delle mucose nasali, bronchiti, malattie polmonari e aggravamento di malattie cardio-vascolari.

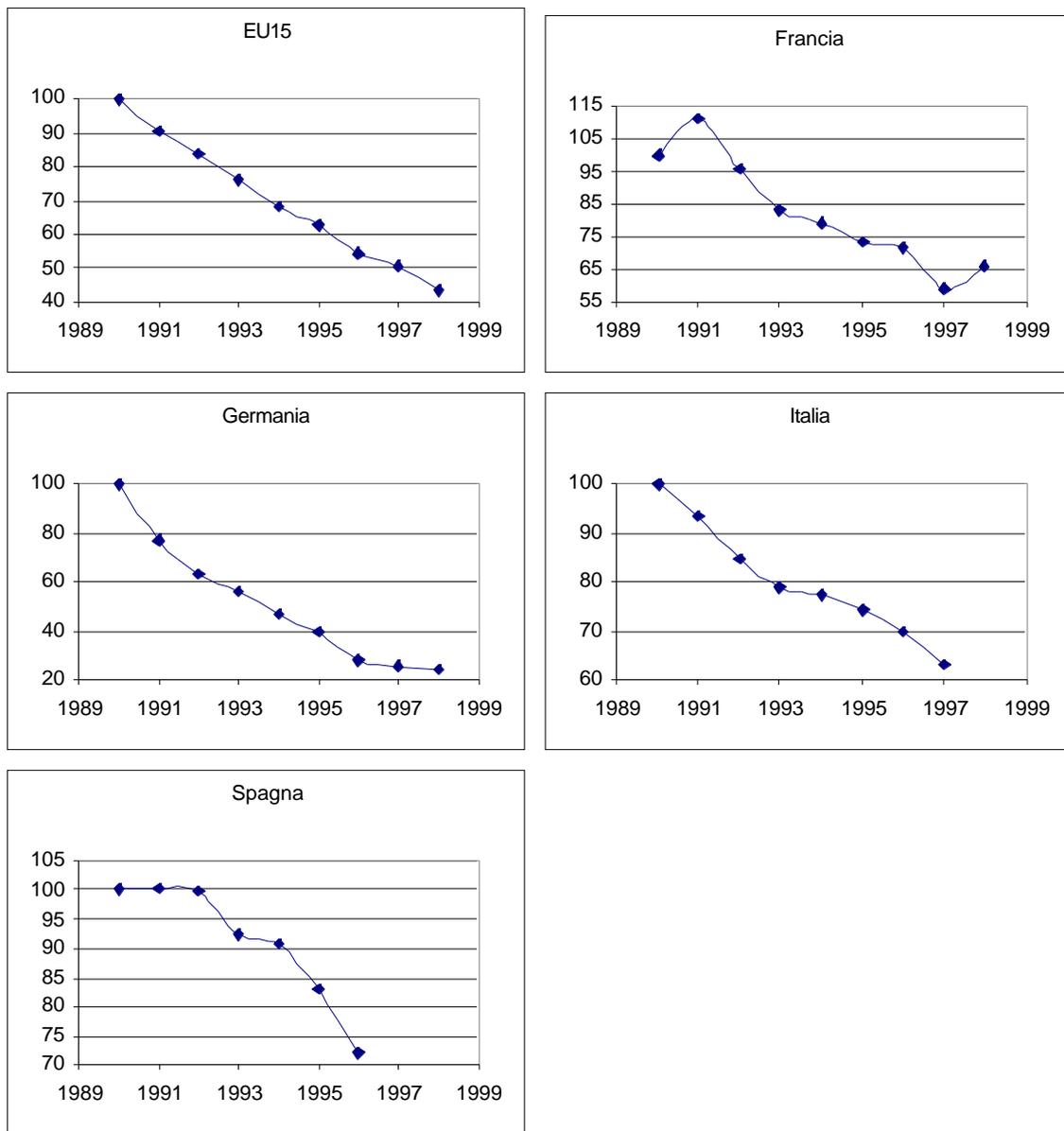
Per il 1997 sono state stimate per l'Italia poco più di 1.021 tonnellate di anidride solforosa, per circa il 95% dovuta ai settori energetici, pari a poco meno del 13% del valore europeo, e corrispondente a poco meno di 18 grammi per abitante, con una quota pro capite sensibilmente inferiore rispetto alla media europea, pari a 22 g.

Questi valori sono il risultato di una tendenza che, in accordo con le tendenze continentali, risulta decrescente per l'Italia, che in otto anni ha ridotto del 37% le sue emissioni di  $\text{SO}_x$  seguendo un andamento europeo che registra il dimezzamento delle emissioni in pochi anni (figura 4.12).

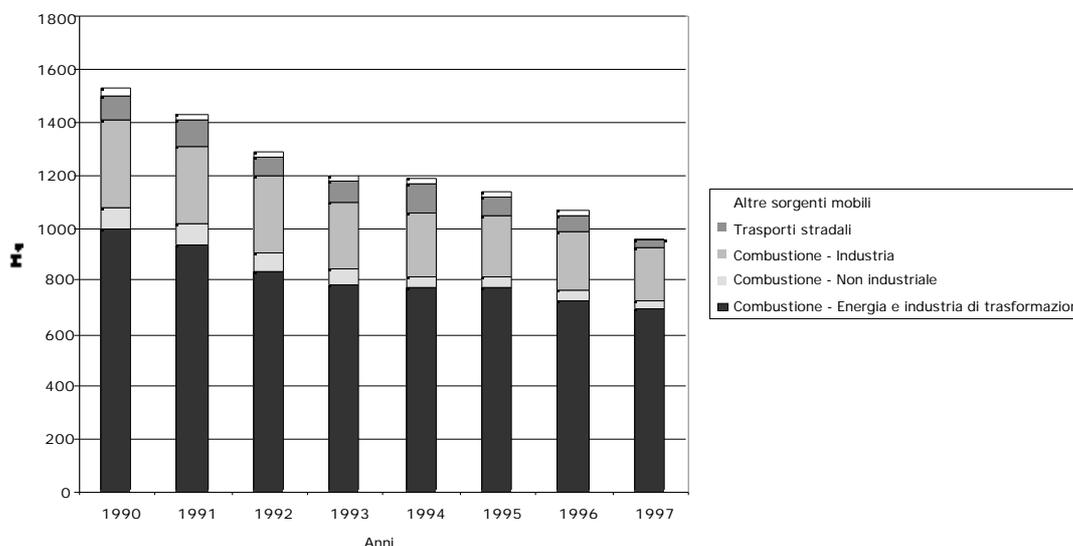
Va segnalata l'ottima *performance* della Germania, che in nove anni ha ridotto le sue emissioni del 76%, passando da 5.096 Mg a 1.217 Mg. Questo dato rafforza quanto già ipotizzato per le emissioni tedesche di anidride carbonica; per gli  $\text{SO}_x$  la chiusura di molti impianti altamente inquinanti, in questo caso per la forte percentuale di zolfo nei combustibili, situati nella ex-Germania dell'Est, risulta la spiegazione più verosimile.

Per l'Italia (figura 4.13) il principale responsabile delle emissioni di  $\text{SO}_x$  è il macrosettore della produzione d'energia, con oltre il 70% delle emissioni, seguito dalla combustione nell'industria con il 20%. Questi due macrosettori hanno diminuito nel tempo le loro emissioni contribuendo fortemente alla riduzione complessiva di emissioni di  $\text{SO}_x$  prodotta dai settori energetici.

**Figura 4.12 - Emissioni di SO<sub>x</sub> da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

**Figura 4.13 - Emissioni di SO<sub>x</sub> per macrosettori energetici in Italia (valori assoluti in Mg)**

Fonte: ANPA

#### Ossidi di azoto

Gli NO<sub>x</sub> presenti nell'aria derivano sia da fonti naturali che da fonti antropiche. Le emissioni originate dalle prime sono elevate, ma diffuse sul territorio. Le emissioni da fonti antropiche derivano sia da processi di combustione sia da particolari processi produttivi senza combustione.

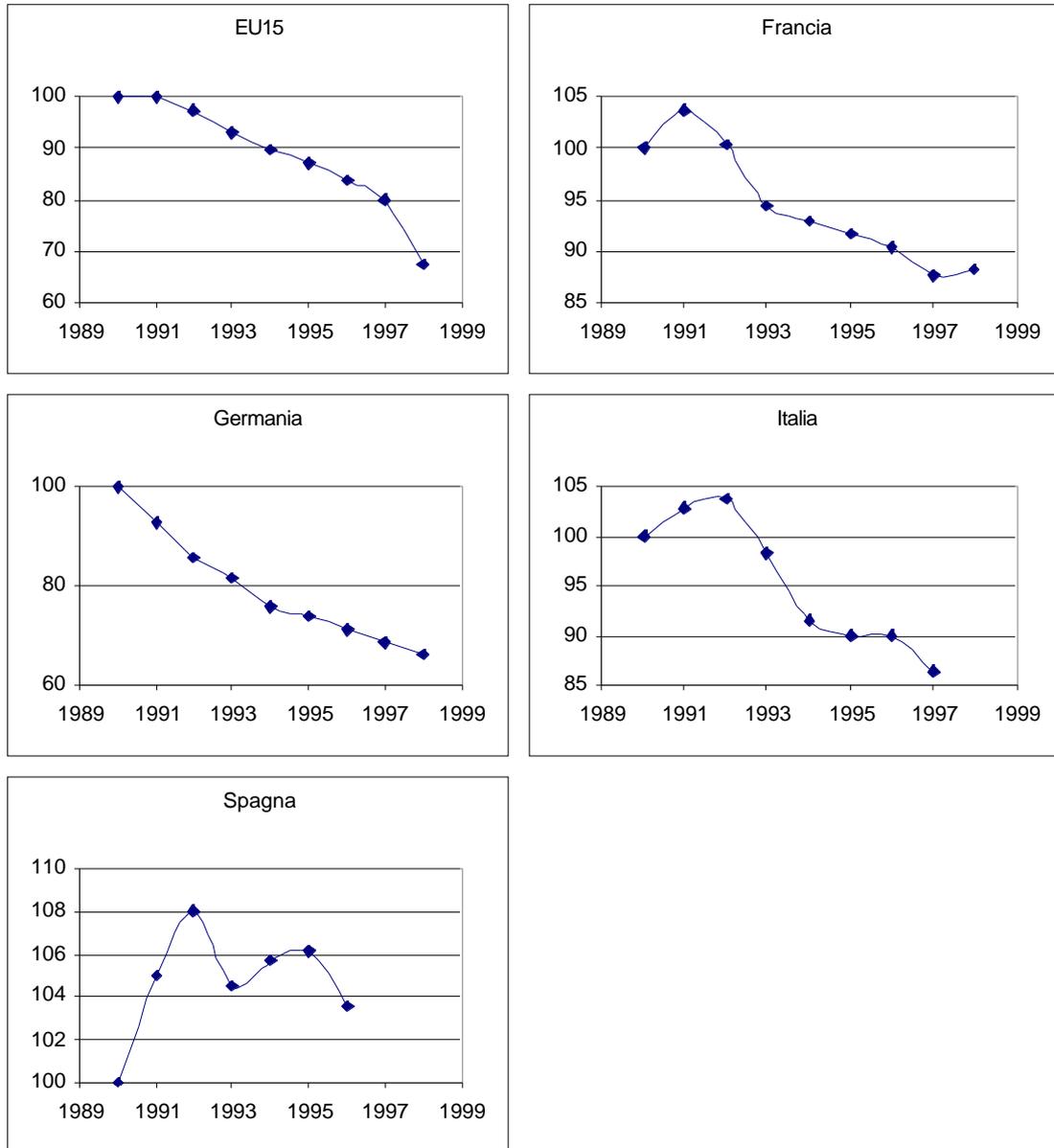
I processi di combustione responsabili di emissioni di NO<sub>x</sub> riguardano sorgenti fisse – quali centrali termoelettriche e riscaldamenti domestici – e sorgenti mobili (autoveicoli sia a benzina che diesel). Le attività produttive responsabili di emissioni di NO<sub>x</sub> riguardano l'utilizzo e la produzione di acido nitrico, la produzione di fertilizzanti azotati, le saldature ecc.

Gli NO<sub>x</sub> penetrano nell'apparato respiratorio e possono arrivare fino ai polmoni. A esposizioni crescenti, provocano: percezione dell'odore, irritazione oculare e delle mucose nasali, bronchiti, edema polmonare e persino la morte. Come effetto cronico, sono accertate fibrosi polmonare ed enfisema. La diffusione e la persistenza dell'NO<sub>2</sub> nell'atmosfera sono fortemente influenzate dalle condizioni meteorologiche.

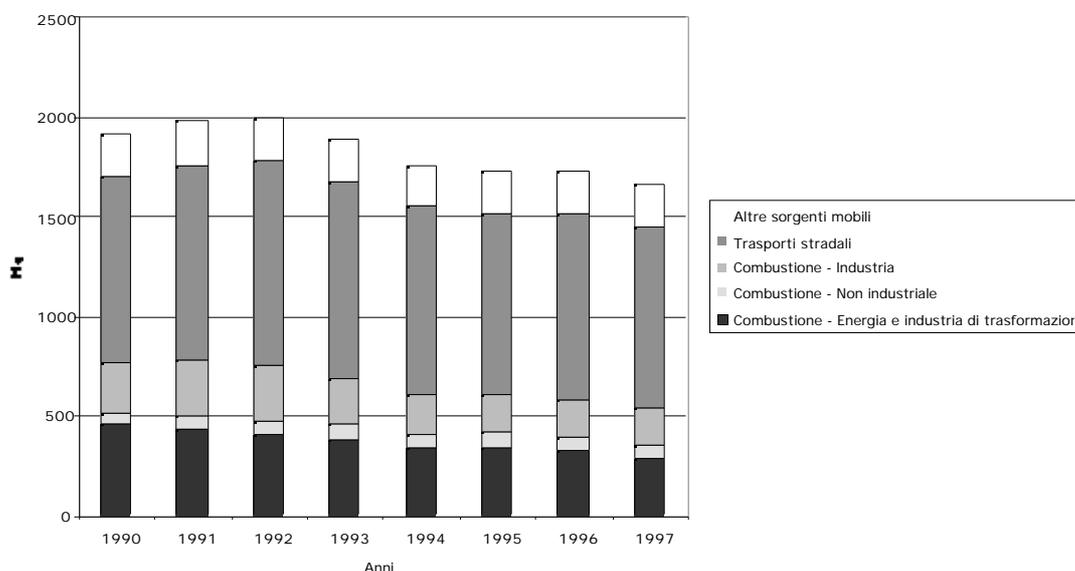
Le emissioni di ossidi di azoto stimate per l'Italia ammontano nel 1997 a circa 1.658 Mg, pari a poco meno del 16% del totale europeo (figura 4.14). In termini relativi, l'Italia emette circa 29 grammi per abitante, valore molto vicino al dato europeo. L'andamento temporale delle emissioni nazionali è tendenzialmente decrescente, tanto che in otto anni si registra una diminuzione del 14%.

Nella media europea si è assistito ad un abbattimento delle emissioni di NO<sub>x</sub> molto più marcato rispetto all'Italia, con una riduzione pari al 33% grazie soprattutto al forte contributo tedesco. Unico paese in controtendenza è la Spagna che ha addirittura aumentato le sue emissioni del 4% in sette anni. In Italia (figura 4.15) gli NO<sub>x</sub> vengono emessi per oltre la metà dal macrosettore dei trasporti, per il quale la diminuzione delle relative emissioni nel periodo considerato non raggiunge il 5%, mentre il macrosettore della combustione per energia e industria di trasformazione ha fatto registrare un abbattimento delle emissioni di oltre il 36%, contribuendo notevolmente al decremento delle emissioni complessive per i settori energetici.

**Figura 4.14 - Emissioni di NO<sub>x</sub> da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (Mg/annui)**



Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

**Figura 4.15 - Italia: Emissioni di NO<sub>x</sub> per macrosettori energetici (valori assoluti in Mg)**

Fonte : ANPA

### La qualità dell'aria

Circa il 70% della popolazione totale nelle città europee dotate di stazioni di misurazione (circa 37 milioni) è esposta a livelli di SO<sub>2</sub> che superano il valore guida inferiore stabilito dall'UE (100 µg/m<sup>3</sup>, massimo della media sulle 24 h). In alcune città, che rappresentano circa il 40% della popolazione (circa 27 milioni), si è registrato un livello medio di NO<sub>2</sub> superiore al valore guida dell'UE (50 µg/m<sup>3</sup>).

Soltanto in un numero ristretto di città europee si hanno dati a sufficienza per poter valutare i *trend* registrati nei livelli delle emissioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub> negli ultimi anni. Nel periodo 1988-1993 si è registrato un calo piuttosto costante delle concentrazioni di SO<sub>2</sub>, con una riduzione media (media annuale) in queste città del 30%. Una tendenza analoga si osserva per le concentrazioni di NO<sub>2</sub>, con una riduzione della media annuale del 16%. Questi *trend* sono riconducibili a diversi fattori, tra cui politiche passate e presenti di abbattimento delle emissioni, quali l'introduzione delle marmitte catalitiche per le automobili.

Per il materiale particolato non si hanno dati sufficienti a stabilire un quadro rappresentativo a scala europea. La quantità di materiale particolato di piccole dimensioni (PM<sub>10</sub>, 98 percentile) supera ampiamente il valore guida raccomandato nel Regno Unito (50 µg/m<sup>3</sup>) nella maggior parte delle città per cui si dispone di dati.

Anche se le concentrazioni di piombo sono diminuite negli ultimi anni, questo inquinante continua a costituire un problema in prossimità delle strade a traffico pesante, nei paesi dove è ancora utilizzata benzina con un tenore di piombo relativamente elevato.

È cresciuta l'importanza di diverse sostanze pericolose quali il benzene, su cui si è deciso di intervenire stabilendo opportune soglie in considerazione della natura cancerogena di questa sostanza.

### Composti organici volatili diversi dal metano

I composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) sono sostanze che, esposte all'aria, abbandonano lo stato fisico in cui si trovano, generalmente liquido, e passano allo stato gassoso. Esempi di COVNM sono l'acetone, l'alcol etilico o metilico, il benzene, il toluene, lo xilene. Nella pratica vengono inserite tra tali composti anche le sostanze organiche gassose a temperatura ambiente.

L'individuazione e la caratterizzazione degli effetti sanitari di un insieme così ampio di composti è oltremodo complessa. I COVNM sono inquinanti primari, ovvero prodotti diretti di fenomeni inquinanti, in grado di indurre danni anche gravi alla salute dell'uomo. Gli effetti sulla salute umana sono comunque molto differenziati in funzione del tipo di composto: il benzene, così come altri idrocarburi aromatici, è cancerogeno, mentre l'acetone, anche se dotato di potere narcotico, non produce effetti dannosi più gravi di momentanei mal di testa o irritazione della pelle.

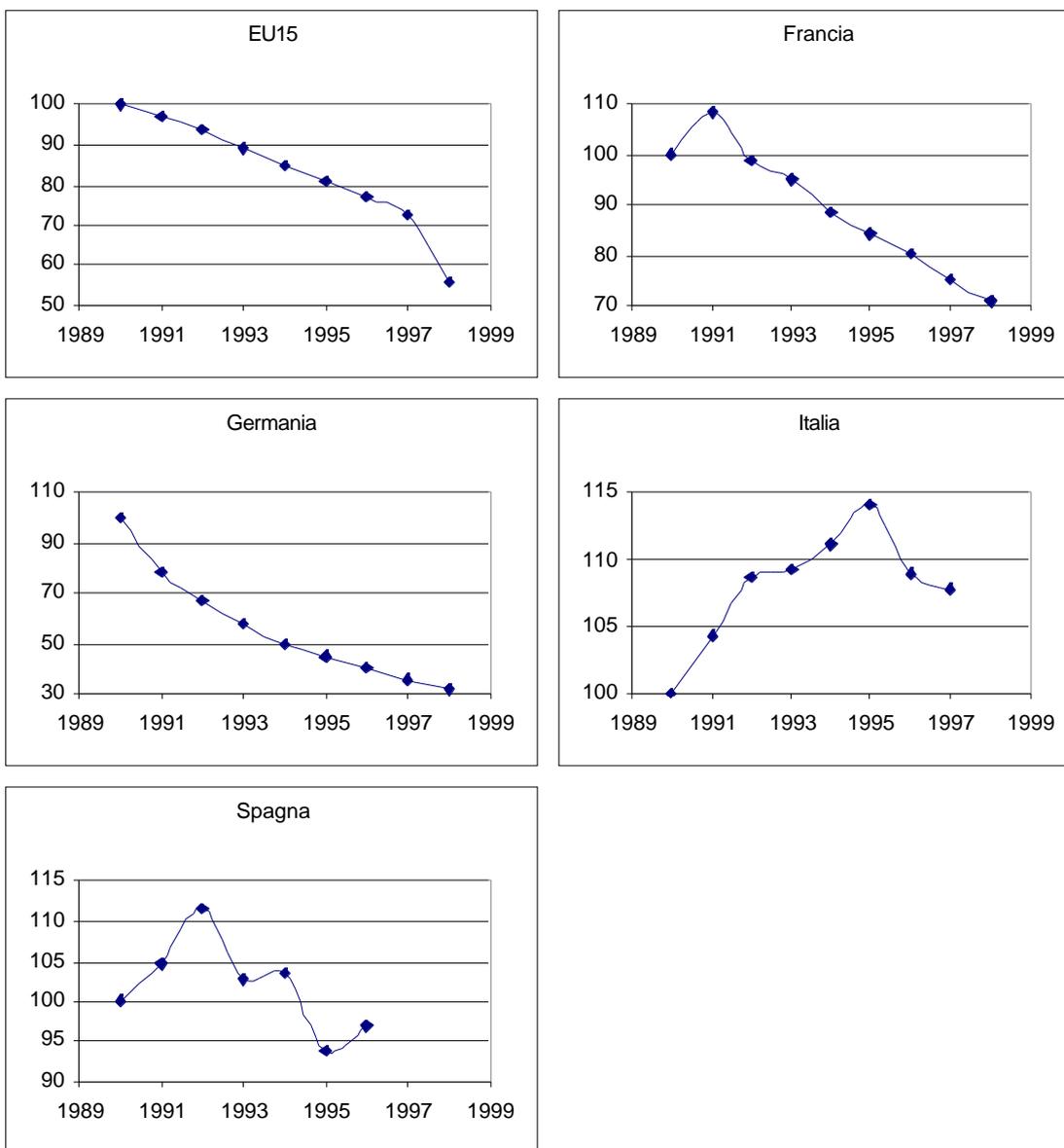
I COVNM contribuiscono inoltre all'assottigliamento dello strato di ozono stratosferico (*buco dell'ozono*) e, combinandosi con gli ossidi di zolfo e di azoto, giocano un ruolo importante nel processo delle *piogge acide*.

Sia gli  $SO_x$  che gli  $NO_x$  sono inquinanti *multi-effetto*, nel senso che hanno rilevanza sia per fenomeni di inquinamento su grande scala (piogge acide) che per fenomeni di tipo locale riconducibili essenzialmente allo stato della qualità dell'aria nelle aree urbane. Gli inquinanti che, per la loro tossicità, hanno rilevanza sulla qualità dell'aria sono moltissimi. Tra quelli per cui si dispongono dati sulle emissioni per un arco temporale sufficientemente ampio, ai due appena citati sono da aggiungere i composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) e il monossido di carbonio (CO).

Per l'Italia sono state stimate, per il 1997, 2.091 tonnellate di COVNM, ma solo per un 60% la responsabilità è riconducibile ai macrosettori energetici con 1.266 mg, corrispondenti a circa il 16% del totale europeo.

La media pro capite nazionale dovuta ai macrosettori energetici è di 22 grammi per abitante, valore di poco superiore al dato europeo che si aggira intorno ai 17 grammi.

**Figura 4.16 - Emissioni di COVNM da processi energetici in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1990=100)**

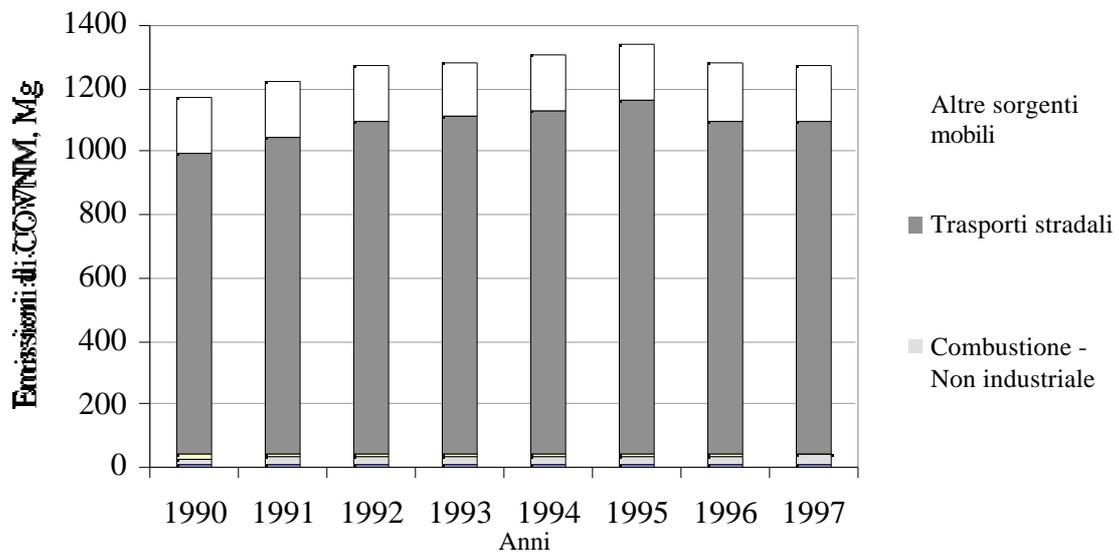


Fonte: Agenzia Europea per l'Ambiente

Come si può osservare dalla figura 4.16, in tutti i paesi europei si è avuto un notevole abbattimento di questo inquinante. Nell'EU15 abbiamo una riduzione del 44% in nove anni, in Germania le emissioni si sono ridotte di quasi 2/3, mentre in Francia si è registrato un -30%. La situazione è molto diversa per quel che riguarda i dati delle emissioni italiane dove, ad un aumento del 14% registrato nei primi sei anni, si è contrapposta una buona riduzione nel 1996-97: dal massimo valore dell'indice pari a 114 nel 1995 si è passati infatti ad un valore dell'indice pari a 108 nel 1997.

In Italia, le emissioni di COVNM sono nella quasi totalità (83% circa) dovute al macrosettore trasporti (figura 4.17). Queste emissioni sono peraltro aumentate di circa il 10% in otto anni, mentre per gli altri macrosettori energetici si registra una sostanziale invariabilità. Bisogna in ogni caso ricordare che nel complesso, facendo riferimento questi dati alle sole attività di tipo energetico, sono, nel caso specifico dei COV, molto parziali. Le emissioni di questo inquinante attribuibili in media ai processi non energetici sono in quasi tutte le situazioni pari alla metà.

**Figura 4.17 - Italia: Emissioni di COVNM per macrosettori energetici (valori assoluti in Mg)**



Fonte : ANPA

### **L'ozono troposferico**

Nella stratosfera l'ozono (O<sub>3</sub>) è prezioso per la capacità di assorbire le radiazioni ultraviolette provenienti dal sole. Preoccupano dunque le diminuzioni delle sue concentrazioni. Nella troposfera (lo strato di atmosfera esteso dal suolo a circa 10 km di altezza), invece, si pone attenzione alle alte concentrazioni di O<sub>3</sub> per il loro forte impatto sulla salute dell'uomo. Alte concentrazioni di ozono provocano anche danni alle colture (riducendo la resa agricola), alle foreste (riducendo l'attività fotosintetica) ed ai materiali (aggregando plastiche, vernici, fibre tessili). Questi episodi, inoltre, non insistono necessariamente solo sul luogo ove gli inquinanti sono emessi ma, dato che le sostanze vengono spostate dal vento e continuano ad interagire, si possono registrare picchi di concentrazione in zone remote sottovento alle città.

A differenza di quanto accade con gli inquinanti primari, per i quali ad una riduzione delle emissioni corrisponde una riduzione delle concentrazioni, la non linearità della relazione fra precursori e ozono (cfr. ANPA, *Emissioni in atmosfera e qualità dell'aria in Italia*, Serie Stato dell'Ambiente 6/1999) aumenta la complessità e l'incertezza della risposta. In altre parole, potrebbe accadere che in alcune zone, ad una riduzione di uno solo dei precursori corrisponda un aumento delle concentrazioni di ozono. In questo caso dunque, è quanto mai opportuno definire le politiche di riduzione dell'ozono e verificarne l'efficacia utilizzando modelli di simulazione che, attraverso la soluzione di schemi chimici che coinvolgono centinaia di reazioni e la riproduzione dei processi dinamici dell'atmosfera, accoppiano diversi scenari emissivi a corrispondenti distribuzioni delle concentrazioni di ozono troposferico, fornendo anche un'analisi comparativa dei costi legati ai vari scenari.

### **Monossido di carbonio**

L'ossido di carbonio, o monossido di carbonio (CO), è un gas tossico molto insidioso in quanto incolore e inodore. Si forma dalla combustione incompleta di composti contenenti carbonio.

La presenza di CO in atmosfera può avere origini naturali (vulcani, gas di palude, incendi), ma deriva soprattutto dalle attività umane connesse con la mobilità, la produzione di energia elettrica ed il riscaldamento domestico.

Nelle aree urbane le concentrazioni di CO raggiungono spesso livelli elevati a causa del traffico intenso. Per questo motivo, la popolazione risulta particolarmente esposta a tale inquinante soprattutto durante gli spostamenti quotidiani.

Il CO respirato impedisce una buona ossigenazione del sangue con conseguenze dannose sul sistema nervoso e cardiovascolare. L'entità di tali danni dipende direttamente dalle concentrazioni e dalla durata dell'esposizione: risultano molto più dannose esposizioni prolungate a basse concentrazioni rispetto ad esposizioni brevi a concentrazioni più elevate.

Gli effetti di tali esposizioni possono variare dai casi di leggera intossicazione con disturbi psico-motori, in particolare allungamento dei tempi di reazione estremamente pericolosi per conducenti di veicoli, cefalea e indebolimento generale, fino ai casi di avvelenamento grave con coma e morte per asfissia. Oltre ai fumatori ed ai soggetti affetti da disturbi cardiaci e circolatori, risultano particolarmente esposte alcune categorie di lavoratori quali vigili urbani e del fuoco, garagisti, autisti.

### Le polveri

Polveri sospese, o particolato, sono i termini generici che si applicano ad un'ampia classe di sostanze diverse dal punto di vista chimico-fisico, che esistono in forma di particelle, liquide o solide, con diverse dimensioni. A differenza delle sostanze descritte precedentemente, particolato è sinonimo di eterogeneità chimica. Le emissioni di particolato hanno origine dalla natura (suolo, aerosol marino, incendi, pollini, eruzioni vulcaniche) e dalle attività dell'uomo e possono essere emesse direttamente dalla sorgente o formarsi in atmosfera per la trasformazione di emissioni gassose di ossidi di zolfo ( $\text{SO}_x$ ), ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ) e composti organici volatili (COV). Le proprietà fisiche e morfologiche del particolato sono importanti per definirne l'impatto sull'ambiente locale.

Dal punto di vista tossicologico, le particelle con dimensioni da 0,1-0,5 millesimi di millimetro ( $\mu\text{m}$ ) hanno maggiore probabilità di interessare l'apparato respiratorio rispetto alle particelle con dimensioni 1,0-2,5  $\mu\text{m}$ . La misura effettuata dalle reti di monitoraggio nel nostro paese ha riguardato il Particolato Totale Sospeso (PTS), vale a dire la quantità di polveri totale senza discriminare la dimensione. Recentemente sono stati introdotti strumenti di misura della frazione del particolato con diametro inferiore a 10  $\mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{10}$ ), mentre sono rare le misure di particolato con diametro inferiore a 2,5  $\mu\text{m}$  ( $\text{PM}_{2,5}$ ); in entrambi i casi non si dispone di serie di dati estese.

$\text{PM}_{10}$  è ovviamente una frazione di PTS variabile da sito a sito in dipendenza delle condizioni locali e del tipo di emissioni predominanti.

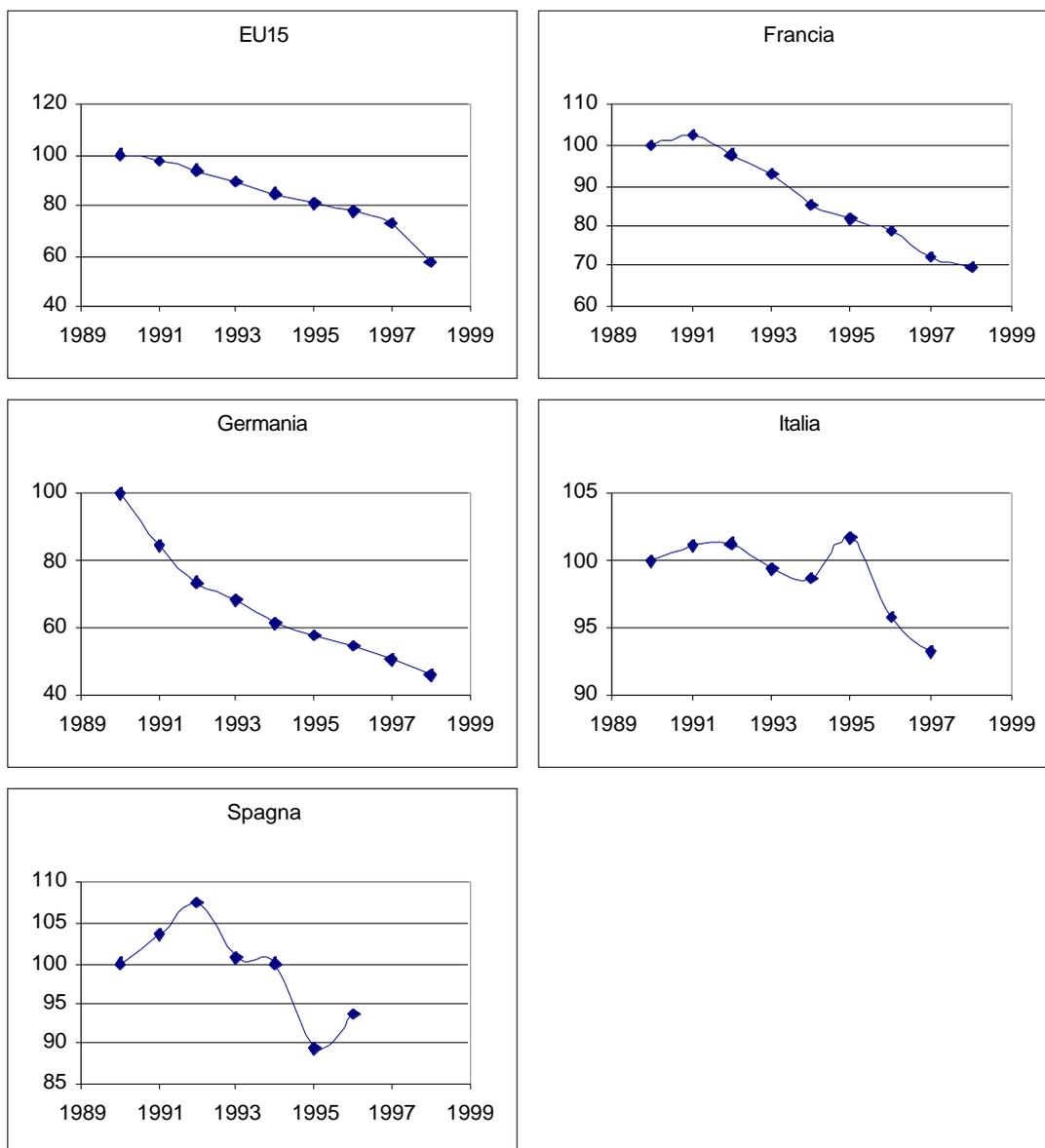
In letteratura sono proposti diversi valori per il rapporto  $\text{PM}_{10}/\text{PTS}$ : quello su cui converge il maggior numero di studi e che è stato verificato da alcune campagne sperimentali nel nostro paese si attesta a 0,7-0,8.

In altre parole, il 70-80% del particolato totale sospeso sarebbe con diametro inferiore a 10  $\mu\text{m}$ . In tal modo, pur con la dovuta cautela, è possibile ricavare l'andamento del  $\text{PM}_{10}$  a partire da serie di dati relative a PTS. Per quanto riguarda la stima delle emissioni di queste sostanze si confronti la nota 1 di questo capitolo.

Nel 1997 sono state emesse sul territorio nazionale poco meno di 7186 tonnellate di CO, poco più del 19% del totale europeo. Oltre il 90% delle emissioni nazionali di CO, 6555 tonnellate in termini assoluti, si deve alla produzione energetica.

La quantità pro capite nazionale di 114 grammi è nettamente superiore al dato europeo pari a 68 g (figura 4.18). Le serie storiche dei vari paesi riferite alle emissioni dovute a processi energetici sono tutte decrescenti anche se con diverse intensità. La Germania ha più che dimezzato le emissioni di CO in nove anni, mentre la Francia le ha abbattute di oltre il 30%. I risultati dell'Italia sono incoraggianti nella tendenza, anche se si è avuto solo un calo quantitativo del 7% rispetto al 1990.

**Figura 4.18 - Emissioni di CO da processi energetici: in Italia e nei principali paesi europei (numeri indice, 1990=100)**

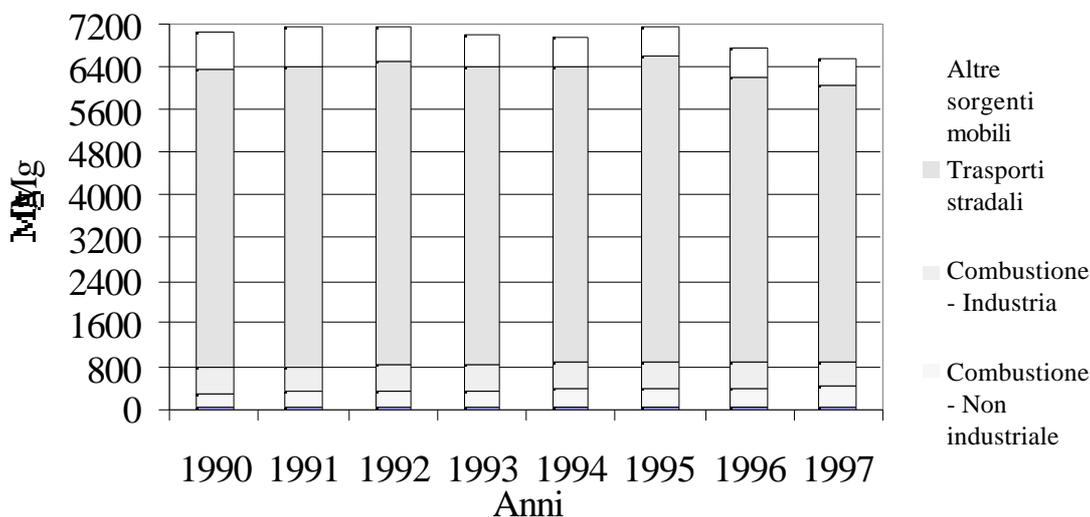


Fonte: Agenzia europea per l'ambiente

In Italia il settore trasporti è il maggiore responsabile dell'emissione di monossido di carbonio tra i macrosettori energetici, con l'80% delle emissioni (figura 4.19). L'andamento nel tempo di questo macrosettor ha condizionato le emissioni complessive di questo inquinante, che presenta un andamento crescente nei primi cinque anni e poi un calo sostanziale negli ultimi due anni analizzati. Negli otto anni di analisi il macrosettor dei trasporti ha abbattuto le sue emissioni di circa un 7%. Il monossido di carbonio è una sostanza che risente fortemente delle condizioni del parco autoveicolare e delle condizioni di guida. Risulta molto evidente come il ritardo con cui le marmitte catalitiche sono state

introdotte nel nostro Paese abbia dilazionato nel tempo i relativi benefici in termini di riduzione delle emissioni di questa sostanza.

**Figura 4.19 - Italia: Emissioni di CO per macrosettori energetici (valori assoluti in Mg)**



Fonte: ANPA

#### 4.4 Produzione di rifiuti da centrali elettriche

Le emissioni in atmosfera di gas serra e di sostanze inquinanti in senso proprio, costituiscono di gran lunga la maggior causa di impatto del sistema energetico sull'ambiente. Le attività energetiche in senso lato per la loro pervasività comportano, inoltre, diverse altre conseguenze indesiderate su vari comparti ambientali. In questo paragrafo vengono affrontati gli aspetti connessi alla produzione di rifiuti dai processi energetici. Verranno trattati in questa fase soltanto gli aspetti legati alla produzione di rifiuti da centrali elettriche.

L'ENEL ha intrapreso già da qualche anno una politica aziendale nella quale la salvaguardia ambientale costituisce uno dei principali obiettivi, unitamente a quelli istituzionali tra i quali in primo luogo quello di garantire la disponibilità di energia a costi competitivi.

Tra i principali obiettivi strategici dell'ENEL in campo ambientale, riportati nel *Rapporto Ambientale* 1998 dell'ENEL, possiamo citare:

- utilizzazione di processi e tecnologie che prevengono e/o riducono le interazioni ambientali;
- impiego razionale ed efficiente delle risorse energetiche e delle materie prime;
- recupero dei sottoprodotti e dei rifiuti;
- miglioramento della gestione ambientale nei diversi siti;
- studi di impatto ambientale per ottimizzare l'inserimento dei nuovi impianti nel territorio;

- valorizzazione delle potenzialità dell'energia elettrica per lo sviluppo sostenibile.

Dal punto di vista operativo l'ENEL sta attuando lo strumento della certificazione ISO 14001 e l'iscrizione dei suoi siti produttivi nei registri EMAS, al fine di migliorare l'efficienza ambientale dei propri impianti e fornire la massima trasparenza nei riguardi della popolazione.

L'ENEL sta inoltre sviluppando in maniera molto intensa attività nel campo della progettazione e dell'esercizio degli impianti al fine del contenimento del loro impatto sull'ambiente, in particolare per quanto riguarda la minimizzazione della produzione dei rifiuti, il loro trattamento e la loro valorizzazione.

Nel 1998 è proseguita l'attività dell'ENEL per una gestione integrata dei rifiuti, il cui obiettivo è quello di ottimizzarne il ciclo, non solo a livello dei singoli siti produttivi, ma in maniera più vasta a livello nazionale.

Nella tabella 4.2 è riportata la produzione delle varie tipologie di rifiuto negli anni dal 1994 al 1998.

**Tabella 4.2 - Produzione dei rifiuti dal 1994 al 1998 (Mt)**

Tipologia del rifiuto	1994	1995	1996	1997	1998
Ceneri da carbone	978,7	1.076,3	916,3	773,9	883,8
Gessi da desolfurazione	-	-	-	11,9	275,7
Altri speciali non pericolosi	214,7	115,1	151,8	169,6	250,9
Ceneri da olio combustibile	32,6	24,7	31,2	39,6	55,2
Altri speciali pericolosi	9,6	8,8	8,5	15,6	15,6
<b>Totale</b>	<b>1.235,6</b>	<b>1.224,9</b>	<b>1.107,8</b>	<b>1.010,6</b>	<b>1.481,2</b>

Fonte: Rapporto Ambientale 1998 – ENEL

Un'analisi della tabella evidenzia come la tendenza alla riduzione dei rifiuti registratasi dal 1994 al 1997, si sia interrotta nel 1998. Le ragioni addotte dall'ENEL per spiegare il dato del 1998 in risalita, sono le seguenti:

- aumento delle ceneri di carbone, dovuto al maggiore utilizzo di questo combustibile rispetto all'anno precedente;
- notevole aumento dei gessi di desolfurazione dei fumi, dovuto all'entrata in esercizio dei nuovi impianti di abbattimento dei fumi. L'aumento di questa tipologia di rifiuto corrisponde all'aumento di SO<sub>2</sub> abbattuta;
- aumento di alcune tipologie di rifiuti speciali non pericolosi, tra cui figurano i fanghi di trattamento delle acque, anch'essi legati ai nuovi impianti di abbattimento fumi, ed i materiali risultanti da demolizioni.

Complessivamente, i rifiuti speciali non pericolosi prodotti nel 1998 costituiscono il 95% del totale dei rifiuti prodotti, per un totale di 1.410.441 tonnellate.

I rifiuti speciali pericolosi, invece, pari a circa il 5% dei rifiuti totali, sono costituiti da: ceneri di olio combustibile, oli esausti, batterie, materiali contenenti amianto, oli contenenti policlorobifenili ed altro.

Nel 1998 si sono prodotte 70.823 tonnellate di rifiuti speciali pericolosi, con un notevole aumento delle ceneri da olio combustibile rispetto al 1997, dovuto alla aumentata efficienza degli elettrofiltri impiegati ed al contenuto di acqua aggiunta alle ceneri per evitarne la successiva dispersione.

Come accennato in precedenza, la politica ambientale dell'ENEL in questi ultimi anni si è rivolta all'attuazione di una gestione integrata dei rifiuti al fine della minimizzazione del loro impatto sull'ambiente, che si sta raggiungendo mediante il riutilizzo, il riciclaggio ed il recupero di energia e la riduzione al minimo dello smaltimento in discarica.

Nella tabella 4.3 sono riportate le quantità dei rifiuti recuperati dal 1994 al 1998.

**Tabella 4.3 - Recupero dei rifiuti dal 1994 al 1998 (migliaia di tonnellate)**

Tipologia del rifiuto	1994	1995	1996	1997	1998
Ceneri da carbone	82	77	90	113	107
Gessi da desolforazione	-	-	-	33	87
Altri speciali non pericolosi	23	38	29	75	48
Ceneri da olio combustibile	0,2	7,0	4,3	14,8	28
Altri speciali pericolosi	-	-	-	46	53
<b>Totale</b>	<b>69</b>	<b>72</b>	<b>79</b>	<b>101</b>	<b>90</b>

Fonte: Rapporto Ambientale 1998 – ENEL

Dall'analisi della tabella si nota come, a fronte di una tendenza all'aumento costante del recupero dei rifiuti dal 1994 al 1997, tra il 1997 ed il 1998 vi sia stato un calo, anche in questo caso in controtendenza con l'impegno profuso dall'azienda nell'attività di recupero. Così come abbiamo riscontrato per i dati relativi alla produzione dei rifiuti, anche per quanto riguarda i dati sul recupero è possibile dare una spiegazione, che conferma comunque l'azione dell'ENEL verso un incremento costante nel recupero dei rifiuti.

Il dato del 1997, secondo l'ENEL, non può costituire un riferimento in quanto in tale anno, a seguito dell'entrata in vigore della nuova normativa sui rifiuti (il decreto legislativo 22/97), sono stati registrati ed avviati al recupero ingenti quantitativi di alcune categorie di rifiuti non pericolosi prodotti in precedenza (infatti nella categoria "altri speciali non pericolosi" si è registrato un balzo da 29 kt del 1996 a 75 kt del 1997, per poi ridiscendere a 48 kt del 1998).

I rifiuti che hanno confermato una maggiore recuperabilità sono le ceneri da carbone, che trovano impiego nei cementifici come inerti nella produzione del calcestruzzo e per pavimentazioni stradali.

**Tabella 4.4 - Produzione specifica di rifiuti**

Tipologia del rifiuto	1994	1995	1996	1997	1998	98-97
	(g/kWh)					%
Ceneri da carbone	54	49	46	41	42	1,5
Ceneri da olio combustibile	0,3	0,2	0,3	0,4	0,7	52,3

Fonte: Rapporto Ambientale 1998 – ENEL

Un buon livello di recupero è stato conseguito anche per i gessi provenienti dai processi di desolfurazione dei fumi. Per le loro ottime caratteristiche chimico-fisiche essi vengono utilizzati per la fabbricazione di manufatti per l'edilizia.

Nella tabella 4.4 vengono riportati gli indici della produzione specifica dei rifiuti, relativi agli anni 1994-1998.

Secondo il rapporto dell'ENEL, gli unici rifiuti per i quali sia emersa una correlazione significativa nei confronti della produzione di energia elettrica sono le ceneri, sia da carbone che da olio combustibile.

Dall'analisi della tabella risulta:

- una modesta riduzione specifica nella produzione di ceneri da carbone dal 1994 al 1997, dovuta essenzialmente all'utilizzo di carboni di migliore qualità; la produzione per unità di kWh prodotto si è mantenuta pressoché costante nel 1998. Per verificare se questo andamento può essere considerato come una vera e propria stabilizzazione occorrerà acquisire i dati del 1999;
- un andamento pressoché costante nella produzione specifica di ceneri da olio combustibile fino al 1997, cui fa seguito un'impennata della produzione nel '98, dovuta, così come in precedenza già accennato, all'impiego di tecnologie avanzate di depolverizzazione (nuove tipologie di elettrofiltri) ed alla pratica di aggiungere acqua alle ceneri per evitarne la successiva dispersione.

