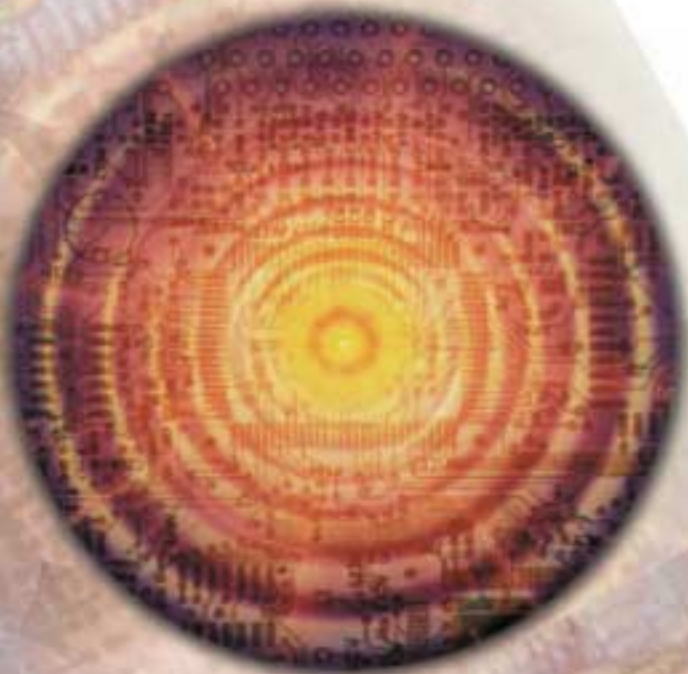


**ENEA**

# Rapporto Energia e Ambiente **2001**

■ **1**

## L'analisi





ENEA  
Rapporto Energia e Ambiente 2001  
L'analisi

RAPPORTO ENERGIA E AMBIENTE 2001  
Volume 1 - L'analisi

2001 ENEA  
Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente  
Lungotevere Grande Ammiraglio Thaon di Revel, 76  
00196 - Roma

ISBN 88-8286-025-6

Il Rapporto riflette l'opinione degli autori e non necessariamente quella delle organizzazioni a cui appartengono

**ENEA** **Rapporto**  
**Energia**  
**e Ambiente** **2001**

---

■ 1

L'analisi



## CONTRIBUTI

Il Rapporto è stato curato dalla Funzione Centrale Studi dell'ENEA.

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

Paola Molinas è la responsabile del coordinamento redazionale.

### VOLUME 1 - L'ANALISI

#### Cap. 1 – Il quadro di riferimento

**Coordinatore: Pietro Menna**

Contributi: REF/IRS (su contratto ENEA): *L'economia mondiale dal boom alla crisi; Domanda ed offerta di energia; Riassetto dei mercati europei; L'Italia: ciclo economico, domanda, approvvigionamento energetico*  
Vincenzo Ferrara: *Politiche ambientali*

#### Cap. 2 – Domanda

**Coordinatore: Pietro Menna**

Contributi: Umberto Ciorba, Giuseppe Tomassetti; Biagio Delle Cave (su contratto ENEA); Francesco Pauli (Università di Trieste): *Industria*  
Gaetano Valenti, Maria Pia Valentini, Franco Vatrano: *Trasporti*  
Carolina Ardi, Umberto Ciorba, Giulia Iorio, Giovanni Perrella; Francesco Pauli (Università di Trieste): *Residenziale e terziario*  
Biagio Delle Cave (su contratto ENEA): *Agricoltura e pesca*  
Sergio La Motta: *Usi non energetici dei combustibili fossili: settore petrolchimico*

#### Cap. 3 – Offerta

**Coordinatore: Marcello Capra**

Contributi: Ugo Bilardo (su contratto ENEA): *Petrolio*  
Ugo Bilardo (su contratto ENEA), Gilberto Dialuce (Ministero delle Attività produttive): *Gas naturale*  
Marcello Capra: *Carbone; Energia elettrica*  
Umberto Ciorba, Pietro Menna; Francesco Pauli (Università di Trieste): *Fonti energetiche rinnovabili*

#### Cap. 4 – Il sistema energetico nazionale e l'ambiente

**Coordinatore: Nicola Colonna**

Contributi: Roberto Daffinà, Roberto Del Ciello: *Le emissioni in atmosfera attribuibili a processi energetici*  
Roberto Daffinà, Roberto Del Ciello, Giovanni Vialetto: *I cambiamenti climatici; L'acidificazione e la qualità dell'aria*  
Mario Conti, Andrea Forni; Paolo Terranova (su contratto ENEA); Maria Laura D'Anna, Emilia Guastadisegni, Gian Marco Luberti, Raffaele Ventresca (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio - Divisione I): *La valutazione di impatto ambientale delle centrali termoelettriche*

### Cap. 5 – Energia e decentramento

**Coordinatore: Emidio D'Angelo**

Contributi: Anna Maria Tasselli (Regione Piemonte - Responsabile Coordinamento Inter-regionale Ambiente): *Nuovo ruolo di Regioni ed enti locali*  
Luciano Coralli, Antonio Mori: *Le leggi di recepimento del DL 112/98; Promozione delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico*  
Ennio Della Casa: *Agenzie locali per l'energia e rete RENAEL*  
Pier Giorgio Catoni, Giovanni Perrella: *Statistiche energetiche regionali*  
Giovanni Lai: *Situazione energetica a livello regionale*  
Antonio Colangelo: *Fondi strutturali, programmi operativi regionali e misure per l'energia e l'ambiente*  
Antonio Disi: *Pianificazione energetico-ambientale regionale*

### Cap. 6 – Tecnologie energetiche e spese per la ricerca

**Coordinatore: Pietro Menna**

Contributi: Marcello Capra, Pietro Menna; Antonio Borghese (CNR – Istituto Nazionale Motori): *Evoluzione delle tecnologie energetiche*  
Pietro Menna, Paola Molinas, Daniela Palma, Lucia Scarpitti: *Spese per la ricerca*

### Appendice 1 – Energia e ambiente: cronologia degli eventi 2001

Fernando Scaduto

### Appendice 11 - La normativa in campo energetico

Antonio Soragnese

**Glossario** Fernando Scaduto

**Unità di misura** Fernando Scaduto

## VOLUME 2 - I DATI

a cura di Giovanni Perrella

### Si ringraziano:

- Alessandro Roncaglia (Ordinario di Economia Politica presso il Dipartimento di Scienze Economiche dell'Università di Roma La Sapienza) per gli importanti contributi forniti in fase di impostazione, la paziente ed approfondita lettura del lavoro ed i numerosi suggerimenti e commenti.
- Giuseppe Magaudda, Marco Martini e Giuseppe Tomassetti per i consigli ed i contributi alla omogeneizzazione del documento.
- Antonio Appi, Teresa Chironi, Tania Giuffrida, Sergio La Motta per la revisione di alcune parti del Rapporto.
- Paolo Chamard per i dati delle stazioni di Lampedusa e Monte Cimone.
- Riccardo De Lauretis dell'ANPA per i dati sulle emissioni.
- Ivano Olivetti per la cartografia (capitolo 4).

### Si ringraziano inoltre per la collaborazione fornita:

- l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas;
- le Direzioni Generali del Servizio IAR e VIA del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio.

Il supporto costante della Direzione Generale Energia e Risorse Minerarie del Ministero delle Attività Produttive ha reso possibile la redazione di questo Rapporto.



## PREMESSA

Questo terzo rapporto annuale dell'ENEA sull'energia e l'ambiente prosegue il lavoro di analisi e di informazione sulla situazione nazionale, avviato nel 1999 a seguito della Conferenza Nazionale Energia Ambiente e delle raccomandazioni rivolte in tal senso dal Governo a questo Ente.

L'evoluzione del sistema energetico, con i suoi molteplici coinvolgimenti economici, sociali, ambientali e tecnologici, con i cambiamenti strutturali, e con le incertezze e le problematiche che costantemente evidenzia nel contesto nazionale e internazionale, richiede dei momenti di analisi sulla base di informazioni coerenti e aggiornate.

Questo documento vuole essere uno strumento in tal senso, un riferimento annuale di base per rispondere a tali esigenze, accompagnare il dibattito nazionale e favorire la crescita delle conoscenze in campo energetico.

*Antonio Sanò*



<b>INDICE</b>	<i>pagina</i>
Introduzione .....	13
<b>Capitolo I - Il quadro di riferimento</b> .....	<b>15</b>
1.1 L'economia mondiale dal "boom" alla crisi .....	17
1.1.1 Il 2000 parte di corsa .....	18
1.1.2 I germi della crisi .....	21
1.1.3 Peggiorano le prospettive dopo la crisi di settembre .....	23
1.2 Domanda ed offerta di energia .....	25
1.2.1 Uno sguardo di sintesi .....	25
1.2.2 Le tendenze della domanda per fonti negli anni novanta .....	27
1.2.3 Le prospettive a medio termine .....	29
1.2.4 Petrolio .....	31
1.2.5 Gas naturale .....	34
1.2.6 Carbone .....	36
1.2.7 Elettricità .....	38
1.2.8 L'andamento dei prezzi dei prodotti energetici .....	39
1.3 Riassetto dei mercati europei .....	42
1.3.1 Un primo bilancio dei processi di liberalizzazione .....	42
1.3.2 Lo stato di attuazione delle direttive .....	43
1.3.3 Questioni irrisolte e nuova proposta europea .....	46
1.4 Politiche ambientali .....	49
1.4.1 Riduzione dell'inquinamento atmosferico .....	51
1.4.2 Il Protocollo di Kyoto .....	51
1.4.3 Il Protocollo di Göteborg .....	58
1.4.4. Promozione delle fonti rinnovabili .....	59
1.5 L'Italia: ciclo economico, domanda, approvvigionamento energetico .....	62
1.5.1 La media d'anno migliore del suo profilo .....	62
1.5.2 Inflazione: dopo i rialzi del 2001 si tornerà al 2% .....	65
1.5.3 Evoluzione del ciclo e domanda di energia in Italia .....	66
1.5.4 Dipendenza energetica dall'estero .....	69
<b>Capitolo 2 - Domanda</b> .....	<b>71</b>
2.1 Industria .....	76
2.1.1 La dipendenza energetica cresce di quasi due punti .....	78
2.1.2 Costruzioni .....	81
2.1.3 Il settore metallurgico .....	84
2.1.4 Il settore chimico .....	86

	<i>pagina</i>
2.1.5 Il settore meccanico .....	89
2.1.6 Altre industrie manifatturiere/Il resto del settore industriale .....	91
2.2 Trasporti .....	92
2.2.1 Quantità: domanda, consumi ed emissioni .....	92
2.3 Residenziale e terziario .....	100
2.3.1 Introduzione .....	100
2.3.2 Il residenziale .....	101
2.3.3 Il terziario .....	114
2.4 Agricoltura e pesca .....	120
2.4.1 Quantità .....	120
2.4.2 Prezzi .....	122
2.4.3 Tecnologie .....	122
2.5 Usi non energetici dei combustibili fossili: settore petrolchimico .....	122
2.5.1 Quantità .....	122
2.5.2 Prezzi .....	125
2.5.3 Tecnologie .....	125
<b>Capitolo 3 - Offerta</b> .....	<b>127</b>
3.1 Petrolio .....	129
3.1.1 Produzione ed esplorazione .....	130
3.1.2 Importazione ed esportazione .....	135
3.1.3 Prezzi .....	137
3.1.4 Tecnologie .....	139
3.1.5 Organizzazione industriale del mercato .....	140
3.2 Gas naturale .....	147
3.2.1 Riserve nazionali e produzione .....	148
3.2.2 Importazione ed esportazione .....	149
3.2.3 Prezzi .....	151
3.2.4 Tecnologie .....	152
3.2.5 L'organizzazione industriale del mercato del gas naturale a seguito del decreto legislativo 164/2000 .....	154
3.3 Carbone .....	159
3.3.1 Produzione .....	159
3.3.2 Importazione .....	160
3.3.3 Esportazione .....	161
3.3.4 Prezzi .....	161
3.3.5 Tecnologie .....	164
3.3.6 Organizzazione industriale del mercato .....	166
3.4 Energia elettrica .....	169
3.4.1 Produzione .....	169
3.4.2 Importazione ed esportazione .....	172
3.4.3 Impatto ambientale .....	173
3.4.4 Prezzi .....	176
3.4.5 Tecnologie .....	179
3.4.6 Organizzazione industriale del mercato .....	180

	<i>pagina</i>
3.5 Fonti energetiche rinnovabili .....	184
3.5.1 Quantità .....	185
3.5.2 Prezzi .....	189
3.5.3 Tecnologie .....	189
3.5.4 Organizzazione industriale del mercato .....	190
<b>Capitolo 4 - Il sistema energetico nazionale e l'ambiente .....</b>	<b>195</b>
4.1 Le emissioni in atmosfera attribuibili a processi energetici .....	197
4.2 I cambiamenti climatici .....	201
4.3 L'acidificazione e la qualità dell'aria .....	213
4.4 La valutazione di impatto ambientale delle centrali termoelettriche .....	227
4.4.1 L'attuale procedura .....	227
4.4.2 Evoluzione della normativa e prospettive .....	230
4.4.3 Distribuzione territoriale delle proposte di nuovi impianti .....	236
4.4.4 Sviluppo tecnologico: rendimenti e consumi idrici .....	240
4.4.5 Gestione della partecipazione: le inchieste pubbliche .....	241
<b>Capitolo 5 - Le politiche energetico-ambientali regionali e locali .....</b>	<b>249</b>
5.1 Introduzione: nuovo ruolo di Regioni ed enti locali .....	251
5.2 Le leggi di recepimento del DL 112/98 .....	258
5.2.1 Decentramento energia .....	258
5.2.2 Decentramento ambiente .....	258
5.2.3 Decentramento incentivi alle imprese .....	258
5.3 Promozione delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico .....	258
5.3.1 Implicazioni regionali del Programma Tetti Fotovoltaici .....	258
5.3.2 Sistemi solari termici .....	259
5.3.3 Ripartizione dei finanziamenti ai programmi regionali sulla Carbon Tax .....	260
5.3.4 Programma nazionale Carbon Tax .....	261
5.3.5 Decreti efficienza energetica .....	262
5.4 Agenzie locali per l'energia e rete RENAEL .....	263
5.4.1 Generalità .....	263
5.4.2 La natura e il ruolo delle agenzie locali .....	263
5.4.3 Le attività tipiche di un'agenzia locale .....	265
5.4.4 Le reti delle agenzie locali per l'energia .....	265
5.5 Statistiche energetiche regionali .....	266
5.5.1 Bilanci Energetici Regionali .....	266
5.6 Situazione energetica a livello regionale .....	267
5.6.1 Valutazione generale .....	267
5.6.2 Indicatori di efficienza energetica .....	272

Appendice 5-A - Fondi Strutturali, programmi operativi regionali e misure per l'energia e l'ambiente	274
Obiettivi	274
Risorse finanziarie	274
Programmi operativi	275
Interventi in campo energetico dei Fondi Strutturali	275
Appendice 5.B - Pianificazione energetico-ambientale regionale	278
Aspetti generali	278
Struttura e metodologia per il Piano Energetico-Ambientale	279
Documento di studio per il Piano	279
Piano Energetico-Ambientale Regionale	280
Piani Energetici Comunali e Provinciali	282
Pianificazione e Gestione dell'Agenda 21 delle Città	284
Le modalità di pianificazione	284
Esempio di studio di Piano Energetico-Ambientale Regionale: Regione Molise	285
<b>Capitolo 6 - Tecnologie energetiche e spese per la ricerca</b>	291
6.1 Evoluzione delle tecnologie energetiche	293
6.1.1 Tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili	293
6.1.2 Tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili	298
6.1.3 L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra	304
6.1.4 Generazione distribuita di energia elettrica	307
6.2 Spese per la ricerca	309
6.2.1 Ricerca e sviluppo in Italia	310
6.2.2 Il Programma Nazionale della Ricerca	313
6.2.3 Spesa per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia	315
6.2.4 Ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica dell'Italia	319
<b>Appendice I - Energia e ambiente: cronologia degli eventi</b>	321
<b>Appendice II - La normativa in campo energetico. Accoglimento delle direttive dell'Unione Europea nell'ordinamento nazionale</b>	333
1. Introduzione	335
2. Scorte di petrolio greggio	335
3. Transito sulle grandi reti dell'energia elettrica e del gas naturale	337
4. Attuazione dei provvedimenti relativi al mercato interno dell'energia	337
5. Efficienza energetica	346
<b>Glossario</b>	347
<b>Unità di misura</b>	351

## INTRODUZIONE

L'affidabilità dell'offerta complessiva delle fonti fossili – petrolio e gas naturale, in particolare – continua a suscitare serie preoccupazioni, riflettendo la persistente e notevole rilevanza che queste detengono nei fabbisogni energetici mondiali, in un contesto caratterizzato peraltro da una produzione d'energia da fonti rinnovabili che procede ancora lentamente.