#### 4.5 Uso delle risorse idriche per attività energetiche

L'inserimento della problematica delle risorse idriche in questo capitolo ha due significati importanti: il primo, direttamente connesso alla problematica energetica, deriva dalla considerazione che l'acqua è in Italia una delle fonti energetiche primarie, che la sua disponibilità vincola anche la localizzazione delle grandi centrali termoelettriche e che il suo uso nel settore della produzione di energia ha un forte impatto sull'ambiente; il secondo è che l'acqua, nonostante il suo carattere ciclico, è una risorsa sempre più limitata quantitativamente e qualitativamente: va affrontato dunque complessivamente il problema del suo uso razionale onde non comprometterne la disponibilità futura. Anche questo secondo aspetto ha legami diretti e indiretti con l'aspetto energetico, dal momento che colmare la mancanza di disponibilità quantitativa e riparare ai deficit qualitativi attraverso processi di depurazione, di bonifica o di ripristino dello stato naturale sono operazioni molto

costose in termini energetici, sia per i consumi diretti che comportano, sia per i consumi indiretti dovuti alla maggiore necessità di infrastrutture, di beni di consumo, di trasporti e di lavoro.

Attualmente in Italia il 60% circa dell'acqua è impiegata in agricoltura, il 25% circa nell'industria (principalmente per raffreddamento) e il 15% circa in campo civile. Questa suddivisione non tiene però conto degli usi idroelettrici, in quanto l'acqua che passa attraverso le turbine e prosegue verso valle, rimane, teoricamente, a disposizione per altri usi. In realtà, questa disponibilità non è sempre reale, in quanto sfugge al controllo ad esempio delle Autorità di Bacino, poiché le concessioni esistenti pongono quasi sempre il concessionario quale utente privilegiato.

La risorsa idroelettrica in Italia, che ha rappresentato in passato uno dei principali fattori di sviluppo economico del paese, è ancora oggi la fonte energetica nazionale di maggior rilievo. Essa contribuisce per circa il 17% (47 TWh/a, di cui 35 dell'ENEL e 12 di aziende municipalizzate e privati) al fabbisogno elettrico nazionale (si legga il capitolo sull'offerta per una descrizione più dettagliata sul contributo dell'energia idroelettrica).

Pur essendo il grado di utilizzazione della risorsa idrica nazionale molto elevato, vi sono ancora residue possibilità, tecnicamente percorribili, per circa 15 TWh/a, anche se enormi difficoltà autorizzative ed economiche legate alla realizzazione di nuovi impianti rendono arduo tale utilizzo.

Benché la risorsa idroelettrica sia rinnovabile e non inquinante, non si può negare che la presenza degli sbarramenti e la deviazione dei corsi d'acqua dal loro alveo naturale abbiano un impatto sul territorio, anche se gli impianti e le opere connesse, nel tempo, sono diventati parte integrante dello stesso con interessanti valenze positive.

Il complesso delle opere dell'ENEL per la produzione di energia idroelettrica comprende:

- oltre 250 grandi dighe;
- oltre 600 impianti di produzione;
- circa 3500 km di gallerie e canali.

Gli impianti appartenenti ai privati o alle aziende municipalizzate sono oltre 1.000.

Il rapporto tra sfruttamento delle risorse idriche a fini di produzione di energia idroelettrica e problematiche di carattere ambientale è particolarmente complesso.

Da un lato, infatti, l'energia idroelettrica è qualificata quale energia rinnovabile, la cui produzione determina una corrispondente riduzione della produzione di energia elettrica con maggiore impatto sull'ambiente. Dall'altro non si può affermare che essa non abbia, particolarmente in riferimento alle concessioni di portata più significativa, un rilevante impatto ambientale sui corpi idrici. Per tale motivo la nozione di "minimo deflusso costante vitale" (MDCV) è stata introdotta, per la prima volta, nel nostro ordinamento nella legge 183 del 1989, che obbliga a utilizzare le risorse idriche "...garantendo comunque che l'insieme delle derivazioni non pregiudichi il minimo deflusso costante vitale negli alvei sottesi". Questa prescrizione è stata poi rafforzata (decreto legislativo n. 275 del 1993) prevedendo che nel rilascio di nuove concessioni di derivazione d'acqua il provvedimento di concessione debba tener conto, tra l'altro, "...del minimo deflusso costante vitale da assicurare nei corsi d'acqua, ove definito". Il concetto del MDCV è infine ripreso nella legge n. 36 del 1994 relativamente ai bacini idrografici.

La quantificazione delle portate d'acqua da rilasciare è rimessa alle Autorità di Bacino le quali provvedono, altresì, ad inserirlo nei rispettivi Piani di Bacino (legge 183/89) o nei cosiddetti "piani stralcio" (decreto legge 398/93 convertito nella legge 493/93). In generale, ad oggi si è ancora lontani da qualunque individuazione concreta del MDCV: le Province Autonome di Trento e Bolzano hanno provveduto a quantificarlo nei rispettivi Piani Generali di utilizzazione delle acque previsti dall'art. 14 dello statuto del Trentino Alto Adige, mentre solo in alcuni bacini idrografici dell'Italia Settentrionale sono in corso sperimentazioni in collaborazione con l'ENEL.

Va peraltro qui ricordato che in circa un terzo dei disciplinari delle concessioni idroelettriche dell'ENEL è previsto – in vari modi, termini e quantità e per varie esigenze – l'obbligo per l'ENEL di rilasciare comunque a valle del rispettivo impianto idroelettrico determinate portate d'acqua dopo il loro utilizzo produttivo. Trattasi, in tal caso, di una fattispecie incidente solo sulle modalità di esercizio dell'impianto e pertanto diversa dal rilascio finalizzato al MDCV, per garantire il quale le portate d'acqua vengono fisicamente sottratte alla produzione di energia elettrica.

Le linee strategiche di intervento dei Piani di Bacino sono sintetizzabili nei seguenti punti:

- riconduzione dell'uso idroelettrico esistente nell'ambito del bilancio idrico della risorsa secondo criteri di compatibilità; lo strumento principale in proposito è l'introduzione del deflusso minimo vitale (DMV) nelle concessioni di derivazione;
- individuazione delle misure che possono compensare la minore produzione di - energia degli impianti esistenti, conseguente ai maggiori rilasci derivanti dal DMV, al fine di minimizzare la penalizzazione economica dei produttori;
- definizione dei criteri di compatibilità con il bilancio idrico per il rilascio di nuove concessioni;
- riorganizzazione delle funzioni di monitoraggio sui sistemi idrici con funzioni di costruzione di serie storiche e supporto ai controlli; è evidente la necessità di superare le carenze conoscitive che si sono accumulate nel tempo in ordine sia alla quantificazione della disponibilità della risorsa idrica naturale, sia alla conoscenza delle portate e dei volumi utilizzati;
- riorganizzazione delle funzioni di controllo delle concessioni di derivazione, quale strumento indispensabile a garantire una corretta gestione dell'uso della risorsa;
- definizione degli aspetti giuridici legati alle linee di intervento, connessi ad esempio alla modifica delle concessioni in atto e agli eventuali indennizzi legati alla minore produzione.

Una valutazione complessiva delle conseguenze dovute all'osservanza delle norme sul DMV e del danno economico derivante dalla mancata produzione di energia idroelettrica, non è né facile né immediata.

L'ENEL fornisce da tempo una valutazione complessiva del danno derivante dall'applicazione di una norma sul DMV, stimato pari ad un 5-10% di mancata produzione idroelettrica, con una penalizzazione economica dell'ordine di 150/200 miliardi all'anno.

Una riduzione della produzione idroelettrica dovuta all'applicazione del DMV, produce un beneficio ambientale per i corsi d'acqua posti a valle, ma comporta la necessità di sostituire tale produzione con una pari quantità prodotta da altra fonte energetica, in genere bruciando prodotti fossili. Un confronto tra i benefici ed i danni ambientali indotti deve

essere dunque considerato, e sembra auspicabile cercare di seguire, nei limiti del possibile, una strada che, a fronte di rilasci minimi in alveo, permetta di ottenere una compensazione della produzione energetica, sempre da fonte idroelettrica.

Ciò risulta possibile, tenendo presenti le seguenti considerazioni:

- in molti casi le opere idrauliche ed i macchinari sono dimensionati per portate maggiori di quelle massime di concessione; si potrebbe quindi pensare ad un maggior prelievo nei momenti di morbide per compensare il DMV. Si potrebbe così disporre di maggiore potenza idroelettrica. Tale soluzione va valutata tenendo anche presenti i rendimenti dei macchinari alle potenze massime richieste ed i
- conseguenti problemi gestionali.
- Il parco idroelettrico esistente, salvo rare eccezioni, è stato a suo tempo concepito per un uso esclusivo della risorsa idrica; non sono stati cioè affrontati congiuntamente i problemi ambientali anche in termini di infrastrutture (ad esempio sistemi fognari e localizzazione dei depuratori e/o degli scarichi in generale).

Per gli invasi esistenti, questo risulta di estrema rilevanza per i vantaggi e per le grandi possibilità di benefici congiunti, energetici ed ambientali, che derivano dal rivedere i sistemi idrici esistenti ricorrendo ad un approccio organico integrato.

Questo approccio deve essere necessariamente affrontato soprattutto in quei bacini, o porzioni di bacino, più sottoposti a pressione antropica, dove l'uso della risorsa idrica è di tipo multiplo, e spesso conflittuale.

#### **4.6 Problematiche relative alla localizzazione degli impianti energetici**

Il sistema energetico italiano, cioè l'insieme delle attività produttive necessarie al rifornimento di energia svolte sul territorio nazionale, qualunque sia il vettore energetico considerato, si basa su tre tipologie di attività: estrattive, di trasformazione (raffinazione, centrali termoelettriche, idroelettriche), distributive.

Appare necessario sottolineare che gli elementi rilevanti ai fini ambientali sono da individuarsi nelle problematiche connesse all'*input* (quantità e qualità), all'*output* (quantità e qualità) ed alla collocazione territoriale degli impianti estrattivi, di trasformazione e di distribuzione. Le attività estrattive e quelle di trasformazione sono affidate in Italia a 464 imprese, le cui caratteristiche organizzative sono presentate in tabella 4.5.

**Tabella 4.5 - Imprese estrattive e di trasformazione Italia**

		CA*			DF**	Tot. gen.
Totale imprese		31	Totale imprese		443	464
	di cui SpA	12		di cui SpA	89	101
	di cui artigiane	2		di cui artigiane	23	25
Addetti			Addetti			
	in imprese medie con 500-999	1.661		in imprese medie con 500-999	2.183	3.844
	in imprese grandi > 999	5.506		in imprese grandi > 999	14.988	20.494
Totale addetti		7.725	Totale addetti		27.575	35.300

\*CA Estrazione di minerali energetici

\*\* DF Fabbricazione di coke, raffinerie di petrolio

Fonte: ISTAT 1996

**Tabella 4.6 - Distribuzione imprese e unità locali per livello istituzionale di riferimento**

	CA*		DF**	
	Imprese	Unità locali	Imprese	Unità locali
Comunali	18	18	326	346
Provinciali	3	6	49	108
Regionali	2	5	20	51
Nazionali	8	67	48	395
Totali	31	96	443	900

\*CA Estrazione di minerali energetici

\*\* DF Fabbricazione di coke, raffinerie di petrolio

Fonte: ISTAT 1996

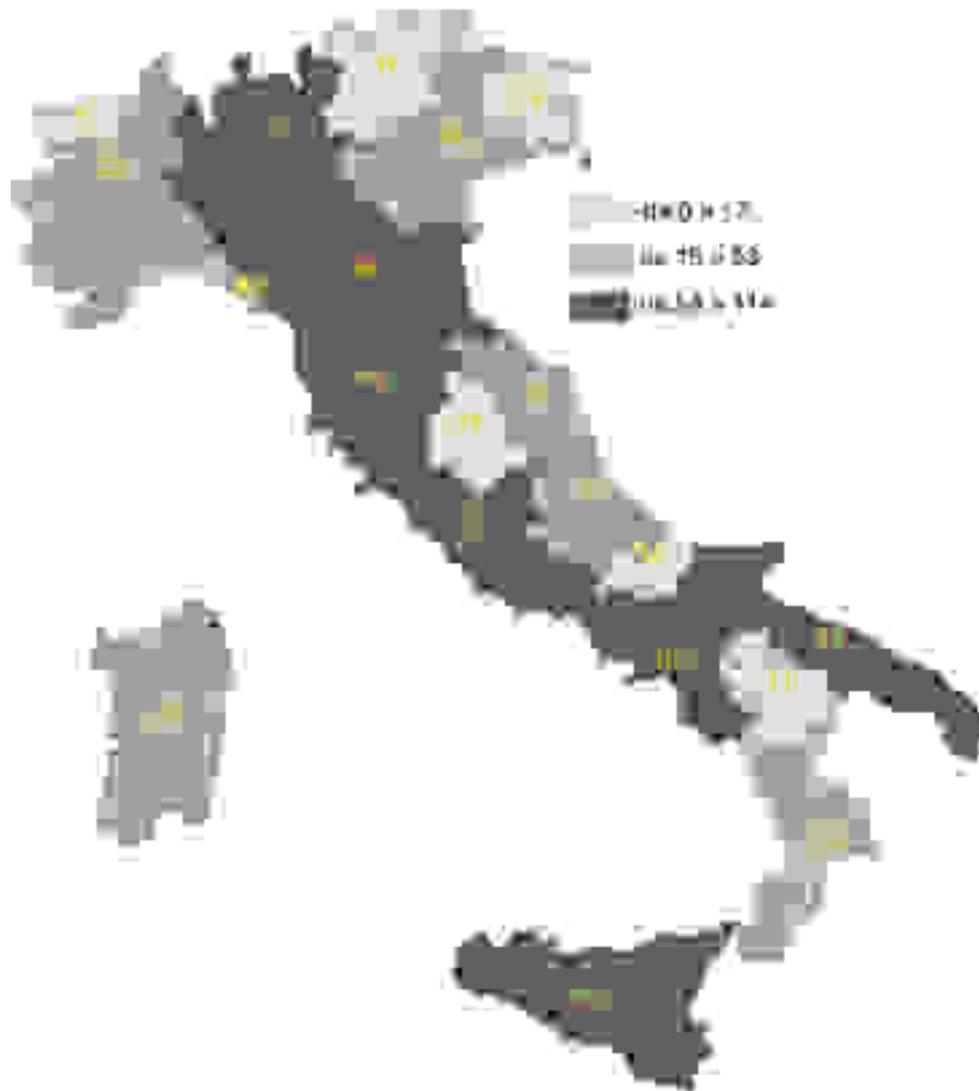
Le imprese estrattive sono naturalmente in numero limitato ed appartengono tutte alla cosiddetta media e grande impresa: malgrado i notevoli problemi ambientali che le attività estrattive presentano, va sottolineato che l'alto valore aggiunto che contraddistingue la loro attività le rende appetibili per i territori adatti all'estrazione. Il numero di addetti impegnati appare comunque significativo, soprattutto se si considera che si tratta di concentrazioni di manodopera con elevata professionalità. Le imprese dedicate invece alla raffinazione, produzione di coke e trasformazione, esclusa la produzione di energia elettrica, sono dieci volte più numerose, ed appare significativo, anche in termini occupazionali, il numero degli addetti. Circa il 25% delle aziende è segnato al registro delle imprese come "Società per azioni" – larga parte del sistema produttivo di questi settori non è pronto per un collegamento con la borsa – mentre l'importanza del prodotto li rende in generale protagonisti delle vicende finanziarie internazionali. Le imprese di questi due settori sono inoltre distribuite in base all'importanza del livello operativo istituzionale di riferimento, come illustrato in tabella 4.6.

Come appare dalla tabella 4.6, la presenza di siti estrattivi e di trasformazione ammonta in totale a circa 1.000 unità locali, le quali sono, nella definizione statistica internazionale, i luoghi ove avviene la produzione, conteggiati Comune per Comune. In Italia, circa 1 Comune ogni 8, quindi, è sede di un'attività estrattiva e di trasformazione. Tenendo conto dell'elevato impatto ambientale che viene addebitato a queste attività, si capisce come anche la loro distribuzione geografica vada progettata.

È qui il caso di rammentare che le recenti attribuzioni di competenze alle Regioni riguardano, all'interno del processo di decentramento, anche aspetti rilevanti per il settore energetico, e che nel corso della recente Conferenza Nazionale sull'Energia e l'Ambiente è stato espresso l'intendimento da parte delle Regioni stesse di controllare/progettare in piena autonomia questo processo produttivo.

Per quanto riguarda la distribuzione regionale dei due settori in esame, si è raccolta la loro consistenza nella figura 4.20. Dalla figura emerge come nelle regioni interne la presenza di questa tipologia di impianto sia particolarmente scarsa e che, con l'importante eccezione della Lombardia, l'insieme degli impianti insista particolarmente sulle aree costiere.

**Figura 4.20 - Distribuzione regionale delle unità locali nei settori dell'estrazione dei minerali energetici, della fabbricazione di coke e delle raffinerie di petrolio**



Fonte: Elaborazione ENEA su dati ISTAT 1996

L'analisi della localizzazione dei siti di pura raffinazione mostra un addensamento ancora più accentuato di questi impianti sulla fascia costiera; bisogna peraltro tenere in considerazione che ben 18 sono gli impianti di raffinazione classificati tra gli impianti industriali a rischio di incidente rilevante (decreto legislativo 175/88 e 334/99). La loro localizzazione, avvenuta storicamente in aree depresse a partire dagli anni 60, rischia, nell'attuale fase di sviluppo, di entrare in conflitto con altre attività produttive emergenti, tra tutte il turismo, legato alla bellezza del paesaggio ed alla qualità dei beni ambientali.

Si ricorda che le coste italiane sono attualmente i territori maggiormente antropizzati del nostro paese, accogliendo circa il 70% della popolazione residente, il che pone, ed ha già posto più volte in passato, il problema della prossimità tra impianti di trasformazione energetica e aree ad alta densità abitativa.

A fronte di queste problematiche non risulta che vi siano siti industriali energetici che abbiano già ottenuto la certificazione EMAS, la cui adozione sarebbe invece fortemente auspicabile per ridurre gli impatti territoriali sopra descritti.

Alcune industrie hanno invece adottato la certificazione ISO 14001, molto importante ai fini del controllo delle procedure produttive e propedeutica alla certificazione EMAS.

Nel campo estrattivo in Italia emerge naturalmente l'attività dell'ENI, che presenta numerose zone di esplorazione ed estrazione distribuite su tutto il territorio nazionale, ed illustrate nella figura 4.21.

Tra le varie zone ENI spiccano l'Adriatico, la valle del Po ed il mare Ionio per il gas, mentre per il petrolio importanti zone estrattive sono collocate in Basilicata, nella Valle del Po ed in Sicilia.

L'ENI ha già ottenuto la certificazione ISO 14001, che comprende l'analisi ambientale dei siti, l'analisi degli aspetti ambientali significativi nel processo produttivo, la progettazione e redazione di procedure operative adeguate alle problematiche ambientali presenti.

In questo ambito l'ENI ha anche messo a punto modelli e ricerche inerenti l'ambiente, tra i quali ricordiamo il sistema di controllo meteorologico utilizzato, in accordo con il Comune, anche per valutare il fenomeno dell'acqua alta nella laguna di Venezia, e di analisi causa-effetto, relativamente a contaminazioni accidentali.

Assume particolare rilevanza anche il programma di formazione che l'ENI ha avviato per i suoi addetti, tenendo conto che in tutte le ricerche sugli impatti ambientali dei settori produttivi l'insufficiente formazione del personale appare come un'aggravante degli effetti indesiderati e nocivi.

Figura 4.21 - Zone di estrazione ENI



Fonte: ENI, Ecobilancio 1999

### Bibliografia

1. ANPA, 1999, *Emissioni in atmosfera e qualità dell'aria in Italia*, Roma, 1999
2. Bocola W., Cirillo M.C., Gaudio D., Trozzi C., Vaccaro R., Napolitano C., 1989, *Progetto CORINAIR - Inventario delle emissioni di inquinanti dell'aria in Italia nell'anno 1985*, ENEA RT/STUDI/89/8
3. Bocola W, Del Ciello R., Gaudio D., 1993, "Gli inventari delle emissioni di inquinanti atmosferici in Italia: struttura e linee di evoluzione", in Musu I., Siniscalco D. (a cura di), *Ambiente e contabilità nazionale*, Il Mulino, Bologna, 1993
4. Cirillo M., R. De Lauretis, R. Del Ciello, 1996, *The Italian experience in the compilation of local emission inventories: approaches, results, and comparison of data*, paper presentato alla Task-force ONU-ECE sugli inventari delle emissioni, Oxford, 25-26 marzo 1996
5. EEA, 1995, *Environment in the European Union - 1995*, Report for the review of the 5° Environmental Action Programme, EEA, Copenhagen, 1995

6. EEA, 1996a, *CORINAIR 90 - Comprehensive Summary Report*, Report to the EEA from the ETC/AE, bozza finale, 1996
7. EEA, 1996b, *Recommendations for revised data system for air emission inventories*, ETC/AE report n. 12, EEA, Copenhagen, 1997
8. EEA, 1996c, *Review of CORINAIR 90 - Proposals for air emission 1994*, ETC/AE report n. 6, EEA, Copenhagen, 1996
9. EEA, 1996d, *AIR: Atmospheric Emission Inventory Guidebook*, EEA, Copenhagen, 1996 (CD-Rom)
10. EEA, 1997, *"Air Pollution in Europe"*, EEA Environmental Monograph n. 4, Copenhagen, 1997
11. EEA, 2000, *"Annual European Community Greenhouse Gas Inventory: 1990-1998"*, Copenhagen, aprile 2000
12. ENEA, 1993, *"Progetto CORINAIR: inventario delle emissioni di inquinanti dell'aria in Italia nell'anno 1990"*, rapporto finale, ENEA, 1993
13. ENEA, 1996, (Cirillo M., R. De Lauretis, R. Del Ciello) *"Review study on European Urban Emission Inventories"*, Report to the EEA from ETC/AE, bozza finale, 1996
14. ENEA-Provincia di Roma, 1997, *"Censimento delle fonti di inquinamento atmosferico"*
15. ENEL, 1998, *"Rapporto ambientale 1998"*
16. ISTAT, 1996, *Censimento intermedio dell'industria 31.12.1996*, Roma
17. Ministero dell'Ambiente, 1997, *"Relazione sullo stato dell'ambiente"*, Ed. Poligrafico dello Stato, Roma 1997
18. Uccelli R., Mauro F., *"Appunti sugli agenti inquinanti: ossidi di azoto"*, rapporto ENEA, serie Noxiae n. 1, 1992
19. Uccelli R., Mauro F., *"Appunti sugli agenti inquinanti: biossido di zolfo"*, rapporto ENEA, serie Noxiae n. 2, 1992
20. Uccelli R., Mauro F., A.G. Federico, *"Appunti sugli agenti inquinanti: monossido di carbonio"* rapporto ENEA, serie Noxiae n. 3, 1992
21. Uccelli R., Giovannetti A., Mauro F., *"Appunti sugli agenti inquinanti: benzene"*, rapporto ENEA, serie Noxiae n. 4, 1993
22. Uccelli R., Mauro F., Tarroni G., *"Appunti sugli agenti inquinanti: particelle sospese"*, rapporto ENEA, serie Noxiae n. 5, 1993
23. Uccelli R., Mauro F., *"Appunti sugli agenti inquinanti: piombo"*, rapporto ENEA, serie Noxiae n. 6, 1994
24. World Health Organization, 1993, *"Assessment of source of Air, Water, and Land Pollution, Vol. 2"*, WHO, Geneva, 1993
25. World Meteorological Organization, 2000, *"WMO WDCGG Data Report"*, marzo 2000
26. G. Zanini, 2000, *La qualità dell'Aria in Italia*, documento preparatorio per la "Relazione sullo Stato dell'Ambiente 2000", Ministero dell'Ambiente
27. G. Vialetto, 2000, *L'inquinamento transfrontaliero a lunga distanza*, documento preparatorio per la "Relazione sullo Stato dell'Ambiente 2000", Ministero dell'Ambiente

## Energia e decentramento

### 5.1 Nuovo ruolo di Regioni ed Enti locali

Il processo di decentramento amministrativo nel campo dell'energia fa parte del più generale processo di decentramento in corso nel paese. Nel settore energetico, esso si accompagna al processo di liberalizzazione, nella direzione dell'abbattimento del monopolio sia verticale che orizzontale.

Il decentramento si evolve a cascata: lo Stato attribuisce alle Regioni determinate competenze, che in parte rimangono alle Regioni stesse, in parte vengono redistribuite a Comuni, Province ed Enti locali, con apposite leggi regionali.

Il Piano Energetico Regionale è il principale strumento attraverso il quale le Regioni possono programmare ed indirizzare gli interventi anche strutturali in campo energetico nei propri territori e regolare le funzioni degli Enti locali (autorizzazione impianti di produzione, controlli previsti dal Decreto del Presidente della Repubblica 412/93 ecc.), armonizzando le decisioni rilevanti che vengono assunte a livello regionale e locale (si pensi ad esempio ai piani per lo smaltimento dei rifiuti, ai piani dei trasporti, ai piani di sviluppo territoriale, ai piani di bacino per la gestione delle risorse idriche).

Il processo di decentramento in campo energetico inizia con la legge 308/82 e trova il suo compimento con la legge 59/98 ed il decreto legislativo 112/98 che prevedono, fra l'altro, il trasferimento a Regioni ed Enti locali delle risorse necessarie a condurre e gestire la politica energetica.

Lo stato delle leggi regionali di attuazione del decreto legislativo 112/98, a giugno 2000, è descritto nella tabella 5.1.

La materia energia ha una duplice dimensione: per un verso, di attività economica soggetta a funzioni di controllo ed autorizzazione mentre, per l'altro verso, di servizio pubblico.

L'interesse della normativa sul decentramento appare più rivolto alla dimensione economico-industriale (e per questo orientato a conferire coerenza ed efficacia alla "rete

decisionale”), che non alla dimensione di servizio pubblico, con l’obiettivo di indirizzare l’esercizio, da parte di Regioni ed Enti locali, di una politica pienamente conferita. D’altra parte, non rientrando l’energia tra le materie di cui all’art. 117 della Costituzione, la funzione legislativa delle Regioni rimane comunque limitata in una cornice normativa ben definita di regole attuative.

Per un efficace decentramento e bilanciamento delle politiche energetiche ed ambientali sul territorio, le Amministrazioni regionali e locali necessitano di una valida azione di supporto: la funzione istituzionale dell’ENEA (definita di recente nel decreto legislativo 36/99 di riforma dell’Ente), da un lato, e lo sviluppo di agenzie energetiche regionali e locali, dall’altro, sembrano venire incontro a questa necessità.

In effetti si riscontra una naturale convergenza di compiti e funzioni istituzionali tra Regioni ed ENEA proprio in materia di pianificazione energetico-ambientale regionale, naturalmente nell’ambito dei rispettivi ruoli.

L’ENEA svolge essenzialmente un ruolo di supporto tecnico-scientifico ed organizzativo del Piano, nella definizione del quadro conoscitivo (struttura dei consumi energetici, scenari energetico-ambientali, potenziali di risparmio energetico e di sfruttamento di risorse energetiche rinnovabili), e nella individuazione degli interventi nei vari settori.

La Regione svolge un ruolo politico che si concretizza nella determinazione delle linee di indirizzo, degli standard e delle normative di attuazione e nella programmazione degli interventi e delle necessarie risorse finanziarie (Piano di indirizzo e Piano finanziario).

Le Agenzie regionali e locali per l’energia devono, dal canto loro, acquisire capacità di progettazione adeguate, in grado di supportare le strategie di sviluppo locale, gestire la programmazione concertata, favorire l’informazione e la diffusione di tecnologie innovative ed efficienti nel campo dell’energia e dell’ambiente.

In definitiva, punto fondamentale di snodo nel processo di decentramento in campo energetico-ambientale, è l’affermarsi di una prassi programmatica regionale, esplicitatesi attraverso un Piano Energetico Regionale pienamente integrato nel Piano Regionale di Sviluppo e collegato alle altre pianificazioni settoriali in una ottica di sviluppo sostenibile.

**Tabella 5.1 - Leggi regionali di recepimento del decreto legislativo 112/98  
(situazione al giugno 2000)**

	Stato attuativo	Estremi legge	Estremi BUR
Abruzzo	emanata legge	Legge regionale 11/99	n. 9 del 12/3/99
Basilicata	emanata legge	Legge regionale 7/99	n. 17 del 18/3/99
Calabria	Progetto di legge in esame del Consiglio Regionale		
Campania	Proposta della Giunta Regionale		
Emilia-Romagna	emanata legge	Legge regionale 3/99	n. 52 del 26/4/99
Lazio	emanata legge	Legge regionale 14/99	s.o. n. 2 al n. 24 del 30/08/99
Liguria	emanate 4 leggi	Legge regionale 3/99, 5/99, 9/99, 18/99	n. 4 del 10/2/99 n. 6 del 14/4/99 n. 10 del 14/7/99
Lombardia	emanata legge	Legge regionale 1/2000	
Marche	emanata legge	Legge regionale 10/99	n. 54 del 26/5/99
Molise	emanata legge	Legge regionale 34/99	n. 19 del 16/10/99
Piemonte	discussione in Consiglio Regionale	Disegno di legge 467	
Puglia	discussione in Consiglio Regionale		
Toscana	emanate 3 leggi	Legge regionale 85/98, 87/98, 88/98	n. 40 del 4/12/98 n. 42 del 10/12/98
Umbria	emanata legge	Legge regionale 3/99	n. 17 del 24/3/99
Veneto	discussione in Consiglio Regionale	Progetto di legge 462	

Le Regioni a statuto speciale e le Province Autonome di Trento e Bolzano non compaiono in questo prospetto perché non tenute ad emettere normative in attuazione del decreto legislativo 112/98.

### **Principali fonti normative sul decentramento in campo energetico**

- *Legge 308/82*: opera un parziale decentramento di funzioni decisionali e gestionali in merito all'attribuzione di incentivi al risparmio energetico ed alle fonti rinnovabili.
- *Legge 10/91*: ha assegnato compiti più decisionali alle Regioni, le quali hanno (in misure diverse) ampiamente delegato alle Province. La legge prevede anche la preparazione dei Piani Energetici Regionali (art. 5).
- *Legge 664/97*: finanzia, per le Regioni a Statuto speciale, gli articoli 8, 10 e 13 della legge 10/91 per complessivi 18 miliardi, ripartiti secondo la delibera CIPE n. 12 del 19/2/1999.
- *Legge 59/98*: prevede anche il trasferimento alle Regioni ed agli Enti locali delle risorse necessarie a condurre e gestire la politica energetica.
- *Decreto legislativo 112/98*: conferisce funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti locali. Nel decreto, la Regione viene intesa come "destinatario provvisorio" delle funzioni ad essa trasferite, in quanto essa deve determinare con legge regionale le funzioni amministrative che restano di sua competenza, provvedendo contestualmente a conferire tutte le altre agli Enti locali e talvolta alle autonomie funzionali (quali Camere di Commercio, ARPA).
- *Decreto legislativo 96/99*: stabilisce una ripartizione delle funzioni amministrative tra Regioni ed Enti locali, valida fino all'entrata in vigore di ciascuna legge regionale.
- La maggior parte delle Regioni ha attuato il decreto 112/98 in un unico testo di legge con le eccezioni di Toscana (3 leggi settoriali: legge regionale 85/98 "Tutela della salute"; legge regionale 87/98 "Attività produttive"; legge regionale 88/98 "Territorio, ambiente e energia") e Liguria (4 leggi di settore: legge regionale 3/99 "Edilizia, trasporti, aree protette"; legge regionale 5/99 "Tutela della salute"; legge regionale 9/99 "Industria"; legge regionale 18/99 "Ambiente ed energia"), che riflettono una diversa organizzazione delle competenze: in particolare, per entrambe la materia energia è collocata all'interno del Dipartimento Ambiente.

### **Normativa vigente in materia di energia e ambiente**

#### **Competenze dello Stato**

- Funzioni amministrative concernenti la ricerca, la vigilanza sull'ENEA, l'importazione, esportazione e stoccaggio di energia, la ricerca degli idrocarburi e la loro coltivazione in mare.
- Costruzione ed esercizio di impianti di produzione di energia elettrica di potenza superiore a 300 MW termici.
- Definizione degli obiettivi e dei programmi nazionali in materia di fonti rinnovabili e di risparmio energetico.
- Promozione di accordi volontari nel quadro di obiettivi strategici per il paese (tale funzione è stata espletata in occasione dell'attuazione della delibera CIPE del 19 novembre 1998 per la riduzione dei gas serra e della firma del Patto per l'Energia e l'Ambiente, riferimento per una serie successiva di accordi settoriali e territoriali).
- Funzioni concernenti il territorio, con particolare riferimento all'osservazione ed al monitoraggio delle sue trasformazioni, ai criteri relativi alla raccolta ed alla informatizzazione del materiale cartografico, alla predisposizione di normative tecniche, alla promozione di programmi innovativi.
- Funzioni concernenti l'ambiente, con particolare riferimento al recepimento di convenzioni internazionali e direttive comunitarie, alla conservazione di aree protette ed alla tutela della biodiversità, alle azioni relative all'ambiente marino, alle valutazioni di impatto ambientale.

**Decreto legislativo 112/98: competenze di Regioni ed Enti locali in materia energetica****Competenze della Regione**

- ✓ Predisposizione dei Piani Energetici Regionali.
- ✓ Funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, all'elettricità, all'energia nucleare, al petrolio ed al gas.
- ✓ Pianificazione territoriale e settoriale (Piano Regionale di Sviluppo, Piani di settore – rifiuti, energia, acque, sanità, infrastrutture – Piano Integrato Territoriale).
- ✓ Programmi di incentivazione e sostegno allo sviluppo socio-economico ed ambientale della Regione (Fondi strutturali, incentivazione a sostegno della competitività delle piccole e medie imprese – esclusi legge 488/92, fondi "Carbon tax" ecc.).
- ✓ Normativa (di indirizzo e coordinamento degli Enti locali per le funzioni loro delegate, attuativa di leggi nazionali, standard di qualità – livelli di inquinamento ambientale in aree critiche, prestazione di servizi, sistemi e impianti, specifiche tecniche, qualificazioni tecnologiche ecc.).
- ✓ Sistema informativo regionale.  
Sistema di monitoraggio e sistemi a rete (v. Alta tecnologia).  
Compatibilità con il sistema informativo e statistico nazionale.
- ✓ Responsabilità attiva e diretta nei confronti delle politiche e degli indirizzi della UE  
(in particolare nei processi di riequilibrio/risanamento di aree svantaggiate e in ritardo di sviluppo e nella tutela/valorizzazione di aree di pregio ambientale).
- ✓ Coordinamento patti territoriali ed in generale della programmazione negoziata.
- ✓ Alle Regioni è data la disponibilità dell'1% delle accise sui carburanti

**Competenze della Provincia**

- ✓ Attuazione (con programmazione di interventi) della pianificazione territoriale e settoriale della Regione a livello provinciale.
- ✓ Stesura del Piano Territoriale di Coordinamento (legge 142/90) per la regolamentazione e l'indirizzo dell'attività amministrativa dei Comuni in certi settori e per materie di interesse intercomunale.
- ✓ Numerose funzioni di carattere tecnico-amministrativo e gestionale già delegati dalla Regione o in trasferimento in attuazione del decreto legislativo 112/98 (v. autorizzazioni di impianti per la produzione di energia fino a 300 MW termici); settori tipici: rifiuti, acque, scuole secondarie.
- ✓ Valorizzazione delle risorse idriche ed energetiche.
- ✓ Anche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale.

**Competenze del Comune**

- ✓ Amministrazione e gestione dei servizi ai cittadini (rifiuti solidi urbani, trasporti, illuminazione pubblica ecc.).
- ✓ Destinazione urbanistica aree cittadine, autorizzazioni e concessioni per attività produttive (v. anche sportello unico), Regolamento edilizio.
- ✓ Piano Energetico Comunale (legge 10/91, art. 5 ultimo comma).
- ✓ Piano Urbano del Traffico, zonizzazione rumore ecc.
- ✓ Controlli di impianti termici (> 40.000 ab.), sicurezza impianti legge 46/90.
- ✓ Monitoraggio dell'ambiente cittadino.
- ✓ Eventuale adesione all'Agenda XXI.
- ✓ Rapporti con le Aziende municipalizzate.

## 5.2 Statistiche energetiche regionali

### 5.2.1 Stato dell'arte e prospettive

Uno dei requisiti fondamentali per procedere all'analisi della situazione energetica territoriale, sia regionale che locale, è quello della disponibilità di dati energetici certi, rilevati regolarmente con criteri e metodi uniformi, confrontabili negli anni e con la massima disaggregazione possibile in termini di fonti impiegate e di settori di impiego.

Com'è noto, la fonte principale dei dati è costituita dai rilevamenti delle grandi società energetiche elettriche, del gas e dei prodotti petroliferi. Si tratta di dati sulle vendite effettuate nelle Regioni, che talvolta (ad esempio per i trasporti) possono non coincidere con i reali consumi della regione stessa, per ovvi fenomeni legati alla contiguità dei territori.

Il compito di fornire ufficialmente i dati di flusso del sistema energetico nazionale viene svolto storicamente dal Ministero dell'Industria, attraverso l'elaborazione del Bilancio Energetico Nazionale (BEN), mentre quello di fornire adeguata rappresentazione delle situazioni energetiche regionali è svolto dall'ENEA.

Anche nel quadro del decentramento, si pone la necessità di supportare le Regioni nell'elaborazione del quadro conoscitivo di base, energetico, economico e strutturale, necessario alla elaborazione degli strumenti di programmazione energetica: si pone ovvero la necessità di fornire conoscenze, assistenza ed indirizzi a Regioni ed Enti locali per la loro attività di programmazione economica e territoriale nel settore dell'energia, volti ad agevolare la programmazione operativa e la fase attuativa degli interventi. Uno degli strumenti è costituito dai Bilanci Energetici Regionali (BER), coerenti e compatibili con i BEN.

È stato sicuramente di aiuto, in questo difficile compito, il fatto che l'ENEA fosse dotata dell'Ufficio di statistica del Sistema Statistico Nazionale (SISTAN), il quale, avvalendosi delle prerogative assegnate agli uffici di statistica dall'art. 6 della legge n. 322 del 1989, ha:

- a) promosso e realizzato la rilevazione, l'elaborazione, la diffusione e l'archiviazione dei dati statistici dell'energia a livello regionale, nell'ambito del Programma Statistico Nazionale (PSN);
- b) fornito agli altri Uffici del SISTAN i dati informativi (BER ed indicatori energetici) ai fini della successiva elaborazione statistica;
- c) collaborato con le altre Amministrazioni interessate (Ministero dell'Industria ed ISTAT) nell'esecuzione delle indagini statistiche sui consumi di fonti energetiche nel settore industria a livello regionale.

In particolare l'attività statistica specifica consiste in:

- raccolta dei dati di base energetici, economici, strutturali e demografici;
- indagini statistiche dirette sulle industrie e sul terziario;
- costruzione e gestione in un apposito *database*;
- elaborazione dei BER con metodologia compatibile con quella del BEN;
- elaborazione degli indicatori di efficienza energetica;

- diffusione del Sistema informativo energetico regionale con sistemi multimediali;
- consulenza ed assistenza tecnica agli operatori regionali;
- revisione e messa a punto delle metodologie;
- seminari informativi per gli addetti agli Uffici energia delle Regioni.

Alcune informazioni elementari circa l'impiego delle diverse fonti di energia, non disponibili dalle fonti statistiche ufficiali a livello regionale, vengono acquisite attraverso la progettazione e l'effettuazione di indagini statistiche dirette sulle industrie e sul terziario. Tali indagini, svolte in collaborazione tra ENEA, Ministero dell'Industria ed ISTAT, hanno interessato nel 1999 circa 14.000 unità locali delle industrie con più di 50 addetti; nel 2000, fanno invece parte del campione circa 30.000 unità locali della media e grande industria (stabilimenti con più di 10 addetti) e circa 15.000 unità locali/istituzioni del terziario (ospedali, scuole, alberghi, ristoranti, impianti sportivi, centri commerciali, uffici pubblici ecc.). Una importante lacuna conoscitiva circa i consumi di energia nelle medie industrie e nel terziario verrà quindi risolta, sia a livello regionale che nazionale.

Vi è poi la fase di analisi, selezione e validazione delle informazioni elementari complessive a disposizione, che vengono inserite in un apposito *database* di gestione dei dati, dove viene effettuata una serie di controlli di qualità e di compatibilità tra le varie fonti statistiche e la cornice del BEN.

Il processo continua con la successiva aggregazione ed elaborazione dei dati nella forma finale del Bilancio Energetico Regionale. I BER vengono elaborati adottando una metodologia simile a quella usata dal Ministero dell'Industria per il BEN, che ne garantisce la piena confrontabilità e compatibilità, pur in considerazione della nota scarsità di informazioni a livello territoriale disaggregato (la somma dei BER delle 20 Regioni di ogni anno è uguale al BEN salvo una differenza statistica, pienamente accettabile, che mediamente è del 3%).

I dati ottenuti nei BER, insieme a quelli di natura economica, strutturale e demografica, vengono impiegati per il calcolo degli indicatori di efficienza energetica per i diversi settori d'impiego finali e per le diverse fonti energetiche.

L'impiego di una metodologia standard a livello europeo (Progetto SAVE-ODYSSEE), anche in questo caso, ne garantisce la scientificità e la applicabilità per confronti tra territori di Regioni diverse e tra Regioni e Stati. In altre parole permette la confrontabilità, ad esempio, delle *performance* energetiche delle industrie del vetro della Lombardia con quelle del Belgio.

Alla fine di questo processo si ha a disposizione un vero e proprio Sistema Informativo Regionale dell'Energia (SIRE), composto da migliaia di tabelle e grafici, che contiene i dati di tutte le Regioni per il periodo che va dal 1988 al 1997.

Tale sistema è stato diffuso, finora, attraverso CD-Rom regionali e pubblicazioni *ad hoc*. Per l'immediato futuro si stanno predisponendo sistemi multimediali di presentazione e diffusione dei risultati, che prevedono la consultazione *on-line*, con la possibilità di scaricare le tabelle ed i grafici che interessano l'utente, e la distribuzione di un CD-Rom con l'intero sistema informativo energetico del paese (ENERGECO), che conterrà i principali dati aggiornati relativi a energia, economia ed ambiente a livello regionale, nazionale, europeo e mondiale.

La realizzazione di tali statistiche ha permesso di realizzare un'azione continuativa e diffusa, sul territorio di riferimento, di supporto tecnico e di indirizzo sui temi dell'uso efficiente dell'energia. I principali effetti ottenuti sono stati:

1. le Regioni hanno a disposizione i BER compatibili con il BEN, cosa che consente loro di effettuare il continuo monitoraggio del sistema energetico regionale e locale;
2. il Ministero dell'Industria dispone di esempi di realizzazione di BER ed indicatori di efficienza energetica da pubblicizzare e diffondere insieme alle procedure per realizzarli;
3. le Amministrazioni locali hanno trovato assistenza tecnica specialistica per meglio affrontare le problematiche della programmazione di interventi nel settore energetico;
4. vi è disponibilità di informazioni e conoscenza, descrittiva ed esplicativa, dei fenomeni energetici a livello regionale e per singoli comparti, utili al Ministero dell'Industria ed al paese anche per il monitoraggio dell'efficacia di politiche energetiche e del Protocollo di Kyoto a livello regionale.

### *5.2.2 Bilanci Energetici Regionali*

Come è noto, il Bilancio energetico è lo strumento contabile che descrive sinteticamente i flussi di un sistema energetico in tutte le sue fasi, dalla produzione e/o importazione di fonti di energia fino ai loro usi finali. L'analisi comparata dei Bilanci energetici consente, quindi, di confrontare le caratteristiche dei sistemi energetici regionali, evidenziandone le specificità e le eventuali criticità. A titolo di esempio si riporta il Bilancio energetico di sintesi della Regione Lazio del 1997 (tabella 5.2).

Tabella 5.2 - Bilancio energetico di sintesi della Regione Lazio, ktep (1997)

Disponibilità ed impieghi	Fonti energetiche					Totale
	Combustibili solidi (*)	Prodotti petroliferi (**)	Combustibili gassosi (***)	Rinnovabili (****)	En. elettrica (*****)	
Produzione primaria	14	0		345		359
Saldo in entrata	43	9.925	3.257	100		13.325
Saldo in uscita		315			1.345	1.660
Variazione scorte		-21				-21
Consumo Interno Lordo	58	9.631	3.257	445	-1.345	12.045
Trasf. in energia elettrica	-14	-3.964	-1.461	-251	5.689	0
di cui: autoproduzione	-4	-54	-5	-10	72	0
Cons./perdite settore energia		-163	-27	-7	-2.822	-3.012
Bunkeraggi internazionali		113				113
Usi non energetici		173				173
Agricoltura		161	3		23	187
Industria	19	260	358	14	361	1.013
di cui: energy intensive (+)	19	195	253	13	182	662
Civile	24	574	1.404	174	1.075	3.252
di cui: residenziale	24	454	977	174	524	2.152
Trasporti		4.223	3		64	4.290
di cui: stradali		3.552	3			3.554
Consumi finali	43	5.218	1.769	188	1.523	8.740

(\*) carbone fossile, lignite, coke da cokeria, legna, carbone da legna, prodotti da carbone non energetici ed i gas derivati

(\*\*) olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, GPL, gas residui di raffineria ed altri prodotti petroliferi

(\*\*\*) gas naturale e gas d'officina

(\*\*\*\*) biomasse, carbone da legna, eolico, solare, RSU, produzione idroelettrica, geotermoelettrica.

(\*\*\*\*\*) l'energia elettrica è valutata a 2.200 kcal/kWh per la produzione idro, geo e per il saldo in entrata ed in uscita; per i consumi finali è valutata a 860 kcal/kWh

(+) branche "Carta e grafica", "Chimica e Petrolchimica", "Minerali non metalliferi", "Metalli ferrosi e non"

Il Bilancio energetico di sintesi è il risultato dell'aggregazione in cinque classi omogenee (combustibili solidi, prodotti petroliferi, combustibili gassosi, rinnovabili ed energia elettrica) delle fonti energetiche prese in considerazione nella versione estesa del Bilancio e della eliminazione delle duplicazioni dovute all'attività di trasformazione dell'energia. Nella versione estesa del Bilancio viene, infatti, riportato il flusso di ciascuna fonte energetica, primaria e derivata, dalla produzione e/o importazione fino agli usi finali in ciascun settore economico.

Anche nella versione di sintesi deve essere verificata l'identità fondamentale del Bilancio energetico, data dall'uguaglianza tra disponibilità (offerta) ed impieghi (domanda) di energia. La disponibilità complessiva di energia di un territorio è rappresentata dal suo Consumo Interno Lordo (CIL), il cui valore viene ottenuto dalla somma algebrica della produzione primaria, del saldo in entrata, del saldo in uscita e della variazione delle scorte.

Gli impieghi sono costituiti dai:

- consumi di energia primaria impiegati per le trasformazioni in energia elettrica;
- consumi propri di energia, dovuti al funzionamento degli impianti di trasformazione o di autoproduzione e delle perdite di trasporto e di distribuzione all'utente finale (consumi e perdite del settore energia);
- *bunkeraggi* internazionali, ovvero i rifornimenti marittimi ed aerei di fonti energetiche fatti ad operatori esteri in ambito territoriale;
- consumi di fonti energetiche utilizzate come materia prima nei processi industriali (usi non energetici);
- consumi di fonti energetiche utilizzate per gli usi energetici finali in agricoltura, nell'industria, nel residenziale, nel terziario e nei trasporti (consumi finali);

Purtroppo la definizione dei BER non può essere tempestiva poiché risente dei ritardi nella disponibilità dei dati ed in particolare del ritardo nella elaborazione del BEN, a cui necessariamente i BER devono fare riferimento come cornice nazionale. Generalmente, il BEN richiede più di un anno per essere definito e formalmente edito, per cui i BER possono essere disponibili dopo circa due anni.

## **5.3 Caratteristiche energetiche delle Regioni**

### *5.3.1 Valutazione generale*

Sulla base dei dati dei BER, è possibile procedere ad una analisi energetica comparata tra le Regioni italiane che sarà effettuata con gli ultimi dati disponibili relativi al 1997.

Ciascuna Regione ha un sistema energetico fortemente correlato alle sue caratteristiche socio-economiche. La storia, l'economia, la posizione geografica hanno determinato in gran parte anche le caratteristiche energetiche delle Regioni, alcune delle quali si distinguono, in particolare, per avere risorse energetiche eccedenti le richieste del territorio. Il possesso di una buona conoscenza del sistema energetico regionale in termini di offerta (produzione, importazione, stoccaggi, trasformazione, reti di trasmissione e distribuzione) e di domanda (livelli di consumi finali per fonti e per settori d'impiego) e, inoltre, la conoscenza dell'efficienza e delle modalità di produzione e consumo, è di fondamentale importanza per l'impostazione delle politiche energetiche da parte delle Regioni.