L'offerta delle fonti fossili che soddisfa la domanda mondiale è infatti attualmente composta, approssimativamente, per circa il 39% da petrolio (poco più di 3800 Mtep), il 23% da carbone e il 22% da gas naturale.

In Italia, a fine 2000, il consumo interno lordo (184,8 Mtep) è stato soddisfatto per il 49% dai prodotti petroliferi (91,3 Mtep), per il 31% dal gas naturale (58,1 Mtep) e per il 7% dai combustibili solidi (12,8 Mtep), confermando la nota asimmetria, rispetto alla situazione mondiale e a quella europea, che vede il Paese spostato verso petrolio e gas a compensare il basso utilizzo del carbone e l'assenza di nucleare.

Il libro verde della Commissione Europea sulla sicurezza degli approvvigionamenti del novembre 2000 ha avviato una discussione negli Stati membri sul tema dell'affidabilità e della sicurezza delle forniture energetiche anche in vista dell'allargamento dell'Unione, che vedrebbe la dipendenza energetica ulteriormente aggravata.

Su invito della Commissione, sono state organizzate anche in Italia giornate tematiche sulle diverse fonti, in cui si è svolta una discussione approfondita sulla sicurezza degli approvvigionamenti, con la partecipazione al livello più autorevole degli operatori del settore e dell'amministrazione centrale. Come noto, per il nostro Paese la dipendenza dalle fonti approvvigionate su mercati esteri si è mantenuta negli ultimi decenni stabilmente al di sopra dell'80%,

con punte anche superiori al 90%, media questa superiore a quella europea e degli altri paesi OCSE.

Sebbene le risorse di petrolio e di gas naturale non sembrano porre serie limitazioni all'offerta di fonti fossili nei prossimi decenni, esiste tuttavia una questione di disponibilità effettiva di queste nei mercati d'utilizzo. Già in passato eventi traumatici - come le restrizioni d'offerta che si sono registrate in diverse occasioni - hanno infranto le condizioni di equilibrio e creato situazioni di tensione che hanno poi investito l'intero sistema economico.

Inoltre la questione dell'impatto dei cicli energetici sull'uomo e sull'ambiente assume rilevanza sempre maggiore, diventando di fatto centrale nella definizione delle politiche energetiche nazionali e stimolando tentativi di accordi sopranazionali tesi a governare, in parte, l'evoluzione dei sistemi energetici, con la riduzione di fatto dei gradi di libertà disponibili.

Maggiore diversificazione delle fonti, più elevata penetrazione delle rinnovabili, utilizzo concertato e più efficiente delle scorte, ma anche misure dal lato domanda, a migliorare l'efficienza energetica degli usi finali, sono tra i punti emersi con frequenza maggiore nel dibattito in corso nel Paese.

La tragedia dell'11 settembre 2001 ripropone i temi della sicurezza complessiva, inclusa quella energetica, anche se ne sposta il fuoco.

Da un lato, infatti, l'attuale teatro di guerra è limitrofo ad un'area (quella del Mar Caspio e delle repubbliche ex sovietiche dell'Asia centrale) estremamente rilevante per i giacimenti di petrolio e di gas naturale, sede ottimale di oleodotti e gasdotti per l'avvio di queste risorse verso sbocchi accessibili al mercato mondiale.

Dall'altro lato, gli attentati terroristici han-

no riproposto il tema delle grandi infrastrutture energetiche, dalle raffinerie agli oleodotti e gasdotti, alle linee di trasmissione elettriche, alle installazioni di generazione convenzionali e, soprattutto, nucleari, vulnerabili ad attacchi con conseguenze che potrebbero essere catastrofiche.

Il paradigma economico che ne ha regolato la taglia andrà allora incrociato con la necessità (e il costo) di garantirne anche la sicurezza. Si avvicina, forse, l'orizzonte temporale per la fattibilità dei sistemi di generazione distribuita, che richiedono infrastrutture di dimensione più ridotte ed aumentano, per questa via, il livello di sicurezza complessivo dei sistemi energetici.

Questo tema è proposto quest'anno, per la prima volta, nel sesto capitolo dedicato alle tecnologie energetiche e alle spese per la ricerca.

Peraltro, la struttura del *Rapporto Energia e Ambiente 2001* è la stessa dello scorso anno.

Il Rapporto si compone infatti di due volumi: *L'analisi*, che ripercorre l'evoluzione della situazione energetico-ambientale dell'ultimo anno, nel quadro macroeconomico ed energetico mondiale, e *I dati*, necessaria base statistica per approfondimenti e analisi indipendenti.

Il primo capitolo de *L'analisi* fornisce il quadro macroeconomico, energetico ed ambientale che a partire dalla situazione a livello mondiale giunge a quella italiana, evidenziando come sempre più forte sia il vincolo sopranazionale e le questioni siano sempre più globali.

Nel secondo capitolo inizia la descrizione della struttura energetica nazionale, con la domanda di energia riferita ai tradizionali e riconoscibili settori dell'industria, dei trasporti, del residenziale e terziario, dell'agricoltura e della pesca e degli usi non energetici degli idrocarburi.

Il terzo capitolo propone, quindi, l'aggiornamento dello stato dell'offerta delle varie fonti: per come si compone la domanda d'energia del Paese, che sposta sensibilmente il nostro bari-

centro verso l'estero, è inevitabile intersecare questo capitolo con il primo.

Il punto sulle implicazioni ambientali dei cicli energetici, sui livelli di emissione dei gas climalteranti e sulle emissioni in atmosfera delle altre sostanze, è tracciato nel capitolo quarto, dove si è mantenuto il riferimento costante agli analoghi indicatori dei maggiori paesi europei e a quelli dell'Unione nel suo complesso. In questo capitolo è stata anche illustrata la procedura di valutazione di impatto ambientale e lo schema da seguire per le centrali termoelettriche di potenza superiore ai 300 MW termici.

Il quinto capitolo affronta il tema sempre più rilevante delle politiche dell'energia e dell'ambiente dal punto di vista delle Regioni e delle realtà decentrate. È interessante notare come dai tentativi di accordo tra le nazioni e tra le istituzioni sovranazionali per affrontare le rilevanti questioni energetico ambientali che sono sul tappeto a scala planetaria – si pensi per esempio al riscaldamento globale e ai cambiamenti climatici – scaturiscano poi atti concreti che devono essere compiuti da realtà vicinissime al comune cittadino.

Nel sesto capitolo si presentano in modo sintetico i temi più rilevanti riguardanti le tecnologie energetiche del lato offerta, mettendo maggiormente in risalto i mutamenti più significativi intervenuti nel periodo più recente. Nello stesso capitolo, poi, si fornisce un quadro sull'evoluzione delle spese per ricerca e sviluppo, in particolare per quella in campo energetico.

Il volume è arricchito quindi da una cronistoria degli eventi salienti del 2001 in campo energetico ambientale e da una seconda appendice che dettaglia con precisione il grado di accoglimento della normativa energetica europea in ambito nazionale.

*L'analisi* si chiude quindi con un glossario, utile a decrittare i numerosi acronimi ai quali ricorriamo sempre più spesso.

Roma, novembre 2001

Pietro Menna





*Capitolo 1*

# Il quadro di riferimento



## CAPITOLO 1

## IL QUADRO DI RIFERIMENTO

## 1.1 L'economia mondiale dal "boom" alla crisi

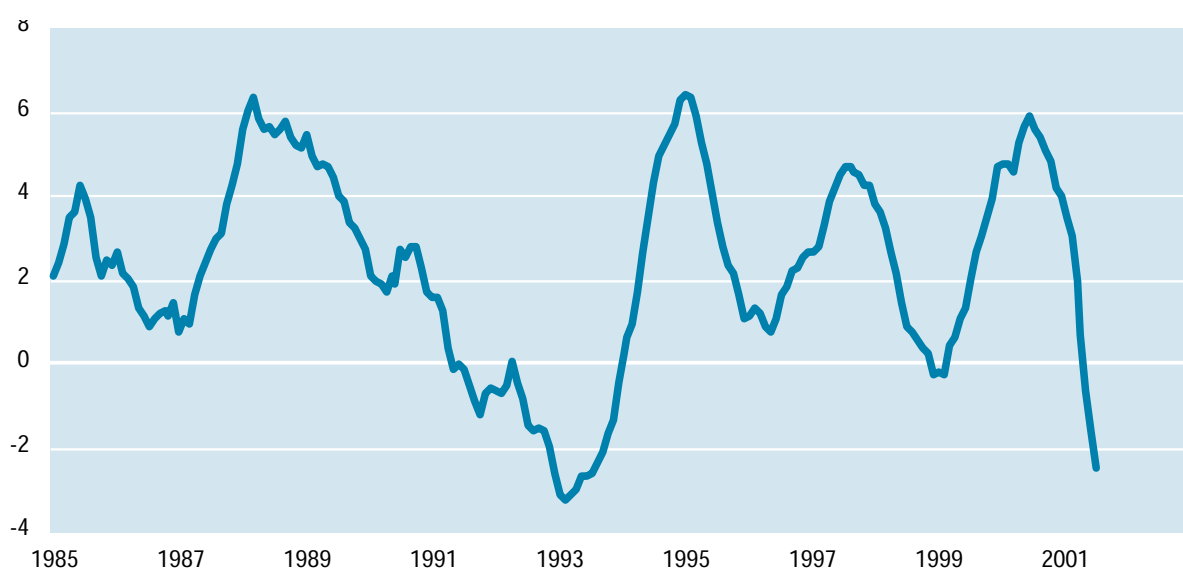
Il biennio 2000-2001 descrive una parabola che vede l'economia mondiale toccare l'apice della crescita degli anni novanta per poi ripiegare molto rapidamente. Nel passaggio dal boom alla crisi, l'economia mondiale descrive un ciclo espansivo seguito da un marcato rallentamento. Tanto l'entità della fase espansiva, quanto quella della decelerazione successiva seguono un percorso condiviso da tutte le aree del commercio mondiale con una sincronia ciclica (figura 1.1). Non sorprende che molti degli elementi che hanno guidato il ciclo internazionale scaturiscano da comportamenti specifici della maggiore economia mondiale, gli Stati Uniti, sebbene, nella spiegazione delle vicende

economiche più recenti, un ruolo importante spetti all'andamento del prezzo del petrolio.

Le caratteristiche del percorso dell'economia mondiale vedono così sovrapporsi elementi del tutto specifici della fase più recente – ed in particolare l'ascesa ed il successivo declino delle quotazioni dei titoli tecnologici sui principali mercati azionari – con elementi di crisi più tradizionali – è il caso dello shock petrolifero – già sperimentati in passato, sebbene non più verificatisi da quasi venti anni.

In termini di media d'anno il 2000 presenta tutti i numeri di una crescita sostenuta, in accelerazione dal 3,5% al 4,8% per la media annua mondiale. Ma sono già riscontrabili in alcune variabili i segni degli squilibri accumulatisi che daranno luogo ad una drastica inversione di tendenza nel corso del 2001. Un rallentamento

**Figura 1.1 - Produzione industriale nei paesi G6. Anni 1985-2001. Variazioni tendenziali (%) <sup>(1)</sup>**



<sup>(1)</sup> media mobile 3 termini media degli indici di produzione dei paesi G6  
Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati Thomson Financial Datastream

nella crescita era atteso soprattutto in quelle economie in fase avanzata del ciclo e dove poteva esserci il pericolo dell'insorgere di elementi di squilibrio, nonostante di fatto l'inflazione fosse rimasta contenuta. La fase di decelerazione del 2001 non si esaurirà però rapidamente. Ombre sulla crescita resteranno ancora per almeno tutta la prima metà del 2002 anche a seguito della dirompente involuzione dello scenario politico emersa dopo gli attentati dell'11 settembre negli Stati Uniti.

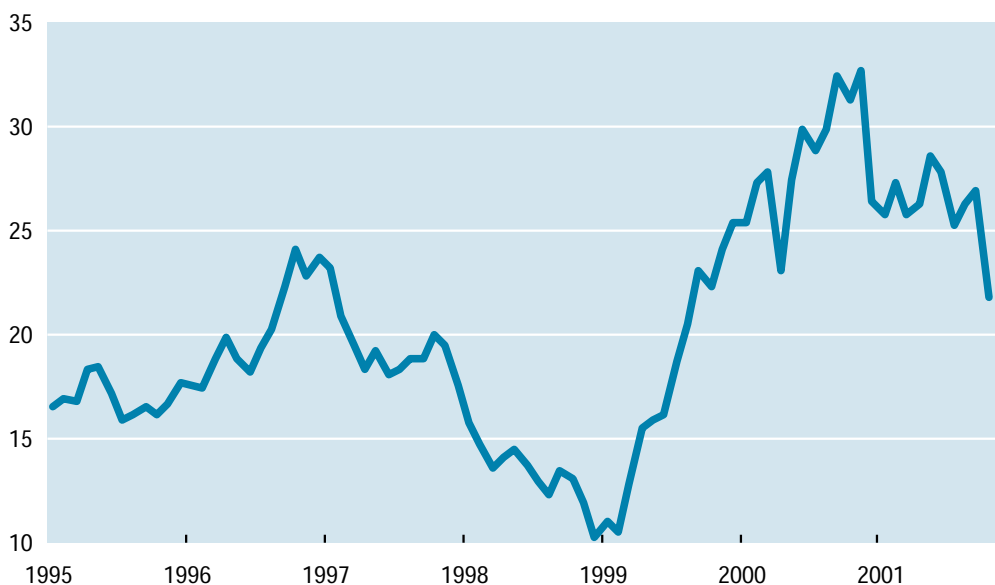
### 1.1.1 Il 2000 parte di corsa

La ripresa all'inizio del 2000 era stata molto più marcata di quanto ci si attendesse. La crescita origina innanzitutto da movimenti di natura finanziaria legati al recupero delle borse dopo il superamento delle crisi dei paesi emergenti. La domanda mondiale viene trainata principalmente dalla spesa delle famiglie americane, oltre che dal poderoso ciclo degli investimenti nei settori delle tecnologie dell'informazione. Il percorso sopra indicato è risultato anche cruciale per ridimensionare i rischi di un'ulteriore involuzione delle economie asiatiche, appena uscite dalla profonda cri-

si del 1997-98. Questi paesi, beneficiando dei guadagni di competitività concessi dalle passate svalutazioni dei rispettivi tassi di cambio, riescono ad emergere dalla fase di crisi con ritmi elevati grazie anche alla loro specializzazione produttiva nei settori dell'elettronica. La ripresa mondiale alimenta anche la domanda di materie prime, ed in particolare di quelle energetiche, delle quali i paesi asiatici sono importanti utilizzatori. Si genera pertanto una domanda di petrolio che va ad esacerbare le tensioni sul prezzo legate alla concomitante restrizione dell'offerta decisa dal cartello dei produttori OPEC (figura 1.2). In una prima fase questo fattore contribuisce ad estendere geograficamente la ripresa, dato il miglioramento dei conti con l'estero dei paesi produttori di petrolio.

Il commercio mondiale registra tassi di sviluppo più elevati delle medie storiche. Nelle economie avanzate il tasso di incremento del PIL registra un'accelerazione dal 3,4% del 1999 al 4,1% del 2000, apparentemente assorbendo gli effetti negativi del peggioramento delle ragioni di scambio dei paesi industrializzati sulla crescita della loro domanda.

**Figura 1.2 - Prezzo del petrolio. Anni 1995-2001. (US\$/barile)**



Fonte: Thomson Financial Datastream

L'ulteriore spinta allo sviluppo è stata guidata dalla persistente crescita della domanda interna USA, che accelera ulteriormente toccando il massimo sviluppo annuale della ormai quasi decennale fase espansiva. Più modesto il rafforzamento del ciclo europeo che passa dal 2,6% del 1999 al 3,4% del 2000 (figura 1.3), interamente determinato dal contributo positivo delle esportazioni nette, mentre la domanda interna di consumo già risente, seppure in misura contenuta, dei contraccolpi del maggior onere per l'acquisto dei prodotti importati. Significativo il tasso di crescita nelle economie asiatiche di nuova industrializzazione dove, dopo il rimbalzo del 1999, la domanda interna decelera dal 7,5% del 1999 al 6,7% del 2000, ma lo sviluppo del PIL (8,2%) trova sostegno nell'andamento delle esportazioni nette, e si mantiene per il secondo anno consecutivo al di sopra del tasso di crescita di lungo periodo, nonostante il persistente ristagno dell'economia giapponese. La crescita dell'1,7% del prodotto interno lordo giapponese nel 2000, pur superiore a quella dell'anno precedente, non segna in effetti una svolta nel lungo periodo di deflazione e di depressione della domanda interna, che continua a crescere a tassi inferiori a quelli del PIL.

Anche i paesi in via di sviluppo nel 1999-2000 hanno contribuito alla crescita mondiale, e non solo per l'accelerazione dei paesi produttori di petrolio. I paesi emergenti asiatici hanno sfiorato un tasso di crescita del 7%, confermando il superamento delle difficoltà nelle economie che avevano dato luogo alle crisi finanziarie della seconda metà degli anni novanta, mentre Cina (8%) ed India (6,5%) proseguono a tassi di sviluppo stabili e non distanti da quelli registrati negli anni precedenti.

Tra il 1999 ed il 2000 anche l'America Latina sembra aver riassorbito le conseguenze della crisi del Brasile e recupera più rapidamente delle attese, pur con notevoli differenze tra paesi. Il tasso di crescita dell'area rimbalza dallo 0,2% del 1999 al 4,1% del 2000 (l'accelerazione della crescita caratterizza in particolare Messico, Cile e Brasile), trascinato dal boom americano, dagli alti prezzi del petrolio (per i

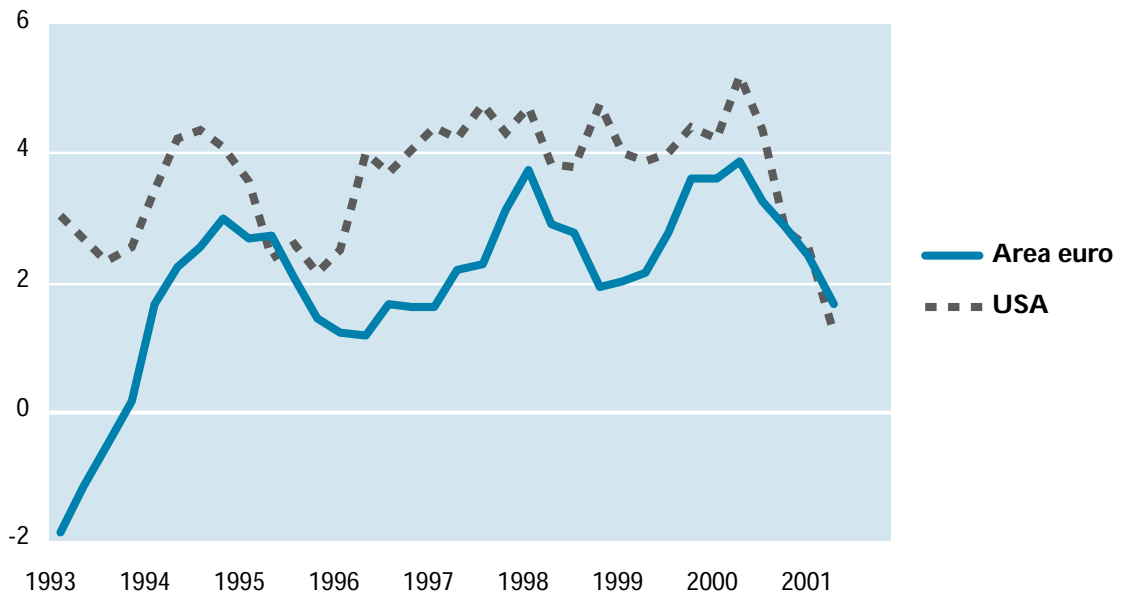
paesi produttori) e dal recupero della domanda interna rispetto ai livelli contenuti del 1999. Critica sin dall'inizio dell'anno si presentava la situazione dell'Argentina che, avendo resistito alla crisi asiatica ed alla svalutazione del real brasiliano, ha poi dovuto affrontare le conseguenze di un dollaro sempre più sopravvalutato e di tassi d'interesse elevati.

L'economia russa si è trovata nel corso del 1999-2000 a beneficiare di condizioni di forte vantaggio in modo inversamente proporzionale rispetto alle difficoltà incontrate nel biennio precedente: la combinazione di più alti prezzi dell'energia ed il deprezzamento reale del tasso di cambio hanno favorito il rilancio dell'economia. Il recupero, iniziato nel 1999 con il primo significativo incremento del PIL (3,5%) dal crollo del regime sovietico, è seguito da un aumento del 7,5% nel 2000. Il buon andamento dell'economia russa ed il positivo ciclo europeo hanno trainato la crescita delle economie dell'ex Unione Sovietica ed i paesi dell'Europa centro orientale.

Il commercio mondiale di beni con un incremento del 13,4% segna nel 2000 più che un raddoppio rispetto all'aumento dell'anno precedente e registra il tasso di sviluppo più alto dall'inizio degli anni ottanta (figura 1.4). Tutte le principali aree economiche, ad eccezione dei paesi asiatici in via di sviluppo, hanno di fatto registrato un tasso di crescita nel 2000 superiore a quello medio del decennio precedente e questo giustifica il forte sviluppo degli scambi commerciali internazionali. L'elasticità del commercio mondiale rispetto alla crescita del prodotto è risultata tuttavia assai superiore al passato: la caratteristica alla base della forte espansione di fine 1999-inizio 2000 è infatti la sincronia ciclica manifestata dalle diverse aree del commercio mondiale ed il contemporaneo aumento del loro grado di apertura, in particolare per i paesi asiatici di nuova industrializzazione e per i paesi in via di sviluppo.

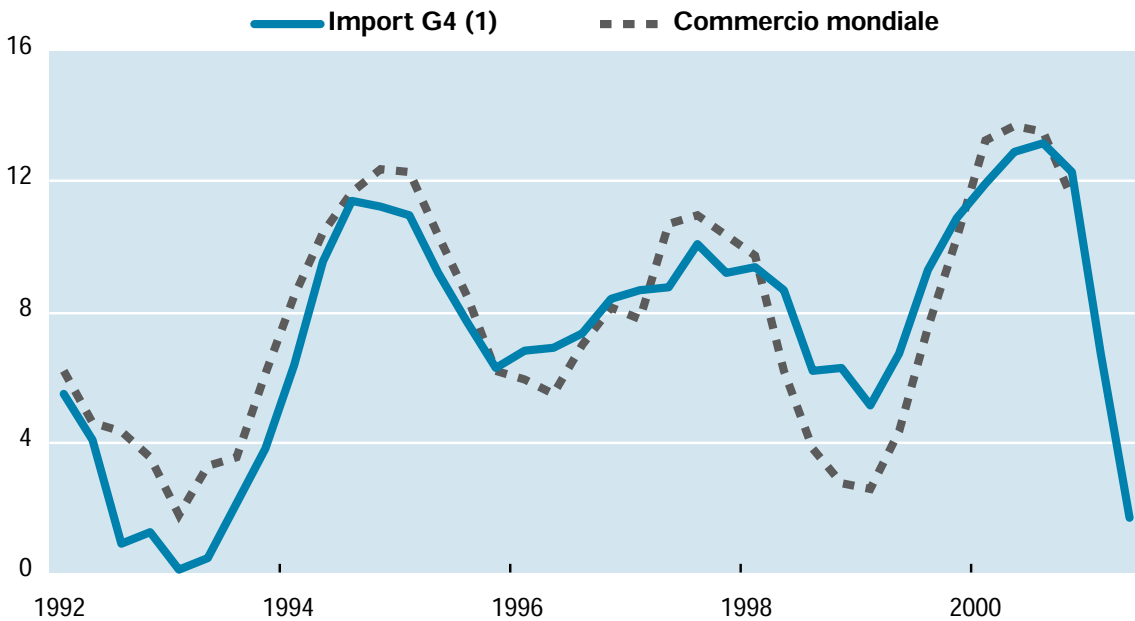
Nel complesso il contributo delle esportazioni nette alla crescita è stato comunque positivo per la maggior parte dei paesi e delle aree con l'eccezione dell'America del Nord (dove la domanda interna ha registrato incrementi di un

**Figura 1.3 - PIL area euro e PIL USA. Anni 1993-2001. Variazioni tendenziali (%)**



Fonte: Thomson Financial Datastream

**Figura 1.4 - Commercio mondiale. Variazioni tendenziali (%)**



(1) USA, Giappone, Germania, Francia

Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati Thomson Financial Datastream

punto superiori al tasso di crescita del PIL) e dei paesi produttori di petrolio (tabella 1.1). L'esito sul saldo delle partite correnti degli andamenti descritti è l'effetto congiunto dell'andamento relativo delle ragioni di scambio e dell'interscambio in quantità. Europa e Asia contengono il peggioramento del proprio saldo delle partite correnti. Per i paesi produttori di petrolio e per i paesi dell'America Latina si registra ovviamente un significativo miglioramento. In peggioramento e su livelli elevati risulta invece il deficit degli USA.

### 1.1.2 I germi della crisi

La fase di sostenuta espansione dell'economia mondiale vede intensificarsi sin dall'inizio del 2000 alcuni elementi di crescente squilibrio già da tempo evidenti, ed in particolare nell'economia americana, che esplicheranno i loro effetti sul finire dell'anno e con maggiore evidenza nel corso del 2001. Nella prima parte del 2000 le quotazioni azionarie nell'economia americana, da tempo a livelli troppo elevati, registrano una protratta fase di correzione, specie per i prezzi dei titoli tecnologici; il petrolio aumenta più di quanto gli stessi paesi OPEC si proponessero inizialmente, sospinti da periodi-

che scarsità di offerta, alimentate anche dalle politiche delle scorte dei paesi industrializzati; si diffondono timori d'inflazione; le politiche monetarie assumono un'intonazione di segno restrittivo per frenare il diffondersi di aspettative d'inflazione più elevata. L'incertezza generale sostiene le quotazioni del dollaro (figura 1.5) aggravando le tensioni inflazionistiche nei paesi europei ed aggravando la situazione dei paesi con valuta agganciata al dollaro, come l'Argentina.

La crescita mondiale è quindi sottoposta ad un arretramento delle condizioni generali tanto dal lato dell'offerta quanto da quello della domanda.

Dal lato dell'offerta, il prezzo del petrolio genera la sovrapposizione di un rallentamento dell'attività economica cui si cumula un'accelerazione dell'inflazione. L'area euro è poi a fine anno sottoposta ad un altro shock d'offerta che caratterizza la filiera dei prezzi alimentari dopo la scoperta di nuovi casi di BSE bovina. L'operare congiunto del rialzo del prezzo del petrolio e l'accelerazione dei prezzi dei prodotti alimentari produce un'accelerazione significativa della corsa dei prezzi europei. L'inflazione per l'area euro raggiunge un massimo del

**Tabella 1.1 - Crescita ed interscambio con l'estero. Anni 1990-2000. Variazione media annua (%)**

	1999			2000		
	PIL	Importazioni	Esportazioni	PIL	Importazioni	Esportazioni
<b>Economie avanzate</b>	<b>3,4</b>	<b>7,7</b>	<b>5,0</b>	<b>3,8</b>	<b>11,5</b>	<b>11,5</b>
USA	4,1	10,7	2,9	4,1	13,7	9,2
Unione Europea	2,7	7,1	5,0	3,4	10,8	11,6
Giappone	0,8	2,9	1,3	1,5	9,9	12,1
Economie asiatiche di nuova industrializzazione	7,9	8,3	8,3	8,2	15,2	16,3
<b>Paesi in via di sviluppo</b>	<b>3,9</b>	<b>1,3</b>	<b>4,8</b>	<b>5,8</b>	<b>16,6</b>	<b>16,1</b>
Africa	2,5	2,3	3,4	2,8	5,6	6,1
Asia	6,1	6,7	5,6	6,8	22,6	23,6
Medio Oriente	1,0	-1,2	1,1	6,0	14,8	8,7
America Latina	0,2	-4,9	6,4	4,2	12,5	11,5
<b>Economie in transizione</b>	<b>3,6</b>	<b>-7,8</b>	<b>0,2</b>	<b>6,3</b>	<b>12,9</b>	<b>16,5</b>
Europa centrale ed orientale	2,0	-	-	3,8	-	-
Ex Unione Sovietica	4,6	-	-	7,8	-	-

Fonte: IMF, *World Economic Outlook*, ottobre 2001

3,4% a maggio 2001 (figura 1.6), mese in cui anche l'indicatore di *core inflation*, calcolato escludendo dal paniere le componenti degli energetici e dei prodotti alimentari, si porta al di sopra della soglia del 2%. Nel complesso gli shock di offerta hanno pesato sui livelli di attività eco-

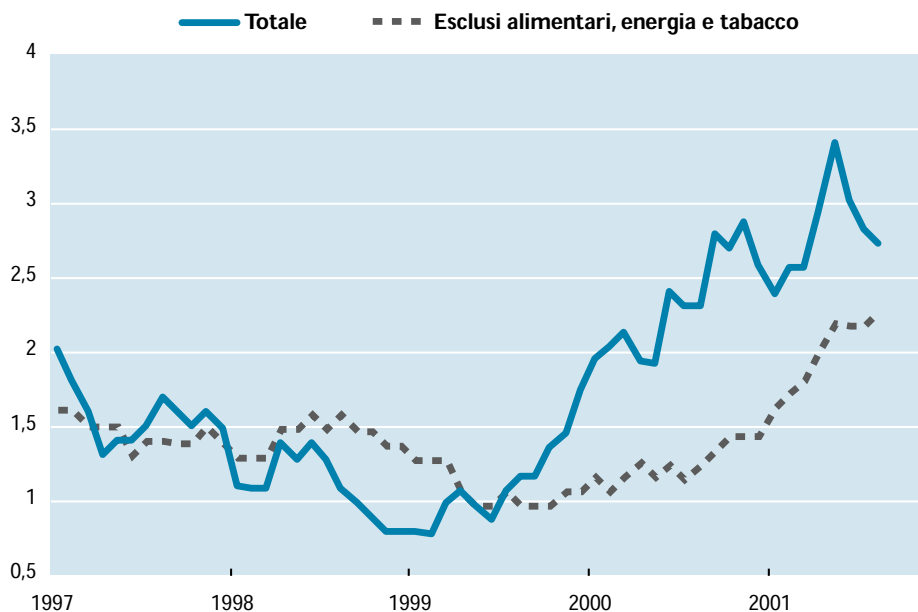
nomica frenando gli sviluppi della spesa privata, ma anche condizionando le scelte di politica monetaria della Banca Centrale Europea, che ha mantenuto a lungo nel corso del 2001 i tassi invariati pur in presenza di un ridimensionamento dei livelli di attività economica.