Nel presente Capitolo verranno analizzate esclusivamente le principali variabili energetiche ed alcuni tra i più significativi indicatori di efficienza energetica.

Le variabili energetiche più rilevanti sono la produzione di energia primaria, il consumo interno lordo, il consumo complessivo finale, la produzione di energia elettrica, l'autosufficienza energetica, ed elettrica in particolare; a queste si aggiungono quelle

disaggregate (consumi per settori e fonti). Tra gli indicatori di efficienza energetica saranno esaminati in particolare quelli calcolati rispetto alle principali variabili economiche e demografiche.

Il confronto regionale tra le prime tre variabili è mostrato nella tabella 5.3. Dai valori riportati si evidenzia, innanzi tutto, che solo tre Regioni (Molise, Marche e Valle d'Aosta) presentano una produzione di energia primaria superiore al proprio Consumo Interno Lordo (CIL) e, corrispondentemente, un saldo in uscita superiore a quello in entrata.

La produzione di energia primaria della Valle d'Aosta è esclusivamente di origine idraulica, mentre nel Molise è presente un'attività estrattiva di petrolio e di gas naturale da alcuni pozzi *off-shore*. La Regione Marche ha una produzione apprezzabile di gas naturale, anche *off-shore*, sufficiente a coprire attualmente il fabbisogno regionale, mentre la produzione di petrolio regionale risulta pressoché nulla per esaurimento dei modesti giacimenti esistenti, alcuni dei quali ubicati in mare. I prodotti petroliferi derivanti dalla raffineria di Falconara, che coprono circa il 90% del CIL, derivano, infatti, da greggi quasi esclusivamente di importazione e sono conseguentemente contabilizzati nel Bilancio regionale alla voce "Saldo in entrata".

Liguria, Sardegna e Lazio, invece, risultano particolarmente deficitari in termini di risorse energetiche primarie endogene in rapporto al loro CIL.

In termini di produzione elettrica si può evidenziare che la rilevante risorsa idraulica presente nella Valle d'Aosta, fa sì che la Regione sia una forte esportatrice di energia elettrica, con un *surplus* della produzione rispetto alla richiesta del 142,9% nel 1998 (tabella 5.4). Anche la Liguria, pur essendo la più deficitaria tra le Regioni quanto a fonti primarie endogene, risulta una forte esportatrice di energia elettrica, con un *surplus*, nel 1998, del 90,7%, dovuto in particolare alla considerevole produzione termoelettrica (circa il 70%) da carbone.

Il deficit più rilevante di energia elettrica (-87,2% nel 1998) si registra, invece, nelle Marche, in quanto la produzione regionale deriva per lo più da piccole centrali idroelettriche. Nella Regione è, infatti, installata una sola centrale termoelettrica realizzata per entrare in funzione nelle ore di punta, con una potenza nominale di 100 MW<sub>e</sub>, quando invece quella richiesta è di 1.200 MW<sub>e</sub>. Anche in Campania si registra un considerevole deficit nella produzione di energia elettrica (-86,6% nel 1998).

Importante, al fine della caratterizzazione energetica, è il rapporto tra il CF ed il CIL, indice in particolare della quantità di energia primaria che viene trasformata direttamente nella Regione.

In Trentino Alto Adige, Abruzzo ed Emilia Romagna i consumi finali costituiscono circa i tre quarti dei rispettivi CIL, mentre in Sicilia e Sardegna circa la metà, a fronte di un valore medio nazionale di circa il 67%, al netto degli "usi non energetici".

La Sicilia si caratterizza, infatti, per il più elevato valore degli "usi non energetici" del settore chimico e petrolchimico (circa il 19,5% del CIL), e per un altrettanto elevato valore dei "consumi e perdite del settore energia" (circa il 29,5% del CIL). Abruzzo e Trentino Alto Adige sono, invece, caratterizzati dall'assenza degli "usi non energetici" (che rappresentano nel Veneto circa il 7% ed in Emilia Romagna circa il 5% del CIL), e per un più ridotto valore dei "consumi e perdite del settore energia" (meno del 25% dei rispettivi CIL), indice anche di una scarsa attività di trasformazione.

**Tabella 5.3 - Confronto regionale tra produzione, consumo interno lordo e consumo finale di energia (1997)**

Regione	Produzione di energia primaria ktep	Consumo Interno Lordo (CIL) ktep	Consumo Finale (CF) ktep	CF/CIL %
Valle d'Aosta	693	535	384	71,8
Piemonte	4.858	14.994	10.669	71,2
Lombardia	3.197	33.041	22.730	68,8
Trentino-Alto Adige	1.916	3.032	2.298	75,8
Veneto	901	15.724	10.851	69,0
Friuli-Venezia Giulia	329	4.784	3.232	67,6
Liguria	64	5.642	3.359	59,5
Emilia-Romagna	6.627	15.768	11.556	73,3
Toscana	1.212	11.313	7.641	67,5
Umbria	427	2.883	1.980	68,7
Marche	5.031	4.149	2.711	65,3
Lazio	359	12.045	8.740	72,6
Abruzzo	1.859	3.138	2.389	76,2
Molise	783	632	469	74,1
Campania	377	8.607	5.817	67,6
Puglia	1.225	12.556	8.298	66,1
Basilicata	840	1.270	910	71,6
Calabria	2.260	2.650	1.849	69,8
Sicilia	1.679	14.752	6.857	46,5
Sardegna	158	6.494	3.515	54,1
Italia (*)	34.794	174.009	116.254	66,8

(\*) ottenuta come somma dei valori regionali

**Tabella 5.4 - Superi e deficit di energia elettrica nelle Regioni (%)**

Regione	1990		1994		1995		1996		1997		1998	
	Superi	Deficit										
Valle d'Aosta	196,7		263,3		230,1		180,0		220,2		142,9	
Piemonte		65,3		58,2		62,6		58,4		53,2		46,2
Lombardia		34,0		34,7		36,7		36,4		41,2		36,6
Trentino-Alto Adige	63,4		109,0		68,2		68,9		68,2		78,5	
Veneto	11,5		22,5		25,3		15,6		13,9		19,4	
Friuli-Venezia Giulia		13,8	9,4		6,7		6,3	2,0			4,6	
Liguria	155,2		96,0		149,7		99,1		102,0		90,7	
Emilia-Romagna		31,5		35,5		38,6		37,6		49,7		60,7
Toscana		17,2		7,0		3,0		6,0	1,3		7,7	
Umbria		61,0		41,3		45,1		42,0		44,1		43,3
Marche		88,7		87,1		85,3		85,8		86,2		87,2
Lazio	27,5		19,0		26,0		41,7		31,1		17,4	
Abruzzo		75,5		70,3		67,9		50,4		48,9		48,1
Molise		72,8		73,4		57,3		65,0		49,1		17,1
Campania		79,7		80,3		81,0		83,0		87,2		86,6
Puglia	3,4		7,9		5,0		1,7	41,9			35,3	
Basilicata		76,5		72,5		73,2		68,1		58,1		48,4
Calabria	72,7		34,2		54,5		79,9		40,2		42,4	
Sicilia	19,7		16,7		19,0		19,8		15,3		14,5	
Sardegna		3,8		2,0		0,3		2,9	1,2		4,5	
Italia		14,7		14,8		14,3		14,2		14,3		14,3

Il rapporto tra CF e CIL è importante nell'ambito della discussione in merito all'obiettivo di autosufficienza energetica delle Regioni. Posto che tale obiettivo potrebbe non essere fondamentale, soprattutto attualmente alla luce della liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas, esso va comunque commisurato alla reale capacità di trasformazione delle Regioni, ovvero è da riferirsi al Consumo Interno Lordo.

I consumi finali di energia sono ovviamente molto diversi quantitativamente da Regione a Regione: la Lombardia consuma il 20% circa del totale nazionale, l'Emilia Romagna, il Piemonte ed il Veneto intorno al 10% ciascuna; altre Regioni come Lazio, Puglia e Toscana intorno al 7% ciascuna. Queste sette Regioni consumano, quindi, complessivamente circa il 70% del totale italiano. Anche in Sicilia e Campania i consumi finali hanno un notevole peso, rispettivamente il 5,8% ed il 5% del totale nazionale.

Per quanto attiene ai consumi delle fonti energetiche, la tabella 5.5 riporta per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso i dati assoluti e le quote di ciascuna tipologia rispetto al totale.

L'analisi della tabella 5.5 mostra significative differenze a livello regionale. Per i combustibili solidi spiccano le situazioni della Puglia, della Liguria e del Friuli Venezia-Giulia. Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le Regioni del Sud, la Valle d'Aosta ed il Trentino Alto Adige mostrano dei valori decisamente superiori a quelli medi nazionali (47%). L'impiego di gas naturale è pari al 30% a livello nazionale. Tale valore è generalmente superato nelle Regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Liguria, Valle d'Aosta e Trentino Alto Adige. Le quote di consumo di energia elettrica nelle Regioni risultano maggiormente in sintonia con la quota nazionale, salvo alcune spiccate differenze come in Sardegna (con una quota superiore per l'assenza del gas naturale) ed in Liguria ed Emilia-Romagna, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo di carbone e di gas.

L'analisi comparata dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 5.6), mostra che il macrosettore "Agricoltura e Pesca" ha in alcune Regioni un peso relativamente maggiore (Puglia, Molise, Basilicata e Marche), mentre nella Valle d'Aosta si registra il contributo più ridotto (0,5%), sia per l'assenza del comparto della pesca che per la natura del suo territorio.

Nel settore "industria", Puglia (50%) e Sardegna (49,2%) mostrano il peso più rilevante dei consumi finali, a conferma dell'importanza che rivestono, nell'economia di queste Regioni, i grandi insediamenti industriali, in particolare il petrolchimico ed il siderurgico per la Puglia, ed il petrolchimico ed il polo dell'alluminio per la Sardegna. Nel Lazio, viceversa, il settore industria pesa solo per l'11,6% dei consumi finali della Regione, indice di un tessuto produttivo costituito prevalentemente da terziario e da piccole-medie imprese appartenenti a settori non *energy-intensive*.

Nel settore "residenziale", Valle d'Aosta (31,6%), Liguria (27,6%), Lombardia (27,5%) e Piemonte (25,9%) sono le Regioni che presentano la più alta incidenza dei consumi in questo settore; Sardegna (9,9%), Puglia (12,6%) e Molise (13%) hanno invece una bassa incidenza, con un forte scostamento rispetto alla media nazionale (22,3%).

Nel settore "terziario" (che comprende anche la Pubblica Amministrazione), la Sardegna, presenta ancora il minore peso percentuale (4,5%), inferiore del 50% circa a quello medio nazionale (9,7%). Nello stesso settore, Valle d'Aosta, Trentino Alto Adige e Lazio registrano, invece, le più elevate incidenze percentuali.

Tabella 5.5 - Consumi finali d'energia per fonte e Regione (1997)

Regione	Comb. solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale
			ktep						%			
Valle d'Aosta	5	227	53	29	70	384	1,3	59,0	13,8	7,6	18,3	100
Piemonte	86	4.238	4.222	133	1.990	10.669	0,8	39,7	39,6	1,2	18,7	100
Lombardia	216	9.290	8.583	209	4.432	22.730	1,0	40,9	37,8	0,9	19,5	100
Trentino-Alto Adige	34	1.343	473	36	412	2.298	1,5	58,4	20,6	1,6	17,9	100
Veneto	147	4.845	3.731	43	2.085	10.851	1,4	44,7	34,4	0,4	19,2	100
Friuli-Venezia Giulia	377	1.099	1.060	24	672	3.232	11,7	34,0	32,8	0,7	20,8	100
Liguria	452	1.508	855	49	495	3.359	13,5	44,9	25,4	1,5	14,7	100
Emilia-Romagna	37	4.386	5.344	36	1.752	11.556	0,3	38,0	46,2	0,3	15,2	100
Toscana	264	3.314	2.515	111	1.438	7.641	3,5	43,4	32,9	1,4	18,8	100
Umbria	29	880	619	28	424	1.980	1,5	44,4	31,2	1,4	21,4	100
Marche	5	1.362	873	26	444	2.711	0,2	50,3	32,2	1,0	16,4	100
Lazio	43	5.218	1.769	188	1.523	8.740	0,5	59,7	20,2	2,1	17,4	100
Abruzzo	6	1.141	715	42	485	2.389	0,3	47,8	29,9	1,8	20,3	100
Molise	1	254	105	14	95	469	0,3	54,2	22,4	2,9	20,2	100
Campania	27	3.392	1.139	60	1.199	5.817	0,5	58,3	19,6	1,0	20,6	100
Puglia	2.527	3.167	1.375	31	1.199	8.298	30,5	38,2	16,6	0,4	14,4	100
Basilicata	4	442	263	13	188	910	0,5	48,6	28,9	1,4	20,6	100
Calabria	5	1.202	233	15	394	1.849	0,3	65,0	12,6	0,8	21,3	100
Sicilia	47	4.607	953	30	1.219	6.857	0,7	67,2	13,9	0,4	17,8	100
Sardegna	18	2.673	0	15	809	3.515	0,5	76,1	0,0	0,4	23,0	100
Italia (*)	4.331	54.590	34.878	1.131	21.324	116.254	3,7	47,0	30,0	1,0	18,3	100

(\*) ottenuta come somma dei valori regionali

N.B.: le rinnovabili comprendono l'energia idroelettrica e la legna

**Tabella 5.6 - Disaggregazione regionale dei consumi finali di energia per settore economico, in valore assoluto e percentuale (1997)**

Regione	Agr./Pesca	Industria	Residenziale ktep	Terziario*	Trasporti	Totale	Agr./Pesca	Industria	Residenziale %	Terziario*	Trasporti	Totale
Valle d'Aosta	2	79	122	51	130	384	0,5	20,7	31,6	13,3	33,9	100
Piemonte	207	3.830	2.765	968	2.899	10.669	1,9	35,9	25,9	9,1	27,2	100
Lombardia	501	6.906	6.261	2.415	6.647	22.730	2,2	30,4	27,5	10,6	29,2	100
Trentino-Alto Adige	68	486	599	299	846	2.298	3,0	21,1	26,1	13,0	36,8	100
Veneto	274	3.492	2.523	1.140	3.423	10.851	2,5	32,2	23,2	10,5	31,5	100
Friuli-Venezia Giulia	68	1.492	650	295	727	3.232	2,1	46,2	20,1	9,1	22,5	100
Liguria	76	920	927	351	1.085	3.359	2,3	27,4	27,6	10,4	32,3	100
Emilia- Romagna	404	3.617	2.779	1.320	3.434	11.556	3,5	31,3	24,1	11,4	29,7	100
Toscana	153	2.437	1.673	764	2.614	7.641	2,0	31,9	21,9	10,0	34,2	100
Umbria	62	827	325	128	637	1.980	3,1	41,8	16,4	6,5	32,2	100
Marche	113	582	633	255	1.128	2.711	4,2	21,5	23,3	9,4	41,6	100
Lazio	187	1.013	2.152	1.100	4.290	8.740	2,1	11,6	24,6	12,6	49,1	100
Abruzzo	79	679	512	236	884	2.389	3,3	28,4	21,4	9,9	37,0	100
Molise	19	148	61	42	198	469	4,2	31,6	13,0	8,9	42,3	100
Campania	188	1.262	1.118	472	2.777	5.817	3,2	21,7	19,2	8,1	47,7	100
Puglia	369	4.149	1.042	571	2.168	8.298	4,4	50,0	12,6	6,9	26,1	100
Basilicata	38	331	154	89	297	910	4,2	36,4	16,9	9,8	32,7	100
Calabria	66	303	318	169	993	1.849	3,6	16,4	17,2	9,1	53,7	100
Sicilia	227	2.705	938	432	2.555	6.857	3,3	39,4	13,7	6,3	37,3	100
Sardegna	89	1.728	349	158	1.191	3.515	2,5	49,2	9,9	4,5	33,9	100
Italia**	3.189	36.984	25.901	11.256	38.924	116.254	2,7	31,8	22,3	9,7	33,5	100

\* Il terziario comprende anche la Pubblica Amministrazione

\*\* ottenuta come somma dei valori regionali

Nel settore “trasporti”, infine, la Calabria risulta la Regione con la più alta incidenza percentuale sui consumi finali (53,7%, oltre 20 punti in più rispetto alla media nazionale del 33,5%), dovuta ad un peso ridotto degli altri settori, in particolare del settore “industria” (16,4%), che risulta inferiore di quasi la metà rispetto alla media nazionale (31,8%). Anche nel Lazio il settore “trasporti” assorbe quasi la metà (49,1%) dei consumi finali complessivi della Regione, così come in Campania (47,7%), mentre il Friuli Venezia Giulia risulta la Regione con la minore incidenza (22,5%) dei consumi in questo settore, a fronte però di un consumo nel settore “industria” (46,2%), nettamente al di sopra di quello della media nazionale (31,8%).

L’analisi dei consumi regionali rispetto a quelli medi nazionali, mette in evidenza che la Toscana ed il Veneto sono le Regioni che presentano le distribuzioni dei consumi finali per settore più vicine alla media italiana, mentre scostamenti, anche significativi, si presentano nelle altre Regioni in uno o più settori.

Nel settore “agricoltura e pesca”, la tradizionale vocazione agricola delle Regioni centro-meridionali è testimoniata da valori percentuali anche sensibilmente più elevati rispetto alla media nazionale (2,7%). Solo la Valle d’Aosta presenta, tra tutte le Regioni, un valore percentuale significativamente al di sotto della media nazionale.

Nel settore “industria”, invece, la situazione appare estremamente diversificata, in quanto si evidenziano notevoli oscillazioni intorno al valore medio nazionale del 31,8%, con valori che rispecchiano, tuttavia, la distribuzione territoriale dei grandi insediamenti industriali e/o delle aziende ad alta intensità energetica.

Nel settore “residenziale” risulta evidente l’influenza del clima nei consumi di questo settore, in quanto tutte le Regioni del Nord presentano, ad eccezione del Friuli Venezia Giulia, valori superiori a quello medio nazionale (22,3%). Le Regioni centro-meridionali mostrano invece valori anche sensibilmente inferiori a quello medio, con la sola eccezione del Lazio (24,6%), dove risulta evidente l’influenza della Capitale.

Anche nel settore “terziario” si evidenziano notevoli scostamenti dal valore medio nazionale (pari al 9,7%). Queste differenze sono imputabili anche all’aggregazione in questo settore dei consumi della Pubblica Amministrazione, ma riflettono sostanzialmente il diverso sviluppo di questo settore, in particolare di quello “avanzato”, a livello regionale.

Il settore “trasporti”, infine, risulta essere quello più energivoro (33,5% dei consumi nazionali), mentre in Umbria, Puglia, Basilicata, Sicilia e Sardegna ed in tutto il Nord, con le sole eccezioni delle Regioni Autonome e della Liguria, predomina il settore “industria”.

### *5.3.2 Indicatori di efficienza energetica*

L’analisi delle caratteristiche energetiche regionali deve basarsi, oltre che sui dati assoluti e sulle loro variazioni nel tempo, anche e soprattutto sulle modalità di produzione, trasformazione e consumo di energia per fonti e per settori nel territorio analizzato. Al riguardo, si può fare ricorso a specifici parametri, definiti “indicatori di efficienza energetica”, che correlano le variabili energetiche ad altre grandezze, economiche, fisiche, demografiche.

Gli indicatori descrittivi forniscono il valore dell'efficienza energetica e possono essere calcolati in rapporto alle variabili economiche ed in rapporto alle variabili tecnico-economiche<sup>1</sup>.

Come è noto, la quantità di energia impiegata per unità di ricchezza od unità fisica prodotta è diminuita, complessivamente, in Italia negli ultimi trenta anni. Dal 1970 ad oggi l'intensità energetica ha avuto infatti un decremento di circa il 23%, in gran parte a causa del forte calo registrato nell'industria e, in misura minore, nei trasporti, mentre sono leggermente aumentate le intensità nel terziario e nel residenziale.

Tra le fonti energetiche, il calo dell'intensità ha riguardato sostanzialmente i prodotti petroliferi, mentre per il gas naturale e per l'energia elettrica si è registrata una crescita delle intensità dovuta in parte all'impiego di queste fonti in sostituzione dei prodotti petroliferi. Naturalmente, ciò che è accaduto a livello nazionale è la risultante degli andamenti registrati a livello regionale.

Nella tabella 5.7 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrica) rispetto al PIL e le intensità dei cinque principali settori di impiego ed i consumi pro capite (totale ed elettrico).

Le principali differenze tra le Regioni riguardano i consumi pro capite di energia elettrica, per i quali si registra un valore di questo indicatore tre volte superiore per il Friuli Venezia Giulia rispetto alla Calabria, e l'intensità energetica dell'industria, con valori di circa 290 tep/GLit90 (tonnellate equivalenti di petrolio per miliardo di lire di PIL 1990) per la Puglia e di circa 250 tep/GLit90 per la Sardegna, a fronte di valori inferiori a 50 tep/GLit90 per Lazio e Marche, che testimoniano la presenza nelle prime due Regioni di industrie altamente energivore. In agricoltura si evidenzia, inoltre, il divario tra i valori dell'intensità energetica registrati rispettivamente in Lombardia (105,98 tep/GLit90) ed in Valle d'Aosta (18,96 tep/GLit90). Le intensità dei consumi privati delle famiglie mostrano, invece, valori più allineati alla media nazionale, con differenze che sono in gran parte attribuibili alle diverse condizioni climatiche.

---

<sup>1</sup> Gli "Indicatori di efficienza energetica" sono specifici parametri, che correlano le variabili energetiche ad altre grandezze, economiche, fisiche, demografiche. Essi possono essere suddivisi in due categorie: gli indicatori descrittivi e gli indicatori esplicativi.

Gli indicatori descrittivi forniscono il valore dell'efficienza energetica e possono essere calcolati in rapporto alle variabili economiche ed in rapporto alle variabili tecnico-economiche.

I primi esprimono la cosiddetta intensità energetica, e sono dati dal rapporto tra i consumi di energia ed un indice di attività economica (PIL, valore aggiunto, consumi privati, investimenti ecc.), valutato in genere a prezzi costanti per evitare gli effetti dell'inflazione. I secondi prendono il nome di consumi unitari o consumi specifici, e sono calcolati rapportando i consumi di energia ad indicatori di attività, misurati in termini fisici (tonnellate di acciaio, numero di passeggeri ecc.), oppure a delle unità di consumo (veicoli, abitazioni ecc.).

Altri indicatori più complessi possono essere elaborati, i cosiddetti indicatori esplicativi, che permettono di attribuire gli effetti a più cause; in questa sede saranno, tuttavia, riportati solo i principali indicatori descrittivi, quali l'intensità energetica del PIL, che misura la quantità di energia che viene utilizzata per produrre complessivamente a livello regionale una unità di ricchezza, e le corrispondenti intensità energetiche di ciascuno dei settori finali di consumo.

Nel 1996 la Puglia registra il più elevato valore dell'intensità energetica finale del PIL (122,83 tep/Glit90), e la Calabria quello più basso (62,37 tep/Glit90). Al valore elevato di questo indicatore per la Puglia contribuisce in modo significativo il valore altrettanto elevato dell'intensità energetica registrato nell'industria (figura 5.1).

Una considerazione a parte merita la Valle d'Aosta che risulta, infatti, caratterizzata dal più elevato valore dell'intensità energetica dei consumi privati delle famiglie (46,85 tep/Glit90), dalla più elevata intensità energetica dei trasporti rispetto al PIL (43,62 tep/Glit90), dalle più elevata intensità energetica del terziario (16,12 tep/Glit90) dopo l'Emilia-Romagna, e da un elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie (6,18 tep/Glit90) (figura 5.2). La Valle d'Aosta risulta, perciò, in termini energetici, una Regione del tutto particolare, con una specificità che non ha riscontro con le altre Regioni e con la media nazionale. La Valle d'Aosta presenta un forte consumo di energia e, nonostante questo, risulta anche una esportatrice di energia elettrica. Il consumo energetico pro-capite in questa Regione risulta, infatti, il più elevato (3,06 tep/abitate), superando di oltre il 50% quello medio nazionale (1,98 tep/abitate), e di oltre tre volte quello della Calabria, il cui valore (0,83 tep/abitate), risulta il più basso in assoluto. Anche il consumo elettrico pro-capite risulta in Valle d'Aosta il più elevato (6.120,40 kWh/abitate) dopo quello del Friuli Venezia Giulia, del 50% circa superiore a quello medio nazionale (4.110,79 kWh/abitate) e di circa tre volte più elevato della Regione con il più basso valore.

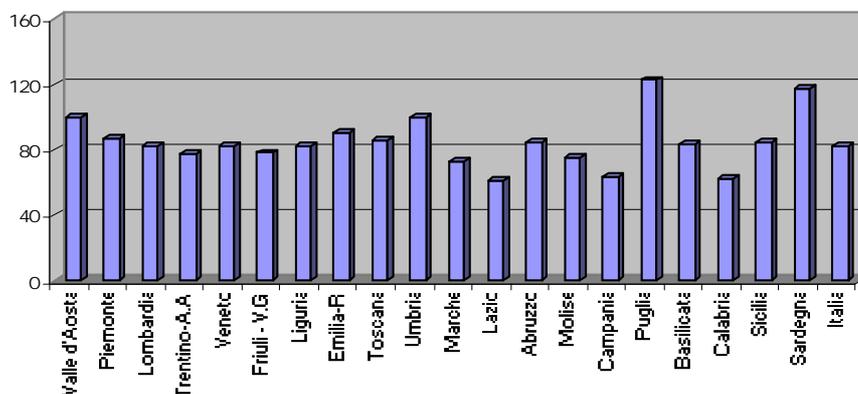
L'intensità elettrica del PIL più elevata si registra, invece, in Sardegna (28,25 tep/Glit90), a causa della presenza di grandi industrie forti consumatrici di energia elettrica (alluminio in particolare), e dell'assenza del gas naturale, che favorisce il perdurare degli impieghi dell'energia elettrica anche per gli usi finali non obbligati quali, tipicamente, quelli per la produzione di acqua calda sanitaria. La Sardegna registra, infatti, dopo la Sicilia, anche il più elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie (7,88 tep/Glit90), ed uno dei più alti valori del consumo elettrico pro capite (5.597,17 kWh/abitate). Questa regione presenta inoltre il secondo valore dell'intensità energetica dell'industria (244,08 tep/Glit90), dopo la Puglia (286,31 tep/Glit90). Tutto ciò si riflette, ovviamente, anche sull'intensità energetica del PIL, che registra, dopo la Puglia, il valore più elevato (117,50 tep/Glit90). In Umbria l'elevato valore dell'intensità elettrica del PIL (21,02 tep/Glit90), secondo solo a quello della Sardegna, testimonia l'aumento dei consumi elettrici registrati con continuità negli ultimi anni, in particolare nell'industria siderurgica, in corrispondenza di una analoga crescita del PIL.

Nel settore "terziario", quasi tutte le Regioni centro-settentrionali, con l'eccezione del Lazio (9,28 tep/Glit90), della Liguria (10,66 tep/Glit90), dell'Umbria (10,71 tep/Glit90) e delle Marche (11,37 tep/Glit90), presentano un'intensità energetica superiore al valore medio nazionale (11,88 tep/Glit90), mentre quelle meridionali registrano valori decisamente inferiori, ad eccezione della Basilicata (11,19 tep/Glit90).

Particolarmente energivora risulta, infine, l'agricoltura della Lombardia, che presenta un valore dell'intensità energetica (105,98 tep/Glit90) di circa il 67% superiore a quello medio nazionale (63,45 tep/Glit90).

**Figura 5.1 - Confronto regionale tra le intensità energetiche finali del PIL nel 1996 (tep/GLit90)**

**Fig. 1 - Confronto regionale tra le intensità energetiche finali del PIL nel 1996 (tep/mld Lit. 90)**



**Figura 5.2 – Confronto originale tra le intensità elettriche dei consumi privati delle famiglie nel 1995 (tep/GLit90)**

**Fig. 2 - Confronto regionale tra le intensità elettriche dei consumi privati delle famiglie nel 1995 (tep/mld Lit. 90)**

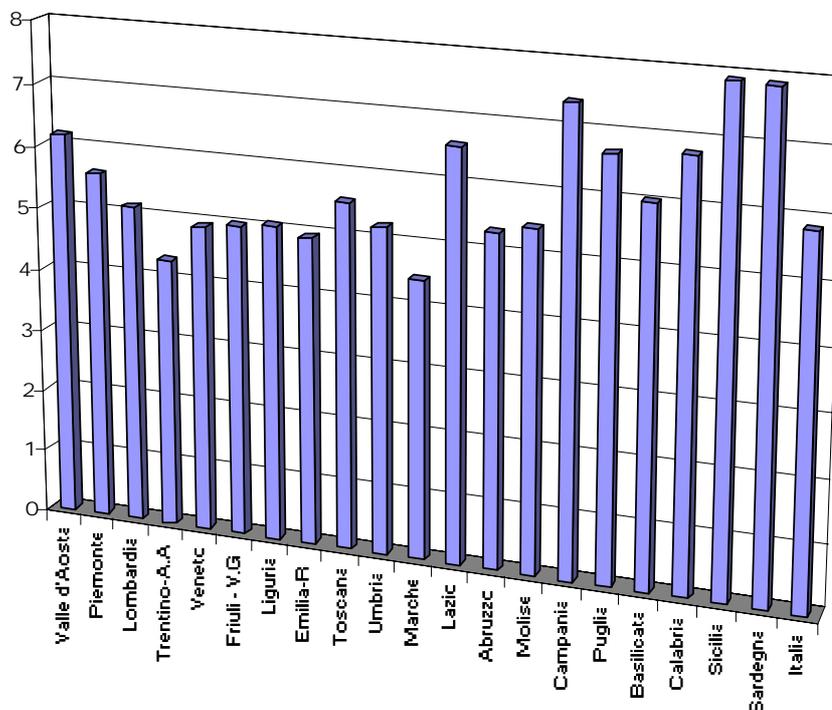


Tabella 5.7 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale (1996)

Regione	Intensità energetica finale del PIL	Intensità elettrica del PIL	Consumi energetici pro-capite	Consumi elettrici pro-capite	Intensità energetica dei consumi privati delle famiglie (*)	Intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie (*)	Intensità energetica dei trasporti rispetto al PIL	Intensità energetica dell'industria	Intensità energetica del terziario	Intensità energetica dell'agricoltura
	tep/Glit90	tep/Glit90	tep/abitante	kWh/abitante	tep/Glit90	tep/Glit90	tep/Glit90	tep/Glit90	tep/Glit90	tep/Glit90
Valle d'Aosta	99,64	17,16	3,06	6.120,40	46,85	6,18	43,62	75,06	16,12	18,96
Piemonte	87,26	16,04	2,42	5.179,02	41,76	5,61	22,97	84,94	13,99	61,28
Lombardia	82,71	15,28	2,57	5.517,00	41,16	5,12	24,08	64,96	14,56	105,98
Trentino-Alto Adige	77,98	13,95	2,37	4.928,81	31,45	4,33	28,83	62,79	15,69	46,72
Veneto	82,05	15,38	2,41	5.258,85	35,35	4,92	25,58	72,01	14,69	48,81
Friuli-Venezia Giulia	78,27	18,14	2,31	6.216,38	33,10	5,00	17,95	104,61	12,75	60,30
Liguria	82,08	10,68	2,22	3.354,64	32,49	5,06	23,08	124,95	10,66	68,25
Emilia- Romagna	90,91	13,65	2,88	5.031,33	38,62	4,93	25,06	92,91	17,12	49,22
Toscana	85,52	14,98	2,22	4.516,48	30,71	5,55	26,92	97,14	12,77	71,32
Umbria	99,59	21,02	2,29	5.625,37	26,29	5,22	31,64	137,98	10,71	67,15
Marche	72,72	11,59	1,86	3.454,80	26,94	4,45	29,98	46,61	11,37	76,97
Lazio	61,62	10,61	1,63	3.252,35	27,86	6,58	30,30	39,10	9,28	69,33
Abruzzo	84,51	16,47	1,76	3.986,44	28,12	5,31	30,54	84,99	12,11	63,34
Molise	74,83	14,47	1,37	3.074,18	19,66	5,44	30,89	88,20	9,94	60,06
Campania	63,66	13,17	0,94	2.265,95	18,23	7,39	30,37	66,29	6,58	61,55
Puglia	122,83	16,97	2,02	3.251,94	20,64	6,68	35,56	286,31	8,11	68,70
Basilicata	83,67	18,03	1,32	3.309,79	23,71	6,01	27,79	104,91	11,19	54,71
Calabria	62,37	13,43	0,83	2.088,38	14,35	6,78	33,55	59,21	7,25	37,63
Sicilia	84,89	15,17	1,25	2.606,84	16,10	7,91	31,15	184,06	7,24	51,60
Sardegna	117,50	28,25	2,00	5.597,17	18,96	7,88	42,47	244,08	8,02	50,46
Italia (*) valori 1995	82,82	14,81	1,98	4.110,79	30,88	5,83	27,36	89,85	11,88	63,45

## **5.4 Piani Energetici Regionali, Comunali e Provinciali: stato dell'arte, obiettivi e contenuti**

### *5.4.1 Introduzione*

Nell'accezione corrente di "pianificazione", soprattutto nel settore dell'energia, si intende ormai quasi unanimemente quell'attività volta essenzialmente a:

- individuare le linee di indirizzo strategiche;
- verificare l'esistenza delle condizioni e delle risorse per la loro attuazione;
- monitorare nel tempo la loro effettiva realizzazione.

L'obbligo formale di predisporre il Piano Energetico per Regioni, Province Autonome e Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti, è derivato dall'emanazione della legge 10/91. Prima di questa legge, tuttavia, quasi tutte le Regioni si erano attivate per predisporre i propri Piani Energetici, per meglio indirizzare le risorse sugli interventi di loro competenza.

Con il decreto legislativo n. 112/98, la definizione e la realizzazione dei Piani Energetici diventa una necessità, ma anche una opportunità, per governare lo sviluppo integrato del territorio. Nella nuova concezione di Piano appare prevalente una impostazione non dirigistica, ma basata su patti ed accordi territoriali, che coinvolgono i principali soggetti operanti o comunque legati al sistema energetico, dai grandi produttori ai consumatori, ai soggetti impegnati nelle diverse attività economiche (industria, agricoltura, servizi, trasporti). La predisposizione dei Piani diventa, inoltre, una fondamentale occasione per inserire nella programmazione energetica il fattore ambientale, in particolare l'obiettivo della riduzione delle emissioni climalteranti in atmosfera previsto dal Protocollo di Kyoto del dicembre 1997.

L'attuazione dei Piani Energetici può dare luogo alla realizzazione di diversi progetti per l'utilizzo delle fonti rinnovabili. A tale fine, le Regioni e gli Enti locali dispongono di alcuni strumenti finanziari capaci di promuovere investimenti a livello locale, come quelli previsti dal nuovo Quadro Comunitario di Sostegno (QCS), alla base del quale vi è la scelta di fondo della programmazione dal basso. Per il periodo 2000-2006, il QCS stanziava ben 15.005,62 milioni di euro sui programmi operativi regionali a sostegno dei seguenti assi: risorse naturali, risorse culturali, risorse umane, sistemi locali, città, reti e nodi di servizi. Queste risorse sono fondamentali per la programmazione e la attuazione dei Piani Operativi Regionali (POR), nell'ambito del Piano di Sviluppo del Mezzogiorno (Regioni Obiettivo 1) e dei Documenti Unici di Programmazione (Regioni Obiettivo 2).

La "Carbon Tax" (legge 448/98, art. 8,) costituisce un'ulteriore opportunità per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e degli interventi per l'uso razionale dell'energia, con la conseguente riduzione delle emissioni di gas serra, in particolare di anidride carbonica. Due terzi dei fondi nazionali derivanti da questa tassa saranno destinati alle Regioni ed un terzo allo Stato, come concordato nella sede istituzionale della Conferenza Stato-Regioni-Enti locali. Inoltre, la legge 488/92 favorisce gli investimenti in aree depresse mediante l'attivazione di bandi mirati su aspetti territoriali e settoriali per le innovazioni tecnologiche, a sostegno delle imprese. Ciò consente anche l'attivazione del processo di deleghe alle Regioni per i Patti Territoriali e la relativa programmazione di progetti in chiave di sviluppo sostenibile.

Tuttavia, le risorse disponibili a livello comunitario e nazionale, anche quando completamente attivate, possono risultare di gran lunga insufficienti a coprire la domanda, ovvero le necessità regionali e locali per sostenere interventi innovativi nei vari settori, in particolare energia ed ambiente. Risulta quindi necessario per le Regioni e gli Enti locali individuare propri fondi. A tale fine le Regioni hanno proposto ed ottenuto l'inserimento nel decreto legislativo n. 112/98 di una norma (art. 30, c. 4) che consente la destinazione di almeno l'1% delle risorse conseguite annualmente con le entrate delle accise sui carburanti (legge 549/95) al sostegno delle spese previste dalla legge 10/91.

#### 5.4.2 Piani Energetici Regionali (PER)

L'attuale stato di definizione dei PER è riportato nella tabella 5.8.

Come si evince dalla tabella 5.8, in sei ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale (Regione Toscana e Valle d'Aosta), mentre in molte altre Regioni sono in corso gli studi per la stesura o l'aggiornamento di Piani precedenti. Nella predisposizione dei Piani, gli Uffici regionali preposti si fanno in genere assistere dall'ENEA, da Agenzie regionali, Università, Consorzi, Società private e singoli esperti.

**Tabella 5.8 - Stato attuale di definizione dei Piani Energetici Regionali elaborati dopo il 1995**

Regione o Provincia Autonoma	Stato del PER
Toscana	Approvato dal Consiglio Regionale
Valle d'Aosta	Approvato dal Consiglio Regionale
Trento	Approvato dalla Giunta Provinciale
Bolzano	Approvato dalla Giunta Provinciale
Lazio	Approvato dalla Giunta Regionale
Sardegna	Approvato dalla Giunta Regionale
Umbria	Varato lo studio
Puglia	Varato lo studio
Piemonte	Studio in corso
Lombardia	Studio in corso
Campania	Studio in corso
Basilicata	Studio in corso
Liguria	Studio in corso
Molise	Studio in corso
Marche	Studio in corso
Abruzzo	Ha in programma lo studio di Piano
Friuli-Venezia Giulia	Ha in programma lo studio di Piano
Veneto	Ha in programma lo studio di Piano
Emilia-Romagna	Ha in programma lo studio di Piano
Calabria	Ha in programma lo studio di Piano
Sicilia	Ha in programma lo studio di Piano

I PER realizzati hanno una impostazione caratterizzata da:

- un più marcato tentativo di integrazione orizzontale con altri piani non energetici (Piano Regionale di Sviluppo, Piano Territoriale, Piano Trasporti, Piano Rifiuti ecc.), dai quali trarre le indicazioni per meglio definire gli obiettivi energetici da perseguire e, viceversa, per richiedere a questi la necessaria valutazione energetica delle soluzioni individuate, con una concezione sempre più integrata e trasversale del fattore energia;
- una maggiore integrazione con gli aspetti di carattere ambientale, ulteriore fattore di scelta, oltre a quello energetico ed economico, dei possibili interventi. Di fatto, tutti i Piani realizzati hanno considerato prioritario l'obiettivo dell'abbattimento delle emissioni inquinanti derivanti dalla trasformazione e dal consumo delle fonti di energia e, per tale aspetto, si può parlare di Piano Energetico-Ambientale;
- una diversa concezione delle modalità di raggiungimento degli obiettivi del Piano, con una attenzione crescente alla concertazione e condivisione delle scelte con i soggetti interessati.

#### *5.4.3 Obiettivi, caratteristiche e principali risultati attesi dai PER approvati*

##### 5.4.3.1 Regione Lazio

La Regione Lazio ha ritenuto opportuno predisporre uno strumento valido per la programmazione di interventi mirati a conseguire livelli più elevati di efficienza, competitività, flessibilità e sicurezza, nell'ambito delle azioni a sostegno del risparmio energetico e delle fonti rinnovabili, che rappresentano le chiavi risolutive verso uno sviluppo economico sostenibile.

In tal senso, le finalità del PER del Lazio (delibera della Giunta Regionale 1839 del 30/3/1999), coordinato e realizzato dall'ENEA in collaborazione con una Associazione Temporanea di Imprese (ATI) private, possono essere ricondotte ai due seguenti principali obiettivi:

1. competitività, flessibilità e sicurezza del sistema energetico e produttivo;
2. uso razionale e sostenibile delle risorse.

Nell'ambito di tali obiettivi generali si inquadrano gli obiettivi specifici e settoriali del Piano, ed in particolare:

1. la tutela dell'ambiente;
2. lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
3. l'uso razionale dell'energia ed il risparmio energetico.

Il PER del Lazio deve quindi considerarsi uno strumento di indirizzo regionale che dovrà essere recepito in modo trasversale rispetto agli altri Piani regionali e di settore (trasporti, industria, edilizia, scuole, ospedali, rifiuti ecc.), dai quali trae indicazioni relative alla domanda e fornisce indirizzi coerenti sull'offerta di energia.

La definizione delle linee di intervento del Piano deriva da un processo di elaborazione che comprende l'analisi della situazione energetica attuale, la valutazione dello scenario tendenziale al 2010 (riferimento temporale assunto dalla UE come termine di attuazione

dei programmi comunitari a breve e medio termine nel settore energetico), l'individuazione dei possibili interventi sul lato della domanda e dell'offerta e la definizione degli scenari obiettivo al 2010.

Nel Piano si sottolinea come l'attuazione degli interventi individuati dipenderà non solo dall'attività di programmazione e di incentivazione normativa e finanziaria della Regione, ma da un più generale consenso dei soggetti, in particolare di quelli privati, chiamati a realizzarli.

A tale fine si sottolinea come, nell'ambito della Conferenza Nazionale Energia ed Ambiente del novembre 1998, gli "Accordi volontari" tra le parti siano stati individuati quali strumenti attuativi utili alla realizzazione degli interventi. In particolare, gli "Accordi territoriali" con le rappresentanze interessate a livello regionale e locale, in cui siano definiti i programmi energetici da realizzare, costituiscono il principale strumento di concertazione che la Regione deve attivare per dare concretezza e visibilità agli interventi individuati.

Dal quadro delle potenzialità delle fonti rinnovabili della Regione Lazio e dei margini di risparmio energetico nei settori di consumo finale, emerge che la massima efficienza raggiungibile, tra sostituzioni di fonti e risparmio energetico, raggiunge il valore complessivo annuo di 2094,5 ktep, pari a circa il 25% dei consumi finali rilevati nel 1995. A tale obiettivo limite si affiancano investimenti per quasi 6.900 miliardi di lire.

A questo obiettivo limite si affiancano, nel Piano del Lazio, due scenari realistici di alta e bassa applicazione, che rappresentano i possibili obiettivi regionali al 2010 rispetto ad investimenti di peso diverso. Lo scenario alto prevede l'attivazione di investimenti per 3.764 miliardi complessivi, volti a raggiungere l'obiettivo di un miglioramento dell'efficienza energetica pari al 13,6% rispetto ai consumi del 1995. Il secondo, è volto ad una riduzione di energia dell'8%, a fronte di circa 2.243 miliardi di investimenti complessivi.

A questo quadro obiettivo corrisponde una significativa riduzione delle emissioni inquinanti, espresse in tonnellate di CO<sub>2</sub> equivalente, in accordo con le linee guida stabilite dal Governo nella delibera CIPE 10 febbraio 1999, finalizzate al raggiungimento degli obiettivi del Protocollo di Kyoto. Il contributo della Regione Lazio alla riduzione delle emissioni risulta, infatti, compreso tra il 2,6% (scenario basso) ed il 4,8% (scenario alto) del quantitativo complessivo previsto a livello nazionale.

#### 5.4.3.2 Regione Sardegna

Anche il PER della Sardegna (deliberazione della Giunta Regionale 14/11 del 09.3.1999), realizzato dall'ENEA in collaborazione con l'Università di Cagliari, può essere ricondotto ai due seguenti principali obiettivi generali:

1. competitività, flessibilità e sicurezza del sistema energetico e produttivo;
2. uso razionale e sostenibile delle risorse.

Tuttavia, in relazione alla pressoché totale dipendenza dal petrolio e, in particolare, all'assenza del gas naturale, la Sardegna ritiene di trovarsi in una condizione di notevole svantaggio rispetto alle altre Regioni italiane ed europee in ordine ai seguenti fattori:

- più elevato costo dell'energia;
- più limitate possibilità di innovazione tecnologica nel settore energetico;
- maggiore costo della protezione ambientale;
- maggiore vulnerabilità del sistema in caso di crisi petrolifera;
- esigenze di autosufficienza e maggior costo dell'infrastrutturazione in relazione alla situazione di insularità.

Mentre per le altre Regioni in condizioni di continuità territoriale, infatti, non riveste più particolare rilevanza la situazione di deficit o surplus energetico, in riferimento ad un sistema basato su reti energetiche integrate a livello nazionale e transnazionale, per la Sardegna è viceversa richiesta una maggiore autonomia, che diviene pressoché totale per quanto riguarda l'energia elettrica.

L'evoluzione in atto ed in prospettiva del sistema energetico della Sardegna dovrà pertanto realizzare le condizioni essenziali (adeguata disponibilità di energia con offerta diversificata e a basso costo, riduzione della dipendenza dal petrolio, sicurezza degli approvvigionamenti ecc.) per lo sviluppo di un sistema produttivo più competitivo e flessibile, capace di cogliere la sfida della globalizzazione dei mercati e della concorrenza internazionale, con ampio ricorso alle migliori tecnologie disponibili per la conversione dell'energia e per la protezione dell'ambiente.

Nell'ambito di tali obiettivi generali, gli obiettivi specifici e settoriali del Piano risultano quindi:

1. l'utilizzo delle risorse fossili endogene;
2. lo sviluppo razionale del sistema di generazione elettrica;
3. l'attuazione del programma di metanizzazione;
4. lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili;
5. l'uso razionale dell'energia e il risparmio energetico;
6. la tutela dell'ambiente.

Esso si configura essenzialmente come un Piano di "primo livello" – e come tale non entra nel dettaglio delle proposte, ma fornisce linee di indirizzo e valutazioni – e non "dirigistico", che pertanto non prevede azioni o interventi impositivi, se non concernenti il rispetto delle normative. Esso, viceversa, propone un "Piano di indirizzo" e gran parte degli interventi previsti presuppongono una concertazione della Regione con i soggetti attuatori, comunque finalizzata al raggiungimento degli obiettivi prefissati, in armonia con le linee di indirizzo nazionali e comunitarie in tema di energia e ambiente, e considera una programmazione fino al 2010.

Dall'analisi delle grandi iniziative in atto nel settore energetico e programmate (impianti IGCC per la gassificazione del tar Saras e del carbone Sulcis, nuovi impianti ENEL a letto fluido pressurizzato, metanizzazione) si evidenzia, in particolare:

- un eccesso di capacità produttiva del sistema di generazione elettrica che, tenendo conto degli effetti della metanizzazione, potrà perdurare fino al 2010 e oltre, anche con le più ottimistiche previsioni di crescita della domanda di energia elettrica;

- la previsione, secondo le stime, di una domanda annua di metano a regime dell'ordine di 660÷1060 milioni di metri cubi nei soli settori civile, industriale e dell'autoproduzione elettrica;
- l'utilizzo del metano negli impianti termoelettrici ENEL di Fiumesanto, che potrà portare il fabbisogno annuo, al 2010, fino a circa 1790 milioni di metri cubi nel caso di solo impiego nei gruppi da 160 MW, e fino a circa 2350 milioni di metri cubi nel caso di impiego in tutti i gruppi da 160 e da 320 MW;
- in relazione agli scenari di penetrazione considerati, il risparmio economico stimato a regime al 2010 potrà essere dell'ordine di 320÷460 miliardi/anno nel settore civile e di 40÷75 miliardi/anno nel settore industriale, inclusa l'autoproduzione;
- l'uso del metano in sostituzione dell'energia elettrica negli usi termici non obbligati potrà determinare una riduzione della domanda di energia elettrica pari all'11÷15% del fabbisogno tendenziale al 2010, con un risparmio di energia primaria dell'ordine del 3,5÷5,2% sull'attuale consumo interno lordo;
- la minore produzione di CO<sub>2</sub> del metano rispetto agli altri combustibili fossili (petrolio, carbone ecc.), a parità di energia, e la sostituzione con il metano dell'energia elettrica negli usi termici non obbligati comporteranno una sensibile riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, dell'ordine del 6,5÷9,7% dell'attuale produzione nei soli settori civile e industriale;
- in conseguenza della metanizzazione, potranno aversi anche ricadute negative sull'attuale sistema di distribuzione in ordine agli effetti della ricomposizione del mix energetico, che dovranno essere adeguatamente considerati e valutati. Nel Piano vengono inoltre evidenziate le ricadute positive conseguenti allo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, con particolare riferimento a qualità ambientale, occupazione, diversificazione energetica, sicurezza del territorio, implicazioni economico-sociali, implicazioni dei provvedimenti governativi sulla liberalizzazione del mercato elettrico.