**Figura 1.5 - Cambio dollaro-euro. Anni 1999-2001**



Fonte: Thomson Financial Datastream

**Figura 1.6 - Area euro: inflazione totale e inflazione *core* (%)**



Fonte: Thomson Financial Datastream



Dal lato della domanda, la correzione delle quotazioni di borsa rende palese, specie negli Stati Uniti, gli elevati livelli raggiunti dalla capacità produttiva. Le imprese, specie quelle operanti nei settori della *new economy*, godono di condizioni di finanziamento particolarmente favorevoli e, di conseguenza, sembrano aver spinto i loro investimenti su livelli in eccesso rispetto agli sviluppi potenziali della domanda finale. Si fa quindi strada l'idea che l'economia USA possa soffrire di una crisi da *overinvestment*. La flessione delle quotazioni sui mercati azionari accresce inoltre i timori che possano risentirne le decisioni di spesa dei consumatori, i cui livelli di indebitamento sarebbero stati sostenuti proprio dai passati guadagni di borsa.

Il rallentamento ciclico inizialmente emerso negli Stati Uniti diviene palese nel corso del 2001 anche per le altre aree del commercio mondiale. La riaccelerazione dell'inflazione e la prudenza della politica monetaria, in parte dovute alla debolezza del cambio dell'euro, sono le ragioni per le quali l'Europa manca l'appuntamento con il passaggio del testimone quale locomotiva della crescita. La crescita europea decelera simultaneamente a quella americana, anche se meno intensamente.

Il Giappone va in recessione; frenano i paesi asiatici; i rischi di crisi divengono palesi per i paesi agganciati al dollaro e dipendenti dalla domanda interna statunitense. In particolare, si acquisiscono le tensioni per l'Argentina. Anche per l'area euro si sovrappongono indicazioni congiunturali sempre meno favorevoli. Come nella precedente fase di crescita, anche il rallentamento manifesta un'elevata sincronia ciclica delle diverse aree.

### 1.1.3 Peggiorano le prospettive dopo la crisi di settembre

La fase di debolezza del ciclo economico internazionale, ed i conseguenti dubbi circa l'intensità della successiva fase di ripresa, vedono sovrapporsi a fine 2001 le ulteriori incertezze indotte dagli attentati terroristici negli Stati Uniti. Al momento in cui scriviamo è difficile proporre una valutazione sull'evoluzione della crisi e sulle sue conseguenze economiche. I ca-

nali attraverso i quali l'evolvere degli eventi potrebbe incidere sui livelli di attività economica sono diversi. Effetti negativi sulla fiducia dei consumatori ed aumento dell'incertezza con conseguente rinvio delle decisioni di investimento sono i due principali elementi che nel breve periodo penalizzano lo sviluppo della domanda finale. Il canale di contagio degli effetti della crisi politica è però esacerbato dalle pesanti flessioni dei mercati azionari che nell'immediato hanno reagito alle notizie con pesanti ribassi, ma che si muovevano già da tempo lungo un percorso flettente. L'impatto della borsa sulla spesa USA potrebbe essere significativo e condizionare negativamente l'intera domanda internazionale (figura 1.7).

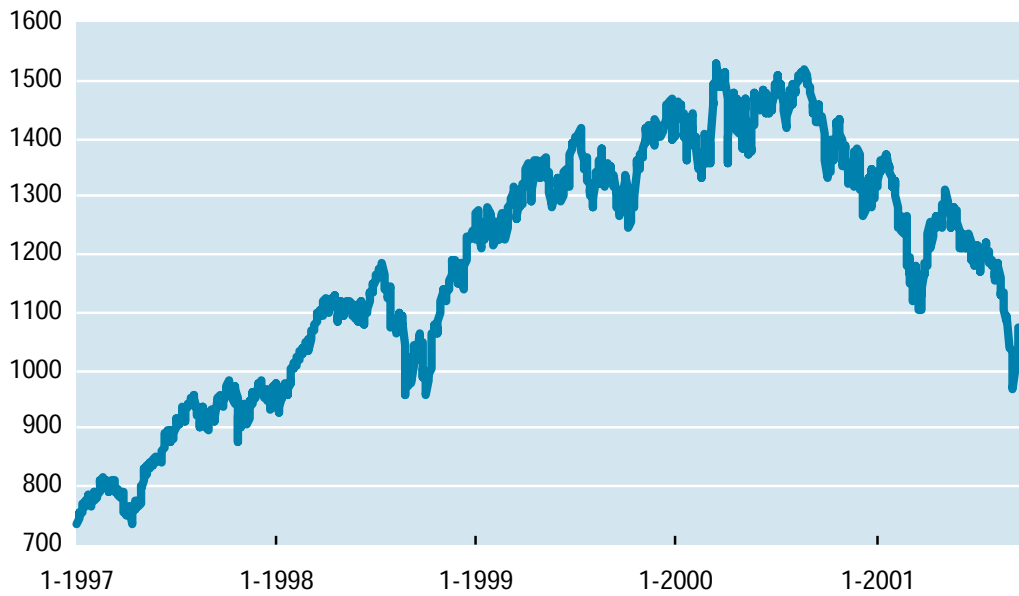
È difficile quantificare l'impatto dei diversi elementi che potrebbero condurre a differenti percorsi del quadro macroeconomico.

Da un canto agiscono elementi che operano dal lato dell'offerta. I limiti al trasporto aereo, la minore mobilità geografica, la stessa maggiore onerosità delle misure di sicurezza possono essere inquadrati nei termini di uno shock dal lato dell'offerta. La conseguenza potrebbe essere quella di un ridimensionamento dei ritmi di espansione dell'*output* accompagnata da un aumento dei costi di produzione e da una maggiore inflazione. Per definire le condizioni dal lato dell'offerta un elemento cruciale è costituito inoltre dall'evoluzione politica in Medio Oriente e dai suoi riflessi sul prezzo del petrolio, una variabile che oggi è oggettivamente difficile collocare nello scenario futuro. Altrettanto controversa la definizione dell'intonazione della domanda aggregata. Gli episodi in questione non hanno precedenti storici che consentano di fare assunzioni sul profilo dei prossimi mesi. Le propensioni a spendere degli operatori potrebbero risentire molto di una fase di estensione del conflitto tale da influenzare a lungo la loro fiducia. La politica monetaria potrebbe però sostenere la domanda (figura 1.8). Inoltre, misure a sostegno della spesa sono possibili dal lato della politica fiscale. Tagliare le tasse a famiglie così indebitate come quelle statunitensi potrebbe tuttavia non bastare a rilanciare i consumi: prima di fare nuovi acqui-

sti esse ridurrebbero, a maggior ragione in questo periodo di grave crisi, i propri debiti. Diverso è invece l'effetto delle spese militari: per

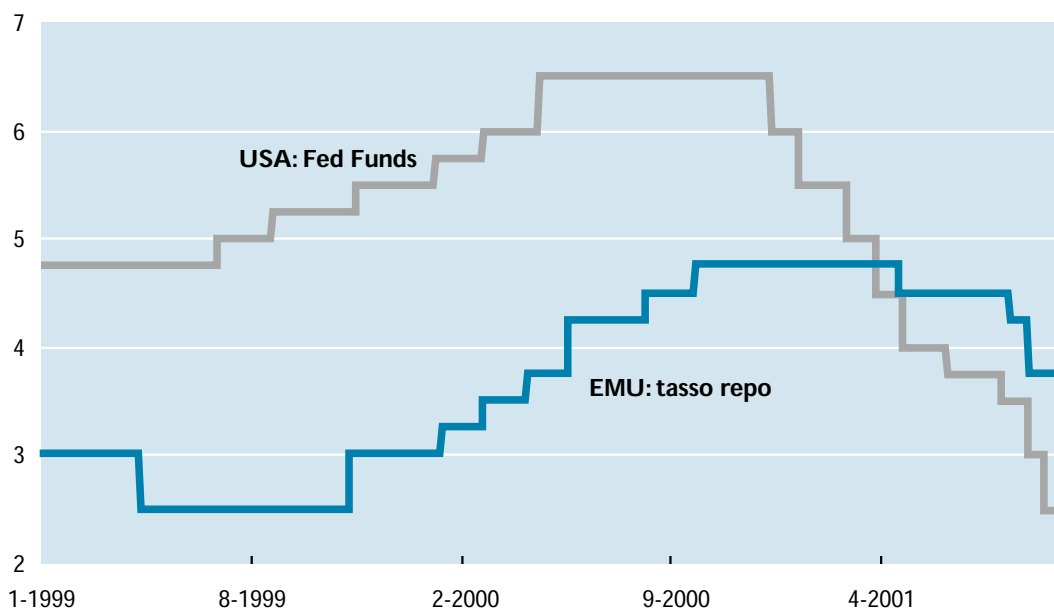
ogni dollaro speso dal Pentagono si avrebbe un forte effetto moltiplicatore che fa crescere l'intera economia.

**Figura 1.7 - Borsa USA: indice Standard&Poor 500. Anni 1997-2001**



Fonte: Thomson Financial Datastream

**Figura 1.8 - Tassi di policy FED e BCE**



Fonte: Thomson Financial Datastream

Al di là dell'evoluzione dei prossimi mesi, che resta fortemente incerta, un mix di politiche espansive, se assecondato da un ribasso del prezzo del petrolio, potrebbe rilanciare la domanda nella seconda parte dell'anno.

Mutano in questo contesto anche le priorità per le decisioni di politica economica. È scontata un'azione a deciso sostegno della domanda da parte delle autorità monetarie.

Il passaggio congiunturale che si prospetta per il 2002 risulta pertanto estremamente delicato. Gli elementi di debolezza che caratterizzano le maggiori aree del commercio mondiale rendono possibile un rapido recupero congiunturale nel corso della seconda parte del 2002 se l'azione delle politiche sarà di segno decisamente espansivo e se l'Europa saprà raccogliere il ruolo di locomotiva della crescita internazionale. Uno dei quesiti in termini prospettici attiene agli ostacoli allo sviluppo della domanda, che potranno discendere da un possibile orientamento di segno restrittivo delle politiche fiscali in vista del prossimo conseguimento dell'obiettivo del pareggio di bilancio. Il rallentamento ciclico potrebbe concorrere a deteriorare l'evoluzione delle poste di bilancio conducendo le maggiori economie dell'area – Germania, Francia ed Italia – a non rispettare i livelli di indebitamento concordati nei piani di convergenza pattuiti in sede UE. Si affaccia l'eventualità di diffusi interventi di correzione dei conti pubblici che potrebbero incidere sfavorevolmente sugli sviluppi della domanda interna europea nel 2002. Per questo è possibile anche considerare l'ipotesi di un transitorio rilassamento del Patto di Stabilità per il 2002. Maggiori spazi si intravedono in relazione ad una possibile inversione di orientamento delle politiche monetarie. Un ruolo cruciale è rivestito dalla stabilizzazione dei corsi delle materie prime petrolifere e dalla prospettiva di un completamento dell'assorbimento degli effetti sull'inflazione indotti dagli shock cumulatisi nel corso del biennio 2000-2001.

Si coglie come nello scenario prospettico il petrolio svolga un ruolo assolutamente fondamentale. Le evoluzioni dello scenario politico possono condizionare decisamente l'andamen-

to del prezzo del petrolio in entrambe le direzioni. È possibile un deciso rialzo, con quotazioni anche sopra i 40 dollari al barile per il Brent, nel caso di un conflitto che si intensifica in tutta l'area del Medio Oriente, ma è altrettanto probabile lo scenario opposto, con una drastica discesa delle quotazioni guidata dal rallentamento della domanda mondiale e da politiche dell'offerta meno restrittive da parte dei produttori medio orientali, volte a favorire la normalizzazione del quadro internazionale.

## 1.2 Domanda ed offerta di energia

### 1.2.1 Uno sguardo di sintesi

I consumi mondiali di energia primaria sono aumentati nel 2000 del 2,1%, tasso significativamente superiore a quello medio del precedente decennio. L'accelerazione della domanda energetica si spiega con la forte crescita economica registrata a livello globale, ma deriva anche da un aumento dell'elasticità nella domanda di energia al reddito (tabella 1.2).

All'interno dei paesi industrializzati, il maggior incremento si è avuto nel Nord America; Stati Uniti e Canada, insieme corrispondenti al 28% del consumo mondiale, hanno visto aumentare la propria domanda del 2,6% come conseguenza sia di un alto tasso di crescita che delle esigenze di riscaldamento dettate dalle basse temperature dell'inverno 2000-2001. L'Unione Europea ha invece esibito un tasso di crescita di poco superiore alla media 1990-2000, mentre il Giappone, a causa della prolungata recessione, si trova da circa cinque anni sotto le previsioni di crescita tendenziale.

Relativamente ai paesi in via di sviluppo, Asia e Medio Oriente hanno mostrato tassi di crescita inferiori alla media dell'ultimo decennio, mentre il continente africano ha incrementato notevolmente la propria domanda di fonti energetiche.

Tra le economie in transizione, la forte crescita economica dell'Europa centrale e orientale ha frenato la caduta dei consumi energetici registrata negli anni precedenti, mentre la Fe-

derazione Russa, in concomitanza con il riavvio di un processo di crescita, ha registrato per il secondo anno consecutivo un aumento della domanda.