Vengono quindi indicate, in particolare, le potenzialità di sviluppo minimo delle fonti rinnovabili tecnologicamente più mature (eolica, idraulica, solare, biomasse e rifiuti), con una valutazione di massima del potenziale di risparmio di energia primaria e degli investimenti necessari. In sintesi:

- il programma di sviluppo minimo previsto dal PER prevede un aumento dell'incidenza sul consumo interno lordo di energia dall'attuale 2% al 4÷4,5%;
- gli interventi considerati sono volti prevalentemente alla produzione di energia elettrica, con una potenza complessiva di 157 MW da fonti eolica (64 MW), idraulica (58 MW), rifiuti solidi urbani (50 MW), biomasse (8 MW) e solare fotovoltaica (5 MW), oltreché alla produzione di energia termica da fonte solare;
- il programma di sviluppo ipotizzato, che prevede investimenti dell'ordine di 1.000 miliardi di lire, consente un risparmio di energia primaria di circa 150 ktep/anno, di cui il 90% relativo alle varie tecnologie di generazione elettrica, il restante 10% agli impianti per il solare termico; tali progetti non sono in contrasto con il programma di metanizzazione.

### 5.4.3.3 Regione Toscana

Il PER della Toscana è, tra i Piani predisposti recentemente, il solo approvato dal Consiglio Regionale (delibera 1 del 18/1/2000 pubblicata sul Supplemento 28 del BURT n. 9 dell'1/3/2000), insieme a quello della Valle d'Aosta. Il Piano, realizzato dall'Agenzia Regionale per l'Energia della Toscana in collaborazione con l'ENEA, dando attuazione all'art. 2 della legge regionale 45 del 27 giugno 1997, persegue gli obiettivi fissati all'art. 1 della stessa legge regionale, orientando e promuovendo la riduzione dei consumi energetici nonché l'innalzamento dei livelli di efficienza energetica della domanda come priorità strategica. Inoltre, favorisce e promuove l'uso delle fonti rinnovabili e la loro integrazione, insieme alle assimilate, con le attività produttive, economiche e urbane.

Ai sensi dell'art. 2 della citata legge regionale 45/97, il Piano è articolato in quattro parti sostanziali:

1. quadro conoscitivo, che costituisce la base informativa del sistema energetico regionale e prefigura le scelte del piano di indirizzo;
2. dispositivo di Piano e indirizzi con cui vengono definite, sulla base del quadro conoscitivo, le scelte di pianificazione e di programmazione, ovvero obiettivi e strumenti per l'orientamento degli Enti locali, dei produttori e dei consumatori in materia di razionalizzazione del sistema energetico e di impiego delle fonti rinnovabili e assimilate. Esso stabilisce, inoltre, le politiche, gli indicatori ed i parametri di verifica, nonché le modalità e le procedure per la sua attuazione;
3. piano finanziario, il quale determina il fabbisogno di contribuzione pubblica necessaria a portare ad effetto le politiche di Piano ed individua le possibili risorse disponibili e le metodologie ed i criteri per la ripartizione delle risorse;
4. disciplinare di attuazione, che formula un programma temporale di previsione, nonché le modalità di monitoraggio dei risultati attesi.

Il Piano ha come finalità generale il contenimento dei fenomeni di inquinamento ambientale nel territorio regionale, con particolare riferimento alle risoluzioni assunte in occasione della conferenza di Kyoto del dicembre 1997.

Con l'attuazione del Piano si prevede lo sviluppo e la diffusione delle fonti rinnovabili, la cogenerazione con gas metano, la produzione energetica derivante da rifiuti o prodotti di risulta del loro trattamento, nonché iniziative di razionalizzazione del sistema energetico e di riduzione dei consumi. L'obiettivo è, inoltre, la realizzazione di politiche di sviluppo socio-economico delle aree interessate dagli interventi, con particolare riflesso sui livelli occupazionali, tali da rispondere in parte agli obiettivi individuati dal Patto sociale per lo sviluppo e l'occupazione firmato presso la Presidenza del Consiglio dei Ministri il 22/12/98, nonché la crescita e la competitività dell'industria nazionale del settore con particolare riferimento alla piccola e media impresa, con ampie possibilità in termini di indotto e di valorizzazione delle risorse locali.

L'attuazione degli indirizzi e delle politiche regionali indicati nel Piano potrebbe produrre una modifica del sistema energetico regionale, tale da ottenere un quantitativo di emissioni di CO<sub>2</sub> al 2010 inferiore di quasi 10.000.000 t/anno rispetto allo scenario atteso. Confrontando tale risultato con gli obiettivi prefigurati a livello governativo (riduzione di 7.300.000 t/anno per la Toscana, dato allineato con gli impegni assunti in sede mondiale ed europea dall'Italia), risulta una riduzione di quasi 3.000.000 t/anno superiore agli obiettivi medi.

Gli interventi previsti dal Piano sul sistema di produzione di energia, sia elettrica che termica, contribuiscono al raggiungimento dell'obiettivo ambientale nei valori percentuali rappresentati nella tabella 5.9.

Nel Piano, si evidenzia inoltre che il risparmio conseguente agli interventi previsti sarebbe di 3,32 milioni di tep, corrispondente al 28% dell'intero consumo regionale, e che l'attuazione degli interventi potrebbe indurre nuova occupazione per oltre 20.000 unità lavorative e muovere investimenti per oltre 4.000 miliardi di lire.

**Tabella 5.9 - Contributo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> dei vari interventi previsti dal Piano Energetico della Regione Toscana**

	Contributo %
Centrali termoelettriche ENEL	20,2
Cogenerazione	13,1
Idroelettrico	1,5
Eolico	4,2
Solare fotovoltaico	0,02
Solare termico	0,04
Biomasse	6,5
Geotermia usi elettrici	14,1
Geotermia usi diretti	3,24
Combustibile da rifiuti	9,8
Civile e terziario	7,2
Trasporti	20,2

#### 5.4.3.4 Regione Autonoma Valle d'Aosta

La Regione Autonoma Valle d'Aosta, per dare luogo ad una politica energetica coerente con le proprie specificità fisiche ed istituzionali, nel rispetto dei principi desumibili dalla legislazione statale e dagli atti di pianificazione energetica nazionale e comunitaria, ha predisposto il Piano Energetico Regionale (deliberazione del Consiglio Regionale 3126/X del 14/4/1998), con i seguenti obiettivi:

- a) promuovere l'autonomia energetica regionale indirizzando, prioritariamente, lo sfruttamento delle fonti energetiche locali verso impieghi sul territorio valdostano;
- b) ridurre le emissioni inquinanti connesse all'impiego dei combustibili fossili, incentivando il risparmio energetico, l'uso razionale dell'energia, l'impiego delle fonti rinnovabili di energia e l'innovazione tecnologica;
- c) razionalizzare e, ove possibile, ridurre l'impatto sul territorio delle infrastrutture energetiche.

Per il raggiungimento di questi obiettivi, la Regione ritiene necessario implementare un complesso di azioni di carattere normativo, tecnico e finanziario scaturite da una serie di studi ed indagini sul sistema energetico regionale effettuati dopo l'approvazione da parte della Giunta Regionale (delibera 4120 del 20/9/1996) del progetto di PER, quali il:

- piano di potenziamento del settore idroelettrico, per il quale si valuta una potenzialità residua di sfruttamento del 34% dell'attuale producibilità;
- piano di potenziamento del gas naturale;
- piano di sfruttamento delle fonti rinnovabili (oltre l'energia idraulica, in particolare

la biomassa legnosa, i rifiuti solidi urbani e l'energia solare), il cui contributo è previsto tuttavia essere marginale e comunque contenuto in ambiti con caratteristiche particolari;

- piano di utilizzo di nuove tecnologie, in particolare il teleriscaldamento, per il quale è prevista anche una opzione tecnologica che prevede di assicurare il carico di base della centrale di produzione del sistema di teleriscaldamento attraverso l'impiego di pompe di calore elettriche, per valorizzare la risorsa idroelettrica locale;
- risparmio energetico, in particolare nel settore dei trasporti, per il quale si prevede la realizzazione di studi finalizzati alla valutazione dei benefici ambientali associati a specifiche politiche di gestione della mobilità, pubblica e privata, soprattutto nell'area urbana di Aosta.

#### 5.4.3.5 Provincia Autonoma di Bolzano

La Giunta Provinciale di Bolzano, con l'approvazione del Piano Energetico Provinciale (delibera 7080 del 22/12/1997), ha formulato i seguenti obiettivi di politica energetica, in conformità con quelli nazionali:

- contenimento e razionalizzazione dei consumi energetici;
- compatibilità ambientale;
- sicurezza di approvvigionamento;
- economicità nell'approvvigionamento;
- compatibilità politica.

Per il raggiungimento di questi obiettivi all'anno 2005 (scenario obiettivo), la Provincia Autonoma di Bolzano ritiene necessaria l'emanazione di provvedimenti, secondo le seguenti priorità:

- riduzione dei consumi;
- maggiore utilizzo dell'energia rinnovabile locale;
- riduzione delle perdite di trasformazione;
- sostituzione delle fonti energetiche.

A tale fine, già con la legge provinciale 4 del 19/02/1993 erano state emanate delle nuove disposizioni per l'uso razionale dell'energia. Questa legge prevede dei contributi per l'isolamento termico in edifici esistenti, per il recupero di calore e per l'ammodernamento degli impianti di riscaldamento, nonché per la predisposizione di impianti di riscaldamento con pompe di calore, collettori solari, impianti per l'energia eolica, centrali a biogas, impianti di combustione di trucioli di legno e centrali di teleriscaldamento. Per queste iniziative vengono concessi dei contributi fino al 30% ed in casi particolari fino al 50% delle spese di investimento. Per questa legge, che viene finanziata annualmente con importi crescenti, la Provincia ha messo a disposizione, nel 1998, 28 miliardi di lire.

Il Piano prevede al 2005 una riduzione dei consumi energetici del 2,4% rispetto a quelli del 1993 (anno di riferimento), ed una conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 14,6%. Una ulteriore riduzione della CO<sub>2</sub> (400 kt/a contro le 1.091 kt/a del 1993) è attesa dall'incremento della produzione di energia idroelettrica e della cogenerazione.

Per il conseguimento di questi obiettivi, i provvedimenti ritenuti più efficaci sono l'isolamento termico degli edifici, la modernizzazione degli impianti di riscaldamento e la sostituzione dei combustibili fossili con fonti energetiche rinnovabili e disponibili in Alto Adige, quali il legno, il sole e l'energia idraulica, nonché l'aumento della fornitura di metano.

L'attuazione dei provvedimenti fino ad ora emanati dalla Provincia ha consentito, in particolare, di incrementare la produzione di energia da fonti rinnovabili. L'uso energetico delle biomasse ha consentito, al 1998, la copertura del consumo energetico complessivo del 14%, contro il 9,5% del 1993. Gli impianti di piccole dimensioni per la combustione di trucioli di legno sono 518, con un aumento, nel periodo 1993-1997, del 9,18% nell'utilizzo di biomasse. Al 1998, gli impianti di teleriscaldamento che utilizzano biomasse sono 10, mentre sono 5 quelli in costruzione e 4 quelli in progetto. L'energia solare copre, nel 1998, l'1% del consumo energetico complessivo, contro lo 0,2% del 1993. Alla fine del 1997 la superficie dei collettori solari installati nella Provincia era di circa 66.000 m<sup>2</sup>, contro i 36.340 m<sup>2</sup> della fine del 1993 (con una superficie installata per abitante 5 volte superiore alla media dell'UE), ed in linea con l'obiettivo di Piano al 2005, che prevede l'installazione di una superficie totale di 215.000 m<sup>2</sup>, con un incremento medio annuo di 15.000 m<sup>2</sup>.

#### 5.4.3.6 Provincia Autonoma di Trento

Il Piano Energetico del Trentino, approvato dalla Giunta Provinciale con la deliberazione n. 10067 del 17/9/1998 (Supplemento 1 al Bollettino Ufficiale della Regione Autonoma Trentino-Alto Adige del 06/10/1998), si pone i seguenti obiettivi:

- una maggiore finalizzazione dello sfruttamento delle risorse energetiche locali allo sviluppo sociale ed economico del territorio;
- la limitazione e, per quanto possibile, l'abbattimento delle emissioni inquinanti, in particolare di anidride carbonica, provocate dalla combustione delle fonti di energia.

A partire dal secondo obiettivo, è possibile quantificare il livello e la composizione per fonti della domanda di energia che si vogliono conseguire al 2005. La Provincia Autonoma di Trento (PAT) ha deciso, infatti, di impostare la sua politica energetica sulla base dell'obiettivo comunitario di stabilizzare al livello del 1990 le emissioni di anidride carbonica. In tal modo è possibile individuare: una quantità ottimale di consumo di energia, una composizione per fonti coerente e la tipologia degli interventi da attuare.

Il conseguimento di questi obiettivi richiede alla PAT di agire nei seguenti campi:

- diversificazione delle fonti;
- sfruttamento delle risorse rinnovabili locali;
- incentivazione del risparmio energetico;
- riorganizzazione del settore elettrico locale;
- formazione ed informazione.

Il Piano prevede al 2005 (scenario obiettivo) una riduzione dei consumi energetici di circa il 3,8% rispetto a quelli previsti nello scenario tendenziale al 2005, ed una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> del 6% rispetto a quelle del 1990.

Per il conseguimento di questi obiettivi le azioni ritenute più efficaci per la diversificazione delle fonti e lo sfruttamento delle risorse rinnovabili locali sono prioritariamente la valorizzazione delle risorse idroelettriche ancora disponibili sul territorio provinciale, e l'utilizzo delle biomasse a fini energetici. Il potenziale massimo teorico di questa risorsa ancora utilizzabile è valutato in 29 ktep, cui si devono aggiungere altre 36 ktep provenienti da scarti di segheria. Fra le tecnologie disponibili per migliorare l'efficienza d'uso dell'energia, la cogenerazione ed il teleriscaldamento sono quelle ritenute più valide e convenienti. Nel Piano viene inoltre previsto l'ampliamento della rete di distribuzione del metano e la ristrutturazione del settore elettrico provinciale, al fine di orientare maggiormente lo sfruttamento della risorsa idroelettrica verso lo sviluppo locale, senza alterare sensibilmente lo stato dell'ambiente, di razionalizzare l'organizzazione del servizio di distribuzione dell'energia elettrica, e di difendere e valorizzare il ruolo dei soggetti locali, pubblici e privati, sia nella produzione che nella distribuzione di energia elettrica.

#### *5.4.4 Piani Energetici Comunali (PEC)*

L'art. 5, comma 5, della legge 10/91, dispone che i Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti debbano prevedere, all'interno del proprio Piano Regolatore Generale (PRG), uno specifico piano relativo all'uso delle fonti rinnovabili di energia. Questo disposto di legge, pur con tutti i suoi limiti, offre tuttavia ai Comuni un'occasione unica per integrare il fattore energia nelle scelte che l'Amministrazione deve compiere per migliorare l'ambiente urbano e la qualità della vita nelle città, scelte che si estrinsecano attraverso la predisposizione e l'uso di altri strumenti di programmazione quali quelli in materia di rifiuti urbani, di depurazione delle acque di scarico, di approvvigionamento idropotabile, di traffico, o di regolamentazione quali le Norme Tecniche di Attuazione del PRG, il Regolamento d'Igiene, il Regolamento Edilizio.

L'obbligo della predisposizione del Piano Energetico Comunale riguarda 136 Comuni, con una popolazione complessiva interessata di circa 21 milioni di abitanti, pari al 36% del totale dei cittadini italiani. A nove anni di distanza, risulta che solo circa 30 città (il 22% di quelle obbligate) hanno predisposto il Piano Energetico, anche se la popolazione complessivamente coinvolta (oltre 7 milioni di abitanti) rappresenta il 35% del totale della popolazione dei 136 Comuni interessati.

Tutte le principali città, ad eccezione di Milano (dove però è stato predisposto un Piano a livello provinciale), Napoli e Cagliari hanno ottemperato a questo disposto. Molti Comuni hanno affidato la predisposizione del Piano Energetico alle proprie Aziende Municipalizzate e/o a Società specializzate nel settore. È il caso di Roma, Torino, Moncalieri (TO), Cremona, Livorno, Rovigo, Palermo, Vicenza, Sesto San Giovanni (MI), Foligno (PG), Sassari, Siena, Trento, Cinisello Balsamo (MI), Cologno Monzese (MI), Bologna, Vigevano (PV), Novara, Campi Bisenzio (FI), Firenze, Reggio Emilia, La Spezia e Brescia. Altri Comuni come Rivoli (TO), Caserta, Potenza e Padova, hanno predisposto il proprio piano in collaborazione con l'ENEA che, a supporto specifico di questa programmazione, ha elaborato una "Guida per la pianificazione energetica comunale".

Dall'analisi complessiva dei PEC finora realizzati risulta che:

- l'efficienza energetica delle nostre città appare nettamente migliorabile, con possibili riduzioni dei consumi energetici del 10-15% ottenibili attraverso interventi tecnicamente ed economicamente realizzabili in molti settori (abitazioni, ospedali, scuole, industrie ecc.);
- l'emissione di inquinanti climalteranti dovrebbe conseguentemente ridursi in questi settori, con un notevole contributo al rispetto degli impegni presi dall'Italia in relazione al Protocollo di Kyoto, mentre più difficile risulta la diminuzione delle emissioni nel settore dei trasporti;
- la produzione di energia da fonti rinnovabili a livello urbano è ancora troppo esigua se non insignificante;
- estremamente ridotta è la percentuale (7%) dei Comuni delle Regioni centro-meridionali che hanno predisposto il PEC, mentre al nord questa percentuale sale al 27%.

L'obiettivo della riduzione delle emissioni inquinanti derivanti dal sistema energetico locale risulta di primaria importanza, come nel Piano Energetico del Comune di Padova (deliberazione del Consiglio Comunale 0065 del 27/4/1999). Nel PEC di Padova viene infatti premesso che l'Amministrazione comunale ha la necessità di dotarsi di uno strumento di pianificazione dell'uso delle fonti rinnovabili di energia per rispondere efficacemente all'obiettivo di riduzione delle emissioni inquinanti e climalteranti.

L'Amministrazione comunale di Padova, anche in mancanza degli atti di pianificazione di livello superiore previsti dal medesimo articolo 5 della legge 10 del 9/1/1991, che in materia competono alla Regione o, in via sostitutiva, al Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, ritiene pertanto necessario procedere senza ritardo nella direzione indicata dagli atti normativi suddetti. L'approvazione del PEC si inserisce all'interno di una serie di attività e di strumenti operativi già funzionanti, con lo scopo di individuare in modo più preciso alcuni interventi di utilizzo razionale dell'energia già previsti dal piano di azione messo a punto dalla città di Padova e di definirne i percorsi gestionali per la loro concreta realizzazione. Le problematiche energetiche della città di Padova richiedono, infatti, una gestione efficace di tutte le risorse disponibili, affinché le azioni dal lato dell'offerta (mix di fonti energetiche utilizzate) e dal lato della domanda (uso razionale dell'energia) procedano nella direzione di uno sviluppo sostenibile sul territorio comunale.

Obiettivo della città di Padova entro il 2005 è, in primo luogo, quello di stabilizzare le emissioni al livello del 1990 (attuando interventi per una riduzione del 10% delle emissioni di CO<sub>2</sub>-equivalente), e di ridurle in seguito del 6,5% rispetto ai valori del 1990 (secondo gli obiettivi assunti a Kyoto). Le fonti energetiche rinnovabili e l'uso razionale dell'energia svolgono, tuttavia, un ruolo ancora marginale all'interno della realtà padovana. Secondo le previsioni, in assenza di interventi ed in funzione dell'evoluzione economica, il consumo di energia dovrebbe crescere in maniera costante nel futuro. Per contenere l'evoluzione prevista, sono state quindi predisposte una serie di iniziative di carattere specifico ed operativo per i diversi settori di consumo finale, in particolare:

- 1) risparmio elettrico (in tutti i macrosettori);
- 2) teleriscaldamento e risparmio nei consumi termici (in tutti i macrosettori);
- 3) sfruttamento dell'energia solare.

Gli interventi che riguardano il risparmio domestico (elettrico o termico) risultano essere quelli che danno il maggiore contributo alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Se nel settore residenziale venisse attivato l'intero potenziale di risparmio, la riduzione di emissioni consentirebbe non solo di superare abbondantemente i limiti di Kyoto per il singolo settore (riduzione di oltre il 18% di CO<sub>2</sub>-equivalente rispetto all'attesa riduzione del 6,5%), ma di produrre anche effetti sensibili sul bilancio complessivo, arrivando quasi a stabilizzare le emissioni complessive dei settori residenziale, terziario ed industria (riduzione del 6% di CO<sub>2</sub>-equivalente contro un incremento tra il 1997 e il 2005 dell'8,8%).

#### *5.4.5 Piani Energetici Provinciali*

Sebbene le Province (ad eccezione di quelle autonome di Trento e di Bolzano) non siano obbligate, per legge, a predisporre un proprio Piano Energetico, alcune di queste (circa 20 su 103 e fra queste Milano, Grosseto, Biella, Brescia, Torino, Belluno, Cremona, Agrigento, Sassari, Trento, Modena, Macerata, Mantova) hanno ritenuto opportuno dotarsi di questo strumento di programmazione. La Provincia riveste, infatti, un ruolo importante nella pianificazione di settori di attività all'interno dei quali risultano fondamentali gli aspetti energetici, quali il coordinamento delle attività di pianificazione territoriale ed urbanistica, la tutela dell'ambiente dalle emissioni inquinanti, la programmazione delle attività di gestione dei rifiuti e la tutela delle risorse idriche.

Lo "sviluppo sostenibile" costituisce il principale obiettivo della politica energetica provinciale. Sulla base di questo obiettivo, i Piani provinciali perseguono, come finalità specifiche, il contenimento dei consumi di energia, lo sviluppo delle fonti rinnovabili locali di energia e la tutela dell'ambiente.

Questi obiettivi sono presenti, ad esempio, anche nel "Piano Energetico Integrato dell'Area Metropolitana di Milano", predisposto dall'Amministrazione Provinciale di Milano (Atto 28233/246/86 del 10/12/1996), riassunti nell'acronimo RESQUE (Risorse Energetiche, Sostenibilità, Qualità, rapporti con la UE). La promozione della certificazione energetica degli edifici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili, l'implementazione dell'auto elettrica nel parco automobilistico dell'Amministrazione sono iniziative previste nel Piano per coniugare l'utilizzo delle risorse energetiche con il concetto della sostenibilità. L'avvio della sperimentazione del sistema EMAS (Eco Management and Audit Scheme - Regolamento CEE 1836/93) costituisce, inoltre, un obiettivo qualitativamente importante per l'Amministrazione provinciale, in quanto consente di cogliere concretamente l'invito delle autorità europee e nazionali ad avviare una fase di semplificazione degli adempimenti, di corresponsabilizzazione e di ricerca di politiche partecipate da parte dell'ente di controllo.

Relativamente allo sviluppo delle fonti rinnovabili ed assimilate, il Piano mette in evidenza come il recupero energetico da rifiuti solidi urbani, la cogenerazione, il teleriscaldamento di quartiere, il risparmio energetico (inteso come fonte energetica rinnovabile "virtuale") in particolare nel settore civile e nei trasporti, rappresentino gli ambiti applicativi a maggiore potenziale, anche se non sono trascurabili i contributi derivanti dalle risorse idrauliche della pianura irrigua e del sistema dei Navigli, e delle fonti geotermiche, in virtù di una loro consistente presenza a profondità nell'area milanese. Dall'utilizzo di queste risorse si può ipotizzare per la Provincia di Milano un risparmio complessivo di combustibili fossili del 15-20% dei consumi provinciali, pari a 11,4 Mtep nel 1994, ossia 1,5-2,2 Mtep/anno.

## Evoluzione delle tecnologie energetiche e spese per la ricerca

### 6.1 Evoluzione delle tecnologie energetiche

Le tecnologie energetiche di domanda e di offerta rivestono un ruolo determinante ai fini del contenimento dei consumi e dell'impatto ambientale derivante dal settore energetico. Tale ruolo diventerà ancora più centrale con l'attivazione dei cosiddetti meccanismi flessibili del Protocollo di Kyoto, in generale, e del "meccanismo di sviluppo pulito" (Clean Development Mechanism) in particolare. I paesi più sviluppati saranno infatti incentivati al trasferimento, verso i paesi in via di sviluppo, di tecnologie energetiche a impatto ambientale limitato, per la possibilità di conseguire crediti per le emissioni di gas serra da utilizzare eventualmente nel paese di origine. L'Italia appare ancora non attrezzata per competere alla pari nel ristretto circolo dei sistemi economici più avanzati per la scarsa innovazione dei prodotti, per il sistema di ricerca e sviluppo tecnologico (R&ST) non completamente all'altezza, per la complessiva perdita di competitività che si registra nei settori più innovativi. In particolare, il ritardo tecnologico nel settore dell'offerta dell'energia sembra condurre il paese a diventare un consumatore di tecnologie sviluppate altrove.

Se poi si considera la tendenza strutturale al rialzo dei prezzi dei prodotti petroliferi nel medio-lungo termine, appare chiara la necessità di mettere oggi in cantiere grandi progetti di ricerca e sviluppo nel settore delle tecnologie energetiche per essere in grado, fra vent'anni, di affrontare le sfide sul tappeto. Nel seguito, limitatamente al settore dell'elettrogenazione, viene fornito un quadro di sintesi dello stato di tali tecnologie, seguito da alcuni elementi di confronto sulle prestazioni tecnico-economico-ambientali. Per quanto sopra esposto, il quadro è riferito non soltanto alla situazione nazionale, che presenta peraltro alcune peculiarità rispetto agli altri paesi occidentali, ma anche alla situazione internazionale, evidenziando di volta in volta le eventuali differenze.

### 6.1.1 Tecnologie a combustibili fossili

Nell'ultimo decennio, gli sviluppi nel settore delle tecnologie di elettrogenazione a combustibile fossile sono stati dominati dalla crescente necessità di ridurre l'impatto ambientale e le emissioni degli impianti, in osservanza delle sempre più stringenti normative ambientali nazionali ed internazionali, contenendo nel contempo i costi di produzione. Di conseguenza i requisiti ambientali sono divenuti parte integrante delle specifiche di progettazione, costruzione ed esercizio dei nuovi impianti al pari dei tradizionali requisiti tecnico-economici di efficienza, affidabilità, disponibilità e costo. Analoghe motivazioni hanno condotto ad interventi di *retrofitting* e *repowering* negli impianti esistenti che, in molti casi, hanno prodotto non solo benefici sul piano ambientale ma anche un significativo miglioramento delle prestazioni tecniche, con un ritorno sui costi di produzione tale da compensare gli investimenti sostenuti. Nel seguito viene fornito, per ogni classe di impianti, un quadro sintetico dello stato di sviluppo attuale della tecnologia, del grado di penetrazione nel mercato italiano e, ove pertinente, degli interventi di *retrofitting* e *repowering* già effettuati o in corso.

#### 6.1.1.1 Impianti convenzionali con turbine a vapore

In questa classe rientrano la maggior parte degli impianti esistenti funzionanti con il tradizionale ciclo termico a vapore in regime sub-critico o super-critico, alimentati generalmente a carbone (impianti a polverino) o in grado di bruciare combustibili diversi (impianti *multifuel*) e, nel caso particolare dell'Italia (e della Turchia), alimentati spesso ad olio combustibile. Sulla spinta delle sempre più rigorose normative ambientali, nel decennio 1990-2000 i produttori italiani ed in particolare l'ENEL, hanno ormai quasi completato gli interventi di *retrofitting* di tali installazioni, fatta eccezione per alcuni impianti ormai a fine vita e con caratteristiche tecniche obsolete (cicli sub-critici), per i quali la vita residua e la perdita di efficienza conseguente all'intervento non giustificano il costo dell'investimento. Interventi di *retrofitting* hanno riguardato in particolare:

- l'installazione di desolforatori (tipo FDG), precipitatori elettrostatici e de-nitrificatori (tipo DENOX *scrubbers*) dei fumi;
- l'installazione di sistemi di controllo della combustione attraverso la sostituzione dei bruciatori;
- l'introduzione di sistemi di iniezione di composti di calcio e sodio per il controllo della SO<sub>2</sub> e di ammoniaca ed urea per il controllo degli NO<sub>x</sub> nella fase di combustione.

Tuttavia, il solo *retrofitting* contribuisce negativamente alla riduzione della CO<sub>2</sub> in quanto comporta in generale una riduzione dell'efficienza dell'impianto. Al fine di contenere anche le emissioni di CO<sub>2</sub>, ridurre i costi di produzione ed estendere la vita degli impianti, in molti casi al *retrofitting* sono stati preferiti interventi di *repowering* che comportano, in generale, oltre alla installazione di tecnologie di abbattimento degli inquinanti, vere e proprie ristrutturazioni dell'impianto stesso con sostituzione dei componenti principali, introduzione di sistemi di combustione a letto fluido o l'installazione, in particolare in Italia, di cicli combinati con turbina a gas in testa a cicli a vapore esistenti.

Tali interventi richiedono in generale investimenti maggiori, ma comportano, oltre ai benefici ambientali, miglioramenti sostanziali della efficienza e della disponibilità di

impianto, riduzioni dei costi di manutenzione e flessibilità nell'uso di combustibili diversi (impianti policombustibili).

Negli impianti di nuova concezione invece, tutti a ciclo super-critico, ed in quelli più avanzati a ciclo ultra-critico, il miglioramento delle efficienze dovuto all'incremento delle pressioni e delle temperature di processo, compensa largamente e supera la riduzione dell'efficienza dovuta all'introduzione dei sistemi di abbattimenti degli inquinanti. Gli impianti super-critici, operanti a pressioni di 225 bar e temperature del surriscaldato di 540 °C, ormai in uso in tutto il mondo da circa 25-30 anni, hanno registrato un incremento dell'efficienza (38-41%) di circa 8 punti rispetto ai tradizionali impianti sub-critici (33-35%), mentre gli impianti ultracritici (300-350 bar, 600 °C), pur con efficienze ancora maggiori (43-45%), non hanno ancora trovato una vera penetrazione nel mercato (almeno in Italia) a causa degli elevati costi di investimenti e della concomitante competitività di altre tecnologie.

#### 6.1.1.2 Impianti a ciclo combinato con turbina a gas

L'impetuoso sviluppo della tecnologia delle turbine a gas, ed in particolare dei cicli combinati con turbina a gas, iniziato già nel decennio 1980-90, è continuato anche nel decennio 1990-2000; tale sviluppo è stato trainato da una serie di fattori che fanno dei cicli combinati gli impianti di elettrogenazione attualmente più competitivi in termini economici ed ambientali. Tra questi fattori vanno senza dubbio menzionati:

- a) il ridotto impatto ambientale della combustione del gas naturale (basse emissioni di precursori di piogge acide e gas serra);
- b) i contenuti costi e tempi di costruzione (3 anni);
- c) l'elevato livello di efficienza conseguibile (55-60%);
- d) la modularità di impianto;
- e) la flessibilità di esercizio.

Sono attualmente in commercio turbine a gas con potenze unitarie da 5 a 250 MW ed impianti modulari a ciclo combinato con potenze installate che vanno da 100 a 750-1000 MW. L'elevata efficienza dei cicli combinati è resa possibile dall'altissima temperatura di ingresso del gas in turbina (1100-1200 °C), ed ulteriori sviluppi sono previsti nel breve termine con ingressi a 1400 °C, grazie al miglioramento della tecnologia e dei materiali delle pale dei primi stadi della turbina. L'entalpia dei gas in uscita dalla turbina a gas è quindi largamente sufficiente a produrre vapore surriscaldato di alta qualità e ad alimentare un ciclo con turbina a vapore a valle della turbina a gas. Occorre tuttavia rilevare che l'estrema competitività del mercato dell'impiantistica termoelettrica ha indotto negli ultimi anni i costruttori ad immettere sul mercato, in tempi ridotti, turbine ad altissime prestazioni senza una adeguata fase di prove tecnologiche. Ciò ha comportato recentemente clamorosi eventi di guasto, con danni notevolissimi agli impianti, che hanno riguardato quasi tutti i maggiori produttori mondiali (Siemens, ABB, Alstom, General Electric).

I cicli combinati alimentati a gas naturale hanno prodotto in circa 20-25 anni una vera rivoluzione nel settore della produzione elettrica mondiale, guadagnando rapidamente il ruolo di impianti adibiti alla produzione di base grazie ai ridotti costi di produzione.

Il combustibile utilizzato negli impianti a ciclo combinato è prevalentemente gas naturale, ma può essere impiegato anche gas a più basso potere calorifico derivato ad esempio dalla gasificazione del carbone o dalla gasificazione di residui di lavorazione (ad esempio i residui di raffineria).

Questi impianti integrati di gasificazione e ciclo combinato – nei quali la parte gasificazione è di entità tecnologica ed economica confrontabile con il ciclo combinato – offrono notevoli miglioramenti in termini di efficienza ed emissioni: rispetto agli impianti tradizionali a carbone presentano, per esempio, riduzioni di emissione di CO<sub>2</sub> dell'ordine del 15% senza richiedere additivi nel processo di combustione.

Va peraltro osservato che, allo stato attuale, la competitività economica di questi complessi impianti non è ancora raggiunta nella generalità delle situazioni, anche se è prevedibile un'evoluzione positiva nei prossimi anni. Infatti, è già possibile registrare numerose realizzazioni di notevole impegno ed interesse industriale negli Stati Uniti e, con diversi tipi di sovvenzioni, in Europa. Qui, in particolare, si segnala l'impianto olandese a carbone di Bugenum (nel sud dell'Olanda), che è il più grande impianto del genere, già in funzione da alcuni anni, e l'impianto a carbone di Puertollano in Spagna. In Italia sono in fase di completamento o di entrata in funzione i grandi impianti dell'API nelle Marche, della Saras in Sardegna e della ISAB in Sicilia, i quali utilizzano i residui di raffineria (tar). Si ricorda anche che si è conclusa positivamente la fase di *project financing* e autorizzativa del grande impianto integrato di gasificazione e ciclo combinato da 450 MW elettrici, che utilizza il carbone del Sulcis in Sardegna.

### 6.1.1.3 Impianti a letto fluido

Le tecnologie di combustione a letto fluido (atmosferico o pressurizzato) consentono di integrare il controllo degli inquinanti direttamente nella fase di combustione, senza ricorrere a processi di trattamento degli effluenti gassosi. Aggiungendo al combustibile particelle di calcare (*limestone*) ed operando la combustione in corrente d'aria fluente dal basso, è possibile abbassare la temperatura di combustione sfruttando il miglior trasporto di massa e di calore e riducendo così all'origine la produzione di NO<sub>x</sub>, mentre le particelle di calcare provvedono nel contempo all'assorbimento della SO<sub>2</sub>. Gli impianti a letto fluido consentono inoltre di bruciare, con un ridotto impatto ambientale, carboni di vario tipo o altri combustibili fossili di basso pregio.

A causa della presenza dell'additivo, la produzione di CO<sub>2</sub> risulta leggermente maggiore rispetto ai tradizionali impianti a polverino, ma è compensata in generale dai maggiori rendimenti conseguibili. In particolare, negli impianti a letto fluido pressurizzato i gas in pressione uscenti dalla caldaia, dopo aver subito un incremento di temperatura mediante ricombustione in gas naturale, possono essere inviati in una turbina a gas, realizzando così un ciclo combinato in cui il 20% della potenza è prodotta dal turbogas e l'80% dalla turbina a vapore, con un ulteriore incremento di efficienza rispetto agli impianti convenzionali.

In ambito internazionale, gli impianti a letto fluido atmosferico (AFBC) trovano già un significativo impiego commerciale, mentre quelli a letto pressurizzato (PFBC) sono ancora in fase di prototipo commerciale a causa della maggiore complessità impiantistica. Entrambi sono in genere progettati con caratteristiche modulari che consentono una notevole flessibilità in termini di potenza unitaria installata (100-600 MW). Le efficienze sono dell'ordine del 40-42%, fino a valori del 44-45% nel caso dei PFBC.

In Italia tale tecnologia non ha trovato finora particolare attenzione a causa del ridotto impiego del carbone nella produzione termoelettrica, della competitività dei cicli combinati alimentati a gas naturale, e del previsto eventuale ricorso, nel medio-lungo termine, ad impianti con gasificatore dei residui pesanti di raffineria (tar) di cui il paese dispone in notevole quantità per la cospicua presenza dell'industria di raffinazione del greggio.

#### 6.1.1.4 Celle a combustibile

Le celle a combustibile sono dispositivi elettrochimici che convertono energia prodotta in reazioni chimiche direttamente in energia elettrica. Sono classificate in base all'elettrolita utilizzato nel processo: PEFC (elettroliti a polimeri), AFC (elettroliti alcalini), PAFC (elettrolita ad acido fosforico), MCFC (elettroliti a carbonati fusi), SOFC (elettroliti ad ossidi solidi), con temperature di esercizio che variano dagli 80 °C delle PEFC, ai 650 °C delle MCFC, fino ai circa 1000 °C delle SOFC. Le celle a combustibile possono essere adibite al servizio di base ma anche al servizio a carico parziale con una ridotta perdita di efficienza.

Ulteriori vantaggi riguardano la possibilità di utilizzare combustibili diversi, tra cui gas naturale, gas di petrolio liquefatto (GPL) ed idrogeno, la possibilità di impiego decentralizzato in installazioni remote, con recupero anche del calore residuo, e la possibilità di utilizzo nel settore trasporti (autoveicoli).

Tali vantaggi, insieme a quelli associati in genere ai processi di conversione diretta (assenza di componenti dinamici), alla elevata efficienza di conversione ed al ridotto impatto ambientale (e.g., riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa il 40% rispetto ai migliori impianti convenzionali), rendono tale tecnologia una delle più promettenti nel breve-medio termine anche in considerazione dei notevoli sviluppi conseguiti negli anni 90 dalla ricerca di settore. Di particolare rilievo, a tale proposito, sono i risultati conseguiti da alcune aziende nord-americane che hanno ormai raggiunto, per alcuni tipi di celle a combustibile (PAFC, MCFC), la fase di pre-commercializzazione su larga scala, risolvendo buona parte dei problemi tecnologici associati alla corrosione e alla stabilità dei materiali ad alta temperatura.

Per quanto riguarda la produzione centralizzata di energia elettrica, la prospettiva è la realizzazione di impianti con gasificatore integrato (IGMCFC, IGSOFC) che consentono l'impiego, come combustibile primario, di gas di sintesi ad alto contenuto di metano prodotto dalla gasificazione del carbone e che prevedono di associare un ciclo a vapore a valle dell'impianto con celle a combustibile, con un notevole incremento dell'efficienza complessiva.

#### 6.1.2 *Tecnologie per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili*

Le tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili sono tutte caratterizzate da un ridotto impatto ambientale in termini di emissioni e presentano una struttura dei costi dominata dal costo di impianto, con costi di combustibile nulli o trascurabili e costi di esercizio in generale contenuti. Il carattere stocastico di alcune di queste fonti (solare ed eolico), la forte dipendenza dal sito di installazione o la combinazione di produzione di energia elettrica con la fornitura di servizi ambientali (impianti a rifiuti solidi urbani (RSU)) rendono più complessa l'individuazione dei costi unitari di impianto e di esercizio e il confronto tecnico-economico con le tecnologie tradizionali. Gli sviluppi tecnologici

intercorsi nell'ultimo decennio hanno favorito la penetrazione nel mercato energetico di alcune fonti rinnovabili, come ad esempio l'energia eolica che ha raggiunto ormai la maturità industriale e la competitività commerciale.

Le tecnologie rinnovabili giocheranno un ruolo importante negli scenari energetici futuri. Le stesse maggiori aziende petrolifere mondiali (per esempio BP-Amoco, Shell) non solo riconoscono ciò nei loro studi strategici, ma si attrezzano anche per diventare *global energy company*, con un'offerta non più limitata a quello che era il loro *core business*, ma estesa per esempio al fotovoltaico (BP-Amoco e Shell) ed alle biomasse (BP-Amoco). D'altra parte, la scelta e l'ottimizzazione dell'opzione tecnologica più conveniente dipenderanno sempre di più da fattori locali, regionali e sociali, favorendo la diversificazione delle fonti e delle tecnologie energetiche. Nel seguito, per semplicità di esposizione, vengono raggruppate le tecnologie rinnovabili tradizionali (idroelettrico e geotermia) che avendo ormai da tempo raggiunto la maturità commerciale presentano elementi di innovazione e sviluppo più limitato nello scenario nazionale e nei paesi occidentali, mentre vengono singolarmente passate in rassegna le tecnologie rinnovabili non tradizionali (eolico, solare, impianti a biomassa, impianti a RSU), che negli anni 90 hanno ricevuto notevole impulso ed attenzione anche in seguito alla crescente consapevolezza dei problemi legati alla riduzione delle emissioni ed alla prevenzione dei cambiamenti climatici.

#### 6.1.2.1 Impianti idroelettrici

Le tradizionali classificazioni internazionali degli impianti idroelettrici sono basate sulla caratteristica idrografica dei siti (impianti ad acqua fluente ed impianti a bacino o a salto geodetico, equipaggiati rispettivamente con turbine tipo Kaplan, Francis e Pelton), o sulla taglia unitaria degli impianti (grandi impianti con potenza installata > 25 MW, piccoli impianti con potenze tra 100 kW e 25 MW e micro impianti con potenze < 100 kW). Le residue potenzialità di installazioni sul territorio nazionale (lo sfruttamento delle risorse idroelettriche italiane è stimato essere uno dei più alti del mondo, con valori intorno al 70-75% dei siti disponibili e a circa l'80% della potenza installabile) riguardano prevalentemente piccoli impianti a salto geodetico nella fascia bassa di potenza e, più frequentemente, micro impianti, caratterizzati in generale da alti costi di realizzazione, con incidenza delle opere civili intorno al 60% del totale e, conseguentemente, con alti costi di produzione. L'orientamento prevalente dei programmi di sviluppo europei di tale tecnologia è quello di favorire installazioni di piccola taglia (< 5 MW) per uso promiscuo della risorsa idrica; tali impianti consentono di associare alla produzione elettrica servizi diversi, come ad esempio la fornitura di acqua per irrigazione, usi industriali, oltre naturalmente a promuovere il recupero e la ristrutturazione di siti abbandonati o non adeguatamente sfruttati.

#### 6.1.2.2 Impianti geo-termoelettrici

Si distinguono i tradizionali impianti che sfruttano direttamente sorgenti naturali di vapore a temperature > 150 °C da quelli che sfruttano sorgenti a bassa temperatura (< 100 °C) e che fanno uso di sistemi a ciclo binario per vaporizzare fluidi basso-bollenti. Le prospettive di innovazione in geotermia riguardano prevalentemente le tecniche di frantumazione artificiale di rocce secche calde (*hot dry rocks*) e la perforazione di pozzi in prossimità di corpi magmatici situati a profondità accessibili, nei quali viene immessa

acqua recuperando il vapore così prodotto che viene poi utilizzato per la produzione di elettricità con turbine a vapore convenzionali. Prescindendo da tali tecniche, che richiedono ancora notevoli investimenti di R&S prima dell'eventuale sfruttamento commerciale, la taglia media unitaria degli impianti geotermici tradizionali va dai 50 a 150 MW secondo il tipo di impianto.

Lo sfruttamento delle risorse geotermiche comporta un limitato impatto ambientale associato alle emissioni di CO<sub>2</sub> (1-400 µg/kWh), per l'immissione in atmosfera del vapore esausto, di H<sub>2</sub>S (0,3-9,5 g/kWh), di mercurio (45-900 µg/kWh), di ammoniaca (60-1950 g/kWh) e radon (3700-78.000 Bq/kWh).

Questi impatti, come altri potenzialmente derivanti da fenomeni di subsidenza nei siti di sfruttamento, possono essere notevolmente ridotti, spesso eliminati del tutto, reiniettando i fluidi esausti nei pozzi di prelievo.

L'Italia, con circa 800 MW di potenza installata, mantiene un ruolo prioritario in Europa e a livello mondiale sia nella produzione di energia geo-termoelettrica che nelle tecnologie di sfruttamento.

### 6.1.2.3 Impianti eolici

Negli anni 90 la tecnologia per lo sfruttamento dell'energia eolica ha raggiunto la maturità industriale e la competitività economica. In diversi paesi europei (Germania, Danimarca, Spagna) ha già guadagnato quote di mercato significative. Al 30 giugno 2000, in Germania risultavano installati 5000 MW di potenza eolica, in Danimarca 2000 MW e in Spagna altri 2000 MW. Alla stessa data in Italia l'installato raggiungeva circa 350 MW. Negli Stati Uniti, prima della fine del 2001, risulteranno completati 5000 MW, che si porteranno a 80.000 MW in circa 20 anni<sup>1</sup>.

Turbine a vento vengono ormai correntemente installate e connesse alla rete sia in forma isolata che in installazioni multiple (*wind farms*) e quasi tutti i paesi avanzati hanno ormai ultimato la mappatura dei siti con caratteristiche eoliche adeguate. Il mercato è attualmente dominato dai generatori ad asse orizzontale con potenza unitaria tra 75 e 500 kW e diametro dei rotori tra 16 e 36 metri; macchine con potenza superiore, dell'ordine del MW, stanno rapidamente conquistando quote di mercato grazie ad una forte riduzione dei costi di investimento di circa 10 volte nell'arco di 10 anni. L'eventuale sviluppo degli impianti *offshore* costituisce una ulteriore opportunità di espansione delle tecnologie eoliche, che tuttavia è ancora condizionata dagli elevati costi delle fondazioni e delle piattaforme che giustificano soltanto installazioni multimegawatt. In Danimarca, a fine 2000, risulteranno installati 50 MW *offshore*. La tecnologia eolica è anche adatta per installazioni remote in regioni non servite dalle reti e, in linea di principio, trova enormi possibilità di applicazione nei paesi in via di sviluppo. In tal caso, la natura stocastica della sorgente richiede sistemi di accumulo dell'energia che presentano ancora caratteristiche di esercizio non del tutto soddisfacenti e costi elevati. Lo sfruttamento dell'energia eolica comporta limitate emissioni acustiche degli areogeneratori nella zona ed a volte un impatto visivo sul territorio, oltre a problemi di interferenza sui segnali elettromagnetici. Per quando riguarda l'impegno territoriale, occorre rilevare che, in un impianto tipico, soltanto il 2% del territorio impegnato è occupato dalle turbine a vento e

<sup>1</sup> Luciano Pirazzi, comunicazione privata (ENEA, 19 ottobre 2000).

dai relativi dispositivi impiantistici mentre il restante 98%, pur vincolato dalla presenza dell'impianto, è comunque utilizzabile per altri usi.

#### 6.1.2.4 Tecnologie solari fotovoltaiche

La conversione diretta di energia solare in energia elettrica mediante celle fotovoltaiche presenta importanti possibilità di miglioramento tecnologico e su di essa si concentrano ingenti investimenti di R&S in tutti i paesi occidentali, con la prospettiva di mettere a punto una tecnologia a ridotto impatto ambientale, economicamente competitiva e con diffusa opportunità di sfruttamento. Oltre al tradizionale silicio, celle fotovoltaiche sono realizzate anche con arseniuro di gallio, tellururo di cadmio e diseleniuro di rame-indio (CdTe, CuInSe<sub>2</sub>); queste ultime però non hanno ancora raggiunto un'apprezzabile rilevanza industriale. Le celle solari vanno in genere a comporre i moduli fotovoltaici.

La taglia degli impianti, in linea di principio illimitata, è attualmente limitata a potenze di vari MW. La tecnologia in questo momento più collaudata e disponibile commercialmente è quella delle celle a base di silicio a cristallo singolo o multicristallino. Le celle a film sottile di silicio amorfo risultano in genere meno efficienti nella conversione e hanno presentato nel passato aspetti di stabilità e durata che ne hanno condizionato lo sviluppo ulteriore. Bisogna tenere presente che questa tecnologia consente costi di produzione sensibilmente più bassi. Film sottili policristallini di più recente concezione offrono invece efficienza superiori (prossime al 20%), insieme ad ottime prestazioni di stabilità e durata. Infine, facendo uso di dispositivi sperimentali *tandem* ottimizzati per la cattura di un più ampio spettro dell'energia incidente, sono state raggiunte efficienze superiori al 30%. Tali dispositivi richiedono però ulteriori sviluppi tecnologici.

In generale l'efficienza attuale di un modulo fotovoltaico varia tra il 10% e il 15%, con valori prossimi al 20% nel caso di moduli equipaggiati con sistemi di concentrazione della luce.

Gli attuali impianti fotovoltaici hanno efficienza complessiva di conversione di circa l'8%, con prospettive di miglioramento fino al 20% nell'arco dei prossimi 10-15 anni. La vita media attuale è vicina ai 30 anni nel caso di silicio cristallino, mentre la disponibilità di impianto raggiunge anche il 30%.