Nel corso dell'ultimo decennio l'intensità energetica mondiale è diminuita di circa il 20%; nel 2000 non si è arrestata la tendenza alla riduzione del fabbisogno energetico, ma se ne è attenuata la tendenza anche per motivi congiunturali.

Nei paesi industrializzati, eccettuato il Giappone, il maggior reddito ha incentivato l'uso di tecnologie *energy saving*, determinando una caduta dell'intensità energetica.

Per i paesi in via di sviluppo di Asia e Africa, così come per l'Europa centro-orientale, la riduzione del rapporto tra consumi energetici e PIL è spiegata dal forte incremento del denominatore, cui si è accompagnato un aumento della penetrazione energetica.

Dinamiche differenti si riscontrano per le diverse fonti considerate: il 2000 fa segnare in tutte le regioni del mondo un forte aumento della domanda di gas (4,8%), mentre i consumi di petrolio, con una crescita inferiore all'1%, sono in netta decelerazione. Limitato è anche l'incremento della richiesta di carbone, ma con un andamento molto differenziato nelle diverse aree del mondo. Gli usi di questa fonte sono

cresciuti soprattutto nel Nord America (3,4%), dove il carbone ha sostituito, anche per convenienze di prezzo, l'olio combustibile nelle centrali termoelettriche; se ne è molto ridimensionato il consumo in Cina (-6,5%) dove (pur avendo ridotto la propria quota dal 78% al 65%) esso rappresenta tuttora la principale fonte energetica. Infine, la domanda di elettricità prodotta tramite energia nucleare e idroelettrica è cresciuta del 2,4%, con incrementi maggiori nelle regioni (ex Unione Sovietica e America Latina) in cui la sua diffusione è ancora limitata.

L'offerta di energia per le diverse fonti, dopo la riduzione dei quantitativi di petrolio offerti nel 1999 (-2%) in conseguenza delle decisioni del cartello dei paesi OPEC, ha visto un significativo aumento dell'offerta di petrolio nel 2000 (+4%) riequilibrando domanda e offerta in termini di media d'anno. La politica delle scorte nelle diverse fasi della filiera di produzione ha tuttavia diversamente operato nel corso dell'anno mantenendo alti e volatili i prezzi del petrolio. Lo spostamento della domanda di alcuni paesi verso il carbone ha generato un fenomeno di segno inverso su quel mercato: nonostante l'aumento della domanda la produzione, seguendo il trend degli ultimi anni, ha continuato a ridursi (-0,4%), seppure ad

**Tabella 1.2 - Domanda di energia ed intensità energetica. Anni 1990-2000**

	Domanda di energia		Intensità	
	Variazione media annua (%)		(tep/1000\$1990)	
	1990-2000	2000	1990	2000
<i>Paesi industrializzati</i>				
USA	1,7	2,6	0,333	0,285
Unione Europea	0,9	1,0	0,166	0,149
Giappone	1,8	1,1	0,144	0,149
<i>Paesi in via di sviluppo</i>				
Africa	-2,2	2,6	0,468	0,292
Asia	3,4	2,3	0,749	0,505
Medio Oriente e Turchia	4,2	3,4	0,319	0,332
<i>Paesi in transizione</i>				
Europa centrale e orientale	-2,6	-0,3	1,107	0,817
Russia	-3,1	2,4	0,900	1,101
Totale	1,0	2,1	0,379	0,303

Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati BP, *Statistical Review of World Energy 2001* e IMF, *World Economic Outlook*, aprile 2001

un ritmo meno forte rispetto al biennio precedente (-4% l'anno): si sono generati così fenomeni di scarsità. Questi ultimi stanno alla base dei rincari registrati dalle quotazioni del carbone all'inizio del 2001. Più regolare è stata l'evoluzione dell'offerta di gas legata a contratti di fornitura di lungo periodo.

La struttura dell'offerta e della domanda nell'ultimo anno si modifica solo marginalmente rispetto agli anni precedenti. In prospettiva, sia l'evoluzione della domanda per fonti e per paesi, che la distribuzione delle riserve nelle diverse aree del mondo porteranno a significative modifiche strutturali. È probabile una crescita nella dipendenza dell'America del Nord dai paesi con le maggiori riserve energetiche (tabella 1.3). Come noto, il 65% delle riserve di greggio ed il 35% di quelle di gas si trova nel Medio Oriente, a fronte di un contributo alla produzione mondiale rispettivamente del 31% e di poco meno del 9% nel 2000.

Flussi d'interscambio e dinamiche dell'offerta dipendono anche dal procedere delle esplorazioni. All'inizio degli anni novanta pochi pro-

duttori nel Nord America ripristinavano le riserve. Ma verso la metà degli anni novanta il trend si è invertito: nel 2000 le riserve nord-americane di petrolio sono cresciute, e quelle di gas sono in costante aumento da cinque anni a questa parte. Secondo alcune stime, le riserve recuperabili di gas negli USA sono in grado di soddisfare la domanda prevista per i prossimi 70 anni<sup>1</sup>.

### 1.2.2 Le tendenze della domanda per fonti negli anni novanta

A livello mondiale il petrolio rimane la principale fonte, soddisfacendo ancora poco meno del 40% del fabbisogno energetico complessivo. Nel corso del decennio si deve registrare invece un avanzamento del gas naturale che, grazie al suo minor impatto ambientale, tende a sostituire greggio e carbone; quest'ultimo ha ridotto la propria quota sui consumi globali dal 26 al 22%. Aumenta l'importanza delle altre fonti primarie e dell'energia nucleare per 2 punti percentuali complessivi (figura 1.9).

Pur non mostrando una crescita particolar-

**Tabella 1.3 - Riserve accertate e produzione per area geografica: petrolio e gas. Anno 2000 (%)**

	Petrolio		Gas	
	Riserve	Produzione	Riserve	Produzione
Nord America	6,0	18,2	4,9	31,3
-USA	2,6	9,8	3,2	36,7
Sud e Centro America	9,6	9,7	4,6	4,0
-Venezuela	7,8	4,6	2,8	0,0
Europa	1,8	9,2	3,5	11,9
Ex Unione Sovietica	6,3	11	37,8	27,8
-Russia	4,7	9,0	32,1	22,5
Medio Oriente	65,1	31,0	35,0	8,7
-Iran	8,7	5,2	15,3	2,5
-Arabia Saudita	25,2	12,3	4,0	1,9
Africa	7,0	10,4	7,4	5,3
Estremo Oriente	4,2	10,6	6,9	11,0
-Cina	2,3	4,5	0,9	1,1
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0
-OCSE	11,2	28,2	8,9	44,1
-Non OCSE	88,8	71,8	91,1	55,9

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2000

<sup>1</sup> Energy Information Administration, *US Crude Oil, Natural Gas, and Natural Gas Liquid Reserves Annual Report*

mente rilevante nel corso del decennio, il Nord America rimane il principale consumatore di petrolio, esibendo nel 2000 una domanda pari al 30% del fabbisogno totale (tabella 1.4). L'Asia, secondo consumatore mondiale, ha molto incrementato i propri consumi (dal 21 al 28% della domanda complessiva). Una dinamica opposta si riscontra nei paesi dell'ex Unione Sovietica, in cui il peso del greggio si è ridotto dal 12,8 al 4,7%; un'analogha caduta si riscontra comunque in tutte le fonti primarie e riflette i problemi economici seguiti al collasso del-

l'URSS. L'Europa mostra una piccola riduzione di questa fonte energetica, più che compensata dall'aumento dei consumi di gas naturale.

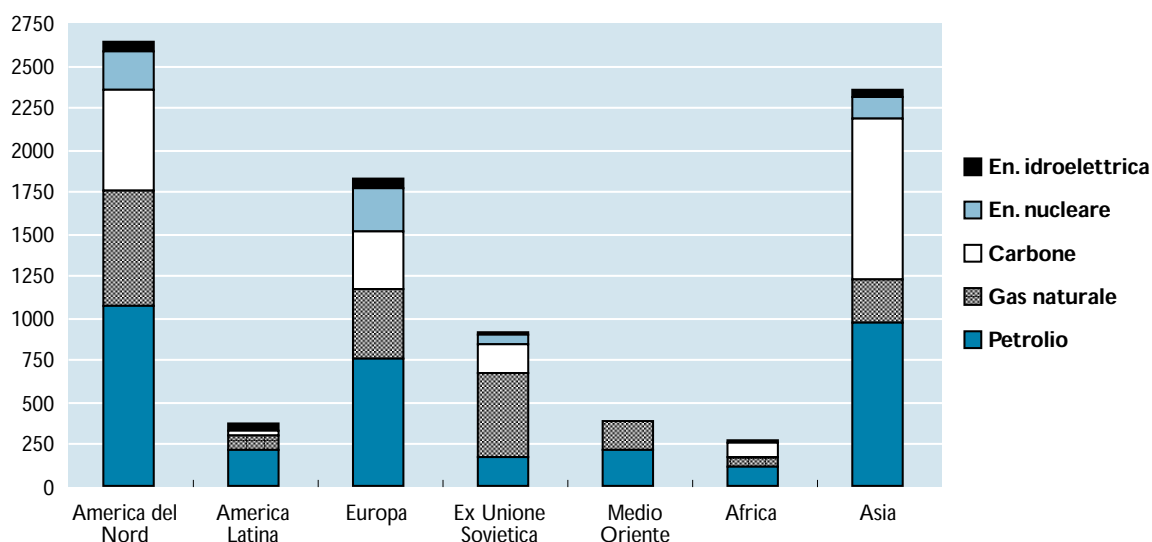
Il *gas naturale* sembra aver preso piede in un gran numero di paesi nel corso del decennio: la fortissima riduzione della quota di consumi detenuta dall'ex Unione Sovietica e il lieve calo nel Nord America (comunque rimasti i principali consumatori) hanno messo in evidenza le dinamiche di altri paesi. I maggiori incrementi si sono registrati in Asia, Medio Oriente ed Europa.

**Tabella 1.4 - Domanda di fonti primarie, per area geografica. Anni 1990-2000 (%)**

	Petrolio		Gas Naturale	
	1990	2000	1990	2000
America del Nord	29,7	30,3	32,0	31,9
America Latina	5,4	6,3	3,0	3,9
Europa	22,9	21,5	16,8	19,1
Ex Unione Sovietica	12,8	4,7	33,6	22,8
Medio Oriente	5,2	5,9	4,9	7,9
Africa	3,0	3,3	1,7	2,4
Asia	21,0	28,0	8,0	12,0
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

**Figura 1.9 - Consumo di energia primaria per regione e per fonte. Anno 2000 (Mtep)**



Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

La domanda di *carbone* ha mostrato andamenti diametralmente opposti per i paesi industrializzati rispetto a quelli in via di sviluppo. I primi ne hanno drasticamente ridotto i consumi, optando per combustibili maggiormente compatibili con l'ambiente, mentre i secondi hanno aumentato molto l'utilizzo di questa risorsa, più economica e spesso disponibile localmente in abbondante quantità. L'incremento più consistente va registrato nel continente asiatico, passato a rappresentare più del 43% della domanda mondiale di questa fonte. La tendenza ha tuttavia subito una battuta d'arresto a metà degli anni novanta e la Cina in particolare, dai massimi del 1996, ha già ridotto del 30% la propria domanda.

L'*energia nucleare* è utilizzata principalmente da Europa, Stati Uniti ed Asia; nelle prime due aree si è avuta una certa riduzione, mentre l'Asia ha visto aumentare il proprio fabbisogno che rappresenta oggi il 20% dei consumi complessivi. Un ampio numero di centrali elettriche alimentate ad energia nucleare è presente soprattutto in Francia, dove questa fonte energetica rappresentava nel 1999 il 75% dell'intera capacità di generazione. Importanti consumatori sono anche Belgio, Bulgaria, Lituania, Svezia, Ucraina e Corea del Sud, paesi che dipendono dal nucleare per il 40% della generazione elettrica.

I principali consumatori di *energia idroelettrica* sono il Nord America, l'Europa, l'America Latina e l'Asia. Nel corso del decennio il peso relativo di questa fonte nell'area nordamericana è diminuito, mentre è aumentato nelle altre regioni sopra citate; in particolare l'energia idroelettrica è la principale fonte di generazione del Centro e Sud America.

### 1.2.3 Le prospettive a medio termine

Nelle previsioni del marzo 2000 l'Energy Information Administration (EIA – agenzia statistica del Dipartimento dell'Energia USA) ha aggiornato lo scenario energetico per il prossimo ventennio<sup>2</sup>. Commentiamo i dati relativi allo scenario di riferimento, anticipando che i risultati sono probabilmente sovrastimati con riferimento sia al

tasso di crescita dell'economia sia di conseguenza alla domanda di energia per l'immediato futuro. Rispetto all'epoca in cui le previsioni sono state elaborate vi era già un andamento più negativo dell'economia mondiale aggravato dalle terribili vicende dell'11 settembre 2001.

L'EIA prevede che l'intensità energetica si ridurrà ancora al ritmo dell'1% annuo nel prossimo decennio: un ritmo meno accentuato rispetto al decennio scorso per il crescente peso che vanno assumendo nella domanda di energia paesi dove ancora la penetrazione energetica è agli inizi.

Il motore principale di questa tendenza sarà, secondo le previsioni EIA, il possibile risparmio energetico dei paesi dell'ex Unione Sovietica, indotto dalla ripresa di un percorso di crescita. Il fabbisogno per unità di prodotto della regione resterà tuttavia circa doppio rispetto a quello dei paesi sviluppati.

Continuerà a ridimensionarsi anche il fabbisogno energetico per unità di prodotto nei paesi in via di sviluppo asiatici che, sempre stando agli scenari previsivi EIA, manterranno comunque livelli di consumo pro capite inferiori ad 1/10 di quelli del Nord America ed 1/8 circa di quelli europei (tabella 1.5). I paesi industrializzati con livelli più elevati di consumi pro capite e più bassi di consumo per unità di prodotto, daranno ancora in prospettiva il contributo più significativo al contenimento nel tasso di crescita della domanda mondiale in rapporto al PIL.

La crescita dei consumi energetici dovrebbe procedere ad un tasso medio annuo del 2,2%, doppio rispetto a quello registrato nel decennio appena trascorso. Nelle previsioni EIA sono l'evoluzione della popolazione e del prodotto nei paesi in via di sviluppo a trascinare la domanda e ad influire sulla sua composizione. Un ruolo importante verrebbe giocato anche dal recupero di un *trend* di crescita del PIL sopra al 2,5% medio annuo in Europa e dal permanere di una fase di sviluppo della domanda nei paesi dell'ex Unione Sovietica.

La quota di domanda imputabile ai paesi OCSE scenderà comunque sotto il 50% e quel-

<sup>2</sup> *International Energy Outlook 2001*, marzo 2000



la dei paesi asiatici in via di sviluppo arriverà a superare quella del Nord America.

Nelle previsioni, il petrolio dovrebbe mantenere il ruolo di principale fonte energetica, l'incidenza del gas tuttavia sarebbe destinata ad aumentare mentre carbone e nucleare perderebbero significativamente una quota percentuale sul totale (tabella 1.6).