Obiettivo principale di tutte le attività di R&ST è la riduzione del costo dei dispositivi prodotti. Tale riduzione è perseguita non solo attraverso l'aumento dell'efficienza di conversione, l'innovazione nei processi di fabbricazione ed il limitato uso di materia prima, ma anche con volumi di produzione più elevati. Nel campo del silicio cristallino, enfasi è posta su nuovi processi per l'approvvigionamento del materiale di base per l'industria fotovoltaica utilizzando schemi che richiedono meno energia e più limitato impatto ambientale. In questo campo, molto lavoro è svolto per la fabbricazione di celle a strati sottili di silicio multi-cristallino su appositi substrati (ceramici, carbonio e, più recentemente, vetro resistente alle alte temperature), soprattutto per la migliore comprensione dei fenomeni di intrappolamento della luce negli strati sottili e per la possibilità di raggiungere efficienze di conversione elevate.

Per quanto riguarda i moduli fotovoltaici si segnala, negli ultimi anni, l'adattamento della struttura a quella degli elementi di copertura di tetti e facciate di edifici. L'obiettivo è quello di sviluppare prodotti in grado di sostituire completamente (piuttosto che ricoprire) gli elementi attualmente utilizzati a tale scopo.

In generale, in Europa la ricerca di settore è diffusa e ben finanziata e, grazie soprattutto alla Germania, non denuncia ritardi rispetto ad altri paesi OCSE (USA, Giappone, Australia).

L'impatto ambientale del solare fotovoltaico è limitato alla sola fase di produzione delle celle, senza ulteriori problemi ambientali nella fase di esercizio dell'impianto. I costi di produzione sono tuttora elevati. Con l'attuale tendenza di rapida riduzione dei costi, il solare fotovoltaico è destinato a divenire commercialmente competitivo in tempi relativamente ridotti (10-15 anni) ed a penetrare rapidamente nel mercato energetico, sia per applicazioni diffuse che per la produzione centralizzata di energia elettrica.

#### 6.1.2.5 Solare a media e alta temperatura

L'attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore è stata portata avanti da diversi enti di ricerca in Germania (DLR e ZSW), Svizzera (PSI), Francia (CNRS) e Spagna (Ciemat e Plataforma Solar de Almeria o PSA). Attualmente buona parte delle attività sperimentali sono condotte presso la PSA, gestita dal Ministero dell'industria spagnolo in cooperazione con il centro tedesco DLR. Le linee di sperimentazione riguardano:

- *concentratori parabolici lineari (CPL)*. In questo schema, il vapore è generato direttamente nel ricevitore: tale soluzione permetterebbe l'eliminazione del fluido termovettore intermedio con conseguente riduzione dei costi (in previsione circa 8-10%). Il problema è il controllo del flusso di un fluido bifase in condizioni di irraggiamento solare variabile. Sono stati effettuati test di prototipi relativi a nuovi assorbitori selettivi (a tale progetto ha partecipato anche l'italiana Conphoebus). La riduzione delle perdite termiche e degli stress termomeccanici dovuti ad un riscaldamento irregolare per concentratori di nuova concezione rappresentano le tematiche di maggior impegno per ricercatori e tecnologi;
- *concentratori parabolici puntuali (CPP)*. Alla PSA attività di ricerca su tale tecnologia sono cominciate dal 1991. È stato realizzato un campo prove costituito inizialmente da tre dischi parabolici della Schlaigh Bergermann und Partner (SBP) di 9 kWe ciascuno; tale campo ha permesso l'elaborazione e la verifica di un codice di simulazione per moduli fino a 25 kWe. L'obiettivo è la realizzazione di un campo prove ben più ampio, comprendente sia numerosi dischi parabolici, sia un campo fotovoltaico in modo da effettuare un confronto fra le due tecnologie in condizioni di uguale irraggiamento;
- *torre centrale*. Dopo la realizzazione del primo impianto CESA-I da 9 MWt, si è realizzato un secondo impianto sperimentale da 2,7 MWt. Le attuali linee di ricerca sono focalizzate su:
  - realizzazione di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura efficaci e economici;
  - sperimentazione di nuovi ricevitori volumetrici;
  - realizzazione di eliostati più economici.

In questo segmento, essendo presenti sistemi in grado di fornire potenze elettriche da alcuni kW fino a centinaia di MW, sono stati realizzati sistemi *stand-alone* per l'elettrificazione rurale, fino ad impianti di potenza collegati alla rete elettrica.

Le applicazioni su scala commerciale della tecnologia CPL sono state abbastanza numerose e convincenti. Con i 354 MWe installati in California (USA) dalla compagnia israeliana LUZ Company fra il 1984 e la fine del 1990, questa tecnologia ha dimostrato buona affidabilità tecnica ed efficienza economica. Nelle condizioni di irraggiamento massimo, tali sistemi sono attualmente in grado di produrre energia elettrica al costo di 0,09-0,10 \$/kWh, inferiore, per esempio, a quello degli impianti fotovoltaici.

Previsioni del Department of Energy degli Stati Uniti fanno intravedere la possibilità di arrivare, entro i prossimi dieci anni, a 0,05 \$/kWh. Come termine di confronto con la situazione nazionale, si consideri che il CIP 6/92 fissava, per l'energia elettrica da impianti fotovoltaici, un prezzo di acquisto di circa 220 Lit/kWh. La tecnologia CPL già provata commercialmente, e la più competitiva fra quelle solari, associa a tempi brevi di realizzazione, una buona flessibilità di impiego. In linea di principio, essa può essere integrata nei convenzionali cicli combinati gas-vapore, per fornire energia al secondo stadio e per incrementare, con limitato costo aggiuntivo, la potenza complessiva dell'impianto.

La tecnologia CPP, invece, non è stata ancora provata commercialmente su scale significative. Grazie soprattutto all'attività di ricerca sviluppata in Europa (PSA), negli USA ed in Australia (dove si è realizzato il più grande disco parabolico del mondo con una apertura di 400 m<sup>2</sup> ed una potenza di picco pari a 50 kW), la tecnologia dovrebbe essere ormai pronta. Tali concentratori presentano i più alti costi di produzione dell'energia elettrica, ma sono quelli in grado di raggiungere il rendimento più alto e sono interessanti per la loro modularità.

### *6.1.3 Combustione di biomassa e di rifiuti solidi urbani*

#### *6.1.3.1 Impianti a biomassa*

Energia da biomassa può essere prodotta da una grande varietà di materiali organici come pure da apposite coltivazioni agricole o da residui della lavorazione di prodotti agricoli e forestali. L'energia elettrica può essere generata per combustione diretta di tali prodotti o convertendo le biomasse in combustibili intermedi come ad esempio biogas di sintesi, metanolo, etanolo, oli vegetali, utilizzabili peraltro anche nel settore trasporti. La taglia unitaria degli impianti di elettrogenazione da biomassa varia da centinaia di kW a decine di MW e, in particolare nei paesi in via di sviluppo, tali impianti associano alla produzione di elettricità la produzione di calore (cogenerazione).

A causa della grande varietà di impianti e di combustibili risulta difficoltoso generalizzare l'impatto ambientale della combustione delle biomasse. Tuttavia in termini di CO<sub>2</sub> un orientamento prevalente è che l'uso delle biomasse non comporta un contributo alle emissioni (a meno delle emissioni marginali legate al taglio, raccolta, movimentazione e trasporto). Nonostante tali vantaggi, l'uso su larga scala delle biomasse comporta comunque problemi ambientali legati all'estensione delle aree destinate alle coltivazioni nel caso di biomasse primarie, alla sottrazione di territorio alle coltivazioni alimentari, all'uso di fertilizzanti e alla lisciviazione dei terreni. I costi di produzione, invece, sono resi elevati principalmente dai costi di raccolta, trasporto ed eventuale trasformazione dei combustibili. Mentre sono di grande rilevanza gli studi di valutazione del ciclo dei sistemi di trasporto e dell'impatto territoriale, le attività di R&S sono in generale tese ad

ottimizzare le varie fasi del ciclo del combustibile, con l'obiettivo prioritario di raggiungere, per queste utilizzazioni, la competitività industriale.

### 6.1.3.2 Impianti a rifiuti solidi urbani

Lo sfruttamento di rifiuti solidi urbani (RSU) per la produzione di elettricità può avvenire per combustione diretta o, indirettamente, attraverso la combustione di gas di scarica. Tra gli impieghi diretti, la tecnologia degli inceneritori è ben consolidata e richiede prevalentemente componenti di tipo convenzionale, mentre gli impianti a pirolisi richiedono una tecnologia più avanzata ancora in fase di sperimentazione, prevalentemente in impianti pilota. In entrambi i casi si tratta in genere di impianti cogenerativi per la produzione combinata di elettricità e calore destinato a teleriscaldamento.

Il consumo medio degli impianti con inceneritore è dell'ordine delle 17.000 t/a di RSU per MW di potenza elettrica, con una taglia unitaria degli impianti variabile tra 6 e 24 MW, corrispondente ad una potenzialità di smaltimento di RSU di circa 100.000-400.000 t/a.

La combustione di RSU di origine organica non dà luogo ad emissioni aggiuntive di CO<sub>2</sub> e metano rispetto allo smaltimento in discarica e comporta inoltre il vantaggio di ridurre i volumi e il costo dello smaltimento in discarica.

L'incenerimento di rifiuti plastici, tuttavia, comporta emissioni di composti di idrogenati di cloro, di policiclici aromatici, di diossina e furani e particolare attenzione deve essere riservata all'immissione in atmosfera di metalli pesanti quali cadmio e mercurio. L'emissione degli effluenti più tossici può essere limitata, o totalmente evitata, attraverso il controllo della temperatura di combustione o mediante l'adozione di opportuni sistemi di abbattimento, come pure l'emissione di ceneri può essere evitata attraverso il riciclo in camera di combustione.

Un problema tecnologico comune sia alla combustione diretta che a quella indiretta dei RSU è costituito dall'estrema aggressività chimica dei combustibili, che comporta una ridotta vita media dei bruciatori e di altri componenti dell'impianto. In generale, la combustione dei RSU trova notevole opposizione da parte dell'opinione pubblica in vari paesi tra cui l'Italia, soprattutto per quanto riguarda la installazione di nuovi impianti. I costi di impianto e di esercizio di tali tecnologie sono particolarmente elevati a causa dell'usura e della frequente sostituzione dei componenti e, più in generale, della notevole complessità del ciclo di selezione del combustibile. Tali costi sono in parte compensati dal costo nullo del combustibile e dal vantaggio economico derivante dal servizio di smaltimento.

Si segnala in Italia l'iniziativa ENEL, per lanciare impianti di combustione di rifiuti assieme a polverino di carbone. Tale processo è già in avanzata fase di sperimentazione nelle stesse centrali ENEL. La proposta ha l'obiettivo di applicare questa soluzione di co-combustione carbone-rifiuti in centrali fino a taglie di 300 MW elettrici, valorizzando e utilizzando per l'operazione, ove possibile, investimenti già effettuati in precedenza.

## 6.1.4 L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra

### 6.1.4.1 Introduzione

L'idrogeno è un vettore ideale per un sistema energetico "sostenibile", in quanto:

- può essere prodotto da una pluralità di fonti (combustibili fossili, con separazione della CO<sub>2</sub>; rinnovabili; nucleare), tra loro intercambiabili e disponibili su larga scala per le generazioni future;
- può essere impiegato in applicazioni diversificate (dal trasporto alla generazione di energia elettrica, per taglie dai watt ai multiMW), con un impatto ambientale nullo o estremamente ridotto sia a livello locale che globale.

Accanto agli indubbi vantaggi, l'introduzione dell'idrogeno come vettore energetico per il lungo termine presenta però numerosi problemi connessi allo sviluppo delle tecnologie necessarie per rendere il suo impiego economico ed affidabile, nelle diverse fasi di produzione, trasporto, accumulo, utilizzo.

Lo sviluppo di tali tecnologie è oggetto dei programmi che, con risorse crescenti, sono portati avanti nei maggiori paesi industrializzati. In tal senso si sta operando anche in Italia, con una serie di interventi in parte già avviati. Questi riguardano tutto il ciclo dell'idrogeno e si pongono, nel medio termine, l'obiettivo di sviluppare le tecnologie che consentano di introdurre questo vettore nelle nicchie di mercato più promettenti. Solo successivamente si punterebbe, quindi, ad una sua diffusione su ampia scala.

### 6.1.4.2 Produzione

A questo riguardo, appare utile evidenziare gli aspetti più critici. Essi sono: costo elevato; fonte primaria da impiegare come sorgente di idrogeno; tipo di energia necessaria per la sua produzione.

In prospettiva, la produzione potrà utilizzare l'energia nucleare e le energie rinnovabili, a partire dall'acqua e dalle biomasse, ma i combustibili fossili rappresentano la soluzione più vicina e quella su cui puntare per il medio termine. Le principali alternative sono riportate nel seguito.

*Combustibili fossili.* Le tecnologie di produzione di idrogeno, a partire dai combustibili fossili (*steam reforming*, ossidazione parziale, gassificazione), sono mature, anche se suscettibili di ulteriori miglioramenti da un punto di vista energetico e di impatto ambientale. Il problema da risolvere è quello della separazione e del confinamento della CO<sub>2</sub> prodotta insieme all'idrogeno, separazione e confinamento che potranno essere richiesti nel medio termine anche a valle degli impianti convenzionali. Lo sviluppo di soluzioni economiche ed affidabili per il confinamento della CO<sub>2</sub> richiede un intervento di ampie dimensioni, che va dalle tecnologie di separazione (membrane, processi di assorbimento o di adsorbimento, processi criogenici), a quelle per il trasporto, alla individuazione di soluzioni valide per l'immagazzinamento a lungo termine (giacimenti esauriti di metano o petrolio, oceani, acquiferi), alla possibilità di incrementare i processi di fissazione biologica.

Nella situazione italiana il combustibile di riferimento è il gas naturale, anche se vanno considerati altri combustibili, come i residui petroliferi pesanti ed i processi di gassificazione degli stessi.

In particolare, per il gas naturale occorrerà seguire con attenzione anche lo sviluppo di processi alternativi allo *steam reforming* e alla ossidazione parziale, come quelli di pirolisi, che portano alla separazione diretta del carbonio senza produzione di CO<sub>2</sub>.

*Biomasse.* La produzione di idrogeno da biomasse si presenta molto interessante, ma nessuno dei processi proposti ha ancora raggiunto la maturità industriale. Le diverse alternative (gassificazione; pirolisi e successivo *reforming* della frazione liquida prodotta; produzione di etanolo e *reforming* dello stesso; produzione biologica attraverso processi basati su fenomeni di fotosintesi o di fermentazione) richiedono tutte, anche se a livelli diversi, un impegno notevole di ricerca, sviluppo e dimostrazione.

*Elettrolisi dell'acqua o scissione della stessa ad alta temperatura.* La produzione per elettrolisi dell'acqua è un processo abbastanza consolidato, che consente di ottenere idrogeno praticamente puro, ad un costo che può diventare economicamente accettabile nel medio termine, solo se l'energia elettrica necessaria viene generata ad un costo estremamente basso (da impianti idroelettrici, da nucleare, da fonti rinnovabili). La scissione dell'acqua ad alta temperatura può essere effettuata in linea di principio utilizzando fonti di calore diverse (solare, nucleare) e diversi processi (ad es. reazioni chimiche invertibili), ma la sua fattibilità industriale è ancora da dimostrare.

#### 6.1.4.3 Trasporto e accumulo

L'idrogeno può essere trasportato ed accumulato in forma gassosa, liquida oppure adsorbito su materiali speciali; ogni forma presenta aspetti favorevoli e svantaggi e tutte, se pur in gran parte già impiegate, richiedono significativi sforzi di ricerca e sviluppo per essere affidabili e competitive.

Per il trasporto dell'idrogeno gassoso si può pensare a qualcosa di equivalente ai gasdotti per il metano, ma vanno risolti problemi relativi ai materiali impiegati ed è richiesta una maggiore energia di compressione (potere calorifico inferiore e quindi maggiori portate per la stessa quantità di energia). Il trasporto in forma liquida presenta problematiche più complesse e sembra, in prospettiva, conveniente solo per grandi quantità e percorrenze elevate.

La distribuzione dell'idrogeno presso gli utenti, nel caso di una ampia diffusione del suo impiego (ad es. nel settore del trasporto), pone in prospettiva il problema di una rete adeguata e degli enormi investimenti necessari per la sua realizzazione.

Le tecnologie di stoccaggio dipendono dalle applicazioni considerate e sono critiche soprattutto per l'impiego a bordo di veicoli, che richiede una elevata densità di energia. Le soluzioni attuali (bombole, idruri, idrogeno liquido) sono insoddisfacenti. Ulteriori sviluppi delle stesse o soluzioni completamente nuove (ad es. nanofibre di carbonio) sono necessari.

#### 6.1.4.4 Utilizzo

Oltre al suo attuale impiego come materiale per processi chimici, l'idrogeno può in prospettiva essere utilizzato come combustibile per la generazione di energia elettrica/cogenerazione (cicli termici, celle a combustibile) e per il trasporto (motori a combustione interna, celle a combustibile), con notevoli benefici sia in termini di efficienza che di riduzione dell'impatto ambientale. Anche in questo caso, le tecnologie necessarie, pur oggetto finora di notevoli sforzi di ricerca e sviluppo, richiedono ancora un impegno notevole per giungere alla disponibilità di prodotti competitivi.

*Motori a combustione interna.* Motori a combustione interna ad idrogeno (o a miscele gas naturale-idrogeno) sono ormai disponibili (ad es. BMW), con rendimenti sensibilmente più elevati ed emissioni ridotte rispetto a quelli con combustibili convenzionali. Le diverse caratteristiche di combustione dell'idrogeno (velocità, temperatura) pongono in questo caso, come in quello delle turbine, problemi di alimentazione e di materiali che vanno ulteriormente studiati.

*Celle a combustibile.* L'idrogeno è il combustibile ideale per le celle e quello che può consentire alla tecnologia di esprimere tutte le sue potenzialità in termini energetici e ambientali. Problemi da affrontare e risolvere, sia a livello di cella che di sistema, restano sia per le applicazioni alla trazione (disponibilità commerciale prevista al 2004-5, con celle a membrana polimerica) che per quelle stazionarie (soprattutto celle ad alta temperatura, con disponibilità commerciale prevista oltre il 2005).

*Centrali termoelettriche a idrogeno.* Analisi e valutazioni industriali indicano la fattibilità tecnica della realizzazione di centrali termoelettriche alimentate ad idrogeno utilizzando tecnologie esistenti e già commercialmente mature (dall'impiantistica di produzione dell'idrogeno con *reforming* catalitico o con ossidazione parziale di idrocarburi, al ciclo combinato turbine a gas/turbine a vapore per la generazione di elettricità), fino a taglie di diverse centinaia di MW. Sono attivamente studiate e sperimentate in ambito internazionale le tecnologie per la separazione ed il confinamento della CO<sub>2</sub> prodotta durante il processo di produzione dell'idrogeno. Fra i programmi più avanzati rivolti all'utilizzo migliore dell'idrogeno ed all'aumento del rendimento del ciclo, si segnala il programma WE-NET giapponese che prevede, tra l'altro, lo sviluppo di turbine che possono lavorare a temperature più elevate.

#### 6.1.4.5 Sicurezza ed accettabilità delle tecnologie

L'impiego diffuso di un nuovo vettore energetico, come l'idrogeno, richiede che si creino gradualmente le condizioni per superare le barriere connesse con i problemi di sicurezza e di accettabilità da parte degli utenti (conoscenza delle tecnologie, standard, normative).

L'idrogeno è già ampiamente utilizzato in ambito industriale e costituisce oltre il 50% del gas di città, impiegato per tanti anni, e senza particolari problemi, in molte città italiane prima dell'arrivo del gas naturale. Anche se ha caratteristiche diverse dai combustibili più diffusi, non esistono quindi ostacoli particolari ad un suo impiego su larga scala; è necessario però sviluppare un quadro normativo preciso ed affidabile ed attuare progetti dimostrativi che contribuiscano a far superare quella "percezione" di rischio che attualmente costituisce una barriera nella pubblica opinione.

#### 6.1.5 Elementi di confronto tecnico-economico-ambientale

L'individuazione di parametri quantitativi di riferimento per il confronto delle prestazioni tecniche, economiche ed ambientali delle varie tecnologie è in generale resa difficile dalla grande varietà di impianti esistenti, anche nell'ambito delle tecnologie più tradizionali e consolidate e dai numerosi fattori regionali di tipo economico, climatico e sociale che influenzano non solo i costi ma anche le prestazioni delle varie tecnologie. Un approccio di tipo statistico, basato sull'analisi di dati forniti da costruttori, produttori, agenzie internazionali ed analisti e riferiti ad un periodo di almeno dieci anni evidenzia come, anche nel caso di tecnologie molto consolidate, esista una certa variabilità dei parametri e degli indicatori tecnico-economici più utilizzati nella valutazione delle tecnologie,

variabilità che aumenta considerevolmente nel caso delle tecnologie innovative. I valori di riferimento sono quindi spesso affetti da notevoli margini di incertezza, qualunque siano i criteri con i quali vengono individuati. Ciò comporta la necessità di riportare la valutazione delle opzioni tecnologiche più convenienti alle condizioni socio economiche regionali, tenendo conto anche della notevole influenza che alcuni parametri tecnici, economici e di mercato hanno sui costi finali di produzione dell'energia. Un ulteriore elemento di valutazione e di confronto è costituito dagli effetti che le economie di scala e l'esperienza di esercizio comportano sui costi di costruzione degli impianti e sul costo di produzione dell'energia. Tali effetti, sintetizzati nelle cosiddette curve di apprendimento, si possono tradurre in un significativo abbattimento dei costi nella fase di commercializzazione su vasta scala delle varie tecnologie.

## 6.2 Le spese per la ricerca in Italia

Questa sezione del capitolo intende fornire un quadro quantitativo riguardo all'impegno complessivo sulla ricerca in Italia, che serva a mettere in prospettiva la situazione specifica della ricerca energetica ed ambientale, approfondita nelle sezioni successive.

Una prima indicazione del livello di attività sulla ricerca e sviluppo in Italia è fornito dal volume complessivo di spesa effettuata per questo scopo<sup>2</sup>. Nel periodo dal 1990 al 1999 la spesa interna lorda per R&S è aumentata del 30,6% in termini nominali, passando da 17.000 a 22.200 miliardi di lire. In termini reali (lire a prezzi 1990), tuttavia, la spesa è diminuita del 9,4% nello stesso periodo (tabella 6.1).

**Tabella 6.1 - Spesa interna lorda per Ricerca e Sviluppo in Italia dal 1990 al 1999 (in miliardi di Lire a prezzi 1990)**

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Spesa delle imprese	9914,3	10250,4	8892,4	8029,2	7564,5	7459,5	7635,5	7555,0	7987,3	8284,8
Spese dell'università	3525,7	3516,7	3008,2	3736,3	3686,6	3556,5	3786,6	3712,3	3720,1	3862,9
Spese di enti governativi	3561,2	3763,8	3501,3	3199,0	3037,2	2951,0	2851,7	2941,7	3167,7	3259,5
<b>Totale</b>	<b>17001,2</b>	<b>17530,9</b>	<b>15934,3</b>	<b>14964,5</b>	<b>14288,3</b>	<b>13967,0</b>	<b>14273,8</b>	<b>14209,0</b>	<b>14875,1</b>	<b>15407,2</b>

Fonte: Elaborazioni su dati OECD – Main Science and Technology Indicators

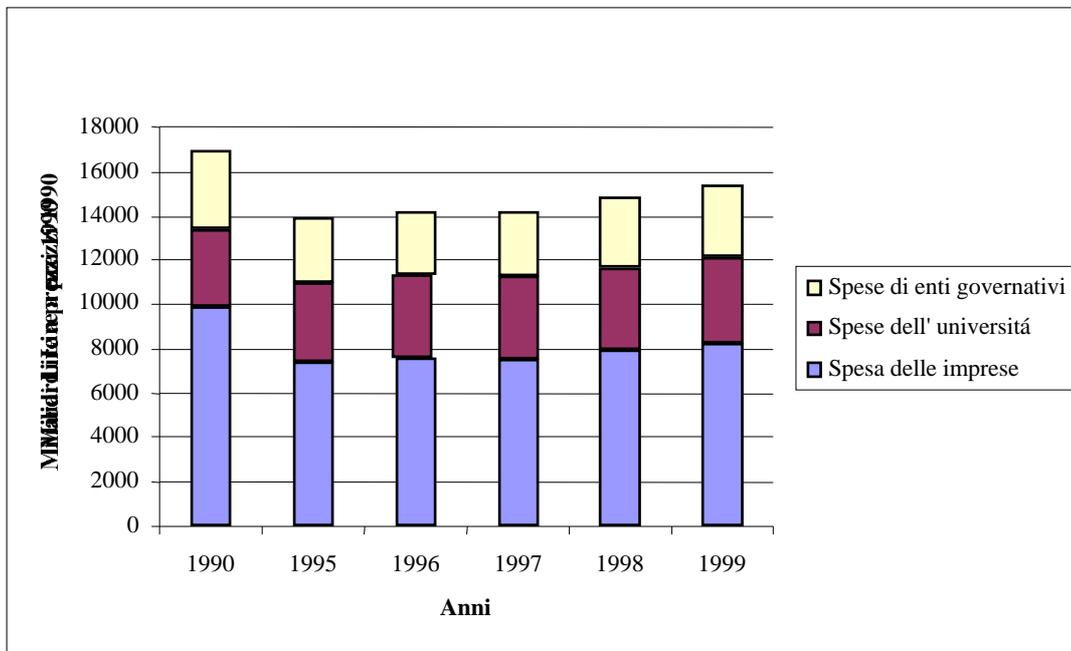
La figura 6.1 mostra l'andamento di questa variabile nel periodo considerato. Da essa si può notare come nel periodo 1990-95 ci sia stato un forte decremento (del 17,9%) a seguito del rallentamento della crescita economica e delle politiche di contenimento della spesa pubblica. Dal 1996 al 1999, anche se con qualche incertezza iniziale, le spese di R&S hanno ripreso a crescere, pur restando in termini reali al di sotto dei valori del 1990.

Per una loro migliore comprensione, tuttavia, questi dati debbono essere contestualizzati, per esempio, confrontandoli con i livelli di spesa di altri paesi industriali. Se prendiamo a

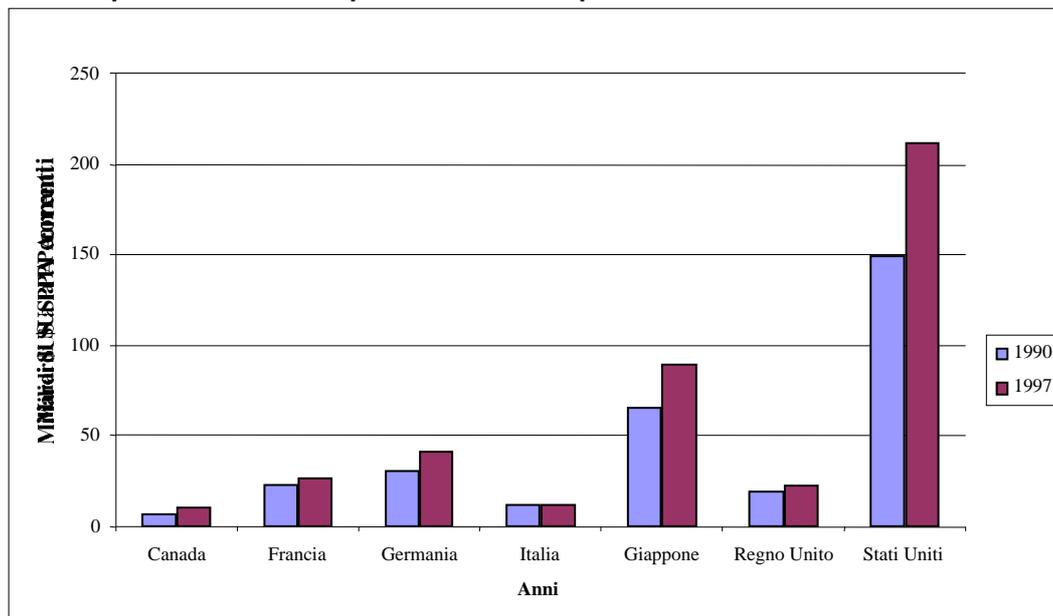
<sup>2</sup> Le considerazioni di seguito esposte ed i confronti internazionali in ambito OCSE (Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico) sono basati su dati statistici raccolti dagli Uffici Centrali di Statistica dei vari paesi e sistematizzati dal Segretariato dell'OCSE (Directorate for Science, Technology and Industry) nel database degli Indicatori Scientifici e Tecnologici. Ottantanove di questi indicatori sono raccolti e pubblicati semestralmente nei volumi dell'OCSE: *Main Science and Technology Indicators*. I dati sono poi stati elaborati da chi scrive e presentati in tabelle e grafici.

riferimento i primi sette paesi industrializzati, vediamo che il livello di spesa per R&S dell'Italia (a PPA correnti<sup>3</sup>) è appena superiore a quello canadese ed inferiore a quello degli altri cinque (figura 6.2).

**Figura 6.1 - Spesa interna lorda per R&S in Italia**



**Figura 6.2 - Spesa interna lorda per R&S in alcuni paesi OCSE**

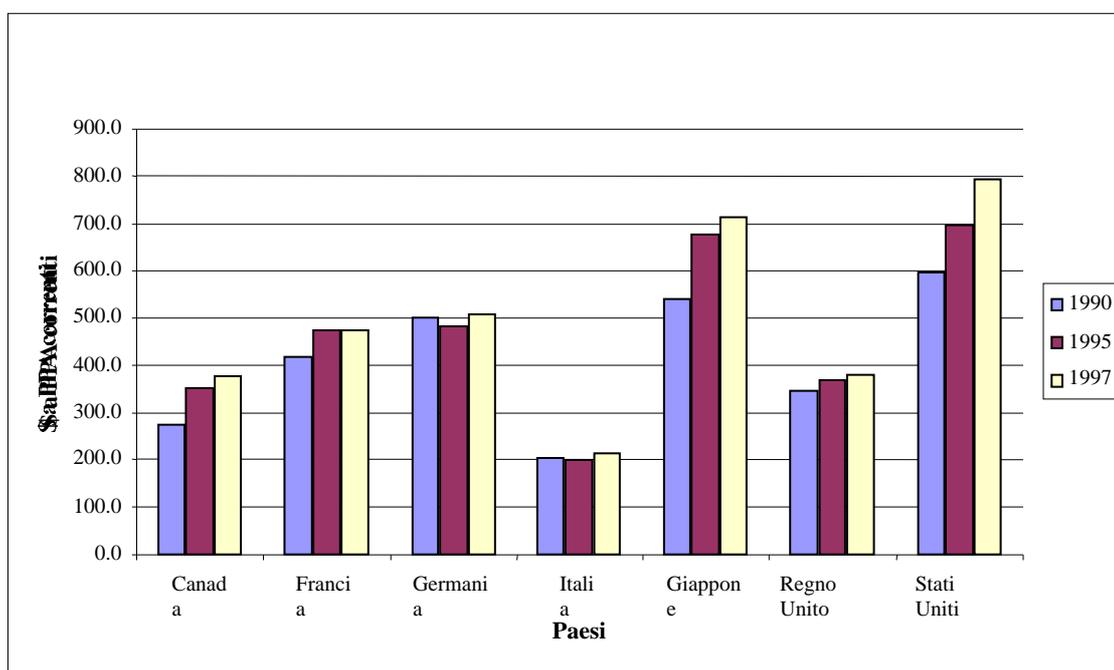


<sup>3</sup> Parità di Potere d'Acquisto.

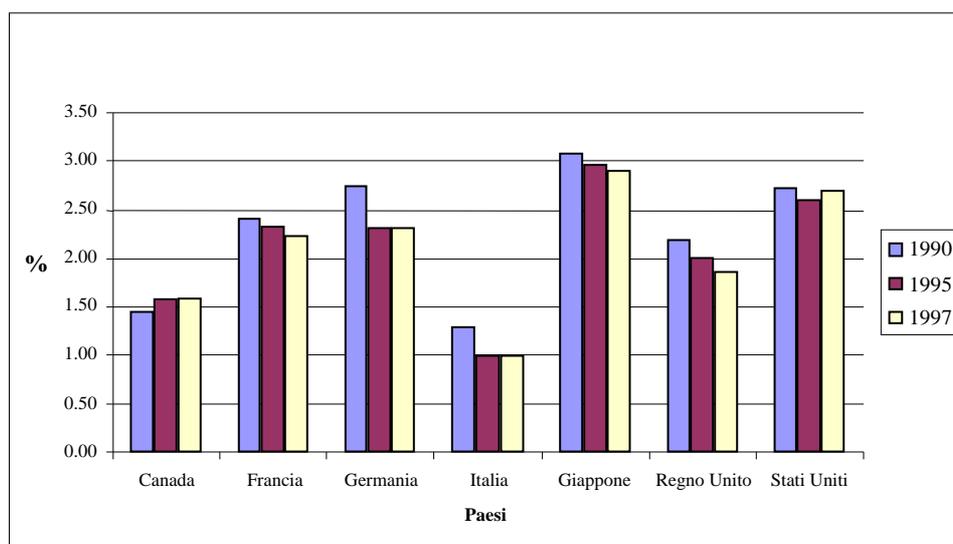
Un confronto più rigoroso si può fare in base ai valori della spesa pro capite (figura 6.3) o alla spesa lorda in percentuale sul PIL (figura 6.4). In entrambi i casi il confronto è sfavorevole all'Italia. La spesa pro capite Italiana nel 1997 è un quarto di quella statunitense, meno di 1/3 di quella giapponese, meno della metà di quella francese o tedesca e decisamente inferiore a quella del Regno Unito o del Canada (figura 6.3).

Quanto alle percentuali di spesa per R&S rispetto al PIL, l'Italia spende circa l'1% per la ricerca, contro valori compresi fra il 2,9% del Giappone e l'1,6% del Canada. I nostri partner europei (Francia, Germania e Regno Unito) spendono in percentuale circa il doppio dell'Italia (figura 6.4).

**Figura 6.3 - Spesa interna lorda pro capite per R&S in alcuni paesi OCSE**

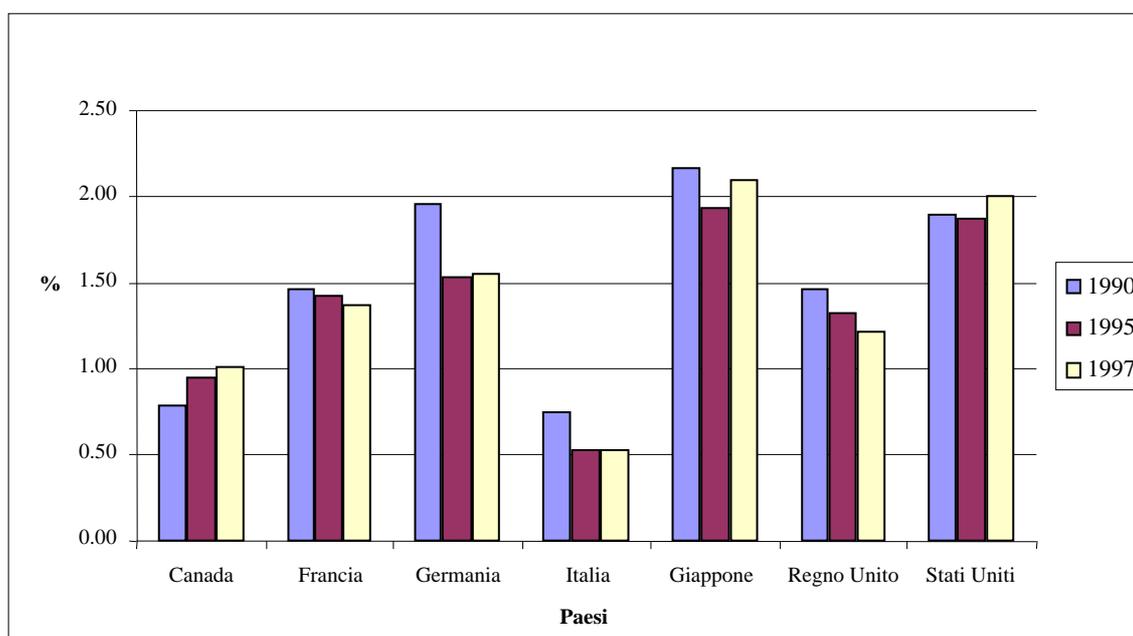


**Figura 6.4 - Spesa interna lorda per R&S (percentuale sul PIL)**

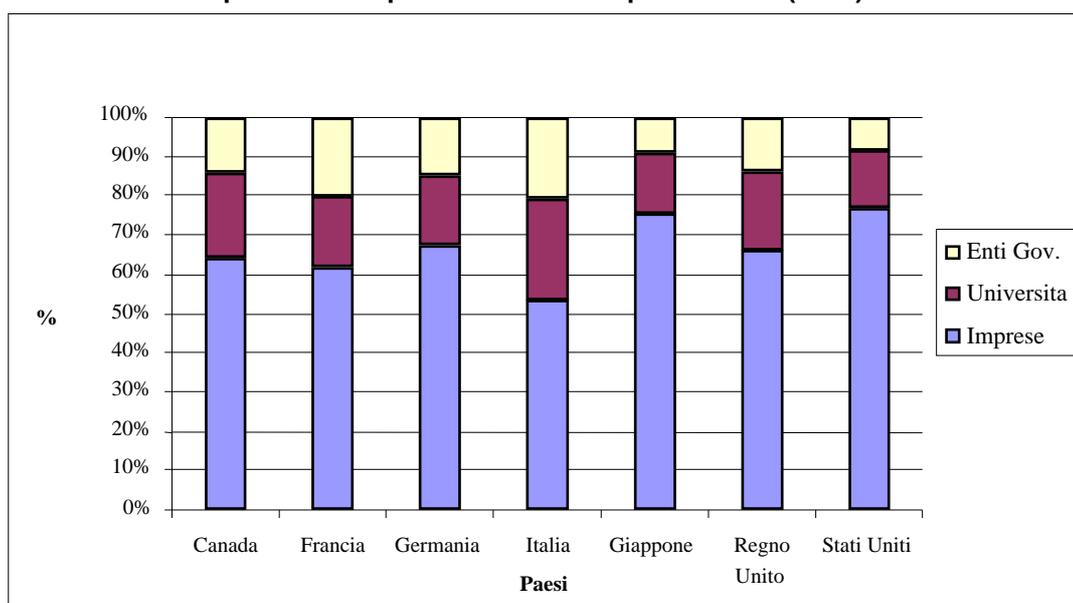


Se si punta l'attenzione alla spesa delle imprese per R&S in percentuale sul PIL (figura 6.5), il confronto con gli altri paesi industrializzati è ancora più sfavorevole. Le imprese Italiane spendono attualmente lo 0,5% del PIL nazionale, mentre quelle di tutti gli altri paesi considerati spendono quote variabili dall'1% del PIL per il Canada al 2,1% per il Giappone. La figura 6.6 illustra meglio le quote della spesa totale per R&S effettuate da imprese, Università ed enti governativi negli stessi paesi nel 1997. Rispetto a quelle degli altri paesi, le imprese italiane sembrano dare un contributo alle spese di ricerca totali (in termini di quota) inferiore a quello di qualsiasi altro paese del gruppo dei G7.

**Figura 6.5 - Spesa delle imprese per R&S in alcuni paesi OCSE (percentuale sul PIL)**

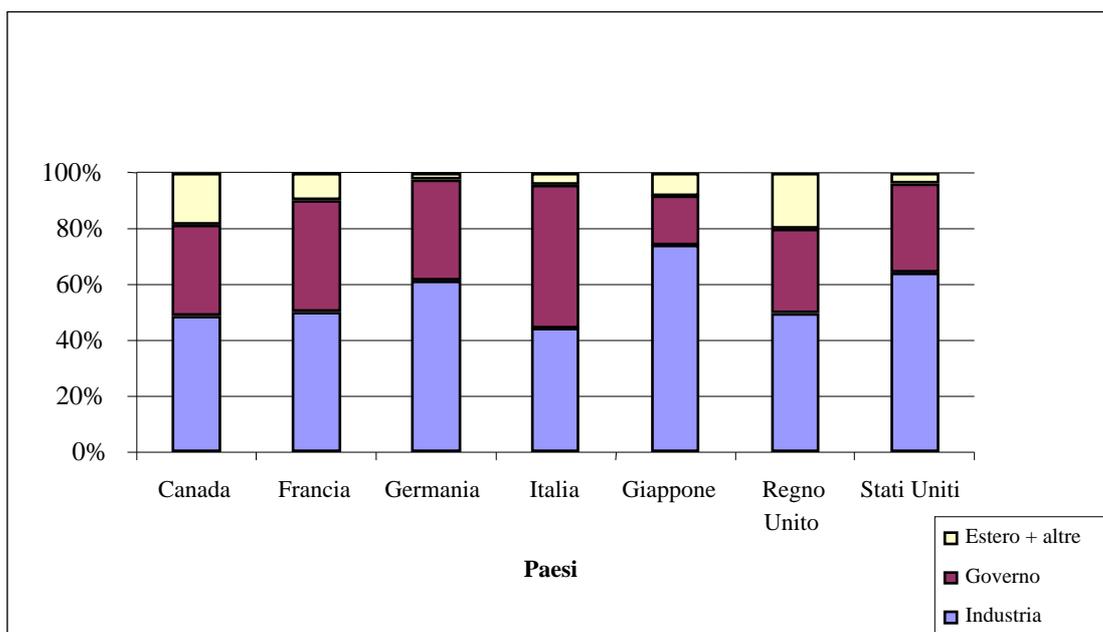


**Figura 6.6 - Quote di spesa di R&S per attori in alcuni paesi OCSE (1997)**

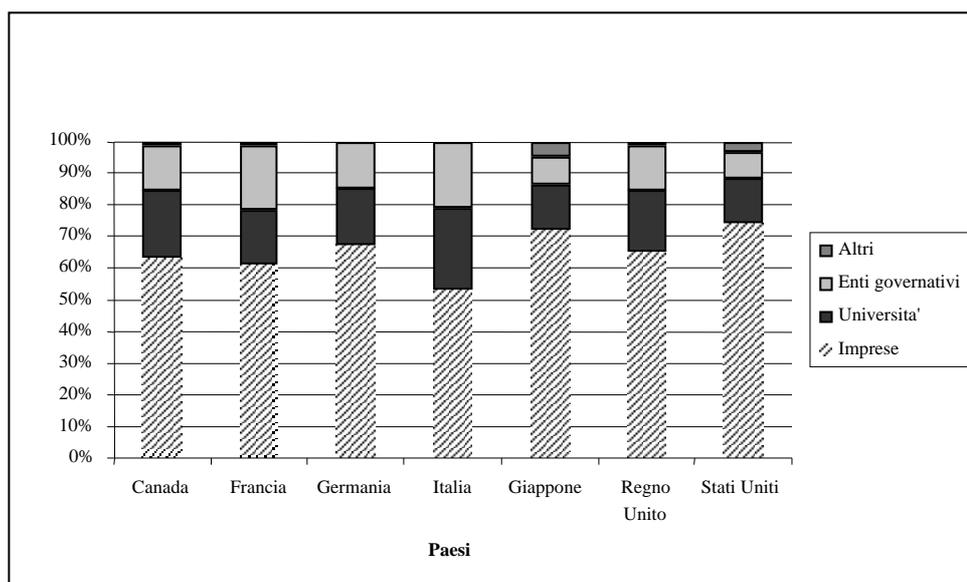


Se poi si considera la quota di spesa finanziata dall'industria (figura 6.7), la posizione dell'Italia peggiora ulteriormente (42%). Per converso, il contributo pubblico al finanziamento della ricerca in Italia è il più alto (oltre il 50%) rispetto a quello degli altri paesi. La partecipazione delle imprese italiane è la più bassa rispetto a quella delle imprese di altri paesi del G7, anche nella fase di esecuzione della ricerca, assestandosi ad appena il 53% (figura 6.8).

**Figura 6.7 - Percentuale della spesa interna lorda per R&S finanziata dai vari attori in alcuni paesi dell'OCSE (1997)**



**Figura 6.8 - Percentuale della spesa interna lorda per R&S eseguita dai vari attori in alcuni paesi dell'OCSE (1997)**

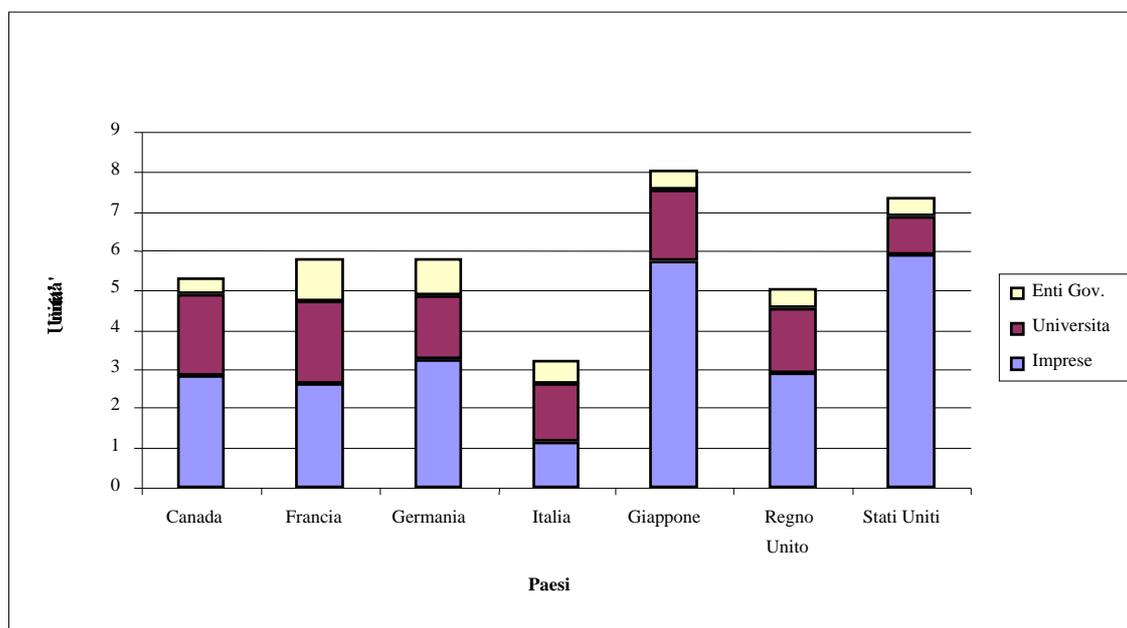


In Italia, una parte della ricerca molto più considerevole che altrove viene attualmente eseguita dalle università (26%) o da enti di ricerca governativi (20%).

Se si considerano le risorse umane impiegate in attività di R&S, ed in particolare un indicatore come il numero di ricercatori impiegati per 1000 unità di forze di lavoro, la posizione italiana risalta ancora una volta per il suo basso impiego di ricercatori. In Italia, essi sono solo 3 su 1000 forze di lavoro contro i 5 su 1000 del Regno Unito e gli 8 su 1000 del Giappone (figura 6.9). Inoltre, solo 1 su quei 3 ricercatori è occupato a far ricerca nelle imprese (gli altri stanno prevalentemente all'Università e in parte in enti governativi): ancora la quota più bassa fra i paesi del G7. Stati Uniti e Giappone vedono invece la grande maggioranza dei ricercatori concentrata nelle imprese, mentre il Canada e gli altri paesi europei considerati presentano situazioni intermedie (vedi il volume edito dall'OCSE: *OECD Science, Technology and Industry Scoreboard 1999: Benchmarking Knowledge-Based Economies*, Parigi, 1999, pag, 132).

Per quanto riguarda la composizione della ricerca, se si considera la quota della ricerca di base sul totale della spesa per R&S, si vede che ad essa l'Italia destina circa il 22% delle risorse, più o meno in linea con altri paesi industriali in Europa come la Francia e la Germania, ma ben al di sopra delle quote destinate dal Giappone (12%) o dagli Stati Uniti (16%) (*ibid*, pag, 129). Tuttavia, in Italia la partecipazione delle imprese in attività di ricerca di base è molto più limitata che negli altri paesi del G7 (*ibid*, pag.130).