Come accennato, le previsioni EIA sconta-

no con ogni probabilità una crescita nel corso del prossimo biennio superiore a quello che di fatto le tendenze in atto nell'economia mondiale prima descritte sembrano confermare: ciò avrà influenza più che sulla composizione della domanda per fonti sul suo tasso di crescita per area. Nei paragrafi successivi vedremo più in dettaglio l'evoluzione dell'ultimo anno e le prospettive per ogni singola fonte.

**Tabella 1.5 - Consumi di energia per area geografica (numeri indice, Nord America=100)**

	1999			2025		
	Pro capite	Per unità VA	Quota del totale (%)	Pro capite	Per unità VA	Quota del totale (%)
Nord America	100,0	100,0	30,3	100,0	100,0	25,6
Europa	58,9	65,2	17,3	65,6	64,6	13,3
Asia industrializzata	63,2	53,0	7,3	67,4	69,4	5,6
Ex Unione Sovietica	42,4	474,2	13,2	54,7	394,3	11,9
Asia in via di sviluppo	7,7	200,2	18,5	12,7	194,9	26,8
Medio Oriente	28,0	331,7	5,1	33,3	346,6	6,1
Africa	5,3	219,5	3,1	5,5	236,5	3,4
America Latina	16,7	116,5	5,2	25,8	148,3	7,3
Totale	22,1	111,1	100,0	25,2	127,7	100,0

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

**Tabella 1.6 - Consumi energetici mondiali per fonte (%)**

	Dati storici		Previsioni		
	1990	1999	2005	2015	2020
Petrolio	39,0	39,9	39,4	39,8	40,3
Gas naturale	21,5	22,8	24,2	26,7	27,8
Carbone	26,0	22,2	21,6	20,0	19,2
Nucleare	5,9	6,6	6,1	5,1	4,5
Altre fonti primarie	7,6	8,5	8,7	8,4	8,2
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: EIA-DOE, International Energy Outlook 2001, Reference case



### 1.2.4 Petrolio

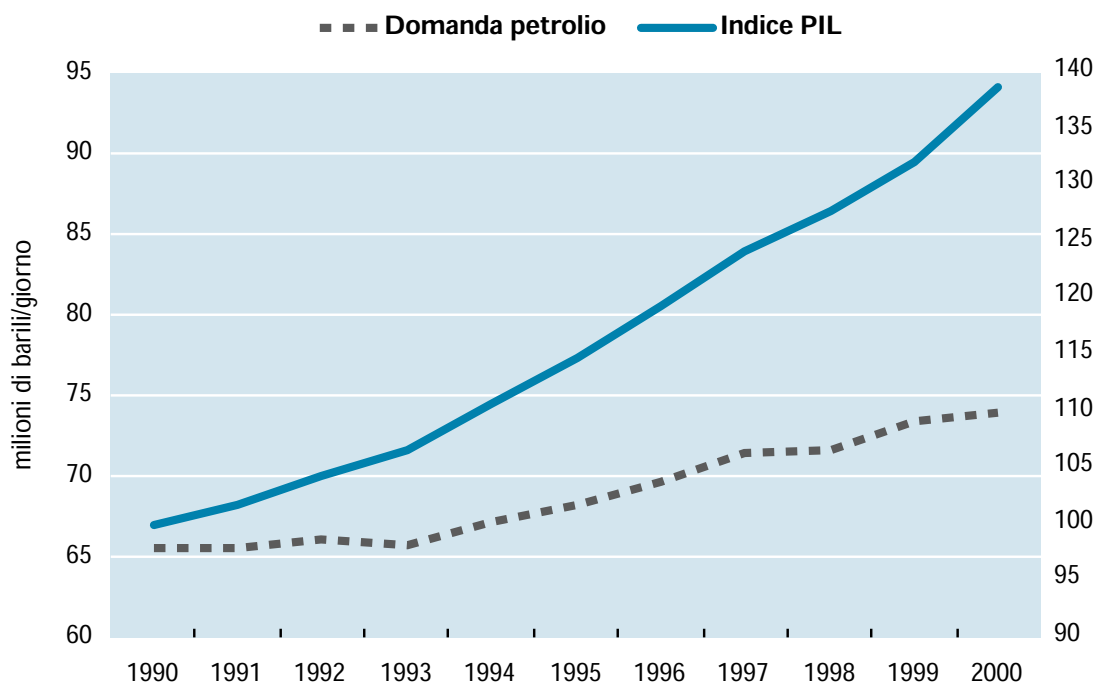
Con un peso pari al 39% del fabbisogno energetico globale, il petrolio rimane la principale materia prima utilizzata nel mondo. I consumi di greggio sono aumentati di poco meno dell'1% nel corso dell'ultimo anno; gran parte della variazione è stata determinata dai paesi in via di sviluppo: mentre America, Medio Oriente, Africa ed Europa hanno registrato solo lievi variazioni della domanda, i cambiamenti più significativi si sono avuti in Asia e nell'ex Unione Sovietica. I consumi asiatici hanno cominciato ad accelerare a partire dal 1999, quando la maggior parte delle nazioni è uscita dalla crisi scoppiata nel 1997, e hanno segnato un ulteriore aumento nell'anno successivo. Nell'ex Unione Sovietica invece, il rimbalzo nell'attività produttiva si è accompagnato ancora ad una riduzione dei fabbisogni per unità di prodotto e ad una loro ricomposizione; tuttavia, per la prima volta in un decennio, la domanda di petrolio ha registrato un incremento.

Nello scorso decennio la domanda mondiale di petrolio è aumentata di circa il 13%, pas-

sando dai 65,5 milioni di barili/giorno del 1990 ai 74 milioni di barili/giorno del 2000 (figura 1.10). Ad eccezione di una lieve flessione tra il 1992 e il 1993, i consumi hanno continuato a crescere ad un tasso medio superiore all'1% fino al 1997, anno in cui l'incremento annuo è notevolmente rallentato (appena 0,3%) a causa della forte caduta dei consumi di Asia ed ex Unione Sovietica (tabella 1.7). Nell'anno successivo i consumi complessivi hanno segnato un incremento del 2,3%. Il fabbisogno petrolifero per unità di prodotto ha segnato, comunque, una riduzione del 4% nel corso dell'ultimo anno, con un'accelerazione rispetto al *trend* del decennio.

Il profilo congiunturale dell'ultimo anno mette in evidenza come il rallentamento dell'attività economica non ha ancora apparentemente pesato sull'evoluzione della domanda di prodotti petroliferi nel primo trimestre del 2001; già evidenti sono tuttavia i segni di cedimento nei mesi successivi. L'instabilità dei prezzi ha influito sulla politica delle scorte i cui dati sono tuttavia estremamente incerti. Secondo

**Figura 1.10 - Evoluzione del PIL e della domanda di petrolio nel mondo. Anni 1990-2000**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati IMF e BP

l'EIA, le scorte dovrebbero essere aumentate nel corso del 2000 di un giorno di consumo, rimanendo comunque significativamente sotto ai 57 giorni di consumo del 1998. Tale stima di aumento appare però troppo bassa se si osserva la differenza tra dinamica della domanda e dell'offerta registrata nell'ultimo anno.

La presenza di scorte nascoste (scorte di greggi pesanti sauditi in Cina e dell'OPEC in India e nei terminali meridionali del Mediterraneo) ha pesato sull'evoluzione dei prezzi nei mesi estivi. L'International Energy Agency (IEA) aveva previsto prima dell'11 settembre un aumento della domanda dello 0,7% nel 2001 e

dell'1,1% nel 2002, previsioni destinate ad essere riviste drasticamente anche in conseguenza dell'impatto settoriale dell'attuale fase recessiva.

Quanto all'evoluzione dell'offerta il Medio Oriente, con una produzione di 1.112 milioni di tonnellate, incrementata di più del 6% rispetto all'anno precedente, rimane il principale produttore di petrolio nel mondo e recupera più che completamente i tagli produttivi realizzati nel 1999. Nel 2000, guadagna poi posizione tra i produttori di petrolio l'area ex sovietica, che dal 1998 ha iniziato nuovamente ad incrementare la propria offerta (tabella 1.8).

**Tabella 1.7 - Consumi di petrolio per area geografica (milioni di barili/giorno)**

	2000 Milioni barili/giorno	1990-2000 Variazione media annua (%)	1999-2000 Variazione media annua (%)
America del Nord	22,3	1,4	1,1
America Latina	4,7	2,8	0,9
Europa	15,9	0,6	-0,7
Ex Unione Sovietica	3,5	-8,5	-2,3
Medio Oriente	4,3	2,5	0,9
Africa	2,4	2,2	0,8
Asia	20,7	4,2	2,9
<b>Totale</b>	<b>73,9</b>	<b>1,2</b>	<b>1,0</b>
di cui: OCSE	46,3	1,4	0,3
Unione Europea	13,3	0,8	-0,8

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

**Tabella 1.8 - Produzione mondiale di petrolio per area geografica (quota %)**

	1990 (%)	2000	1990-2000 Variazione media	1999-2000 (%)
America del Nord	20,7	18,1	-0,1	1,9
America Latina	7,3	9,7	4,2	1,5
Europa	6,9	9,2	4,2	0,1
Ex Unione Sovietica	18,0	11,0	-3,6	6,6
Medio Oriente	26,8	31,0	2,8	6,3
Africa	10,1	10,4	1,5	3,2
Asia	10,2	10,6	1,7	4,9
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>1,3</b>	<b>4,0</b>
di cui: OCSE	28,2	28,1	1,3	2,4
OPEC	37,4	41,5	2,3	5,6
Non-OPEC	44,6	47,5	1,9	2,1

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

L'OPEC ha dimostrato nell'ultimo anno e mezzo di volere contingentare l'offerta per evitare cadute di prezzo; tale politica, con le dichiarazioni che hanno seguito gli attentati dell'11 settembre 2001, pare debba essere applicata nel prossimo futuro anche per contenere gli aumenti di prezzo. La gravità della crisi economica tenderà tuttavia maggiormente a spingere i prezzi verso la soglia inferiore dei 22 dollari al barile nello scorcio finale del 2001.

L'*International Energy Outlook* nelle previsioni a medio termine del marzo 2001 indicava un aumento nei consumi mondiali di petrolio nel prossimo ventennio da 73,9 a 119,7 milioni di barili al giorno, con un tasso d'incremento del 2,5% all'anno, sospinto soprattutto dalla domanda dei paesi in via di sviluppo.

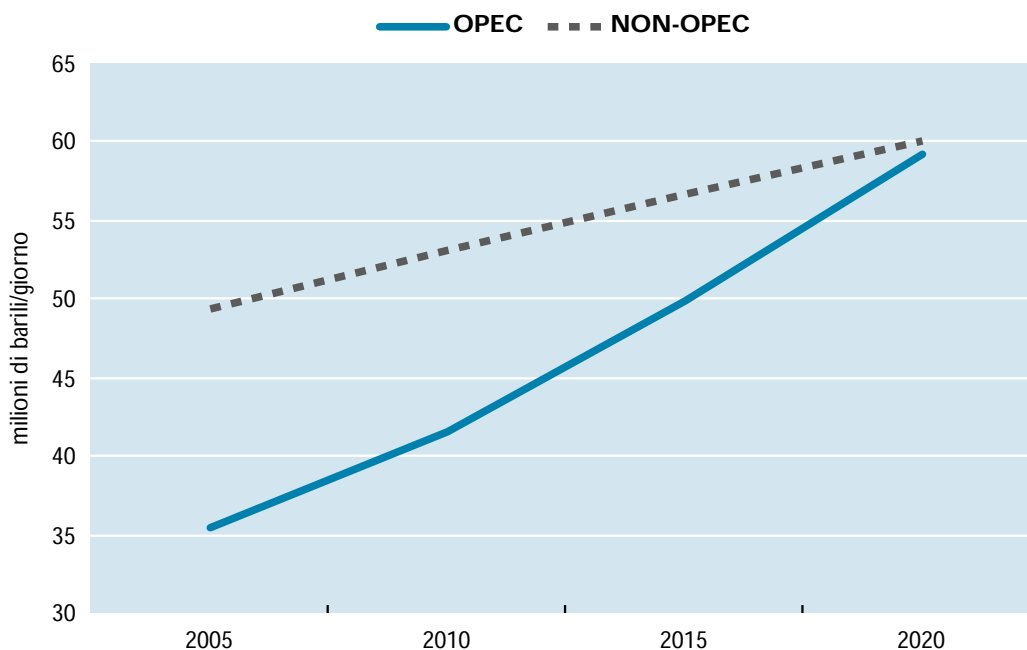
A partire dal 2010, stando a queste previsioni, i paesi in via di sviluppo consumeranno globalmente più petrolio dei paesi OCSE. La domanda incrementale della Cina sarà la più elevata in assoluto.

Per i paesi industrializzati l'aumento previsto della domanda dipenderà principalmente dal settore dei trasporti, mentre proseguirà la sostituzione al petrolio con altre fonti nella generazione elettrica e nei consumi finali.

Si calcola comunque che i paesi in via di sviluppo conteranno per circa il 65% dell'incremento previsto nella domanda di greggio. L'Asia mostrerà la più alta accelerazione (aumento di circa 16 milioni di barili/giorno), spinta dalla forte crescita economica e dallo sviluppo dei consumi legati alla motorizzazione; seguono il trend asiatico anche Medio Oriente (5,3 milioni di barili/giorno), Centro e Sud America (4,7 milioni di barili/giorno) ed ex Unione Sovietica (4,1 milioni di barili/giorno).

L'aumento complessivo della produzione di petrolio dovrebbe essere nel prossimo ventennio di 45 milioni di barili al giorno. Più di due terzi dell'incremento dovrebbe essere coperto dalla crescita dell'offerta OPEC (figura 1.11); i paesi del Golfo Persico dispongono infatti di ampie riserve (2/3 delle riserve mondiali accertate si trovano in Medio Oriente) e possono contare su costi relativamente bassi di espansione della produzione che permetteranno loro di soddisfare gran parte della domanda aggiuntiva. Per le altre nazioni aderenti al cartello i costi di espansione sono considerevolmente più alti, ma i margini degli investimenti saranno comunque sufficienti ad indurre un incremento della capacità nel lungo periodo.

**Figura 1.11 - Previsioni sulla produzione di petrolio (milioni di barili/giorno)**



Fonte: *International Energy Outlook 2001*, Reference case

### 1.2.5 Gas naturale

Il gas naturale è la risorsa la cui domanda è cresciuta maggiormente nell'arco dell'ultimo anno. A livello complessivo, i suoi consumi sono aumentati del 4,8%, segnando l'incremento più alto dal 1996 (figura 1.12).

Tra i paesi industrializzati il maggior aumento è stato registrato nel Nord America, che rappresenta anche il principale consumatore,

con una domanda di circa il 32% del fabbisogno complessivo. Trainante è stata (soprattutto durante la scorsa estate) la domanda di gas per alimentare le nuove centrali elettriche costruite per soddisfare l'accresciuto fabbisogno energetico (tabella 1.9).