**Figura 6.9 - Ricercatori laureati per 1000 unità di forze di lavoro, per settore di impiego, in alcuni paesi OCSE (1995)**



**Tabella 6.2 - Attività di ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva (SP) e specializzazione tecnologica (ST) dell'Italia**

	1985		1992	
	SP	ST	SP	ST
Alimentari, bevande, tabacco	-0,0252	-0,7274	-0,0001	-0,5892
Tessili, abbigliamento, pelletteria	0,5318	-0,9438	0,5296	-0,9295
Carta, cartotecnica e stampa	-0,2121	-0,9204	-0,1640	-0,9812
Chimica (escl. farmaceutici)	-0,1545	-0,3823	-	-
Farmaceutici	0,0665	-0,2115	-	-
Gomma e plastica	-0,0488	-0,1129	0,0698	-0,4775
Minerali non-metallici e materiali da costruzione	0,3230	-0,9312	0,3917	-0,8469
Ferro e acciaio	-0,0778	-0,3545	-0,1434	-0,2884
Metalli non-ferrosi	-0,3380	-0,5846	-0,3938	-0,5394
Prodotti di metallo	0,1862	-0,3584	0,1627	-0,5593
Macchine per ufficio	-0,2953	-0,3701	-0,3728	-0,1318
Macchine e appar. meccaniche	-0,0362	-0,4565	-0,0330	-0,3923
Apparecchi radio, TV & telecomunicazioni	-0,4166	-0,2260	-0,3820	0,0534
Macchine elettriche	-0,0222	-0,2713	-0,0627	-0,3829
Cantieri navali	-0,2886	-	-	-
Veicoli di trasporto	-0,2359	0,1773	-0,2743	0,0735
Ind. Aeronautica	-0,5246	0,2437	-	-
Apparecchiature di precisione	-0,1359	-0,8587	-0,2045	-0,6982
Altre manifatturiere	-0,3290	-0,9224	-0,3963	-0,5169

Fonte: Elaborazioni su dati STAN-ANBERD OCSE<sup>4</sup>

Il confronto tra la *specializzazione produttiva* dell'Italia nei diversi settori manifatturieri e la *specializzazione tecnologica settoriale* mostra un'evidente asimmetria proprio nei comparti di tipo tradizionale

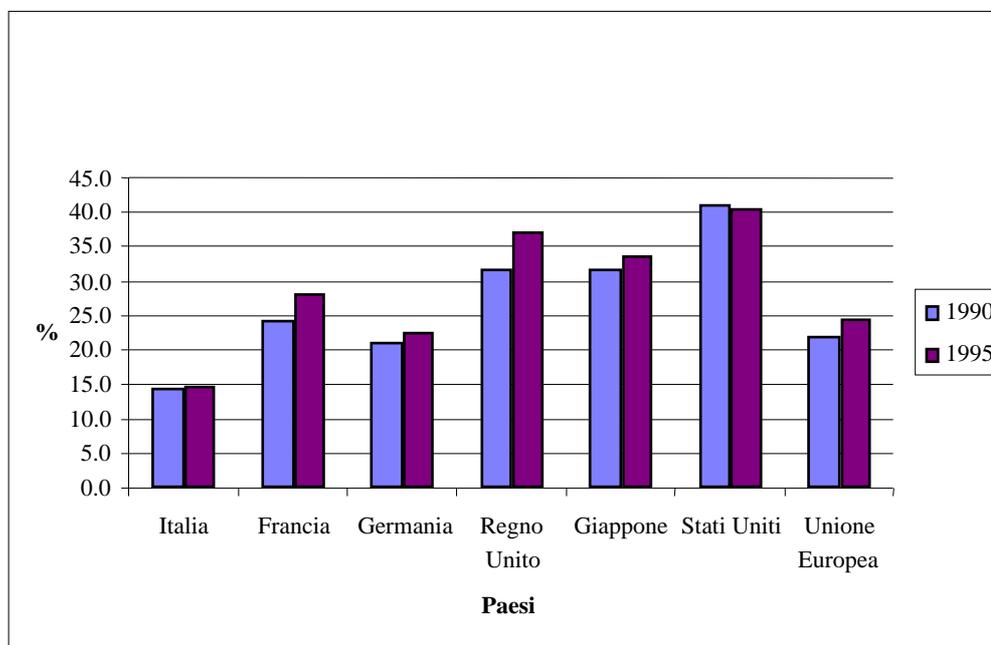
<sup>4</sup> La specializzazione produttiva viene calcolata come quota del valore aggiunto settoriale sul valore aggiunto manifatturiero, normalizzata per la quota media relativa ai restanti paesi. La specializzazione tecnologica settoriale è data dal rapporto tra spese in ricerca e sviluppo effettuate dalle imprese (aggregato BERD) e valore aggiunto. Gli indici riportati in tabella sono normalizzati in modo da esprimere valori compresi fra -1 e 1: un valore compreso fra -1 e 0 indica despecializzazione mentre, al contrario, un valore compreso fra 0 e 1 indica specializzazione. Un valore dell'indice pari a 0 indica specializzazione neutra.

Come si può notare, spesso emerge una despecializzazione tecnologica a fronte di situazioni di specializzazione produttiva. La scarsa incidenza degli investimenti in ricerca sul valore dell'attività produttiva è dunque l'espressione di una debolezza strutturale del sistema della ricerca in Italia, che nel corso degli anni novanta si è andata riflettendo in una perdita di competitività sempre più accentuata dell'intero sistema produttivo. Tale dinamica ha interessato in modo specifico i settori *high-tech*, ma si è diffusa rapidamente anche ai settori di tipica specializzazione del *made in Italy* (tradizionali e meccanica specializzata), determinando nel 1999 un dimezzamento dell'attivo commerciale.

Il problema strutturale della competitività delle merci italiane risulta in particolare sottolineato dall'evoluzione della domanda mondiale, in cui il peso dell'aggregato *high-tech* sull'aggregato manifatturiero è andato aumentando ininterrottamente a partire dai primi anni 80, passando da un valore del 19,1% ad un valore del 29,2% nel 1995 (ENEA, 1998). In quest'ambito, la posizione dell'Italia appare particolarmente debole, facendo rilevare una perdita di quota sulle esportazioni mondiali di *high-tech* di circa il 30% (da 3,5% nel 1990 a 2,7 nel 1995) ed una *performance* tra le più critiche a livello europeo, con una incidenza dei prodotti *high-tech* sulle esportazioni totali di manufatti stabilmente attestata su una quota del 14,7%, contro il 24% dell'intera area UE, il 22,5% della Germania, il 27,6% della Francia, il 36,8% del Regno Unito, come mostra la figura 6.10.

Queste tendenze, peraltro, si sono affermate proprio nel quadro dei vantaggi assicurati dal cambio della lira e dei favorevoli andamenti inflazionistici, indicando un'erosione delle quote di mercato più ampia di quella imputabile ai costi relativi ed un mancato apporto della domanda estera netta allo sviluppo dell'economia, quantificabile in circa 2,5 punti percentuali nel complesso del decennio <sup>5</sup>.

**Figura 6.10 - Quota settori High Tech sul totale delle esportazioni del settore manifatturiero**



Fonte: ENEA, 1998

<sup>5</sup> Considerazioni finali del Governatore della Banca d'Italia, maggio 2000.

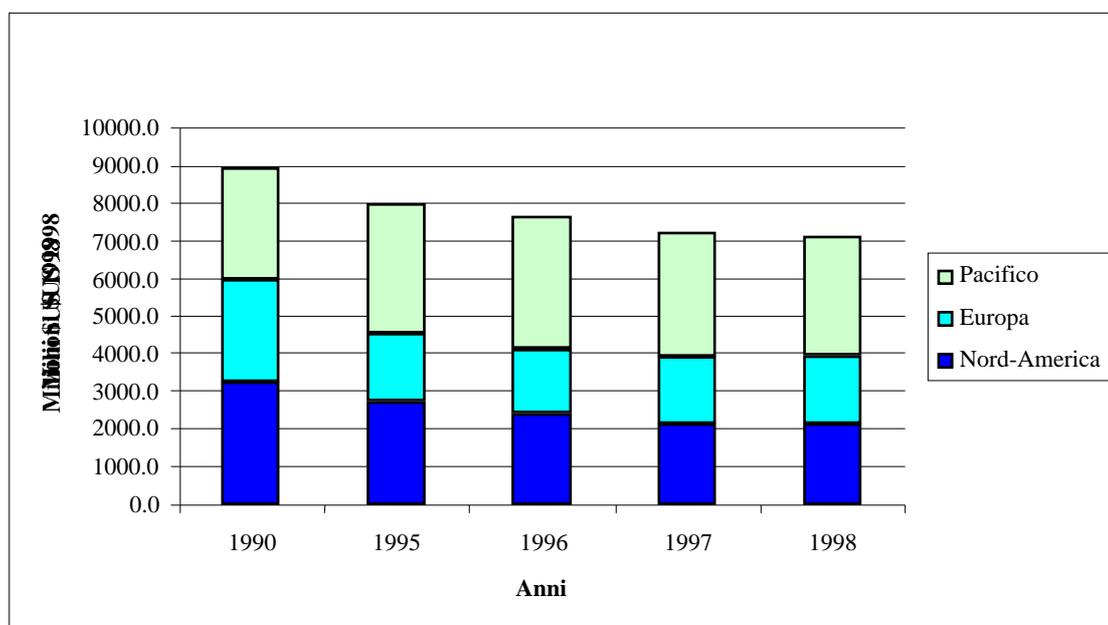
### 6.3 Spese per la ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore energia

#### 6.3.1 Il quadro internazionale

Come si può vedere nella figura 6.11, le spese totali dei paesi membri dell'AIE (Agenzia Internazionale dell'Energia, organismo dei paesi OCSE) sulla R&S nel periodo compreso fra il 1990 ed il 1998 sono diminuite da circa 9 miliardi a 7,1 miliardi di dollari statunitensi (a prezzi e tassi di cambio 1998)<sup>6</sup>. Questo rappresenta una continuazione, per quanto meno marcata, delle tendenze già delineatesi nel decennio 1980-90 ed in gran parte associate con le difficoltà dell'industria nucleare e con il calo dei prezzi petroliferi.

La figura 6.11 mostra anche la suddivisione delle spese per le tre regioni principali: Nord America, Europa e Pacifico. Il grafico dimostra che il Nord America e l'Europa seguono tendenze analoghe, con decrementi significativi nelle spese pubbliche fino al 1996 e mostra ciò che potrebbe essere l'inizio di una fase di ripresa dopo tale anno.

**Figura 6.11 - Spese governative per R&S energetica nei paesi IEA, per regioni**



<sup>6</sup> L'analisi in questa sezione si basa prevalentemente su dati dei governi dei paesi membri riguardanti le spese pubbliche di R&S in campo energetico, raccolti dall'Ufficio Statistico dell'AIE. Le considerazioni sulle tendenze quantitative sono basate su un insieme di dati più ristretto rispetto a quello effettivamente disponibile all'AIE. La ragione di ciò è che le informazioni sui budget non sono disponibili per tutti i 25 paesi AIE per tutti gli anni considerati (1990-98). Per avere una serie di dati coerente, sono state utilizzate le informazioni sui seguenti paesi:

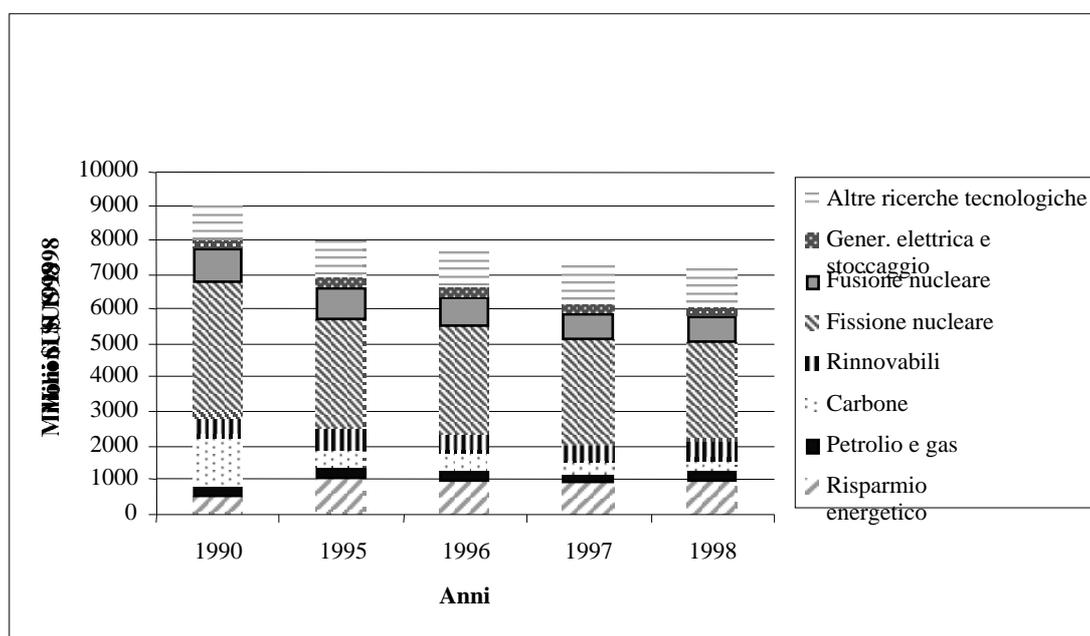
- per la regione del Nord-America: Stati Uniti e Canada;
- per la regione Europa: Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Italia, Olanda, Norvegia, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito e Turchia.
- per la regione del Pacifico: Giappone e Nuova Zelanda.

Infine, è il caso di mettere in guardia il lettore dalle distorsioni introdotte dall'uso di tassi di cambio per tradurre i dati di spesa in dollari statunitensi di un anno specifico.

Viceversa nella regione del Pacifico le spese pubbliche crescono fino al 1996 e poi cominciano a diminuire. Fra il 1990 e il 1998, il Giappone e gli Stati Uniti considerati insieme rappresentano oltre il 65% delle spese pubbliche del totale dei paesi AIE. All'inizio del periodo considerato, la quota di ciascuno di questi due paesi era praticamente identica, con il 33,5% per gli Stati Uniti e il 30% per il Giappone. Il gruppo relativamente numeroso dei paesi europei, invece, rappresentava nel 1990 il 30,2% delle risorse pubbliche per la R&S energetica nei paesi AIE. Nei nove anni considerati, tuttavia, le risorse pubbliche in termini reali per la ricerca energetica in Nord America ed in Europa diminuiscono del 33,5% e, rispettivamente, del 34%, mentre nella regione del Pacifico la spesa del Giappone ha un incremento netto del 7,1%. Di fatto il Giappone rappresenta l'eccezione più evidente alla tendenza, diffusa in molti paesi dell'AIE, alla riduzione delle spese di R&S<sup>7</sup>. Così nel 1998, le spese di ricerca del Giappone rappresentavano circa il 44% delle spese totali dei paesi AIE, mentre gli Stati Uniti e l'insieme dei paesi europei rappresentavano il 28,3% e, rispettivamente, il 25%. Ne consegue che la quota della regione del Pacifico, sul totale delle spese pubbliche per R&S energetica dei paesi dell'AIE, è aumentata considerevolmente nel periodo considerato.

La figura 6.12 illustra l'evoluzione per area tecnologica delle spese pubbliche di ricerca energetica dell'insieme dei paesi AIE nel periodo 1990-98. Il grafico mostra una diminuzione significativa delle risorse principalmente in due aree: la ricerca nucleare (per fissione e fusione) e le tecnologie connesse alla estrazione e trasformazione di combustibili fossili.

**Figura 6.12 - Spese governative di R&S energetica nei AIE, per area tecnologica**

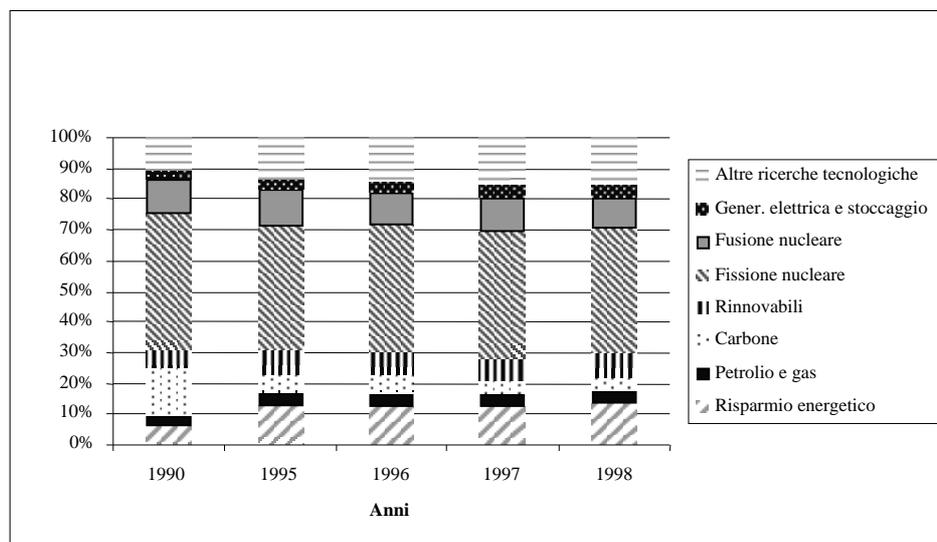


<sup>7</sup> In realtà, oltre al Giappone alcuni altri paesi hanno continuato ad aumentare le loro spese di ricerca in termini reali nel periodo 1990-98. Questi sono il Belgio, la Danimarca, la Finlandia, la Grecia, la Nuova Zelanda e la Turchia. Sfortunatamente, date le dimensioni relativamente ridotte dei loro *budget* di ricerca, questi paesi non sono stati in grado di modificare la tendenza complessiva alla riduzione verificatasi nella regione di appartenenza.

Come mostra chiaramente la figura 6.13, che riporta le quote percentuali di risorse destinate a ciascuna area tecnologica, la percentuale destinata alle tecnologie nucleari è diminuita dal 55,7% nel 1990 al 50,7% nel 1998. Nonostante questa riduzione, è chiaro che l'impegno nelle tecnologie nucleari rimane al centro della politica di R&S in alcuni dei più importanti paesi membri dell'AIE. La figura 6.13 mostra anche che la quota della ricerca connessa alla fissione nucleare è diminuita dal 44,1% nel 1990 al 40,3% nel 1998, mentre la quota legata alla fusione è diminuita dal 12% nel 1990 al 10,5% dopo quell'anno. All'interno delle spese per tecnologie nucleari, la ripartizione fra fissione e fusione è rimasta pressoché costante nel periodo considerato, con un 79-80% destinato alla fissione e il resto alla fusione. Attualmente, circa il 76% delle spese complessive per ricerca connessa alla fissione si concentra sulle varie fasi del ciclo del combustibile nucleare (in particolare sul trattamento delle scorie) e su diverse tecnologie ausiliarie (da quelle riguardanti la sicurezza a quelle per il decommissionamento). Nel periodo considerato, la ricerca non è sostanzialmente diminuita nel campo dei reattori ad acqua leggera (LWR). D'altro canto, le spese di R&S sui reattori autofertilizzanti sono attualmente il 30% del loro livello nel 1990, mentre le spese di ricerca per gli altri tipi di reattore sono diminuite a circa il 20% del loro livello iniziale.

La ricerca sui combustibili fossili ha subito dei tagli molto più drastici di quella sul nucleare. Le risorse pubbliche complessive destinate a quest'area tecnologica si sono ridotte a circa il 20% del loro livello del 1990; in termini di quota sul totale delle risorse, questo ha significato una riduzione dal 19,2% all'8,2%. La riduzione non è stata tuttavia uniforme per le varie sotto-aree tecnologiche, ma ha di fatto colpito quasi solamente la ricerca sul carbone, ed in particolare le tecnologie di prospezione e produzione di carbone e lignite. Probabilmente, ciò riflette aspettative di una diminuzione dell'uso del carbone per produzione elettrica nei paesi industrializzati, anche in relazione agli impegni di riduzione delle emissioni di carbonio (Stati Uniti e Australia sono una possibile eccezione). Tuttavia le aspettative sono diverse rispetto all'uso del carbone nei paesi in via di sviluppo e con importanti riserve di questo minerale come la Cina e l'India. Di fatto in considerazione di mercati potenzialmente ampi come questi si spiega in parte il concentrarsi delle attività di ricerca sulle tecnologie di combustione e conversione del carbone, ed in particolare sulle tecnologie efficienti e pulite di generazione elettrica,.

**Figura 6.13 - Spese governative di R&S energetica nei paesi AIE (% per aree tecnologiche)**



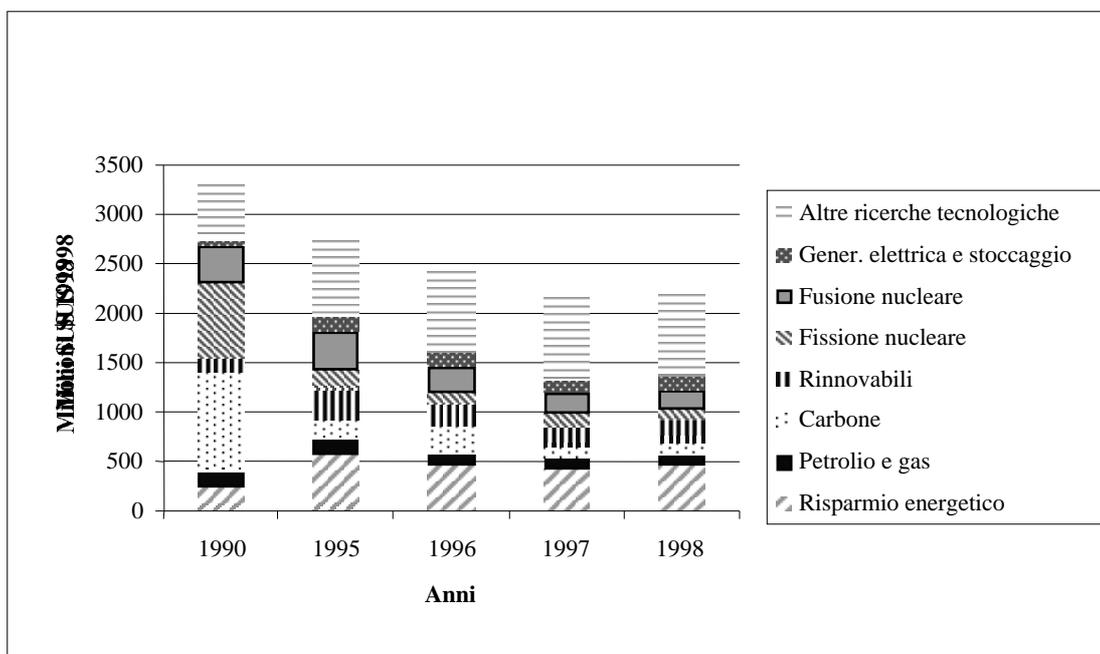
Per quanto riguarda le aree tecnologiche restanti, la quota di risorse destinata all'energia rinnovabile è cresciuta leggermente dal 6,1% del totale nel 1990 all'8,2% nel 1998. Le opzioni favorite nella allocazione delle risorse sono le tecnologie solari fotovoltaiche, quelle basate sulle biomasse e quella eolica. Le tecnologie di risparmio energetico hanno incrementato sensibilmente la loro quota dal 5,8% al 13,6% delle risorse totali, e l'aumento riguarda tutte le aree di risparmio (residenziale, industria e trasporti). Le risorse dedicate alle tecnologie di generazione e stoccaggio di energia sono aumentate dal 2,6% al 4,1%, mentre le spese sulle altre tecnologie e aree di ricerca sono cresciute dall'11% al 16%. Su questo ultimo dato si tornerà più avanti,

Dal momento che la composizione delle spese di ricerca riflette le priorità tecnologiche di un paese o regione, sembra utile analizzare sotto questo profilo le spese di R&S energetica nelle tre regioni principali individuate (Nord America, Europa, Pacifico),

Il Nord America è la regione che mostra i cambiamenti più vistosi nelle priorità di ricerca nel periodo 1990-98, mentre le altre due regioni mostrano una allocazione delle risorse assai più stabile,

Le figure 6.14 e 6.15 mostrano, per il Nord America ed all'interno di una tendenza generale alla riduzione delle risorse contraddetta solo nell'ultimo anno, una drastica diminuzione delle spese di R&S per la ricerca sui combustibili fossili, che cade dal 35% del totale nel 1990 a meno del 10% nel 1998. Di fatto, la riduzione maggiore risulta soltanto a spese della ricerca sul carbone ed in particolare delle tecnologie di prospezione e produzione di carbone. Non si tratta, probabilmente, solo di un problema di "maturità" di queste tecnologie ma anche della relativa abbondanza di queste risorse fossili,

**Figura 6.14 - Spese governative di R&S energetica in Nord-America, per area tecnologica**



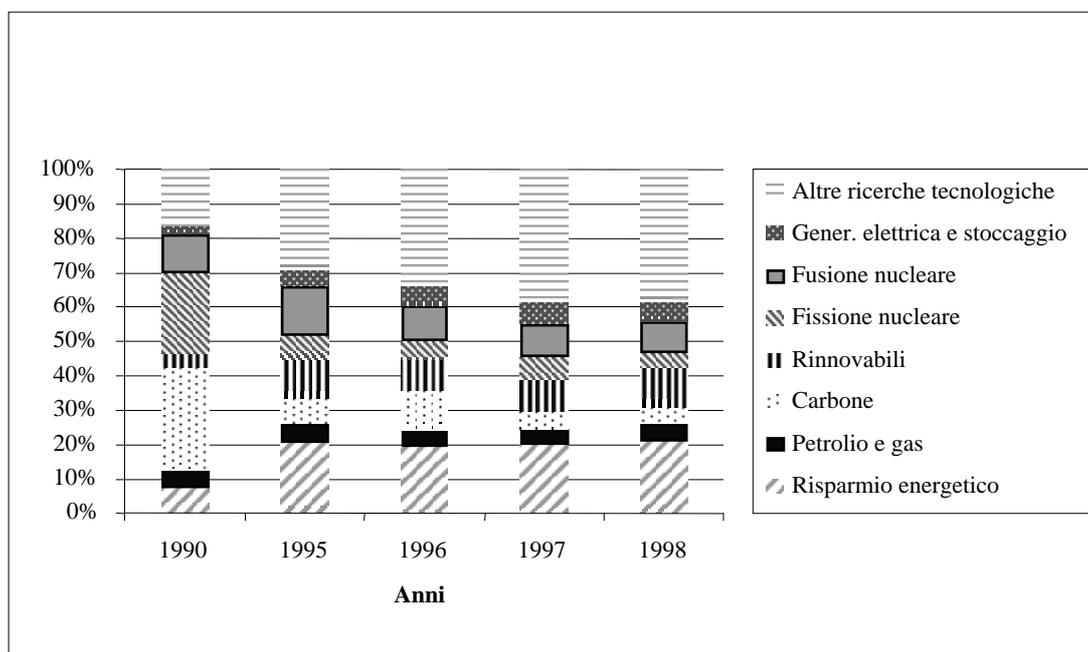
Una marcata riduzione delle spese si registra anche per quanto riguarda le tecnologie della fissione nucleare, a seguito di un periodo prolungato di stasi nella costruzione di nuove centrali: nel 1990 la ricerca sulla fissione rappresentava il 23% del totale, mentre nel 1998 si era ridotta al 4%.

Occorre tuttavia ricordare che significative riduzioni nel budget di ricerca per la fissione nucleare si erano già verificate nel decennio precedente, Negli Stati Uniti queste spese erano nel 1990 circa un quarto (in valore reale) di ciò che erano state nel 1979, anno dell'incidente di Three Mile Island, Gli Stati Uniti hanno recentemente avviato programmi innovativi di ricerca nel campo dell'energia nucleare.

Per quanto riguarda la ricerca sulla fusione, i fondi per questa tecnologia hanno cominciato a diminuire solo dopo il 1995, ma da allora si sono quasi dimezzati. Crescono, invece, sia in termini reali che in percentuale sul totale delle spese, le risorse finanziarie per le tecnologie di risparmio energetico (la cui quota è salita dal 7,5% al 20,9% del totale) e per le tecnologie basate su fonti rinnovabili (dal 4,3% al 11,5%).

Particolarmente vistosa, nel caso degli Stati Uniti, è la crescita delle risorse per le "altre tecnologie e ricerca" (dal 16,5% al 37,9%). Questa categoria include principalmente attività di ricerca energetica di base nell'ambito della matematica applicata, dei nuovi materiali, della chimica, delle scienze biologiche e delle scienze terrestri e, in minor misura, delle tecnologie basate sull'idrogeno.

**Figura 6.15 - Spese governative di R&S energetica in Nord-America (% per area tecnologica)**



In Europa (figura 6.16) si registra negli ultimi due anni un timido sviluppo positivo delle dinamiche di spesa pubblica per la R&S energetica, dopo una prolungata fase discendente.

La ricerca sul nucleare, come mostra la figura 6.17, rimane in cima alla lista delle priorità e mantiene oltre il 50% del finanziamento totale per la ricerca energetica (53% nel 1990, 55,6% nel 1998). Di questa quota, circa il 70% va alla ricerca su tecnologie di fissione nucleare, mentre il restante 30% va alla fusione.

Nel campo della fissione, le spese si concentrano sulla tecnologia dei reattori ad acqua leggera (LWR), sulla gestione delle scorie del ciclo nucleare, sulla sicurezza e lo smantellamento dei reattori.

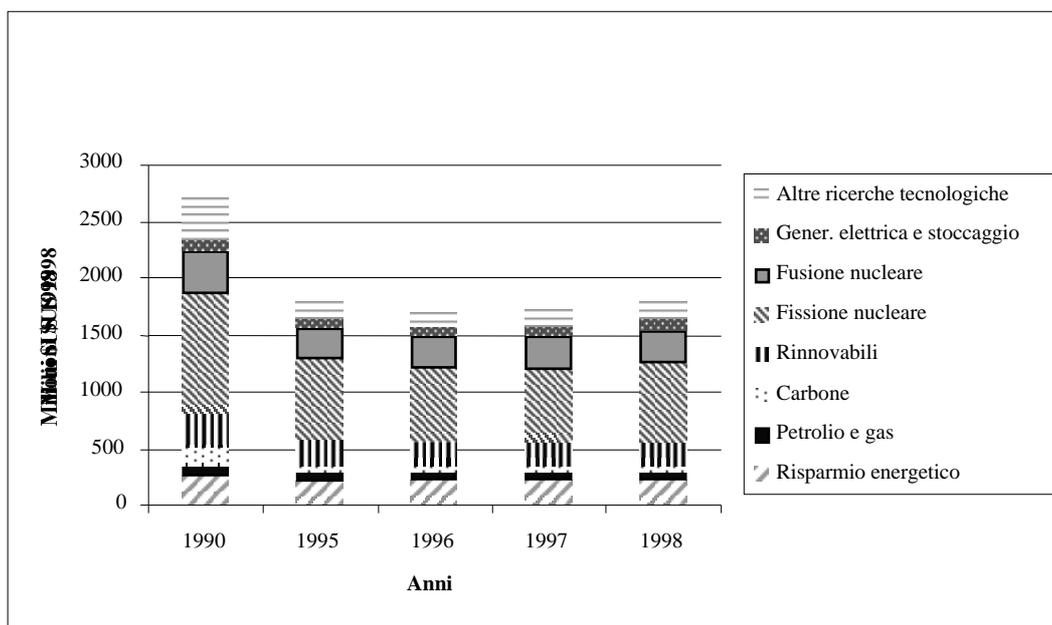
Per quanto riguarda le altre aree, il risparmio energetico riceve quote crescenti delle risorse totali di ricerca (dal 9,8% al 12,6%), anche se le risorse non stanno crescendo in termini reali.

Lo stesso vale per le tecnologie connesse alle fonti rinnovabili, la cui quota del *budget* aumenta leggermente dall'11% al 12,8%.

Le tecnologie di generazione e stoccaggio energetico godono sia di un aumento delle risorse reali che di un aumento della quota di risorse ad esse destinate.

Le tecnologie connesse all'estrazione ed alla lavorazione dei combustibili fossili e le "altre tecnologie e ricerca" vedono invece le proprie risorse ridursi a meno della metà in termini reali, ed a quasi le metà in termini percentuali.

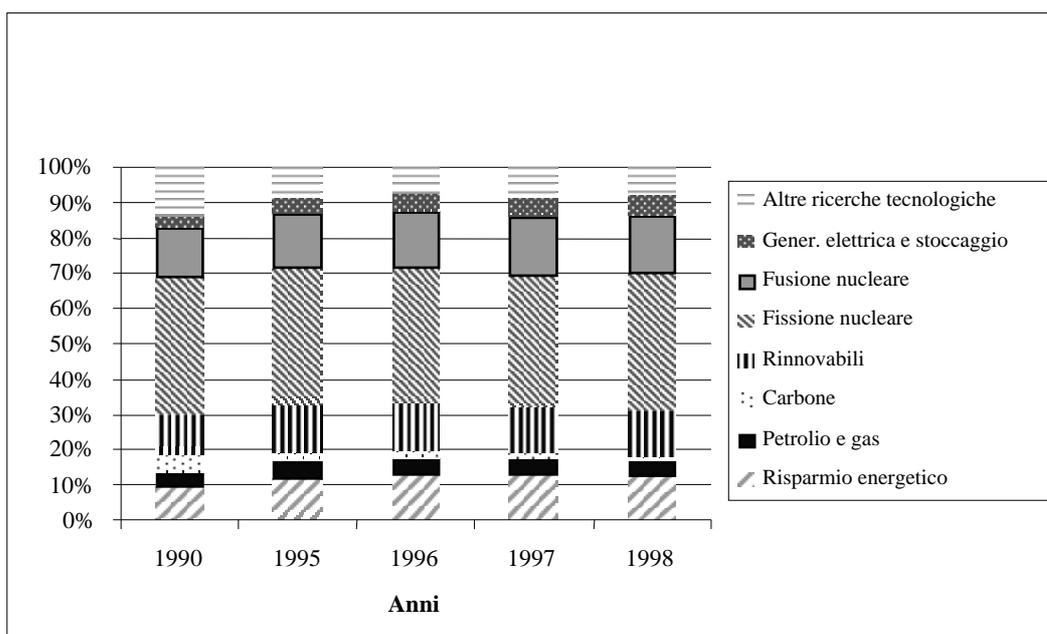
**Figura 6.16 - Spese governative per R&S energetica in Europa, per area tecnologica**



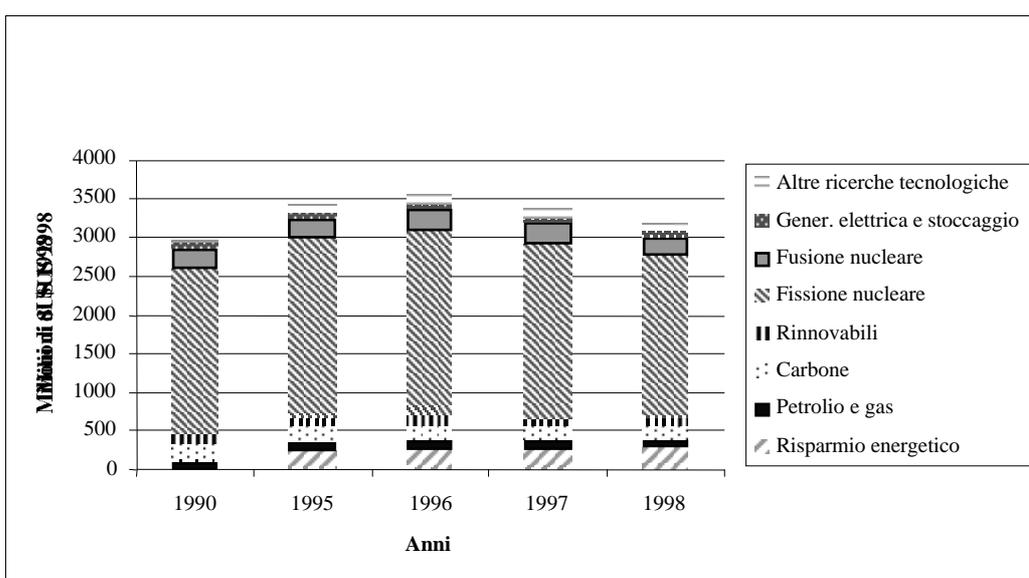
Nella regione del Pacifico si registra una dal 1996 una diminuzione delle spese pubbliche per R&S energetica (figura 6.18).

Il "portafoglio" di opzioni di ricerca dei paesi AIE di questa regione è assai meno diversificato che in Nord America o in Europa (figura 6.19). Nel 1998, oltre il 73% del totale delle risorse di ricerca energetica pubblica veniva destinato alla ricerca nucleare, sebbene tale quota sia diminuita rispetto al 81% del 1990.

**Figura 6.17 - Spese governative per R&S energetica in Europa (% per aree tecnologiche)**



**Figura 6.18 - Spese governative per R&D energetica nella regione del Pacifico, per area tecnologica**

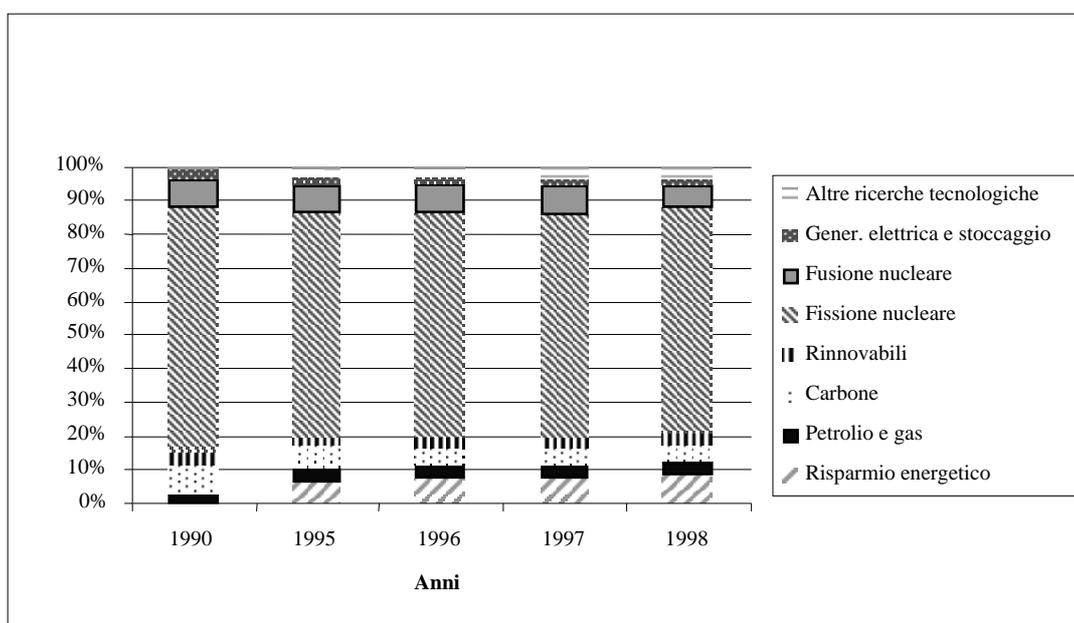


Circa il 90% delle spese per la ricerca nucleare vanno alla tecnologia della fissione (in particolare al ciclo del combustibile nucleare e alle tecnologie ausiliarie), mentre il resto va alla fusione. Il Giappone, in particolare, ha mantenuto fino al 1996 un forte impegno sui reattori nucleari di concezione innovativa e di generazione più avanzata, nonché sui reattori autofertilizzanti.

Altre aree di ricerca che ricevono quote significative del totale delle spese di R&S energetica sono quelle su tecnologie di risparmio (9,1% nel 1998) e quelle basate sui combustibili fossili (la cui quota è diminuita dall'11,3% nel 1990 all'8,8% nel 1998). Nell'ambito di queste ultime tecnologie, la maggioranza delle risorse si riversa sulla ricerca connessa al carbone. Le tecnologie per l'utilizzo di fonti rinnovabili assorbono il 3,5% delle spese totali di ricerca energetica, mentre le tecnologie per la generazione e lo stoccaggio elettrico e le "altre aree di ricerca" ricevono ciascuna dal 2% al 3% del totale. Davanti a queste cifre è opportuno ricordare che, data l'ampia quota delle risorse di ricerca di questa regione rispetto alle risorse complessive dei paesi dell'IEA, basse percentuali di spesa destinate ad una specifica area tecnologica nella regione del Pacifico sono spesso pari al budget di ricerca energetica complessivo di più di un paese europeo.

Le tendenze generali illustrate da questi dati indicano che i governi non intervengono nella R&S energetica tanto quanto erano soliti fare 15 o 20 anni fa, per lo meno non in termini finanziari. Ad eccezione forse del Giappone, e, come rilevato sopra, degli Stati Uniti, non ci sono segni per ora di un impegno più consistente dei governi nella ricerca di base, almeno in percentuale rispetto al PIL<sup>8</sup>.

**Figura 6.19 - Spese governative per R&S energetica nella regione del Pacifico (% per area tecnologica)**



<sup>8</sup> Le tendenze nell'ambito della ricerca di base non sono raccolte nelle statistiche dell'IEA, ma possono essere analizzate con l'aiuto di dati dell'OECD. Si veda, a questo proposito, la pubblicazione dell'OECD *Science, Technology and Industry Scoreboard –1999*, pag. 130.

D'altro canto, ben poco si sa sui *budget* di ricerca dell'industria privata su tecnologie energetiche e ancor meno in termini di informazione sistematica. Pertanto il quadro globale sulle tendenze nella spesa per la ricerca energetica (pubblica e privata) è incompleto. Un aspetto decisamente poco chiaro (per mancanza di dati) è se l'attività nel settore privato stia rimpiazzando la ridotta presenza pubblica. Ci sono segnali di come, a seguito del processo di liberalizzazione dei mercati elettrici, molte imprese elettriche abbiano ridotto il loro impegno nella R&S. È possibile, al contrario, che la ricerca mantenga un'importanza immutata (anche in termini di volume di spesa) nelle imprese elettromeccaniche che producono sistemi e componenti energetici, ma solo in quelle più lungimiranti le attività di ricerca guardano ad un orizzonte temporale oltre i quattro anni. E di fatto, al concentrarsi della ricerca privata su obiettivi di più breve termine, le attività di collaborazione pubblico-privato nella R&S hanno finito per spostare parte delle risorse pubbliche da attività a medio-lungo termine verso lo stadio immediatamente precompetitivo o addirittura della commercializzazione. Ci sono dubbi sul fatto che l'uso crescente di incentivi fiscali (crediti o riduzioni di imposta) alla ricerca, per quanto utili ad aumentare i volumi di spesa, possano provocare spostamenti significativi nelle spese del settore privato verso obiettivi di ricerca a più lungo termine.

Per quanto in alcune regioni come l'Europa e gli Stati Uniti, le spese pubbliche per la ricerca abbiano ripreso a crescere, l'impressione che si ricava dai dati di R&S dell'AIE è che il "portafoglio" di attività di ricerca, nella maggior parte dei casi, sia povero di opzioni a medio e lungo termine. È ben possibile che tale impressione sia dovuta a problemi di classificazione (la stessa classificazione tecnologica utilizzata dall'AIE non è esente da problemi di obsolescenza). Tuttavia le indicazioni qualitative provenienti da molti esperti dei paesi industrializzati fanno pensare che sia necessario incrementare e riequilibrare i *budget* pubblici di ricerca in maniera più coerente con gli obiettivi di lungo periodo dello sviluppo sostenibile,

### 6.3.2 La situazione italiana

Secondo i dati AIE, in Italia il totale della spesa governativa di R&ST in campo energetico (tabella 6.3) è caduto dal 1990 al 1998 da 798,5 miliardi a 430 miliardi (in lire correnti).

Questi dati non sono, a rigore, confrontabili con i dati dell'OECD sulle spese governative (*intra-muros*) totali per R&S (in tutti i campi della ricerca)<sup>9</sup>. Tuttavia, se con qualche forzatura volessimo confrontare le due serie di dati, risulterebbe che le spese pubbliche per R&S in campo energetico sono passate dal 22,4% della spesa totale per R&S nel 1990 al 9,6% nel 1998.

Per meglio confrontarli con il totale delle spese per R&S nei paesi dell'AIE, i dati sulla R&S in campo energetico sono stati convertiti in dollari US a prezzi del 1998. I trend nel periodo 1990-98 sono riportati nella figura 6.20 da cui emerge come in valore reale le spese complessive nel 1998 siano pari a circa il 38% del loro valore nel 1990.

Quanto alla composizione per aree tecnologiche della spesa (tabella 6.3 e figura 6.21), la quota più significativa della spesa rimane concentrata sul nucleare, il cui peso è in realtà aumentato dal 34% al 44%, soprattutto per la partecipazione alle attività europee sulla fusione.

<sup>9</sup> Vedi OCSE: *Main Science and Technology Indicators*.

Figura 6.20 - Spese governative di R&amp;S energetica in Italia, per area tecnologica

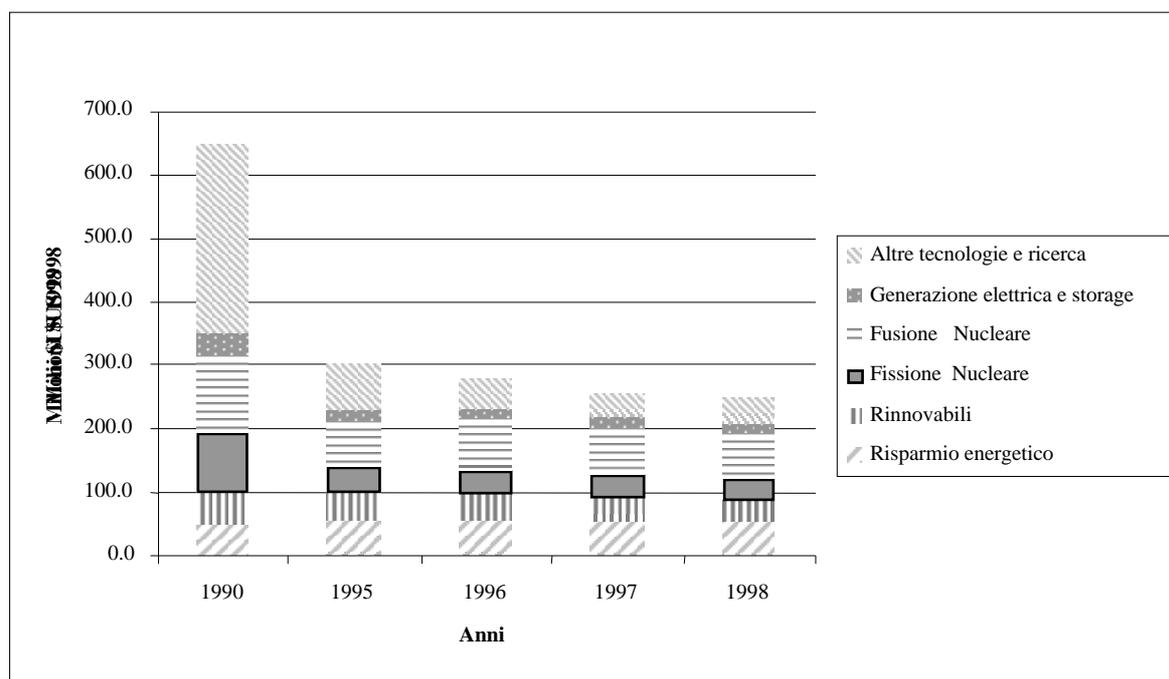


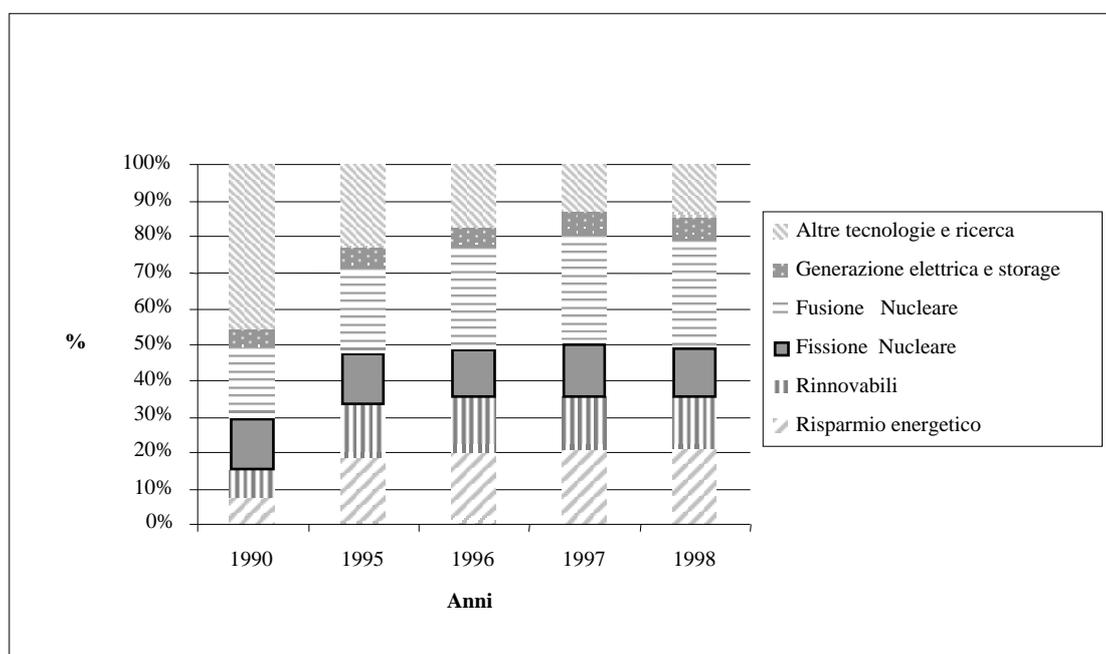
Tabella 6.3 - Spese governative di R&amp;S energetica in Italia per area tecnologica nel 1990-98

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	Miliardi di Lire correnti								
Risparmio ed efficienza energetica	60,8	76,2	„	80,7	78,8	87,4	93,3	88,4	90,5
Totale petrolio e gas	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale carbone	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale fossili	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale solare	18,4	17,1	„	24,8	36,1	36,1	32,5	39,6	35,0
Eolico	38,9	30,3	„	4,8	1,5	16,4	18,1	10,7	10,5
Maree	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomassa	4,4	3,3	„	11,2	10,2	15,9	16,8	13,2	15,3
Geotermical	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale Idroelettrica	0,0	0,0	„	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<i>Totale energie rinnovabili</i>	<i>61,7</i>	<i>50,7</i>	<i>„</i>	<i>40,8</i>	<i>47,8</i>	<i>68,4</i>	<i>67,4</i>	<i>63,5</i>	<i>60,8</i>
Total fissione nucleare	115,0	81,1	„	77,8	80,9	67,7	64,3	65,0	60,0
Fusione nucleare	153,3	135,0	„	127,1	106,4	112,9	129,5	130,0	128,0
Totale nucleare	268,3	216,1	„	205,0	187,3	180,6	193,7	195,0	188,0
Totale tecnologie di generazione e storage	39,8	74,5	„	17,0	30,7	25,6	27,7	26,1	28,0
Totale altre tecnologie e ricerca energetica	368,1	371,2	„	101,2	91,8	110,0	78,5	56,6	62,7
<b>TOTALE R&amp;S ENERGETICA</b>	<b>798,6</b>	<b>788,7</b>	<b>„</b>	<b>444,7</b>	<b>436,5</b>	<b>472,1</b>	<b>460,5</b>	<b>429,6</b>	<b>430,0</b>

Fonte: Agenzia Internazionale per l'Energia.