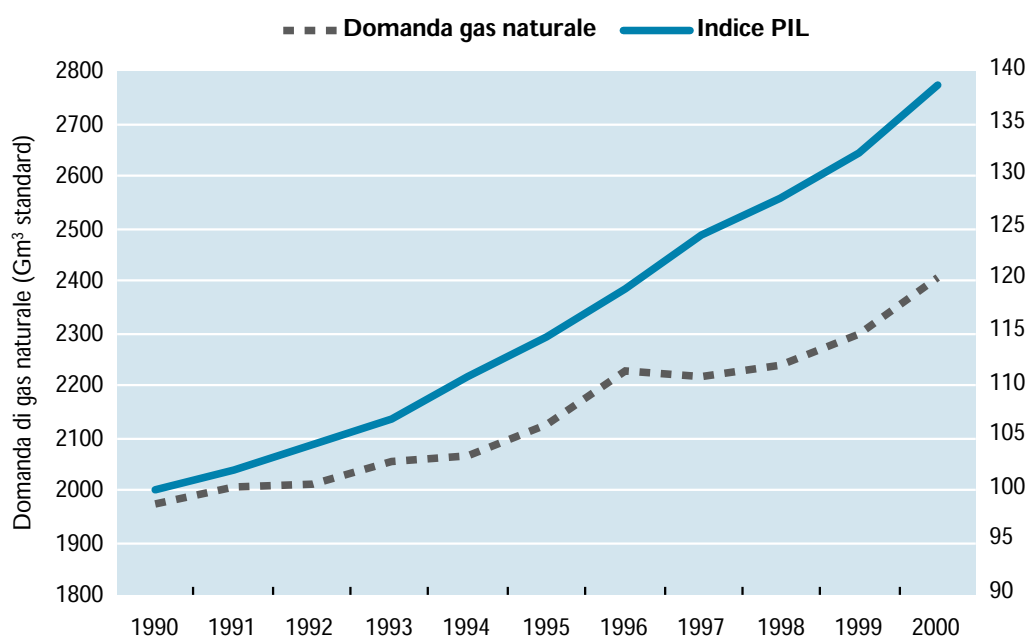
Rilevante è stato anche l'aumento dei consumi per uso residenziale, spinti verso l'alto soprattutto dal rigido inverno.

**Tabella 1.9 - Consumi di gas naturale per area geografica. Anni 1990-2000 (Gm<sup>3</sup> standard)**

	2000	1990-2000	1999-2000
		Variazione media annua (%)	
America del Nord	767,7	2,0	5,1
America Latina	92,6	4,72	5,6
Europa	458,8	3,33	3,3
Ex Unione Sovietica	548,3	-1,88	2,9
Medio Oriente	189,0	6,84	5,9
Africa	58,9	2,75	12,8
Asia	289,3	6,22	7,8
<b>Totale</b>	<b>2404,6</b>	<b>2,01</b>	<b>4,8</b>
di cui: OCSE	1319,9	2,94	4,6
Unione Europea	377,2	4,25	3,6

Fonte: BP Statistical Review of world energy 2001

**Figura 1.12 - PIL e domanda mondiale di gas naturale. Anni 1990-2000**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati IMF e BP

Il secondo consumatore mondiale di gas, l'ex Unione Sovietica, ha segnato la più alta crescita degli ultimi dieci anni. L'incremento europeo è stato del 3,3%: la crescita non è dovuta tanto ai consumi residenziali, rimasti stabili a causa delle miti temperature invernali, ma ad un forte aumento, legato anche alla sostituzione di altre fonti, degli usi industriali e dei consumi per generazione termoelettrica.

Tra i paesi in via di sviluppo, Africa e Medio Oriente hanno segnato crescite molto elevate della domanda, ma il loro peso sulla totalità dei consumi è ancora relativamente basso; l'andamento dei mercati del gas asiatici riflette invece la ripresa economica segnata dopo la crisi del 1997-98.

La produzione di gas naturale è cresciuta nell'ultimo anno del 4,2% a livello mondiale. I principali produttori rimangono Stati Uniti ed ex Unione Sovietica, detentori rispettivamente del 31 e del 28% dell'offerta, ma i maggiori incrementi sono stati registrati in aree ancora marginali: l'offerta di questa risorsa è aumentata del 10,6% in Africa, del 9,4% in Medio Oriente e del 7,5% in America Latina. Nel Nord America, l'attività di estrazione è stata spinta dall'alto livello dei prezzi, mentre l'aumento nella ex Unione Sovietica riflette soprattutto la ripresa della produzione del Turkmenistan (tabella 1.10).

L'Europa rappresenta il 12% della produzione totale, e ha registrato tra il 1999 e il 2000 il minor incremento tra quelli delle aree considerate. Ancora piuttosto ridotto appare invece il contributo di Africa, Medio Oriente e America Latina.

Quanto alle prospettive, l'EIA prevede che il consumo di gas naturale arrivi quasi a raddoppiare nel corso dei prossimi 20 anni, passando dagli attuali 2.404,6 miliardi di m<sup>3</sup> ai circa 4.600 nel 2020. I maggiori incrementi sono previsti in Asia e America Latina; i paesi in via di sviluppo nel loro complesso dovrebbero mostrare un incremento negli usi di gas naturale maggiore rispetto a quelli industrializzati. Il sorpasso dei paesi OCSE ad opera dei paesi non OCSE dovrebbe avvenire qualche anno dopo rispetto a quanto previsto nel caso del petrolio.

Le proiezioni indicano che intorno al 2010 l'uso di gas naturale dovrebbe superare quello di carbone. La principale causa di tale cambiamento è da mettere in relazione con la domanda di gas per generazione termoelettrica, per la quale si calcola un tasso di crescita medio del 4% annuo.

La domanda di gas sarà soddisfatta ancora dall'aumento dell'offerta del Nord America, che perderà tuttavia peso nell'offerta mondiale a causa della maggior crescita che si svilupperà in

**Tabella 1.10 - Produzione di gas naturale per area geografica**

	1990	2000	1990-2000	1999-2000
	Variazione media annua (%)			
America del Nord	32,1	31,3	1,7	3,3
America Latina	2,9	4,0	5,2	7,5
Europa	10,9	11,9	2,9	2,5
Ex Unione Sovietica	38,1	27,8	-1,2	2,7
Medio Oriente	5,1	8,7	7,6	9,4
Africa	3,4	5,3	6,8	10,6
Asia	7,5	11,0	5,9	4,8
Totale	100,0	100,0	2,0	4,2
di cui: OCSE	42,8	44,2	2,3	3,1
Unione Europea	7,5	8,8	3,5	2,9

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

altre aree. Il 48% delle riserve accertate di gas naturale è in territori russi ed iraniani.

Come per il petrolio, anche per il gas le riserve accertate mostrano come in prospettiva vi sarà una crescente dipendenza della domanda mondiale dal Medio Oriente e dalla Russia.

### 1.2.6 Carbone

La domanda complessiva di carbone è aumentata tra il 1999 e il 2000 di poco più dell'1%. Una crescita significativa è stata registrata nel Nord America, dove il principale utilizzatore è rappresentato dagli Stati Uniti, fortemente dipendenti da questa fonte per la generazione elettrica. Anche l'Europa ha segnato un aumento dei consumi giustificato dalla maggiore stabilità dei prezzi rispetto a quelli di gas e petrolio. L'area dell'ex Unione Sovietica indica invece un incremento del 2,4%, secondo solo a quello del gas naturale. L'Asia mostra una leggera flessione, ma rimane comunque il principale consumatore mondiale di carbone, con una domanda pari al 43% del fabbisogno complessivo (tabella 1.11).

L'ultimo decennio ha registrato per il carbone un andamento altalenante. Un leggero declino ed una lenta crescita si sono succeduti fino al 1996; da quell'anno si è registrato poi un declino più marcato, la cui causa principale è

stata la caduta dei consumi europei, diminuiti tra il 1996 e il 1999 di più dell'11% (figura 1.13). Solo l'ultimo anno, a causa della convenienza di prezzo, tutto il mondo industrializzato si è spostato nuovamente verso il carbone.

La produzione di carbone si è leggermente ridotta nel corso dell'ultimo anno; le principali componenti di questo arretramento sono il calo dell'offerta nel Nord America, secondo produttore mondiale, e in Europa. Si è ridotta anche la produzione dei paesi asiatici per il già menzionato significativo mutamento nella struttura della domanda in Cina. L'Asia in via di sviluppo detiene circa il 43% del totale della produzione mondiale ed il 30% delle riserve accertate alla fine del 2000 (tabella 1.12). Significativo l'incremento dell'offerta registrato in America Latina, regione dotata però di uno scarso peso relativo.

Quanto alle prospettive, sempre secondo le previsioni dell'EIA, la domanda mondiale di carbone, che ha registrato una riduzione durante lo scorso decennio, sembra destinata a tornare su tassi di crescita positivi nei prossimi vent'anni. L'utilizzo del carbone è previsto aumentare dell'1,5% all'anno e mostrare andamenti del tutto differenti a seconda delle singole regioni. Ci si attende ancora una forte riduzione dei consumi nella maggior parte dei paesi europei,

**Tabella 1.11 - Consumi di carbone per area geografica**

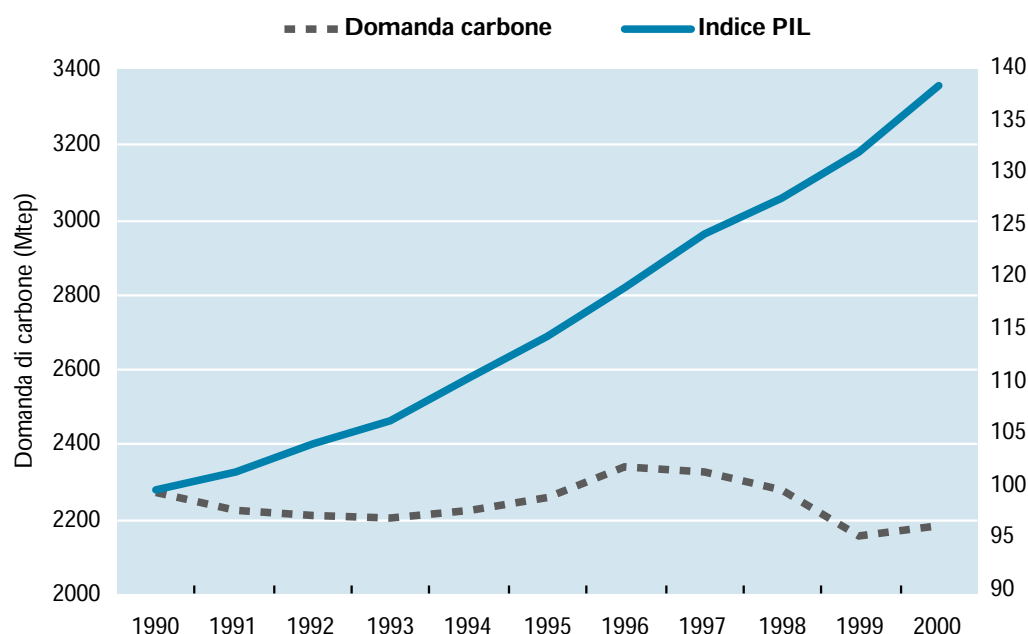
	2000 Mtep	1990-2000 Variazione media annua (%)	1999-2000 Variazione media annua (%)
America del Nord	600	1,6	3,3
America Latina	20	1,5	-0,8
Europa	347	-3,3	1,6
Ex Unione Sovietica	175	-5,5	2,4
Medio Oriente	7	7,9	8,2
Africa	90	1,2	-0,5
Asia	947	0,9	-0,3
Totale	2.186	-0,4	1,2
di cui: OCSE	1.107	0,2	3,4
Unione Europea	210	-3,4	3,0

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

che opereranno per fonti energetiche maggiormente compatibili con l'ambiente e soprattutto nell'ex Unione Sovietica, che ridurrà contemporaneamente produzione e consumi. Aumenti della domanda sono invece previsti per gli Stati Uniti, il Giappone e soprattutto i paesi in via di sviluppo dell'area asiatica. L'EIA sembra

propendere per l'ipotesi che la Cina, terzo consumatore mondiale di carbone, e l'India in particolare vedranno soddisfatta dal carbone buona parte del loro incremento nella domanda di energia. Tale previsione è però in controtendenza rispetto all'andamento dell'ultimo quinquennio.

**Figura 1.13 - PIL e domanda mondiale di carbone. Anni 1990-2000**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati IMF e BP

**Tabella 1.12 - Produzione mondiale di carbone per area geografica (%)**

	1990	2000	1990-2000 Variazione media annua (%)	1999-2000 Variazione media annua (%)
America del Nord	26,3	28,7	0,2	-2,5
America Latina	0,9	1,7	5,9	16,9
Europa	17,4	11,3	-4,9	-3,2
Ex Unione Sovietica	14,5	9,3	-5,1	6,3
Medio Oriente	0,0	0,0	-2,2	0,0
Africa	4,3	5,7	2,3	-0,1
Asia	36,6	43,3	1,0	-0,2
<b>Totale</b>	<b>100,0</b>	<b>100,0</b>	<b>-0,7</b>	<b>-0,4</b>
di cui: OCSE	47,6	46,5	-0,9	-2,0

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

### 1.2.7 Elettricità

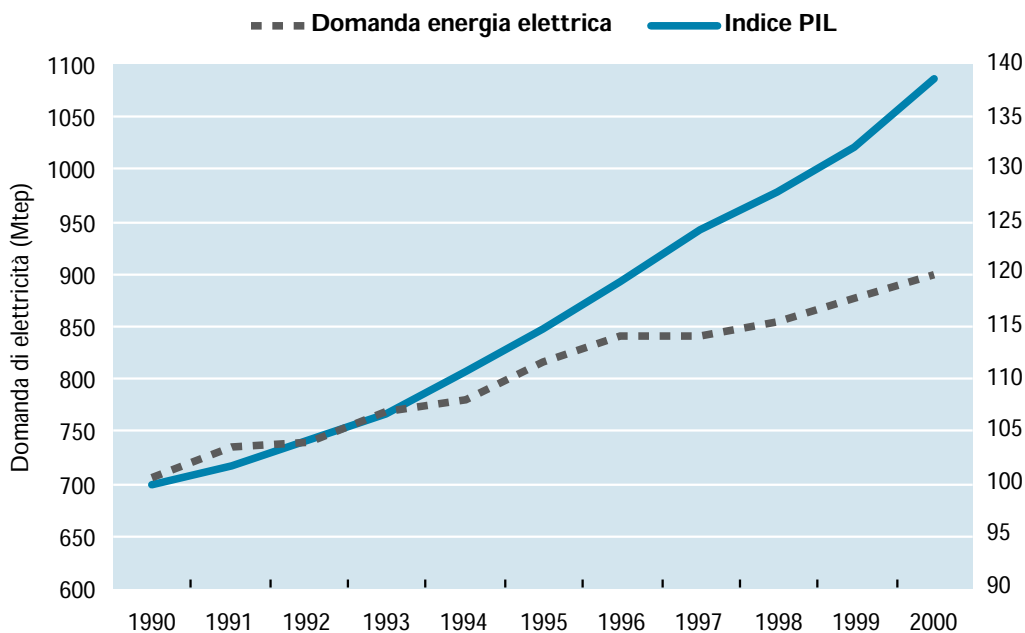
La domanda di energia elettrica è complessivamente cresciuta del 2,4% medio annuo nel corso dell'ultimo decennio (figura 1.14); allo stesso tasso è cresciuta la domanda di fonti primarie. Anche l'aumento registrato nell'ultimo anno per le fonti primarie è in linea con il dato del decennio. I maggiori incrementi sono il 5,6% dell'ex Unione Sovietica e il 4,2% dell'America Latina (tabella 1.13). Nel primo caso si è trattato soprattutto di energia delle centrali nucleari della Russia e dell'Ucraina, dove la produzione è tornata al di sopra del livello dell'inizio degli anni novanta. Nel secondo ha contato soprattutto l'idroelettrico, in particolare di Brasile, Venezuela ed Argentina, dove tuttavia la siccità ha determinato un'inversione di tendenza nel 2001, alla base della crisi energetica della regione. Il principale produttore e consumatore mondiale di energia primaria, l'Europa, ha aumentato i propri consumi del 2% mentre gli Stati Uniti hanno mostrato un tasso di crescita di poco superiore all'1%, per il forte crollo della produzione idroelettrica.