La ricerca per il miglioramento dell'efficienza energetica è salita dal 7% al 21%, triplicando la sua quota, anche se la spesa in valori reali è salita solo leggermente; la spesa sembra essersi spostata dalle applicazioni nell'industria al settore residenziale/terziario e ai trasporti. Anche la quota delle rinnovabili aumenta dal 7,7% al 14%, anche se le risorse reali sono diminuite del 50% (rimanendo pressoché costanti in termini nominali). All'interno di questo gruppo di attività, le tecnologie solari e quelle basate sulle biomasse acquisiscono maggiore peso, mentre nel settore eolico la tendenza è poco chiara.

**Figura 6.21 – Spese governative di R&S energetica in Italia (quote per area tecnologica)**



Non si registrano attività nel settore delle tecnologie connesse alle fonti fossili (petrolio, gas, carbone), mentre per le tecnologie legate alla produzione di elettricità la quota di spesa rimane intorno al 5-6%. Infine le "altre tecnologie e aree di ricerca energetica" passano dal 46% al 13%. In altre parole, il crollo della spesa sembra aver penalizzato tutta quella ricerca non specificamente finalizzata o che non ha immediato potenziale di applicazione. I dati non consentono di capire esattamente quali attività sono state sacrificate e perché.

Secondo i pochi dati disponibili sulle spese di R&ST di lungo termine sulle tecnologie energetiche e sulla ricerca orizzontale aperta ad applicazioni energetiche diverse (*cross-cutting*), nella fase attuale di rottura dei monopoli pubblici nel settore energetico, di liberalizzazione dei mercati e di ridefinizione delle relative regole, gli investimenti privati nella ricerca energetica in Italia stanno diminuendo o stentano a riprendere. Per il breve termine, passata una necessaria fase di ristrutturazione, si prevede, o almeno si auspica, che gli investimenti in ricerca riprendano, soprattutto perché necessari alle imprese per restare sul mercato. I dati ISTAT sulle spese per R&S delle imprese direttamente riconducibili al settore energetico nel periodo 1995-99 indicano per i settori elettrico, del gas e per le attività di estrazione del greggio e del gas naturale una netta riduzione delle

spese (-29%), mentre per la raffinazione un aumento del 20%. Nei settori di produzione di veicoli e mezzi di trasporto, nello stesso arco di tempo, le spese di R&S sono aumentate di circa il 24%, mentre nei settori che producono macchinari ed apparecchi meccanici ed elettrici la dinamica degli investimenti in R&S è stata assai più marcata, con incrementi netti del 70% circa nel periodo 1995-99. Se si potesse assumere (ma è una ipotesi eroica) che parte della R&S in questi due ultimi settori (veicoli di trasporto e elettro-meccanica) sia destinata a migliorare l'efficienza energetica dei veicoli o dei macchinari, questi ultimi sarebbero dati incoraggianti. La probabilità che questo sia avvenuto in una fase in cui i prezzi del petrolio erano fra i più bassi degli ultimi 25 anni, tuttavia, non pare molto elevata.

L'attuale situazione di risalita dei prezzi del greggio costituisce di per sé un importante fattore di stimolo alla ripresa della ricerca, sia finalizzata al risparmio ed all'incremento dell'efficienza energetica sia, più a lungo termine, volta ad affrancarsi in maniera crescente dagli idrocarburi. Questo vale anche per l'impresa privata, come si è visto in passato. Al governo ed agli istituti di ricerca pubblici, resta il compito di mantenere una visione strategica della ricerca, nell'ambito della quale collocare appropriate forme di partnership col settore privato, e di stimolare le attività e i programmi di più lungo termine.

#### 6.4 Spese per la ricerca e sviluppo ambientale

Per concludere questa sezione sul livello di attività nella ricerca, ci si occuperà, per quanto i dati lo consentono, di ricerca e sviluppo in campo ambientale. Anche in questo settore l'informazione è scarsa. Le considerazioni a seguire si basano unicamente su una base di dati raccolta dall'OCSE a partire da dati forniti dagli uffici centrali di statistica dei paesi membri, che riguarda gli stanziamenti per R&S effettuati dai governi centrali e federali per l'obiettivo della protezione ambientale (prevenzione e trattamento dei danni). Questi dati, non comprendendo i *budget* dell'industria privata o delle organizzazioni non governative, possono essere considerati come delle stime parziali.

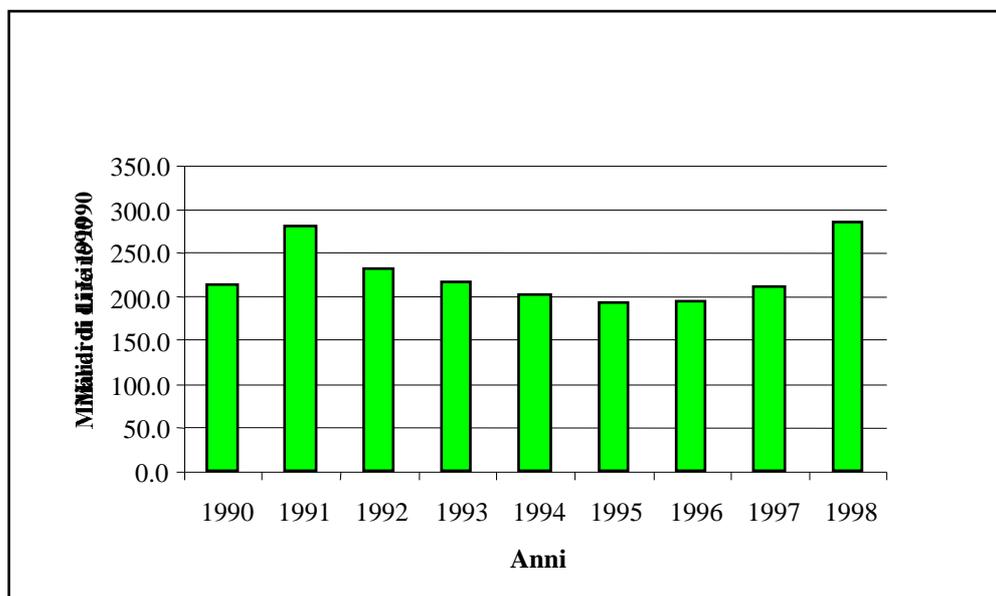
È confortante constatare che gli stanziamenti governativi per ricerca in campo ambientale in Italia dal 1983 al 1998 sono andati aumentando sia in termini nominali che in valore reale (tabella 6.4 e figura 6.22). Sembra inoltre che siano andati crescendo anche come percentuale rispetto agli stanziamenti pubblici complessivi per R&S: tale percentuale sembra essersi stabilizzata dal 1993 intorno al 2,4%, valore medio rispetto a quello di altri paesi.

**Tabella 6.4 - Stanziamenti governativi per la R&S in Italia (in miliardi di lire correnti)**

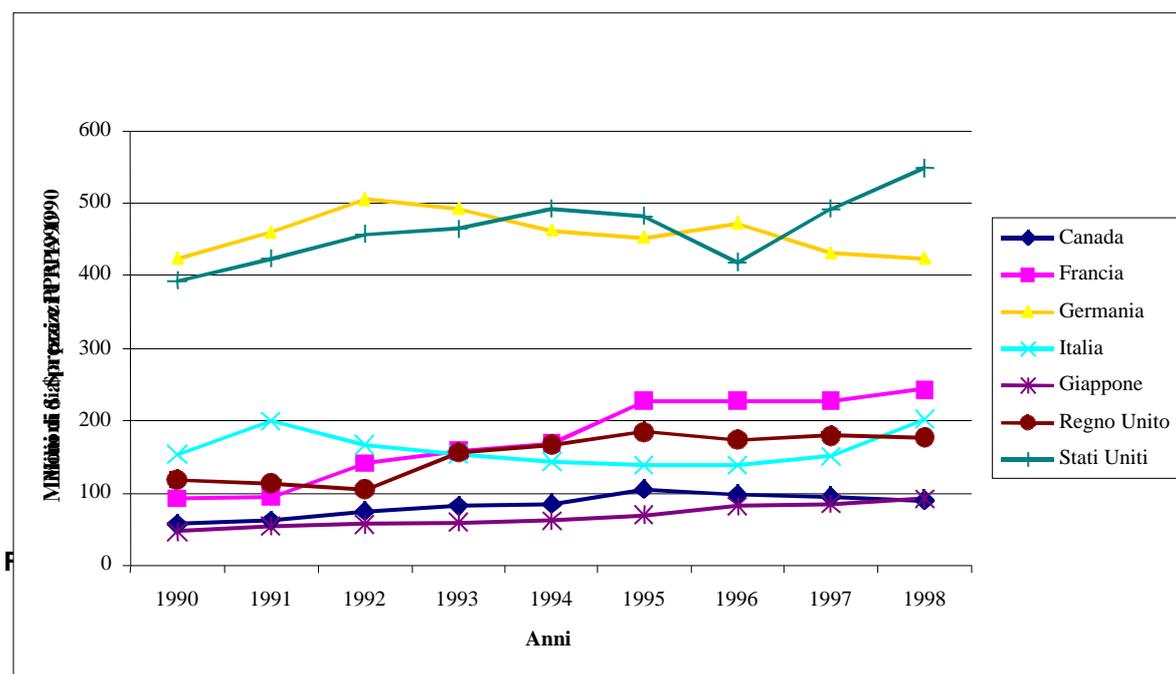
1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
<i>a) per la R&amp;S di interesse ambientale</i>								
216,3	304,0	264,7	255,5	248,4	248,8	263,7	293,5	408,0
<i>b) per la R&amp;S complessiva (inclusa quella militare)</i>								
9681	10776	12069	10763	10304	10292	11056	12046	11950
<i>(a/b) in percentuale</i>								
2,2	2,8	2,2	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	3,4

Fonte: Elaborazioni su dati OCSE

**Figura 6.22 - Stanziamenti o spese governative per R&S di interesse ambientale in Italia nel 1990-98**



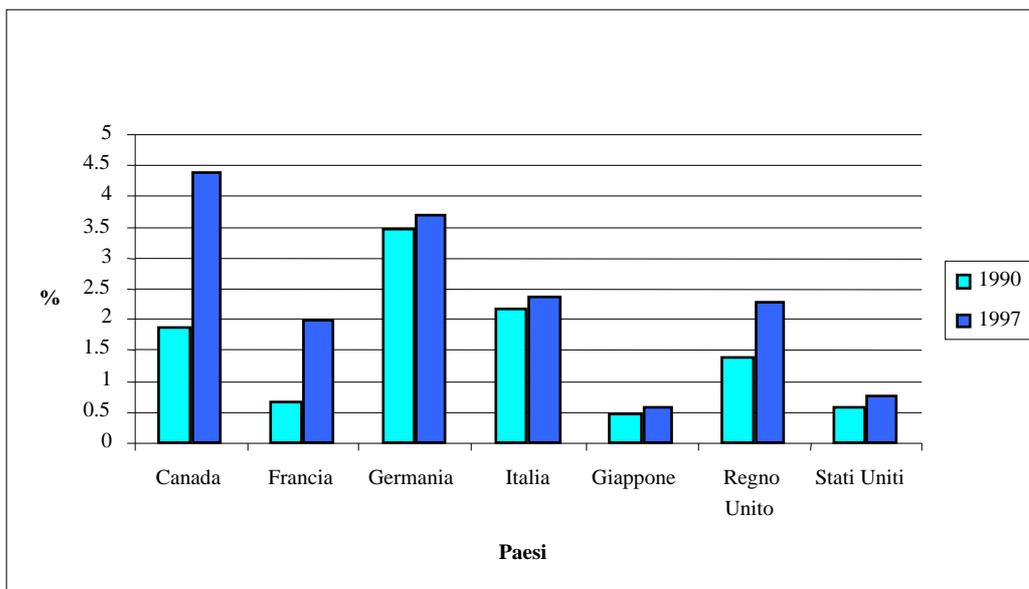
**Figura 6.23 - Stanziamenti o spese governative per R&S di interesse ambientale**



La figura 6.23 mostra la posizione relativa dell'Italia rispetto agli altri paesi del G7 per quanto riguarda i livelli di stanziamenti governativi per la ricerca ambientale: ovviamente i *budget* pubblici per la ricerca in questo settore di Stati Uniti, Germania, Francia o anche Regno Unito sono superiori a quelli del nostro paese. Tuttavia, dal grafico emerge come il tema ambientale sia tutt'altro che trascurato nella spesa governativa in Italia.

La figura 6.24 riporta alcuni confronti internazionali sulla quota destinata alla ricerca ambientale sul totale del budget pubblico di ricerca. Le differenze evidenziate possono essere dovute a diverse priorità in fatto di politiche, ma forse anche ad una maggiore presenza nel campo della ricerca ambientale da parte dell'industria privata statunitense o giapponese rispetto a quanto non succeda in Europa.

**Figura 6.24 - Quota della R&S ambientale sul totale degli stanziamenti governativi per R&S**



Per quanto riguarda le aree su cui si concentra la spesa pubblica per ricerca ambientale in Italia, alcuni dati di fonte ISTAT per il 1993-94 indicano che gran parte delle attività si rivolgono a studi a carattere generale. Consistente è la ricerca sull'inquinamento atmosferico, anche se l'inquinamento idrico e quello da rifiuti solidi sono oggetto di interesse crescente.

## Gli accordi volontari

### 1. Premessa

Come è noto, la Pubblica Amministrazione, per il raggiungimento degli obiettivi fissati, può fare ricorso a strumenti di natura diversa:

- *normativi* (tipicamente decreti legislativi, decreti attuativi): costituiscono un tipico esempio di intervento dall'alto. Nella nuova fase di decentramento amministrativo, possono portare a conflitti con altre amministrazioni su compiti e funzioni, o non tenere conto di peculiarità specifiche di alcuni settori produttivi. Inoltre, spesso trascurano i problemi legati alla loro effettiva attuazione ed al loro monitoraggio e controllo;
- *economici* (tasse, incentivi): utilizzati soprattutto in maniera non concertata, possono provocare difficoltà economiche per i cittadini e per le aziende ed in genere comportano difficoltà di accettazione sociale/produttiva;
- *volontari*: attraverso il coinvolgimento degli attori interessati, e particolarmente in una situazione di decentramento amministrativo, possono risultare più adeguati, incisivi e meno burocratici. Possono inoltre permettere di raggiungere obiettivi, senza ostacolare lo sviluppo produttivo, riducendo la complessità legislativa, e non introducendo nuove norme e vincoli, possono raccogliere opportunità e sinergie che in contesti più generali non verrebbero letti.

Nella loro accezione più generale, gli accordi volontari sono strumenti volti a perseguire obiettivi di politiche pubbliche. Nello specifico, si tratta di accordi fra almeno un ente pubblico non economico ed almeno un soggetto privato, con il fine di raggiungere obiettivi di tutela ambientale, in termini di ottimizzazione dell'uso delle risorse e di riduzione dell'impatto nonché, nell'interesse delle imprese, di qualità nella produzione e di risparmio nell'uso di energia.

Gli accordi costituiscono uno strumento innovativo alternativo o complementare ai più tradizionali interventi di *comando e controllo* delle amministrazioni.

Il processo attuativo degli accordi volontari si può riassumere in alcune fasi tipiche: promozione, definizione, firma, attuazione, monitoraggio, informazione/formazione. Si tratta comunque di un processo oneroso dal punto di vista dell'impegno di risorse umane, soprattutto nella sua fase attuale di diffusione nel contesto nazionale, sia per la novità dello strumento, sia per la sua innovazione nei processi e nelle metodologie di costruzione di proposte e decisioni. Per questi motivi è ancora prematuro elaborare indicazioni sulla sua effettiva utilizzabilità ed efficacia: esiste tuttavia, a livello internazionale, un dibattito in corso, che, sulla base di esperienze in alcuni paesi europei, dove l'accordo volontario viene utilizzato da alcuni anni, ne sta monitorando la diffusione e l'efficacia.

## 2. L'esperienza europea

Anche se gli accordi volontari fra il governo e l'industria appaiono per la prima volta nei paesi OCSE alla fine degli anni 60 e nei primi anni 70, è all'inizio degli anni 90 che si sviluppano condizioni favorevoli per un loro deciso sviluppo. Nel 1998 si contavano, tra "impegni unilaterali", "accordi negoziati" e "programmi pubblici volontari" oltre 30.000 accordi locali in Giappone, circa 300 in Europa e 42 iniziative negli Stati Uniti d'America. L'idea di superare l'approccio *command and control* privilegiando quello basato sulla "concertazione tra le Parti", è prevalente nella maggior parte degli Stati membri della Comunità Europea. Tale idea viene supportata dalla Commissione Europea già nel 5<sup>th</sup> Environmental Plan of action (1992), ed una più recente Comunicazione (1996) sottolinea che gli accordi volontari "possono offrire soluzioni vantaggiose per raggiungere obiettivi ambientali e suggerire interventi propositivi e aggiuntivi a quelli previsti dalla legislazione".

Tra i vari tipi di accordo, gli *accordi negoziati* sono quelli più diffusi in Europa. Questo approccio è stato adottato più nei paesi del Nord Europa che nei paesi mediterranei (circa 200 accordi di vario tipo sono stati individuati soltanto in Germania e in Olanda).

È interessante rilevare che i comparti industriali ad impatto maggiore sono quelli che per primi, ed in maggior numero, hanno stipulato accordi con i governi dei singoli Stati membri. Circa 1/3 degli accordi europei riguardano, ad esempio, l'industria chimica.

Nel seguito si riporta brevemente un'analisi, dell'efficacia degli accordi finalizzati all'incremento dell'efficienza energetica ed alla riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, effettuata per alcuni paesi dell'Unione Europea.

- *Olanda*: l'obiettivo di ridurre del 20% all'anno 2000, rispetto al 1989, il consumo energetico specifico del settore industriale, può essere considerato raggiunto. Al 1998 sono in essere 29 accordi con associazioni industriali e grandi imprese, più 11 accordi con il settore terziario. Le imprese industriali coinvolte sono circa 1200, con un consumo energetico che risulta pari al 90% del consumo energetico di tutto il settore. L'incremento di efficienza energetica è risultato pari al 17,4%, molto vicino all'obiettivo; al contrario, in termini di riduzione assoluta di CO<sub>2</sub>, l'obiettivo è fallito principalmente a causa di un favorevole aumento della produzione industriale.
- *Danimarca*: si stima che gli accordi volontari potranno contribuire ad una riduzione del 6% delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel 2005, corrispondenti a una riduzione di emissioni di CO<sub>2</sub> di 0,4% a livello nazionale.

- *Svezia*: il programma finalizzato all'ottenimento della certificazione EMAS e ISO 14000, che prevedeva obiettivi essenzialmente qualitativi, ha fornito risultati soddisfacenti.
- *Francia*: due accordi a livello settoriale hanno portato a significativi riduzioni specifiche di emissioni di CO<sub>2</sub> (-19%) rispetto all'anno di riferimento (1990) anche se, in termini assoluti, le emissioni sono aumentate, anche in questo caso a causa dell'aumento della produzione.
- *Germania*: a livello settoriale gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> sono stati centrati. Una valutazione effettuata nel 1997 individua una riduzione delle emissioni specifiche di CO<sub>2</sub> compresa tra il 60% e il 160%, con riferimento agli obiettivi previsti negli accordi. In termini assoluti, tale riduzione equivale a circa 34 Mt di CO<sub>2</sub>.

In un seminario organizzato dall'ENEA nel 1999, avente come obiettivo l'individuazione di un approccio comune verso gli accordi volontari utilizzabile nei paesi europei, è stato evidenziato, tra l'altro, che le principali pre-condizioni per il successo di questo strumento sono:

- una legislazione più severa;
- una controparte privata ben organizzata ed adeguatamente rappresentativa;
- un maggiore coinvolgimento della parte pubblica.

Allo stato attuale è comunque da tenere presente che la scarsità dei dati relativi ai risultati conseguiti rende incerta la determinazione dell'efficacia di questo strumento in rapporto alle finalità per le quali è stato introdotto, ovvero quelle di coniugare sviluppo economico e tutela ambientale.

### 3. L'esperienza italiana

In Italia, a differenza di altri paesi europei, non c'è ancora una grande esperienza sugli accordi volontari. Uno studio effettuato dallo IEFE, relativo al periodo 1989-1997, ha analizzato una serie di accordi aventi caratteristiche territoriali.

Il lancio è avvenuto con la Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (CNEA) di fine novembre 1998: sono di questo periodo, infatti, la firma del "Patto per l'Energia e l'Ambiente" e la delibera CIPE del 19 novembre 1998 sulla "approvazione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas serra", in relazione agli adempimenti previsti dal Protocollo di Kyoto del dicembre 1997.

Il "Patto per l'Energia e l'Ambiente", firmato da Governo, Amministrazioni e da circa 35 soggetti rappresentativi delle realtà produttive e sociali nazionali, ha definito:

- indirizzi che, all'interno del quadro di cooperazione internazionale, favoriscano la sicurezza dell'approvvigionamento delle fonti di energia e la loro diversificazione, l'apertura della concorrenza del mercato energetico, la competitività e l'innovazione, la crescita occupazionale e lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell'uso razionale dell'energia;
- obiettivi, definiti all'interno del quadro degli impegni di Kyoto, che vanno verso la riduzione delle emissioni responsabili dell'effetto serra, il raddoppio dell'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'aumento dell'efficienza nella produzione e nell'uso dell'energia;

- strumenti attuativi che privilegiano il ricorso agli accordi volontari;
- risorse finanziarie.

Esso ha individuato inoltre nel CNEL l'Autorità garante dell'Attuazione del Patto, con una prima verifica nel 2003, ed ha affidato all'ENEA le funzioni di Segreteria tecnico-scientifica per la sua attuazione.

La delibera CIPE citata, ha indicato alcuni obiettivi e ha previsto, tra l'altro, anche l'utilizzo degli accordi volontari per il loro conseguimento (Tabella 1).

Tabella 1 - Impegni nazionali di riduzione dei gas serra fissati dalla Delibera CIPE 137/98 del 19/11/98

<i>Azioni nazionali per la riduzione delle emissioni dei gas serra</i>	Mt CO <sub>2</sub> 2002	Mt CO <sub>2</sub> 2006	Mt CO <sub>2</sub> 2008-2012
Aumento di efficienza nel parco termoelettrico	- 4/5	- 10/12	-20/23
Riduzione dei consumi energetici nel settore dei trasporti	-4/6	-9/11	-18/21
Produzione di energia da fonti rinnovabili	-4/5	-7/9	-18/20
Riduzione dei consumi energetici nei settori industriale e civile	-6/7	-12/14	-24/29
Riduzione delle emissioni nei settori non energetici	-2	-7/9	-15/19
Assorbimento delle emissioni di CO <sub>2</sub> dalle foreste			(-0,7)
TOTALE	-20/25	-45/55	-95/112

Gli accordi volontari sono riconosciuti, inoltre, come validi strumenti di attuazione delle politiche nel decreto presidenziale 549 del 3/12/99 di riordino del Ministero dell'Ambiente che agli artt. 4 e 7, ne prevede il ricorso.

Recentemente anche Confindustria ha riconosciuto la validità degli accordi volontari fra le imprese e la Pubblica Amministrazione.

#### 4. Lo stato di attuazione degli accordi volontari

Nel "Rapporto ENEA sullo stato di attuazione del Patto per l'Energia e l'Ambiente - 1999", presentato al CNEL il 14 dicembre 1999, si fa menzione di 30 accordi volontari posti in essere alla fine della CNEA. Durante tutto il periodo preparatorio della conferenza, era stata svolta nel paese una grande azione di sensibilizzazione mirata al coinvolgimento di quasi tutti gli attori ed i settori produttivi e sociali del paese. Ciò aveva portato alla firma di accordi sulle fonte rinnovabili, sul teleriscaldamento, sulla diminuzione dei gas serra nella produzione elettrica, con industrie costruttrici di autoveicoli e chimiche.

Alla fine del 1999 sono stati censiti 36 accordi, di cui 9 riguardano il settore energia, 9 quello dei trasporti, 5 il civile e 13 l'industria. Nel 1999, la promozione degli accordi è continuata, ma essendosi esaurita l'azione di spinta della CNEA, nonostante l'attenzione sia delle amministrazioni che dei soggetti produttivi e sociali, in generale la diffusione e la penetrazione degli accordi ha subito delle flessioni.

L'anno 2000 è stato caratterizzato da un cambiamento di approccio. Da un'azione di diffusione e promozione allargata a tutti i settori produttivi, si è passati alla focalizzazione su alcuni settori e su alcune tematiche ed all'approfondimento di meccanismi e modalità di funzionamento ed efficacia degli accordi. Molto lavoro è stato svolto con gli operatori del teleriscaldamento per completare la fase di attuazione dell'accordo. Sono state

elaborate metodologie di qualificazione delle iniziative di realizzazione di impianti e proposte e criteri per la quantificazione delle riduzioni di gas serra e dei loro costi; sono stati approfonditi gli aspetti tecnici, economici e di fattibilità per la definizione di due accordi relativi al settore chimico e cartario; è stato promosso - ed attualmente è pronto per essere siglato - un accordo sulla diffusione del biodiesel nel settore trasporti, con l'elaborazione di criteri di apertura del mercato e di coinvolgimento di tutta la filiera dei soggetti interessati (circa 20).

Per concludere, nella fase Post-Conferenza, l'attenzione degli attori coinvolti ed il lavoro svolto non ha ancora fornito dei risultati diretti importanti. Bisogna tenere presente che tutto il periodo è stato caratterizzato da un aumento del costo del petrolio e da una flessione dell'euro. Le profonde trasformazioni in corso nell'industria dell'energia e del gas non ha permesso di consolidare dei riferimenti stabili, anche se gli operatori si sono avvalsi del contributo dell'attività svolta, recependo in dispositivi normativi gli impegni presenti negli accordi. Così pure la riforma di decentramento amministrativo creando un nuovo quadro di funzioni e compiti per le varie amministrazioni dello Stato, ha generato difficoltà nelle attività di interfaccia che gli accordi volontari richiedono.

Si riportano tre esempi di accordi volontari, con lo scopo di fornire informazioni sulle diverse modalità di approccio e di intervento.

Gli accordi riguardano la cogenerazione urbana ed il teleriscaldamento, la diffusione del biodiesel nel settore trasporti ed il settore chimico. Le modalità di conseguimento dei risultati di riduzione di emissioni sono, rispettivamente, la realizzazione di iniziative di cogenerazione, la promozione di un mercato nazionale del biodiesel e, per la chimica, la riduzione del consumo energetico specifico, l'audit tecnologico, la riqualificazione energetico-ambientale del settore e la creazione a regime di un fondo di autofinanziamento.

## **ACCORDO VOLONTARIO TELERISCALDAMENTO**

### *Firmatari*

Ministero dell'Industria, Ministero dell'Ambiente, Regioni, UPI, ANCI, ENEA, ABI, Conferenza Permanente Reti (AICARR, ANIGAS, AIRU, Assocalor, Assogas, ASTRA, Federambiente, Federelettrica, Federgasacqua, Regione Lombardia e UNAPACE).

### *Obiettivo*

Realizzare una serie di iniziative di cogenerazione urbana e teleriscaldamento, che nell'insieme possono contribuire ad una riduzione di anidride carbonica fino a 5 Mt/a corrispondenti a 1-1,5 Mtep/a di risparmio energetico.

### *Modalità*

Realizzazione di iniziative di cogenerazione urbana e teleriscaldamento.

### *Impegni degli operatori*

Realizzare un primo pacchetto costituito da 23 iniziative per un investimento complessivo di circa 730 miliardi di lire, un risparmio energetico di 155 000 tep/a ed una riduzione di CO<sub>2</sub> di 600.000 t/a.

### *Impegni delle Amministrazioni*

- incentivi al sistema;
- problemi di certezza di regole e miglioramento del quadro normativo;
- definizione univoca dei sistemi di cogenerazione urbana e di teleriscaldamento;
- promozione di accordi volontari.

### *Impegni dell'ENEA*

- predisposizione di studi, valutazioni e metodologie;
- supporto tecnico per la stesura e la presentazione dei progetti;
- supporto tecnico alle Amministrazioni per il superamento degli ostacoli.

## **ACCORDO VOLONTARIO BIODIESEL**

### *Firmatari*

Ministero dell'Industria, Ministero dell'Ambiente, Ministero delle politiche Agricole e Forestali, Regioni, UPI, ANCI, ENEA, CGIL, CISL, UIL, ANFIA, AGESI, ASSITOL, CIA, Coldiretti, Confagricoltura, Federtrasporti, Italia Nostra, Legambiente, Unione Petrolifera.

### *Obiettivo*

Riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> nel settore trasporti di 1 Mt al 2010, attraverso l'immissione di miscele biodiesel-gasolio nella rete di distribuzione carburanti (fino al 5%) e nelle flotte pubbliche (oltre il 5%). Creazione del mercato del biodiesel.

### *Modalità*

Promozione di un mercato nazionale del biodiesel.

### *Impegni degli operatori*

- produzione di "biodiesel OGM free" ed in conformità con lo standard europeo di riferimento;
- garanzia da parte dei costruttori di veicoli per l'uso delle miscele nelle motorizzazioni;
- distribuire nella rete nazionale miscele con biodiesel fino al 5%;
- sensibilizzare le flotte pubbliche a sperimentare miscele con biodiesel > 5%.

### *Impegni delle Amministrazioni*

- agevolazione fiscale sulle miscele per consentirne la vendita allo stesso prezzo del gasolio;
- sostegno finanziario per la sperimentazione di miscele con oltre il 5% di biodiesel, per l'attuazione dell'Accordo e per attività di ricerca;
- diffusione di informazioni sui risultati.

### *Impegni dell'ENEA*

- promozione e progettazione;
- partecipazione alle attività di ricerca;
- supporto tecnico scientifico alla gestione dell'Accordo;
- diffusione di informazioni.

## **ACCORDO DI LUNGO TERMINE PER L'INDUSTRIA CHIMICA**

### *Firmatari*

Ministero dell'Industria, Ministero dell'Ambiente, Regioni, ENEA, Federchimica, imprese chimiche.

### *Obiettivo*

Ridurre al 2005 il consumo specifico per unità di produzione del 12,5% e al 2010 del 25,0%, entrambi rispetto al 1990, attraverso interventi di risanamento energetico-ambientali nel settore chimico.

### *Modalità*

Riduzione del consumo energetico specifico, audit tecnologico, riqualificazione energetico-ambientale del settore e creazione a regime di un fondo di autofinanziamento.

### *Impegni delle Amministrazioni*

- costituzione di un Fondo temporaneo e di una dotazione finanziaria all'ENEA per un Piano Triennale di Sostegno volto al miglioramento dell'efficienza energetica nell'industria chimica, con particolare riferimento alle piccole e medie imprese;
- definizione di un Piano, strutturato in bandi di gara aperti all'industria chimica, che prevede l'assegnazione di esperti dell'ENEA, in forma di "temporary management", all'industria chimica richiedente, studi di fattibilità, progetti di ricerca applicata, interventi diretti di sviluppo e aggiornamento;
- riconoscimento alle imprese delle riduzioni di emissioni in relazione alla futura commercializzazione dei diritti di emissioni.

### *Impegni degli operatori*

- finanziamento del Fondo e del Piano.

### *Impegni dell'ENEA*

- definire e gestire, su istruzioni dei Ministeri, il Fondo, il Comitato di Gestione ed il Piano;
- definire e realizzare il sistema informativo, per il Rapporto e la Relazione annuale;
- svolgere la funzione di Segreteria Tecnica e Organizzativa del Comitato di gestione.



## APPENDICE 2

# La normativa in campo energetico-ambientale Recepimento nell'ordinamento nazionale delle direttive energetiche emanate dall'Unione Europea<sup>1</sup>

## 1. Introduzione

Gli obiettivi prioritari della politica energetica degli Stati europei degli ultimi anni sono riconducibili alla diversificazione delle fonti energetiche, al miglioramento dell'efficienza di utilizzazione, alla riduzione delle emissioni in atmosfera, in modo particolare della CO<sub>2</sub>. A livello dell'Unione Europea, sono stati adottati diversi programmi (Joule<sup>2</sup>, Thermie<sup>3</sup>, SAVE<sup>4</sup>, ALTENER<sup>5</sup>) per contenere i consumi e migliorare i processi di trasformazione dell'energia e per ridurre l'anidride carbonica nell'atmosfera. Un cenno particolare merita l'adozione del Quinto Programma Quadro<sup>6</sup> (1998-2002) varato dal Consiglio nel settore dell'energia.

Inoltre la politica energetica dell'Unione Europea, è stata rivolta alla necessità di liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e del gas e in generale, delle grandi reti di trasporto dell'energia.

---

<sup>1</sup> A cura di Antonio Soragnese, ENEA (Sintesi del capitolo 5 del volume "Energia, impianti termici e sicurezza. Guida all'applicazione della legislazione", 3<sup>a</sup> Edizione. aprile 2000, ENEA)

<sup>2</sup> Decisione del Consiglio del 14 marzo 1989, n. 89/236/CE, concernente un programma specifico di ricerca e sviluppo tecnologico nel campo dell'energia, energie non nucleari e impiego razionale dell'energia 1989-1992 (Programma Joule) (GUCE 14 aprile 1989, n. 98).

<sup>3</sup> Regolamento 29 giugno 1990, n. (CE) 2008/90, riguardante la promozione delle tecnologie energetiche per l'Europa (programma Thermie) (GUCE 17 luglio 1990, n. 185).

<sup>4</sup> Decisione del Consiglio del 29 ottobre 1991, n. 91/565/CE, sulla promozione dell'efficienza energetica nella Comunità (programma SAVE) (GUCE 8 novembre 1991, n. 307).

Decisione del Consiglio del 16 dicembre 1996, n. 96/737/CE, riguardante un programma pluriennale per la promozione dell'efficienza energetica nella Comunità - SAVE II. (GUCE 24 dicembre 1996, n. 335).

<sup>5</sup> Decisione del Consiglio del 13 settembre 1993, n. 93/500/CE, concernente la promozione delle energie rinnovabili nella Comunità (programma ALTENER) (GUCE 22 settembre 1993, n. 237).

Decisione 18 maggio 1998, n. 98/352/CE del Consiglio concernente un programma pluriennale di promozione delle fonti energetiche rinnovabili nella Comunità (Altener II) (GUCE 3 giugno 1998, n. 159).

<sup>6</sup> Decisione del Consiglio del 14 dicembre 1998, n. 1999/21/CE, che adotta un programma quadro pluriennale di azioni nel settore dell'energia (1998-2002) e misure connesse (GUCE 13-1-1999, n. 7).

**Tabella A.1 - Stato di attuazione delle direttive relative al settore dell'energia**

Direttiva	Entrata in vigore	Recepimento o applicazione	Attuazione massima	Fine validità o periodo transitorio	Provvedimento che la modifica, o l'attua l'abroga	Data recepimento modifiche o periodo transitorio	Provvedimento attuativo
Scorte petrolio grezzo (68/414/CE)	23-12-68	prima possibile	1-1-71		72/425/CE (3) 98/93/CE	1-1-75 1-1-2000	Legge 22/1981
Approvv. Petrolio (73/238/CE)	27-7-73	30-6-74					
Scorte combust. fossili (75/339/CE)	22-5-75		1-1-78	7-2-97	97/7/CE (4)		Decreto presidenziale 776/82
Petrolio centrali elettriche (75/405/CE)	18-4-75		31-12-75	31-1-97	97/8/CE (4)		Decreto Presidenziale 729/82
Prezzo petrolio (76/491/CE)	5-5-76		1-1-77		77/190/CE (4)		
Generatori calore (78/170/CE)	14-2-78	1-7-80	1-7-80	1-1-81	82/885/CE	17-6-84	Decreto ministeriale 26-1-81
Economia petrolio (85/536/CE)	9-12-85		1-1-88		87/441/CE	29-7-87	Decreto legislativo 280/94
Prezzi gas ed elettricità (90/377/CE)	6-7-90	1-7-91			93/87/CE	10-11-93	Decreto ministeriale 26-6-92
Energia elettr. Grandi reti (90/547/CE)	16-11-90	1-7-91			94/559/CE 95/162/CE		Decreto ministeriale 26-6-92
Gas naturale grandi reti (91/296/CE)		1-1-92			94/49/CE 95/49/CE	28-2-99	Decreto ministeriale 18-6-94
Rendimento caldaie (92/42/CE)	3-6-92	31-12-92	1-1-94	31-12-97	93/68/CE	1.1.95 o 1.1.97	Decreto presidenziale 660/96
Consumo energia apparecchi (92/75/CE)	2-10-92	1-1-94	1-7-93				Decreto presidenziale 107/98
Efficienza energetica (93/76/CE)	23-9-93	31-12-94			(1)		(2)
Prospezione, ricerca idrocarb. (94/22/CE)	30-6-94	1-7-95					Decreto legislativo. 625/96
Rendimento energetico elettrodomestici (96/57/CE)	8-10-96	8-10-97	8-10-2000	8-10-99			
Mercato energia (96/92/CE)	19-2-97	19-2-99					Decreto legislativo 79/99
Mercato gas naturale (98/30/CE)	10-8-98	10-8-2000					Decreto legislativo 146/2000

(1) La decisione 96/737/CE del 10 dicembre 1996, riporta il programma SAVE II, valido fino al 31/12/2000.

(2) Il Governo non ha mai emanato un provvedimento specifico di recepimento, ma si ritiene che, alcune delle disposizioni da attuare previste nella direttiva, siano contenute nella legge n. 10/1991.

(3) Direttiva abrogata dal 31 dicembre 1999; (4) Abroga la direttiva.

È continuata una revisione delle disposizioni relative alla trasparenza dei prezzi dell'energia, all'esercizio e all'autorizzazione, alla prospezione, alla ricerca ed all'estrazione d'idrocarburi. Nei paragrafi successivi si esamineranno brevemente le direttive comunitarie riguardanti i settori accennati e il loro recepimento nell'ordinamento nazionale. Nella tabella A.1 viene riportato un quadro sintetico del loro stato di attuazione.

## **2. Approvvigionamento di prodotti petroliferi**

La crisi petrolifera degli anni sessanta ha fatto assumere un'importanza crescente alle importazioni di greggio ed ai prodotti petroliferi tanto che, per attenuare gli effetti negativi sull'economia della comunità economica europea, il Consiglio nel 1968 ha adottato la direttiva 68/414/CE, che stabilisce l'obbligo per tutti gli Stati membri di mantenere un livello minimo di scorte di petrolio greggio e/o di prodotti petroliferi. Con l'adozione di questa direttiva, si è stabilito un livello minimo di scorte di prodotti petroliferi pari a 65 giorni del consumo interno giornaliero medio. Con il notevole incremento dei fabbisogni di petrolio nella Comunità, il livello minimo delle scorte è stato portato a 90 giorni dalla direttiva 72/425/CE, che doveva essere adottata prima del 1° gennaio 1975. Questo livello minimo è stato poi confermato con l'emanazione della direttiva n. 98/93/CE. La stessa direttiva stabilisce anche che la parte del consumo interno di ogni Stato membro coperta da prodotti derivanti dal petrolio di estrazione nazionale possa essere dedotta sino ad un massimo del 25% di detto consumo. Nel calcolo non sono compresi i bunkeraggi per la navigazione marittima. Il costo per il mantenimento, la gestione e il controllo delle scorte devono essere sottoposti ad una normativa trasparente. Rilievi statistici e dati devono essere comunicati alla Commissione entro date stabilite. Inoltre, la direttiva 98/93/CE sancisce il principio che le scorte petrolifere possono essere detenute ovunque nella Comunità e che gli Stati membri devono avere i poteri e la capacità di controllare l'uso delle scorte, in modo da renderle prontamente disponibili a vantaggio delle zone che hanno maggiormente bisogno di forniture di petrolio. Gli accordi e le condizioni tra gli Stati devono essere comunicati alla Commissione europea.

La direttiva 73/238/CE stabilisce procedure e strumenti affinché tutti gli Stati membri dispongano dei poteri necessari per prendere le opportune misure, in conformità al trattato, nel caso di crisi di approvvigionamenti di prodotti petroliferi. Inoltre, la direttiva istituisce un organo consultivo che agevoli il coordinamento delle misure da prendere in caso di difficoltà di approvvigionamento. Una procedura comunitaria di informazione e di consultazione sui costi dell'approvvigionamento di petrolio greggio e i prezzi al consumo dei prodotti petroliferi è contenuta nella decisione del Consiglio 1999/280/CE del 22 aprile 1999, mentre la decisione del 26 luglio 1999, 1999/566/CE, contiene le modalità applicative.

Il regime delle autorizzazioni alle esportazioni dei prodotti petroliferi è stato regolamentato dal decreto ministeriale 28 marzo 1974.

La direttiva 85/536/CE agisce sul risparmio di greggio mediante l'impiego di componenti di carburanti di sostituzione e che possono essere ricavati da materie prime diverse dal greggio. Con l'adozione di tale direttiva è stato dato l'avvio alla produzione, alla distribuzione e all'utilizzazione della cosiddetta benzina senza piombo o benzina verde. L'allegato alla direttiva ha definito i componenti e le composizioni delle miscele fissando i limiti dei composti organici ossigenati. La direttiva 87/441/CE ha integrato la direttiva

85/536/CE, definendo i metodi di misura dei carburanti sostitutivi atti ad essere incorporati nelle miscele di benzina. Per le suddette direttive, c'è una proposta di abrogazione, visto il progresso tecnico ottenuto dalla loro adozione e per sottoporre a specifiche più rigorose i combustibili immessi in commercio a partire dal 1° gennaio 2000.

### **3. Trasparenza dei prezzi dei combustibili**

Per il buon funzionamento del mercato comunitario, elemento indispensabile è la trasparenza dei costi e dei prezzi dei prodotti petroliferi, dell'energia elettrica e del gas.

La direttiva 76/491/CE stabilisce una procedura comunitaria d'informazione e di consultazione sui prezzi del petrolio greggio e dei prodotti petroliferi. Per ricevere informazioni e governare il settore dell'approvvigionamento dei combustibili, la direttiva stabilisce che gli Stati membri devono designare imprese petrolifere e persone secondo criteri oggettivi. Inoltre, la direttiva stabilisce le modalità per confrontare i dati raccolti: i prezzi al netto dei dazi e delle imposte, i dazi e le imposte totali, i prezzi dei principali prodotti petroliferi, i realizzi e i costi all'uscita dalle raffinerie. La direttiva è stata resa operativa con la decisione 77/190/CE, la quale, in base ai modelli allegati, precisa meglio tutte le caratteristiche delle informazioni da inviare alla Commissione. In considerazione del fatto che le disposizioni della direttiva 76/491/CE imponevano una procedura d'informazione non più rispondente alle attuali condizioni del mercato petrolifero (che attualmente si basa su contratti stipulati di volta in volta e non più su contratti di lunga durata), il Consiglio nella riunione del 19 giugno 1998 ha adottato una decisione con la quale è stata abrogata la direttiva e stabilita una nuova procedura semplificata.

Infine, si ricorda che con il decreto ministeriale 30 settembre 1999 sono state emanate disposizioni concernenti le modalità di pubblicità dei prezzi dei prodotti petroliferi per uso di autotrazione presso gli impianti automatici di distribuzione dei carburanti.

La direttiva 90/377/CE stabilisce una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica. La direttiva ha stabilito le modalità per la trasmissione all'Istituto Statistico delle Comunità Europee, da parte delle imprese fornitrici di gas e di energia elettrica all'industria, dei dati relativi ai prezzi e la ripartizione dei consumatori per categoria dei consumi. Tutto ciò al fine di una loro elaborazione, nel rispetto del principio della riservatezza, e pubblicazione nel rispetto del principio della trasparenza.

Attualmente le disposizioni relative alla trasparenza dei prezzi dell'energia elettrica e del gas, è di competenza dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e pertanto si rinvia ai provvedimenti da essa emanati.

### **4. Transito di energia elettrica e di gas naturale sulle grandi reti**

#### *4.1 La direttiva 90/547/CE, relativa al transito di energia elettrica sulle grandi reti*

Al fine di favorire la cooperazione del settore delle interconnessioni delle grandi reti europee e per coordinare gli scambi anche oltre le frontiere della Comunità, il Consiglio europeo, nell'ottobre 1990, ha emanato la direttiva 90/547/CE, che riporta disposizioni per il transito di energia elettrica sulle grandi reti o reti ad alta tensione. La direttiva è stata emanata anche in considerazione che la realizzazione del mercato unico e la

maggior integrazione del mercato europeo dell'energia devono garantire l'approvvigionamento ottimale ed economicamente più conveniente di energia elettrica per i cittadini di tutte le regioni della Comunità e, in particolare, di quelle più sfavorite. La direttiva stabilisce che tutti gli Stati devono facilitare e non ostacolare, sul loro territorio, il transito di energia elettrica tra le grandi reti di trasporto ad alta tensione. Si considera trasporto di energia elettrica tra grandi reti quando sussistono le seguenti condizioni:

- il trasporto è effettuato dall'ente nazionale dello Stato membro responsabile della gestione della rete;
- la rete di origine e di destinazione è situata nei territori della Comunità;
- il trasporto implica l'attraversamento di una frontiera intracomunitaria.

La direttiva individua: gli Enti nazionali responsabili, le modalità per la sottoscrizione dei contratti tra i suddetti enti e il sistema per informare la Commissione. Inoltre, la direttiva prevede l'intervento di un organismo conciliatore nel caso di controversie.

Per il buon funzionamento della direttiva e per avere consulenze e pareri sui fattori economici, tecnici, giuridici e sociali, la Commissione con la decisione 92/167/CE, (modificata dalla decisione 97/559/CE) ha istituito un comitato di esperti. Al suddetto comitato sono stati affidati anche le funzioni di organo conciliatore. Con la decisione 95/162/CE, è stato sostituito l'elenco degli enti nazionali responsabili (oltre all'ENEL, sono stati inseriti l'Edison e l'Edison Termoelettrica) ed è stato disposto che l'Italia mettesse in vigore le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative entro il 30 giugno 1995. La direttiva 98/75/CE ha aggiornato l'elenco degli enti, ma per l'Italia non ci sono state integrazioni.

La direttiva è stata recepita nell'ordinamento nazionale, con il decreto ministeriale 26 giugno 1992, il quale stabilisce che l'ENEL è l'ente responsabile della rete elettrica ad alta tensione ed è tenuto al rispetto della direttiva. In qualità di ente responsabile, l'ENEL è tenuto a comunicare alla Commissione e al Ministero dell'industria, tutti i contratti, i negoziati e le trattative anche se non si concludono positivamente. Inoltre, l'ENEL deve garantire condizioni di transito eque e non discriminanti, e non deve porre in essere restrizioni ingiustificate tali da mettere in pericolo la sicurezza dell'approvvigionamento e la qualità del servizio. Non risulta che sia stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 98/75/CE. Pertanto, le disposizioni contenute nel suddetto decreto ministeriale dovranno essere integrate e/o modificate sia per il recepimento della direttiva 98/75/CE, sia in base ai provvedimenti attuativi della direttiva 96/92/CE relativa al mercato interno dell'energia elettrica recepita in Italia con il decreto legislativo 79/1999.

#### *4.2 La direttiva 91/296/CE, relativa al transito di gas naturale sulle grandi reti*

Con le stesse motivazioni con le quali era stata emanata la direttiva 90/547/CE, nel maggio 1991 il Consiglio ha emanato la direttiva 91/296/CE, che riporta le disposizioni relative al transito di gas naturale sulle grandi reti. La direttiva risponde all'esigenza di realizzare l'integrazione del mercato del gas, affrontando il problema della sicurezza dell'approvvigionamento e la protezione dell'ambiente: le disposizioni e gli strumenti organizzativi sono identici a quelli contenuti nella direttiva 90/547/CE e anche per la direttiva 91/296/CE, sono stati individuati gli enti responsabili (vedere direttiva 94/49/CE, e 95/49/CE), ed è stato istituito e nominato un comitato di esperti (vedere decisione 95/539/CE). In base alla direttiva 95/49/CE, gli enti nazionali responsabili sono: SNAM,

Edison Gas, e Gasdotti del Mezzogiorno. La direttiva 95/49/CE non risulta che sia stata recepita in Italia. Invece, tutti gli Stati membri hanno comunicato i provvedimenti di attuazione della direttiva 91/296/CE sul transito del gas: il provvedimento italiano è riportato nel decreto ministeriale 18 giugno 1994. Quale ente nazionale responsabile della rete di gas naturale ad alta pressione, è stata designata la SNAM SpA, essa come l'ENEL, ha gli stessi obblighi ai fini dell'attuazione della direttiva. Le disposizioni contenute nel suddetto decreto ministeriale dovranno essere integrate e/o modificate sia per il recepimento della direttiva 95/49/CE, sia in base ai provvedimenti attuativi della direttiva 98/30/CE relativa al mercato interno del gas naturale recentemente recepita in Italia con il decreto legislativo 164/2000.

Ma pur avendo comunicato i provvedimenti di attuazione, risultano aperte delle procedure di infrazione nei confronti della Spagna, della Francia, dell'Italia e dei Paesi Bassi, vertenti sui diritti esclusivi all'importazione e all'esportazione di gas e di energia elettrica.

Si ricorda che le reti transeuropee riguardano:

- le reti di energia elettrica e del gas;
- le reti di trasporto;
- le reti telematiche.

Quelle relative al settore dell'energia sono state regolamentate dai seguenti provvedimenti:

- la direttiva 90/547/CE, concernente il transito di energia elettrica sulle grandi reti, modificata dalla direttiva 98/75 /CE;
- il regolamento (CE) 2236/95, che stabilisce i principi generali per la concessione di un contributo finanziario della Comunità nel settore delle reti transeuropee, modificato dal regolamento 99/1655;
- la decisione 96/537/CE, che specifica i progetti di interesse comune;
- la decisione 96/391/CE, relativa ad un insieme di azioni volte a creare un contesto più favorevole allo sviluppo delle reti transeuropee nel settore;
- la decisione 1254/96/CE, che stabilisce un insieme di orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia;
- la decisione 97/548/CE, recante le specificazioni dei progetti di interesse comune individuati dalla decisione 1254/96/CE;
- la decisione 97/1047/CE, che aggiunge altri progetti di interesse comune.

**Tabella A.2 - Reti transeuropee: provvedimenti comunitari in materia di energia**

<b>Provvedimento</b>	<b>Contenuto</b>	<b>Modifiche, integrazioni o abrogazioni</b>
Direttiva 90/547	Transito di energia elettrica sulle grandi reti	Direttiva 98/75
Regolamento 2236/95	Principi generali per la concessione di un contributo finanziario della comunità nel settore delle reti transeuropee	Regolamento 1655/99
Decisione 96/537	Progetti di interesse comune	
Decisione 96/391	Azioni volte a creare un contesto più favorevole allo sviluppo delle reti transeuropee	
Decisione 96/1254	Orientamenti relativi alle reti transeuropee nel settore dell'energia	
Decisione 97/548	Specificazione dei progetti comuni individuati nella decisione 96/1254	
Decisione 97/1047	Altri progetti di interesse comune	

## **5. Mercato interno dell'energia elettrica e del gas**

Per liberalizzare il mercato interno "senza frontiere" nel settore dell'energia sono state emanate dall'Unione Europea due direttive: la prima che regola il settore dell'energia elettrica (96/92/CE) e la seconda quello del gas naturale (98/30/CE).

### *5.1 Direttiva 96/92/CE concernente norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica*

La direttiva 96/92/CE stabilisce norme e modalità per la generazione, la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica che devono essere rispettate in tutti gli Stati membri. Essa inoltre definisce le norme organizzative e di funzionamento del settore dell'elettricità, l'accesso al mercato per i clienti idonei e quelli vincolati, i criteri e le procedure da applicare eventualmente nei bandi di gara e nel rilascio delle autorizzazioni nonché nella gestione delle reti.

La direttiva è caratterizzata dalle seguenti principali disposizioni:

- la liberalizzazione del mercato interno dell'energia elettrica di ogni Stato membro può essere graduale ma la sua effettiva liberalizzazione non può superare il 2006;
- gli Stati membri possono utilizzare una procedura di gara oppure una procedura di autorizzazione nelle concessioni di licenze per la costruzione di nuovi impianti per la produzione di energia elettrica necessaria ai bisogni nazionali;

- gli Stati membri, per concedere l'accesso alle reti, possono utilizzare sia il sistema "dell'acquirente unico", sia quello ad "accesso negoziato di terzi".

Un aspetto fondamentale della direttiva è che ogni Stato membro, nell'interesse economico generale, può imporre alle imprese che operano nel settore dell'energia obblighi di servizio pubblico per garantire la sicurezza del servizio, l'approvvigionamento, la regolarità, la qualità e il prezzo delle forniture nonché la protezione dell'ambiente.

Per il recepimento della direttiva è stato conferito agli Stati membri un ampio potere decisionale vincolato solo agli interessi della Comunità che comprendono, tra l'altro, la garanzia della libera concorrenza nei confronti dei clienti idonei.

Tra le norme previste nella direttiva per tenere conto di particolari situazioni esistenti negli Stati membri anteriormente all'entrata in vigore delle norme comunitarie e che possono fare derogare parzialmente la sua attuazione, c'è l'articolo 24 che si occupa dei «*stranded costs*», cioè dei costi di passaggio al regime di libera concorrenza. Per tenere conto degli impegni e garanzie di funzionamento anteriori all'entrata in vigore della direttiva che non potrebbero essere rispettati a causa delle disposizioni della direttiva stessa, i capitoli IV, VI e VII della direttiva prevedono opportune deroghe.

Utilizzando la possibilità concessa dall'articolo 24 della direttiva, gli Stati membri: Germania, Regno Unito, Irlanda del Nord, Francia, Lussemburgo, Austria, Paesi Bassi, Spagna, Danimarca hanno presentato richiesta di deroga all'applicazione della direttiva motivandole in maniera diversa (si vedano le decisioni emanate dalla Commissione in data 8 luglio 1999, (dalla 1999/791/CE alla 1999/798/CE).

La Commissione dell'Unione Europea non ha ravvisato applicabile l'art. 24 ai regimi transitori proposti tranne che per la Germania: il suo regime transitorio è stato giudicato accettabile perché esso si fonda sull'impegno d'investimento derivante da una serie di contratti tra l'ex Germania Orientale e le società elettriche regionali, la cui natura soddisfa tutti i criteri dell'art. 24. Comunque il regime transitorio concesso alla Germania è limitato al 31 dicembre 2003 e contiene alcune disposizioni e condizioni da rispettare.

La motivazione principale che ha portato a respingere le richieste è stata che gli Stati membri non possono decidere di ritardare l'apertura del mercato nel caso in cui è possibile indennizzare le aziende elettriche con trasferimenti finanziari. In tal caso, la Commissione ritiene che le misure di questo tipo debbono essere considerate non deroghe alla direttiva ma piuttosto pagamenti alle aziende elettriche e che debbano quindi essere esaminate alla luce della normativa sugli aiuti di Stato.

Infine si ricorda che con la Comunicazione della Commissione del 10 novembre 1999, la quota media comunitaria di apertura del mercato dell'energia elettrica, applicabile al 2000, è di 30,27%.

## 5.2 *Recepimento della direttiva 96/92/CE*

Per l'attuazione della direttiva la legge comunitaria 128/1998, ha previsto l'emanazione di un decreto legislativo delegato vincolato ai seguenti principi e criteri direttivi:

- “a) prevedere che la liberalizzazione del mercato avvenga nel quadro di regole che garantiscano lo svolgimento del servizio pubblico, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, in particolare con l'applicazione al mercato dei clienti vincolati da una tariffa unica nazionale e l'istituzione dell'acquirente unico al fine di

- garantire la disponibilità della capacità produttiva necessaria, la gestione dei contratti, la fornitura e la tariffa unica;
- b) prevedere che il gestore della rete di trasmissione sia anche il dispacciatore, garantendo sia la funzione pubblicistica sia la neutralità di tale servizio al fine di assicurare l'accesso paritario a tutti gli utilizzatori;
  - c) attribuire al Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato, sentiti il Ministro del Commercio con l'Estero e l'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, la responsabilità di salvaguardare la sicurezza e l'economicità del sistema di generazione elettrica nazionale per quanto riguarda l'utilizzo e l'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, operando per ridurre la vulnerabilità complessiva del sistema stesso; a tal fine individuare gli strumenti operativi atti ad influenzare l'evoluzione coerente del sistema di generazione nazionale;
  - d) favorire nell'ambito della distribuzione, laddove sono attualmente presenti più soggetti operanti nello stesso territorio, iniziative che, in base a criteri di massima trasparenza, attraverso normali regole di mercato portino alla loro aggregazione, valorizzando le imprese degli Enti locali;
  - e) incentivare, attraverso un'adeguata politica di sostegno e di stimolo, l'uso delle energie rinnovabili e il risparmio energetico, anche con l'obiettivo di una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>;
  - f) definire le misure per assicurare condizioni di reciprocità nei confronti degli Stati membri dell'Unione Europea, in relazione al grado di apertura dei loro mercati, anche al fine di assicurare la parità competitiva sul mercato europeo delle aziende elettriche italiane e dell'industria dell'indotto;
  - g) collocare la liberalizzazione del mercato elettrico nazionale nell'ottica dell'integrazione europea dei mercati nazionali dell'energia elettrica prevista dalla direttiva comunitaria, finalizzando i decreti legislativi anche all'obiettivo di facilitare la transizione dell'industria nazionale ai nuovi assetti europei”.

Nei principi e criteri direttivi riportati nell'art. 36 della legge comunitaria 128/1998, sono state fissate le scelte politiche all'interno delle quali si è dovuto muovere il Ministero dell'Industria per recepire la direttiva comunitaria nell'ordinamento nazionale.

Con la pubblicazione del decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999, vengono liberalizzate le attività di produzione, importazione, esportazione, acquisto e vendita di energia elettrica; l'attività di distribuzione si svolgerà in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'Industria.

Nel seguito viene riportata una breve descrizione delle novità introdotte dal decreto legislativo.

Il decreto legislativo del governo costituisce i seguenti organismi:

- un *gestore della rete di trasmissione* con la funzione di esercitare le attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica e la gestione unificata della rete di trasmissione nazionale. Per rete di trasmissione nazionale si intende il complesso delle stazioni di trasformazione e delle linee elettriche di trasmissione ad alta tensione sul territorio nazionale gestite unitariamente;

- un *acquirente unico* con la funzione di stipulare contratti per garantire ai clienti vincolati la disponibilità della capacità produttiva necessaria; essa dovrà assicurare la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza ed efficienza del servizio e a tariffa unica. I clienti vincolati sono le persone fisiche o giuridiche che acquistano energia elettrica esclusivamente per uso proprio e devono stipulare i contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nella zona dove è ubicata l'utenza. Al cliente vincolato deve essere applicata una tariffa unica nazionale;
- un *gestore del mercato*, disciplinato organizzativamente dal Ministero dell'industria, che organizza il mercato stesso secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività, nonché di concorrenza tra produttori, e inoltre assicura la gestione economica di un'adeguata disponibilità della riserva di potenza.

La costituzione, i ruoli e i compiti di ogni organismo sono più articolati, e pertanto si rinvia al testo legislativo. La costituzione dei suddetti organi di governo del nuovo sistema energetico nazionale e la nuova struttura dell'ENEL sono subordinati a determinate scadenze e a disposizioni legislative che devono essere emanate principalmente dal Ministero dell'industria. Un ruolo non secondario sarà svolto anche dal Ministero del tesoro e dall'Autorità dell'energia elettrica e il gas.

L'attività di produzione sarà regolamentata per disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e l'esercizio, nonché per la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti.

Dal 2001 i produttori e gli importatori dovranno immettere in rete almeno 2 GWh di energia prodotta da fonti rinnovabili<sup>7</sup> ogni 100 GWh prodotta o importata nell'anno precedente.

L'ENEL manterrà le funzioni di indirizzo e coordinamento strategico industriale delle società controllate che saranno costituite per svolgere le attività di produzione e vendita, nonché di esercizio della rete di trasmissione (comprese le linee di trasporto e manutenzione) e smantellamento delle centrali elettronucleari (società che sarà controllata dal Ministero del Tesoro).

Dal 1° gennaio 2003, non sarà più consentito produrre o importare, direttamente o indirettamente, più del 50% dell'energia prodotta o importata in Italia, e pertanto l'ENEL dovrà cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva entro tale data.

Per razionalizzare la distribuzione dell'energia, entro il 31 marzo 2000 devono essere adottate le opportune iniziative per l'aggregazione degli operatori esistenti al fine di rilasciare una sola concessione di distribuzione per ambito comunale.

Per valorizzare le imprese elettriche degli Enti locali, le municipalizzate con più del 20% degli utenti comunali possono assumere la gestione dell'intera rete cittadina dopo aver chiesto all'ENEL la cessione dei rami d'azienda dedicati all'esercizio dell'attività di distribuzione. In mancanza di un accordo tra le parti, la suddetta cessione, che può avvenire entro il 31 marzo del 2001, viene determinata tramite un collegio arbitrale il cui presidente è scelto dal Tribunale. Le municipalizzate che servono più di 100.000 utenti possono espandere il loro servizio anche ai Comuni limitrofi.

I clienti idonei e liberi di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero, sono le imprese, i gruppi di imprese, i consorzi e le

---

<sup>7</sup> Sono fonti energetiche rinnovabili, il sole, il vento, le risorse idriche, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la generazione di energia elettrica da prodotti vegetali o dai rifiuti organici o inorganici.

società consortili, ubicate in un Comune o in Comuni limitrofi, in grado di autocertificare che i consumi sono superiori a 30 GWh l'anno, e che comunque ogni componente consumi più di 2 GWh l'anno.

Per una graduale liberalizzazione, tali limiti scenderanno a 20 GWh e a 1 GWh nel 2000, e a 9 GWh e a 1 GWh nel 2002. Dal 1° gennaio 2002, sono considerati anche clienti idonei coloro che consumano più di 40 GWh, risultante della somma dei consumi dell'anno precedente superiore a 1 GWh in ciascun punto di misura ubicato al di fuori dall'ambito comunale. Le clausole negoziali e le regolamentazioni tecniche indispensabili per la stipula dei contratti bilaterali con i clienti idonei saranno stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Altre specificazioni sono riportate per le piccole reti isolate e per le concessioni idroelettriche.

Per la piena attuazione del decreto legislativo sono stati previsti diversi provvedimenti.

Mentre alcuni Stati membri cercano deroghe o non attuano la direttiva, come accennato alla fine del paragrafo precedente, in Italia la liberalizzazione del mercato elettrico marcia a tappe forzate; ciò si evince dall'elenco di provvedimenti nazionali emanati dall'Autorità dell'energia elettrica e gas e dal Ministero dell'Industria (come il decreto ministeriale 26 gennaio 2000 che affronta e individua gli oneri generali afferenti al sistema elettrico nazionale): i riferimenti dei provvedimenti emanati sono riportati nel volume "Energia, impianti termici e sicurezza. Guida all'applicazione della legislazione" (con banca dati legislativa su CD-ROM) 3ª edizione, aprile 2000.

### *5.3 Direttiva 98/30/CE concernente norme comuni per il mercato interno del gas naturale*

Scopo della direttiva 98/30/CE è di compiere un'ulteriore progresso verso la realizzazione del mercato interno dell'energia, stabilendo norme comuni per la trasmissione, la distribuzione, la fornitura e il deposito del gas naturale. Essa stabilisce le norme relative: all'organizzazione ed al funzionamento del settore del gas naturale, compreso il gas naturale liquefatto; all'accesso al mercato; alla gestione dei sistemi; nonché ai criteri e alle procedure applicabili in materia di rilascio di autorizzazioni per il trasporto, la distribuzione, la fornitura e lo stoccaggio di gas naturale.

Rinviano la lettura della direttiva, si fa presente che essa contiene disposizioni che rispondono ai seguenti principi generali:

- della concorrenza nel settore del gas naturale, per promuovere la competitività nella Comunità e rafforzare la sicurezza della fornitura, assicurando nello stesso tempo che siano assolti gli obblighi di servizio pubblico;
- dell'apertura graduale sulla base di criteri qualitativi e quantitativi, (gli Stati membri, se lo desiderano, possono aprire i loro mercati più rapidamente di quanto sia richiesto dalla direttiva);
- del diritto di accesso al sistema rendendo possibile la costruzione di nuovi gasdotti paralleli: gli Stati membri possono scegliere una procedura di accesso negoziato o una procedura di accesso regolamentato o ambedue le procedure. L'accesso al sistema e l'autorizzazione di creare e/o gestire sistemi, devono basarsi sui principi dell'obiettività, trasparenza e non essere discriminatori.

In determinate circostanze è possibile rifiutare l'accesso al sistema, ma tale rifiuto deve essere motivato. In ciascuno Stato membro viene designata un'autorità indipendente per risolvere le controversie relative all'accesso al sistema. In alcuni casi sono possibili deroghe per tener conto delle specificità del mercato del gas naturale; in particolare, tali deroghe possono essere accordate per evitare gravi difficoltà economiche e finanziarie a seguito di impegni "take or pay"<sup>8</sup>.

La direttiva riconosce le differenze esistenti tra i sistemi nazionali: sono quindi anche possibili deroghe per l'apertura dei mercati nazionali e altre zone geografiche limitate, che non abbiano ancora un mercato sviluppato nel settore del gas. La suddetta direttiva deve essere recepita entro il 10 agosto 2000 tenendo conto della delega governativa contenuta nell'art. 41 della legge 144/1999, che prevede i seguenti principi e criteri direttivi:

- a) prevedere che l'apertura del mercato del gas naturale avvenga nel quadro di regole che garantiscano, nel rispetto dei poteri dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, lo svolgimento del servizio pubblico, compresi i relativi obblighi, l'universalità, la qualità e la sicurezza del medesimo, l'interconnessione e l'interoperabilità dei sistemi;
- b) prevedere che, in considerazione del crescente ricorso al gas naturale e per conseguire un maggiore grado di interconnessione al sistema europeo del gas, le opere infrastrutturali per lo sviluppo del sistema del gas siano dichiarate di pubblica utilità nonché urgenti e indifferibili a tutti gli effetti della legge 25 giugno 1865, 2359;
- c) eliminare ogni disparità normativa tra i diversi operatori nel sistema del gas, garantendo, nei casi in cui siano previsti contributi, concessioni, autorizzazioni o altra approvazione per costruire o gestire impianti o infrastrutture del sistema del gas, uguali condizioni e trattamenti non discriminatori alle imprese;
- d) prevedere misure affinché nei piani e nei programmi relativi ad opere di trasporto, di importazione e di stoccaggio di gas sia salvaguardata la sicurezza degli approvvigionamenti, promossa la realizzazione di nuove infrastrutture di produzione, stoccaggio ed importazione, e favorito lo sviluppo della concorrenza e l'utilizzo razionale delle infrastrutture esistenti;
- e) prevedere che le imprese integrate nel mercato del gas costituiscano, ove funzionale allo sviluppo del mercato, società separate, e in ogni caso tengano nella loro contabilità interna conti separati per le attività di importazione, trasporto, distribuzione e stoccaggio, e conti consolidati per le attività non rientranti nel settore del gas, al fine di evitare discriminazioni o distorsioni della concorrenza;
- f) garantire trasparenti e non discriminatorie condizioni per l'accesso regolato al sistema del gas;
- g) stabilire misure perché l'apertura del mercato nazionale del gas avvenga nel quadro dell'integrazione europea dei mercati sia per quanto riguarda la definizione dei criteri per i clienti idonei su base di consumo per località, sia per facilitare la transizione del settore italiano del gas ai nuovi assetti europei, sia per assicurare alle imprese italiane, mediante condizioni di reciprocità con gli altri Stati membri

---

<sup>8</sup> I contratti "take or pay" sono quelli stipulati precedentemente all'entrata in vigore della direttiva comunitaria e che contengono forti vincoli, come ad esempio: quelli che sotto un certo quantitativo di gas prelevato, la società è comunque obbligata a pagare il fornitore estero anche se non consuma il gas.

dell'Unione europea, uguali condizioni di competizione sul mercato europeo del gas.

Lo stesso decreto prevede che gli schemi dei decreti vengano trasmessi alle camere entro nove mesi dall'entrata in vigore della legge e che entro sessanta giorni le commissioni parlamentari esprimano il parere.

#### *5.4 Recepimento della Direttiva 98/30/CE*

Il decreto legislativo 164 del 3 maggio 2000, (recepimento della direttiva 98/30/CE) liberalizza e regola le attività di importazione, esportazione, trasporto e dispacciamento, nonché le attività di distribuzione e vendita di gas naturale; mentre le attività di coltivazione e stoccaggio si svolgeranno in regime di concessione rilasciata dal Ministro dell'Industria. Il decreto legislativo 164/2000 si applica al gas naturale in qualsiasi sua forma e comunque utilizzato e quindi anche al gas naturale liquefatto (GNL).

L'attività di importazioni del gas naturale proveniente dagli Stati dell'Unione Europea è libera ed è soggetta alla semplice comunicazione di dati al Ministero dell'industria e all'Autorità per l'energia elettrica e il gas, mentre l'importazione di gas naturale dai paesi non appartenenti all'Unione Europea è soggetto ad autorizzazione del Ministero dell'industria, sulla base dei seguenti criteri:

- capacità tecniche e finanziarie;
- garanzie sulla provenienza del gas;
- affidabilità dell'approvvigionamento, coltivazione e trasporto;
- disponibilità di stoccaggio pari al 10% del gas importato annualmente e per i periodi di punta;
- capacità, mediante adeguati piani di investimento, di contribuire allo sviluppo o alla sicurezza del sistema del gas o alla diversificazione degli approvvigionamenti.

L'autorizzazione si intende concessa se il Ministero dell'Industria non comunica nessun diniego motivato entro tre mesi. Sempre per le attività relative all'importazione sono state stabilite norme per regolamentare il periodo transitorio e favorire le attività connesse al GNL riducendo gli obblighi di stoccaggio.

Per quanto riguarda la produzione del gas nazionale sono stati previsti incentivi e agevolazioni, anche attingendo da un fondo alimentato dalle *royalties*, per l'attività di prospezione geofisica relativa a nuovi giacimenti e la coltivazione di giacimenti economicamente non convenienti e cosiddetti marginali.

Oltre agli incentivi il decreto legislativo 164/2000 regola, nel caso in cui esistano diversi titolari di concessione, i criteri per l'accesso in comune alle infrastrutture per la coltivazione, compresa la realizzazione, la razionalizzazione, l'uso e la gestione. Le norme relative all'accesso delle infrastrutture minerarie saranno emanate dal Ministero dell'Industria entro sei mesi: si veda tabella A.1.

L'attività di trasporto del gas è stata definita di interesse pubblico: essa è libera di essere esercitata da qualsiasi soggetto privato ma è soggetta a determinate disposizioni. Tutte le imprese che svolgono l'attività di trasporto sono obbligate a permettere l'allacciamento alla rete o consentire l'utilizzo della rete a chiunque ne faccia richiesta purché le opere siano tecnicamente ed economicamente realizzabili.

Nel caso di rifiuto il richiedente può fare intervenire l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, la quale è incaricata dell'attività di controllo. L'impresa che svolge tale attività definisce un codice di rete in base al quale permette l'allacciamento e l'utilizzo della rete ad altri utenti.

Con apposito decreto del Ministero dell'Industria sarà definita la rete nazionale dei gasdotti, mentre per quanto riguarda le linee dirette, ovvero i gasdotti che forniscono un centro di consumo, le autorizzazioni devono essere rilasciate dalle Regioni, sentiti i Comuni interessati. Le tariffe per il trasporto del gas saranno definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro il 1° gennaio 2001 sulla base di specifici criteri che terranno conto in misura equilibrata delle diverse componenti che incidono, e in particolare della capacità delle reti, la distanza, le quantità trasportate.

Per quanto riguarda l'attività di stoccaggio di gas deve essere richiesta un'autorizzazione al Ministero dell'Industria il quale può rilasciarla per un periodo non superiore a 20 anni. Le attività di stoccaggio di gas sono soggette ad un disciplinare tipo il cui contenuto sarà pubblicato in un apposito decreto del Ministero dell'Industria. Le imprese autorizzate all'attività di stoccaggio sono obbligate a fornire il servizio a tutti i richiedenti secondo un codice di stoccaggio definito.

Le tariffe dell'attività di stoccaggio saranno stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro il 1° gennaio 2001 sulla base di criteri stabiliti nel decreto legislativo. Sono previsti incentivi per chi converte i giacimenti di gas in fase di esaurimento in giacimenti per lo stoccaggio.

Qualora ci fossero più richiedenti, è prevista una procedura concorrenziale al fine di assegnare gli incentivi. I fondi per erogare tali incentivi, saranno prelevati da un fondo di rotazione alimentato dalle *royalties* versate dai concessionari della coltivazione e produzione di gas: è prevista una disponibilità di 7 miliardi.

Le norme tecniche sullo stoccaggio e sull'estensione delle capacità di stoccaggio saranno emanate con apposito decreto del Ministero dell'Industria. Per quanto riguarda l'attività di distribuzione, in coerenza con i più recenti orientamenti in materia di servizi pubblici, sono state stabilite le seguenti disposizioni:

- le procedure per l'affidamento di tutte le concessioni sono basate sulle gare di appalto pubblico;
- il periodo di esclusiva per la gestione del servizio non può superare i dodici anni;
- la disponibilità delle reti è affidata all'ente locale;
- per tutte le concessioni di attività di distribuzione di gas vigenti viene stabilita la scadenza del 31 dicembre 2005 prorogabile, in base a requisiti prefissati, di ulteriori cinque anni;
- la revoca anticipata delle concessioni in essere previo adeguato indennizzo: il rimborso ai distributori di gas uscenti a regime è pari al valore residuo degli ammortamenti al netto dei contributi pubblici, mentre nel transitorio, per le concessioni in essere, è pari al valore calcolato in base alla normativa vigente in materia di riscatto anticipato delle concessioni;
- nel regime transitorio è data la possibilità a tutti i soggetti attualmente concessionari di partecipare alle gare di appalto pubbliche.

Norme particolari e obbligatorie sono state stabilite in materia di allacciamento alle reti delle imprese concessionarie del servizio di distribuzione, nonché di sospensione del servizio di fornitura da parte del concessionario. La sospensione della fornitura è prevista nel caso in cui gli impianti da allacciare o allacciati non sono conformi alle norme della sicurezza o su richiesta dell'Ente locale che riscontri delle non conformità nell'attività di verifica degli impianti termici ai sensi dell'art. 31 della legge 10/1991.

Anche l'impedimento dell'utente alla effettuazione della verifica dell'impianto termico all'Ente locale può essere causa di richiesta al concessionario del servizio di sospensione di erogazione del gas.

Le tariffe per le attività di distribuzione del gas saranno stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas entro il 1° gennaio 2001, in modo da assicurare la remunerazione del capitale investito.

Il decreto legislativo 164/2000 prosegue regolamentando e disciplinando le attività di vendita ai clienti finali stabilendo gli obblighi a carico dei venditori affinché, forniscano un servizio adeguato in termini di modulazione dei consumi e di stoccaggio in base a parametri prefissati.

A partire dal 1° gennaio 2003, per svolgere l'attività di vendita deve essere richiesta l'autorizzazione al Ministero dell'Industria, il quale la rilascia dopo aver verificato alcune condizioni. Vigè il principio del silenzio assenso che ha una durata di quattro mesi, per le domande presentate entro il 30 giugno 2002, e di tre mesi, per le domande presentate successivamente.

Le domande devono essere presentate sei mesi prima di dare inizio all'attività di vendita. Con successive deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas saranno definite le attività di vigilanza sulla trasparenza dei contratti di vendita di gas, nonché i relativi poteri di intervento.

Al fine di velocizzare il processo di liberalizzazione del mercato del gas, il decreto legislativo 164/2000, fin dalla sua entrata in vigore, considera un ampio gruppo di clienti idonei<sup>9</sup>. Sono infatti considerati idonei:

- i clienti finali che attualmente consumano più di 200.000 m<sup>3</sup> (standard metri cubi);
- i consorzi e le società consortili con consumi pari almeno a 200.000 m<sup>3</sup> all'anno e i cui singoli soci componenti consumino almeno 50.000 m<sup>3</sup> annui;
- tutti i grossisti e i distributori locali di gas naturale;
- le imprese che acquistano gas per la produzione di energia elettrica e per alimentare un impianto di cogenerazione di energia elettrica e calore;
- le imprese che consumano il gas su piattaforme marittime.

A partire dal 1° gennaio 2003 tutti i clienti finali diventeranno idonei indipendentemente dai consumi annui. In materia di separazione delle attività afferenti al mercato del gas, il decreto legislativo dispone che:

- entro il 1° gennaio 2002, le attività di trasporto devono essere separate societariamente dalle altre attività, salvo eventualmente le attività dello stoccaggio;

---

<sup>9</sup> Si ricorda che i clienti idonei sono quelli in grado di stipulare contratti di acquisto di gas naturale con qualsiasi produttore, importatore, distributore e grossista, sia in Italia che all'estero.

- entro il 1° gennaio 2002, le attività relative alla distribuzione devono essere separate da tutte le altre. Entro la stessa data deve essere separata societariamente anche l'attività di vendita ai clienti finali;
- per i piccoli distributori e venditori di gas, che forniscono meno di 100.000 clienti finali, la separazione societaria dell'attività di vendita può essere prorogata fino al 1° gennaio 2003.

Le principali disposizioni legislative relative alle norme antitrust, sono:

- a partire dal 1° gennaio 2003 e fino al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può, direttamente o tramite imprese del gruppo, vendere ai clienti finali più del 50% dei consumi nazionali calcolati su base annua (in tale limite non è calcolato il gas che eventualmente l'impresa autoconsuma nell'ambito dello stesso gruppo societario);
- a partire dal 1° gennaio 2002 e fino al 31 dicembre 2010 nessuna impresa può, direttamente o tramite imprese del gruppo, immettere in rete gas importato o prodotto per quantitativi superiori al 75% dei consumi nazionali calcolati su base annua (in tale limite non è calcolato il gas che eventualmente l'impresa autoconsuma nell'ambito dello stesso gruppo societario). Il limite del 75% decresce di due punti percentuali annualmente, fino a raggiungere la percentuale del 61% nel 2010.

L'accesso al sistema deve essere permesso a tutti coloro che ne facciano richiesta nel rispetto delle condizioni tecniche di accesso e di interconnessione. Il rifiuto d'accesso è ammesso solo nel caso in cui il richiedente non disponga delle capacità necessarie, o per obblighi di servizio pubblico, o nel caso in cui possano sorgere difficoltà economiche dovute a contratti di tipo *take or pay* sottoscritti prima dell'entrata in vigore della direttiva 98/30/CE. Queste deroghe non sono ammissibili nel caso in cui si produca il gas nel territorio nazionale.

I rifiuti devono essere comunicati con le dovute motivazioni agli interessati, al Ministero dell'Industria, all'Autorità per l'energia elettrica e il gas e all'Autorità garante della concorrenza e del mercato. A seguito del suddetto rifiuto, sono previste procedure per la sua verifica in tutti i casi di rifiuto di accesso per la mancanza di capacità, di connessione o per obblighi di servizio pubblico.

Inoltre, sono previste procedure per la richiesta di deroga all'obbligo di accesso al sistema nel caso di contratti di tipo *take or pay*. In quest'ultimo caso il rifiuto non può essere motivato se le vendite effettuate dall'impresa non scendono al di sotto del livello delle garanzie minime di ritiro di gas. A seguito del parere dell'Autorità per l'energia elettrica e del gas il Ministero dell'Industria concede la deroga e informa l'interessato e la Commissione europea.

Un aspetto molto importante del decreto legislativo 146/2000, è l'eliminazione della possibilità di riconoscere agli operatori del settore gli oneri di sistema inerenti il recupero di investimenti effettuati precedentemente alla liberalizzazione.

In materia di reciprocità, ovvero di apertura del mercato del gas italiano alle imprese che operano nell'Unione Europea, il decreto legislativo prevede il libero accesso solo se nello Stato membro in cui risiede l'impresa estera sussistono le stesse condizioni di quelle italiane, a cominciare dalle caratteristiche che deve possedere l'impresa per essere dichiarata cliente idoneo.

Le imprese di altri Stati dell'Unione Europea non possono stipulare contratti di vendita con clienti idonei italiani nel caso la stessa tipologia di clienti non sia idonea nello Stato ove tali imprese, o le imprese che le controllano, hanno sede.

Nel caso il cliente idoneo italiano si veda rifiutare la fornitura da un cliente idoneo di un altro paese europeo, informa il Ministero dell'Industria, il quale, valutate le informazioni, può richiedere l'intervento della Commissione Europea per fare eliminare il rifiuto.

Tra gli altri aspetti non secondari riportati nel decreto legislativo ricordiamo: l'introduzione di meccanismi partecipativi con le parti sociali e l'attribuzione ai Ministeri dell'Industria e del Lavoro dei poteri necessari per consentire la gestione degli effetti occupazionali nel periodo transitorio.

Molte norme tecniche sono attese: quelle per garantire l'interconnessione del sistema del gas; norme sui requisiti minimi di progettazione, costruzione ed esercizio delle opere e impianti di trasporto e distribuzione di linee dirette e di stoccaggio del gas.

## **6. Idrocarburi**

In considerazione del fatto che l'Unione Europea per il suo approvvigionamento di idrocarburi è largamente dipendente dalle importazioni e per favorire nel migliore modo possibile la prospezione, la ricerca e la coltivazione delle risorse minerarie che si trovano nella Comunità, è stata emanata la direttiva 94/22/CE che regola le condizioni per il rilascio delle autorizzazioni e per il relativo esercizio di dette attività nel rispetto dei diritti di sovranità degli Stati membri.

La direttiva mira anche a favorire una maggiore concorrenza nel settore al fine di rafforzare l'integrazione del mercato dell'energia. A tale scopo introduce:

- norme comuni ai procedimenti di concessione delle autorizzazioni in modo che possano partecipare tutti gli enti in possesso di determinati requisiti;
- criteri obiettivi per il rilascio delle autorizzazioni resi noti a tutti mediante pubblicazione;
- condizioni a cui è subordinata la concessione rese note in anticipo a tutti gli enti che partecipano.

Gli Stati membri devono limitare l'accesso e l'esercizio di tali attività ai casi di interesse pubblico o per motivi di sicurezza nazionale. Per quanto riguarda il versamento di un corrispettivo pecuniario o in idrocarburi, gli Stati membri devono stabilire le modalità di versamento in modo che non interferiscano nelle attività degli enti, e inoltre che non si impongano degli obblighi inutili o discriminatori o controlli che possano ostacolare la gestione dell'ente.

La direttiva specifica che l'estensione delle aree costituenti l'oggetto delle autorizzazioni e la loro durata, non devono essere tali da riservare ad un unico ente un diritto esclusivo.

Visto l'apertura del settore, attuata con la presente direttiva anche ai paesi terzi, nel caso di impedimento di tali condizioni di uno Stato membro in un paese terzo, la direttiva stabilisce una procedura per ottenere un trattamento comparabile con quello che hanno nella Comunità gli enti di tutti i paesi.

Per rendere applicativa la direttiva, in conformità al principio della liberalizzazione del mercato e per raggiungere un elevato livello di concorrenza, viene modificata la direttiva 90/531/CE, contenente le procedure di appalto degli enti erogatori di acqua e di energia e di quelli che forniscono un servizio di trasporto o di telecomunicazione.

Inoltre, viene stabilito che anche la direttiva 93/38/CE, che coordina le procedure di appalto, venga applicata agli enti del settore per quanto riguarda gli appalti di forniture, di opere e di servizi.

La direttiva specifica inoltre che le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative che conferiscono ad un unico ente il diritto esclusivo, devono essere abolite prima del 1° gennaio 1997 e che il recepimento della direttiva deve avvenire prima del 1° luglio 1995.

Se pur con ritardo, la direttiva 94/22/CE è stata recepita nell'ordinamento nazionale con il decreto legislativo 625 del 25 novembre 1996. Precedentemente, la legislazione nazionale del settore, era stata modificata e integrata dal titolo secondo della legge 9/1991, la quale regola il settore della ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e sulle piattaforme continentali ed inoltre, regola il settore della ricerca e coltivazione geotermica.

Il decreto legislativo 625/1996 ha integrato e modificato alcuni articoli della legge 9/1991 e ha reso operativa tutta la procedura per la concessione delle autorizzazioni nel settore della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi, secondo quanto previsto dalla direttiva comunitaria. Visto la complessa articolazione del decreto legislativo, si rinvia al testo riportato nella banca dati su CD-Rom "Energia-Impianti" edito dall'ENEA.

Infine, si fa presente che per una completa individuazione delle funzioni e compiti amministrativi delle Regioni e degli Enti locali, bisogna consultare le disposizioni legislative emanate dalle Regioni in attuazione del decreto legislativo 112/98.

## **7. Efficienza energetica**

Le azioni dell'Unione Europea in materia di efficienza energetica, risalgono al 1991 con l'adozione di un programma denominato Programma SAVE, avente lo scopo di promuovere azioni volte all'uso razionale, al risparmio e all'efficienza energetica finalizzandole sia alla riduzione dell'inquinamento ambientale che al rafforzamento dello sviluppo economico e sociale della Comunità, attraverso il mantenimento degli attuali livelli produttivi.

Le misure previste dal programma SAVE erano principalmente: la certificazione energetica degli edifici; la fatturazione reale dei consumi per singolo utente; l'isolamento termico degli edifici nuovi; le norme sulle prestazioni minime del rendimento delle caldaie e il loro controllo periodico. Con questi interventi, su un arco di tempo di cinque anni, si sono stimati un risparmio di circa 12 Mtep e una conseguente riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> di circa 32 Mt.

Successivamente al programma SAVE, nel 1993 è stata emanata la direttiva 93/76/CE del Consiglio, che individua l'adozione della certificazione energetica degli edifici tra gli strumenti necessari per raggiungere una maggiore efficienza energetica.

La certificazione energetica degli edifici è definita come la descrizione dei parametri energetici che costituiscono informazioni ai potenziali utenti di un edificio circa la sua efficienza energetica.

Oltre ai provvedimenti nel settore della certificazione, la direttiva auspica programmi e provvedimenti da parte di tutti gli Stati membri per la fatturazione delle spese di riscaldamento, di climatizzazione e di acqua calda sanitaria sulla base del consumo effettivo (attuabile attraverso l'installazione di contatori di calore per le utenze di impianti centralizzati), i finanziamenti tramite terzi degli investimenti di efficienza energetica nel settore pubblico ed, infine, l'isolamento termico degli edifici.

In anticipo sulla direttiva comunitaria 93/76/CE, il legislatore nazionale ha varato la legge 10 del 1991, che contiene, tra l'altro, l'adozione delle disposizioni comunitarie relative alla certificazione, alla contabilizzazione del calore, all'isolamento degli edifici, e al controllo periodico degli impianti termici. Per la pratica attuazione, la legge prevedeva l'emanazione di specifici provvedimenti legislativi.

Per ciò che concerne le apparecchiature domestiche, la direttiva 92/75/CE prevede un'etichetta energetica volontaria<sup>10</sup>. Essa è applicabile a tutti gli apparecchi domestici. Dopo tale direttiva sono state emanate le direttive applicative di cui alla tabella A.3. Nella stessa tabella si riportano anche le leggi di recepimento, si noterà che non si è avuto ancora il recepimento in diversi casi, nonostante la scadenza sia abbondantemente trascorsa.

La direttiva contiene le modalità per riportare le informazioni relative al consumo di energia elettrica: queste devono essere rese note mediante una scheda informativa e con un'etichetta applicata sull'apparecchio.

Il contenuto dell'etichetta (forma, dimensioni, e modalità di applicazione) e della scheda, sono state riportate nelle direttive applicative. Per i forni è rimasta in vigore la direttiva 79/531/CE. Tra gli apparecchi domestici che attendono una direttiva applicativa, mancano solo i condizionatori d'aria, gli scaldacqua e i serbatoi di acqua calda.

La documentazione tecnica necessaria per valutare i dati comprende: la descrizione generale del prodotto; gli eventuali calcoli progettuali effettuati; i risultati delle eventuali prove, comprese quelle di organismi notificati; le informazioni relative ai modelli analoghi che sono servite per indicare determinati valori.

---

<sup>10</sup> Inoltre, va ricordato che l'art. 31 della legge 9 del 1991, disponeva:

- l'istituzione del marchio «Risparmio Energetico» per gli apparecchi domestici nonché dei sistemi e dispositivi di illuminazione ad alto rendimento. L'istituzione del marchio doveva avvenire a seguito di uno studio che l'ENEA doveva effettuare al fine di individuare le caratteristiche;
- l'emanazione di un decreto del Ministero dell'Industria per definire gli apparecchi, le procedure e le modalità tecniche per il rilascio del marchio «Risparmio Energetico», l'etichettatura e le informazioni relative ai consumi energetici;
- una campagna informativa da parte dell'ENEL e delle imprese elettriche degli enti locali;
- l'effettuazione di controlli a campione sugli apparecchi e dispositivi domestici con il marchio «Risparmio Energetico» avvalendosi dell'istituto italiano per il marchio di qualità (IMQ), del Comitato elettrotecnico italiano e dell'ENEA.

Queste disposizioni non sono state attuate e il marchio «Risparmio energetico» non è stato adottato, sia per il fatto che si sarebbe sovrapposto alla marcatura CE, sia perché la direttiva 92/75/CE ha di fatto rese obbligatorie analoghe disposizioni che vanno comunque recepite ed attuate da tutti gli Stati membri.

Il fornitore deve immettere sul mercato apparecchi con etichette conformi alla direttiva 92/75/CE e a quelle applicative e fornire una scheda informativa relativa al prodotto che deve anche essere inserita in tutti gli opuscoli informativi e nella documentazione fornita con l'apparecchio.

Nei casi previsti dalla direttiva 85/594/CE dovrà riportare anche le informazioni relative al rumore. Ovviamente è il fornitore a rispondere dell'esattezza delle informazioni riportate sulla scheda o sull'etichetta.

Gli Stati membri hanno l'obbligo di mettere in vigore la direttiva entro il 1° gennaio 1994 e farla rispettare a tutti i produttori, fornitori e distributori residenti sul proprio territorio. Il rispetto della direttiva comporta, oltre all'adozione delle etichette prescritte, il divieto di apporre etichette, marchi, simboli o iscrizioni sul consumo di energia che possano indurre in errore, o ingannare il consumatore.

Inoltre, agli Stati membri è demandato di avviare campagne di informazione a carattere educativo e promozionale rivolte ai consumatori ed incentivare un uso più razionale dell'energia da parte dei consumatori anche a seguito dell'introduzione del sistema di etichette e schede.

Infine, gli Stati membri hanno l'obbligo di comunicare alla Commissione il testo delle disposizioni adottate.

Tabella A.3 - Stato di attuazione della direttiva 92/75/CE e delle sue direttive applicative

Direttiva	Data entrata in vigore	Data recepimento	Fase Transitoria	Modifica direttiva	Data recepimento	Norma armonizzata applicabile	Stato di attuazione
Informazioni su consumi energetici (92/75/CE)	2-10-92	1-1-94					Decreto presidenziale 9-3-98, n. 107
Frigoriferi e congelatori (94/2/CE)	9-3-94	1-1-95				EN 153 (1)	Decreto ministeriale 2-4-98
Lavatrici (95/12/CE)	11-7-95	1-4-96	30-9-96	96/89/CE	15-5-97	EN 60456	Decreto ministeriale 7-10-98
Asciugabiancheria (95/13/CE)	11-7-95	1-4-96	30-9-96			EN 61121	Decreto ministeriale 7-10-98
Lavasciuga biancheria (96/60/CE)	7-11-96	1-8-97	31-1-98			EN 50229	Decreto ministeriale 7-10-98
Lavastoviglie (97/17/CE)	27-5-97	1-7-98	31-12-98	99/9/CE	28-2-99 (3)	EN 50242	Decreto ministeriale 10-11-99
Lampade (98/11/CE)	30-3-98	1-7-99	31-12-2000		(2)		Legge n. 25/99 (4)

(1) Anche le ISO 7173, 5155 e 8187 sono norme di riferimento che sono in corso di recepimento, mentre è stata già adottata la EN 28187.

(2) Pur non citando la direttiva, il DECRETO MINISTERIALE 2 aprile 1998 regola la certificazione e le prestazioni energetiche delle sorgenti luminose: tale decreto si applica dal 2 novembre 1998 (e prevede un periodo transitorio fino al 2 maggio 2000) e fino all'emanazione del provvedimento di recepimento della direttiva comunitaria.

(3) Ammesso un periodo transitorio fino al 31 luglio 1999.

(4) La legge comunitaria 25/1999, all'art. 4, prevede l'attuazione della direttiva in via regolamentare o amministrativa.

### *7.1 La direttiva 92/42/CE, relativa ai requisiti di rendimento per le nuove caldaie alimentate con combustibili liquidi o gassosi*

Anche l'emanazione della direttiva 92/42/CE, costituisce una delle prime azioni nell'ambito del programma SAVE per la promozione dell'efficienza energetica nella Comunità. La direttiva 92/42/CE stabilisce i requisiti di rendimento applicabili alle nuove caldaie ad acqua alimentate con combustibili liquidi o gassosi aventi una potenza nominale pari o superiore a 4 kW e minore o uguale a 400 kW. Se una caldaia ha il rendimento conforme a quello stabilito dalla direttiva, può avere la marcatura CE, la quale ha il significato che il requisito essenziale "rendimento di combustione" è soddisfatto. Nel caso che alle caldaie siano applicabili, per gli aspetti diversi dal rendimento, altre direttive che prevedono la marcatura CE, queste devono essere applicate e indicate nella certificazione, nei documenti, nelle avvertenze o nei fogli di istruzione. Tuttavia, nel caso di istituzione di un periodo transitorio di applicazione, il fabbricante ha il solo obbligo di indicare che la marcatura CE, che lui ha apposto sulla caldaia, indica che essa soddisfa solo le disposizioni applicate e indicate dal fabbricante. Le caldaie contrassegnate con la marcatura CE, si presumono conformi alle norme europee armonizzate che riportano il requisito essenziale del rendimento. Nel caso di contestazione di uno Stato membro di una marcatura apposta indebitamente, il fabbricante o il suo mandatario, ha l'obbligo di conformarsi alle disposizioni impartite. Se l'irregolarità persiste, lo Stato membro adotta tutte le misure necessarie per limitare o vietare la vendita del prodotto o farlo ritirare dal mercato. Tali provvedimenti devono essere comunicati alla Commissione ed agli Stati membri.

La direttiva 92/42/CE, è stata recepita in Italia con il regolamento contenuto nel decreto del Presidente della Repubblica 660/1996. Nel caso si accerti che le caldaie non rispettino i requisiti di rendimento, anche se munite della marcatura CE e dichiarazione di conformità, il Ministero dell'Industria, ordina al fabbricante o mandatario di conformare il prodotto entro un termine prestabilito. Se la non conformità persiste, il Ministero dell'Industria, motivandola, dispone il divieto o la limitazione alla commercializzazione e il ritiro dal mercato a spese del fabbricante. Infine si ricorda che il Consiglio, già nel febbraio 1978, emanò la direttiva 78/170/CE, che aveva come obiettivi una «diminuzione del tasso di incremento del consumo interno attraverso razionali misure di utilizzazione e di economia dell'energia, senza che ciò comprometta gli obiettivi di sviluppo economico e sociale». Per raggiungere tale obiettivo, la direttiva imponeva di installare dei generatori di calore, utilizzati per il riscaldamento degli ambienti e per la produzione di acqua calda per usi igienici negli edifici non industriali, con rendimenti minimi da controllare nella fase di fabbricazione o di messa in opera, ed inoltre, stabiliva di coibentare il sistema di distribuzione dei fluidi caldi. La direttiva è stata successivamente modificata dalla 82/885/CE, che ha specificato le modalità per il controllo della resa di un generatore alimentato da combustibili liquidi o gassosi, nella fase di messa in opera. Non risultano emanati provvedimenti di recepimento delle direttive, ma si ritiene che, sia la legge 373/1976, sia il suo regolamento di attuazione, il decreto del Presidente della Repubblica 1052/1977, e sia il decreto ministeriale 26 gennaio 1981, abbiano in parte recepito le disposizioni contenute nelle suddette direttive.