Tra le fonti, l'energia nucleare ha registrato

un incremento del 2,7%, trascinato anche dall'incremento della domanda statunitense che, con un +3,5%, ha fatto segnare un tasso doppio rispetto all'incremento registrato in Europa. L'energia nucleare conta per il 17% circa dell'energia utilizzata per la generazione mentre le fonti idroelettriche contano per il 20% circa. I paesi industrializzati detengono circa l'85% del totale mondiale di consumi di energia nucleare ed il 50% di quella idroelettrica. Nell'area europea e nordamericana si è registrato poi un forte incremento delle fonti geotermiche (rispettivamente del 12 e dell'11,5%), ridotte invece nell'area del Pacifico.

In prospettiva, i consumi complessivi di elettricità dovrebbero crescere ad un tasso di circa il 2,7% annuo nei prossimi vent'anni. Il più ampio incremento si registrerà nei paesi in via di sviluppo asiatici, dove l'EIA prevede che alla fine del periodo l'uso di questa fonte energetica sarà più che doppio rispetto a quello odierno (addirittura triplo in Cina). Molto ampio sarà anche l'aumento in America Latina, che nel complesso crescerà ad un ritmo del 4% annuo. I paesi industrializzati vedranno salire la propria

**Figura 1.14 - PIL e domanda mondiale di elettricità da fonti primarie. Anni 1990-2000**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati IMF e BP



domanda ad una velocità decisamente inferiore (1,8%) a quella dei paesi in via di sviluppo, con una riduzione dell'elasticità rispetto al PIL legata anche all'andamento demografico.

All'interno della domanda di energia elettrica, la quota di energia primaria dovrebbe tendere a ridimensionarsi per la prospettata riduzione dell'importanza del nucleare, soprattutto nei paesi industrializzati. La quota totale di capacità di nucleare dei paesi industrializzati sarà inferiore di dodici punti alla fine del ventennio. La riduzione è attesa nell'Europa dell'Est e nell'ex Unione Sovietica. In contrasto con il mondo industrializzato è invece previsto un consistente aumento dei consumi di energia nucleare nei paesi in via di sviluppo, dove la quota di consumi dovrebbe passare dall'8% al 19%. La maggior crescita è attesa in Cina. Tra le fonti dell'energia termoelettrica è prevista aumentare in tutti i paesi la quota imputabile al gas.

Eventi recenti fanno pensare ad un'accelerazione nell'abbandono del nucleare nei paesi europei. Diverso lo scenario negli USA dove i fenomeni di scarsità e gli ultimi sviluppi nelle *performance* operative hanno indotto l'US Nuclear Regulatory Commission a concedere nuove licenze per l'espansione della capacità del nucleare. Lo sviluppo della domanda di fonti rinnovabili è invece previsto procedere ad un

tasso del 53% nel prossimo ventennio, ma l'attuale quota del 9% sul totale dei consumi energetici si ridurrà marginalmente.

### 1.2.8 L'andamento dei prezzi dei prodotti energetici

#### 1.2.8.1 Incertezza e volatilità nel 2000

Nel corso del 2000 i mercati energetici sono stati attraversati da forti tensioni che hanno colpito in prima istanza il settore petrolifero. Il Brent è passato da una media di 18 dollari al barile nel 1999 ad una di 28,5 nel 2000. Le riduzioni produttive operate dall'OPEC nel corso del 1999, la ritrovata coesione all'interno dell'organizzazione e l'atteggiamento del Messico, che di fatto ha avallato le decisioni OPEC, hanno determinato, in concomitanza di una domanda sostenuta per la forte crescita americana, la svolta delle quotazioni. Essa è andata molto al di là dell'obiettivo iniziale dei paesi OPEC, per il verificarsi di squilibri rilevanti tra domanda ed offerta in diversi punti della filiera produttiva, alimentati anche dalle politiche delle scorte (figura 1.15).

L'aumento del costo del greggio disponibile sul mercato ha indotto infatti in una prima fase le raffinerie ad utilizzare le scorte per fronteggiare la forte richiesta di prodotti derivati, portando le riserve private ai livelli più bassi degli

**Tabella 1.13 - Consumi di energia elettrica primaria per area geografica**

	2000 Mtep	1990-2000 Variazione media	1999-2000 annua (%)
America del Nord	283	2,1	1,3
America Latina	49	3,7	4,2
Europa	305	2,0	2,0
Ex Unione Sovietica	76	-11,5	5,6
Medio Oriente	1	-1,3	0,0
Africa	10	3,2	2,0
Asia	175	4,7	3,1
<b>Totale</b>	<b>899</b>	<b>2,4</b>	<b>2,4</b>
di cui: OCSE	694	2,5	1,4
Unione Europea	255	2,0	0,9

Fonte: BP Statistical Review of World Energy 2001

ultimi anni. La decisione di alcuni Stati americani di introdurre una nuova legislazione ambientale sulle benzine ha poi concorso ad amplificare gli effetti dei rincari del greggio sui prezzi delle benzine e del gasolio. I margini di raffinazione sono cresciuti, anche in conseguenza del diverso mix qualitativo dell'offerta di greggi rispetto alla domanda che si andava formando. Un altro fattore che ha influito sull'evoluzione dei prezzi energetici è stato infine il rialzo dei noli, a sua volta spiegabile con il deficit delle capacità di trasporto.

Il nuovo rimbalzo registrato nell'autunno del 2000 nei prezzi del greggio non è attribuibile alla responsabilità dell'OPEC, che di fatto lo ha in parte contrastato. Con la decisione di aumentare la produzione nell'ottobre dello stesso anno, l'OPEC non è però riuscita a frenare le nuove tensioni sulle quotazioni internazionali.

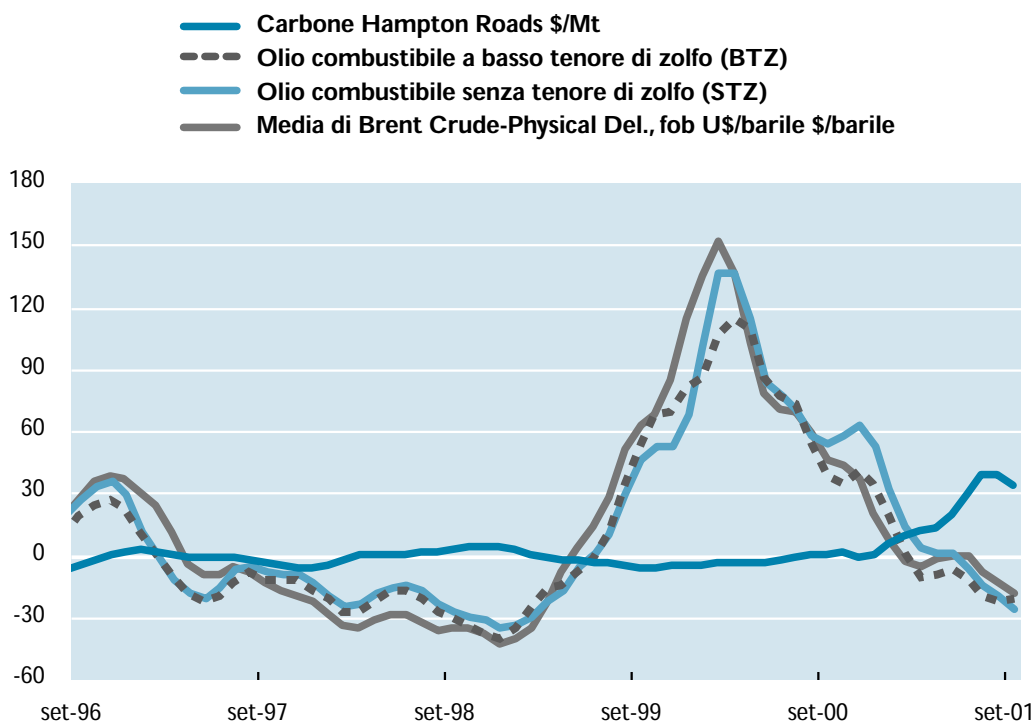
Tale situazione, unita alle preoccupazioni circa l'approvvigionamento dei mercati, con i ben noti focolai di crisi (questione palestinese ed embargo iracheno), ha prodotto un quadro

di incertezza generalizzata sul mercato petrolifero. Particolarmente elevata è risultata di conseguenza la volatilità delle quotazioni.

Per i paesi dell'area euro le tensioni presenti sui mercati internazionali sono state amplificate dall'indebolimento della valuta unica rispetto al dollaro. Il rialzo del greggio ha contagiato i prezzi del gas naturale. A Londra il prezzo *spot* si è quasi triplicato tra gennaio e dicembre del 2001, negli USA è cresciuto di 3,5 volte. Le diverse velocità di reazione della catena dei prezzi hanno teso a smussare per i consumatori finali i rincari del gas rispetto ai rincari sui prodotti petroliferi.

La dinamica del prezzo del carbone ha consentito di calmierare in parte i rialzi del greggio sui prezzi complessivi dei prodotti energetici. Infatti, le quotazioni internazionali di questo combustibile presentano una volatilità estremamente contenuta rispetto a quella delle altre materie prime energetiche. Inoltre, il mercato del carbone negli ultimi anni è stato particolarmente debole, soprattutto per effetto del calo della domanda asiatica in seguito alla crisi del

**Figura 1.15 - Prezzo di alcune materie prime energetiche. Variazione sull'anno precedente, media mobile tre termini (%)**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati Platt's

1998. A partire dalla seconda metà del 1999, tuttavia, la ripresa dei mercati di sbocco, unita al rafforzamento delle quotazioni dei combustibili concorrenti nella generazione termoelettrica (in particolare negli Stati Uniti), ha comportato una significativa ripresa delle quotazioni. La crescita media del 2000 si presenta comunque di entità inferiore rispetto a quella degli altri combustibili, collocandosi attorno al 10%.

#### 1.2.8.2 Il rientro delle tensioni e volatilità nel 2001: dal rallentamento dell'economia mondiale alla crisi internazionale

Nei mercati petroliferi l'anno 2001 si è aperto all'insegna della normalizzazione: dopo i prezzi massimi, intorno ai 34 dollari/barile toccati nel novembre 2000, a gennaio 2001 i prezzi *spot* del Brent erano tornati sui 25 dollari/barile.

Nella prima metà del 2001, poi, i segnali di rallentamento dell'economia mondiale e con essa della domanda di greggio, si erano fatti più chiari, spingendo l'OPEC a rivedere per due volte i livelli di estrazione: nel complesso sono stati progressivamente sottratti dal mercato circa 2,5 milioni di barili al giorno, corrispondenti a circa il 9% della produzione totale dei paesi aderenti al cartello. Tra gennaio e giugno i prezzi del Brent si sono mantenuti tra i 25 e i 28 dollari/barile, e sono state progressivamente ricostituite le scorte, la cui carenza era stata alla base della forte escursione dei prezzi nella seconda metà del 2000. L'operazione di "aggiustamento" dell'offerta è risultata dunque decisiva nel sostenere le quotazioni.

A cavallo dei mesi estivi, tuttavia, le prospettive di domanda si sono ulteriormente deteriorate e l'Iraq ha ripreso ad esportare, con la conseguenza che il prezzo del paniere OPEC si è in più occasioni avvicinato al limite inferiore della banda di oscillazione (22-28 dollari/barile), da cui l'ultima decisione OPEC di ridurre nuovamente l'offerta di greggio, a partire dallo scorso 1° settembre, per complessivi 1 milione di barili al giorno (3,5 milioni di barili al giorno in meno rispetto ai livelli di gennaio).

Con riferimento a questo taglio i movimenti della curva dei prezzi a termine del Brent nei giorni precedenti il taglio e sino al 10 di set-

tembre consentono alcune definizioni. In condizioni di offerta regolare e scorte sufficienti la convenienza a detenere e/o a stoccare il fisico è modesta e la curva dei prezzi *future* assume un'inclinazione positiva, ossia di "contango", con prezzi "a scadenza" superiori a quelli "a pronti". Viceversa, quando il livello delle scorte è giudicato sub-ottimale la convenienza a detenere e/o a stoccare il fisico aumenta ed il prezzo "a pronti" si porta al di sopra del prezzo per le scadenze più vicine: tale configurazione della curva dei prezzi a termine è denominata di *backwardation*.

In questo quadro si inseriscono i drammatici eventi dell'11 settembre, verificatisi a pochi giorni dall'entrata in vigore dei nuovi livelli produttivi. Sui mercati petroliferi istintivamente la memoria è tornata alla Guerra del Golfo dell'agosto del 1990. Ma le condizioni sono apparse subito diverse. In quell'occasione, a seguito dell'invasione del Kuwait, sui mercati petroliferi gli operatori reagirono alla maggiore incertezza circa gli sviluppi futuri di prezzi accumulando scorte. I prezzi del petrolio si impennarono: in poche settimane le quotazioni del Brent passarono dai 20 ai 40 dollari/barile.

Oggi nessuna fonte di approvvigionamento è minacciata né direttamente né indirettamente. E i paesi produttori di petrolio, Arabia Saudita in primis, hanno rapidamente rassicurato i mercati circa la continuità degli approvvigionamenti.

Escludendo la prima settimana dall'attacco terrorista, quando le quotazioni *spot* sono giunte a superare i 29 dollari/barile, i prezzi "a pronti" si sono drasticamente ridimensionati, ripiegando su valori non lontani dai 20 dollari/barile. In questa fase, alle incertezze circa l'evoluzione dell'offerta è prevalso dunque il deterioramento delle prospettive di domanda. Nel contempo, però, il "contango" si è fatto più marcato: le quotazioni *forward* a un mese hanno superato quelle *spot* di circa un dollaro e mezzo. La discesa dei prezzi "a pronti" e la configurazione assunta dalla curva "a termine" segnalano che non ci sono timori di scarsità degli approvvigionamenti sul mercato fisico, che l'offerta è abbondante e che le scorte sono sufficienti, ma anche che i prezzi hanno raggiunto

un pavimento: il paniere OPEC è sceso sotto la banda di oscillazione, un nuovo ritocco alle produzioni è dunque vicino.

Anche se attualmente il rischio di movimenti speculativi sui prezzi del petrolio appare lontano, l'IEA si prepara ad intervenire immediatamente nel caso di turbolenze nei prossimi mesi e se la crisi dovesse inasprirsi. La funzione primaria dell'IEA è infatti quella di vigilare su eventuali comportamenti speculativi dell'offerta e di condividere le riserve detenute dai paesi membri (quasi tutti i paesi OCSE) in tempi di crisi. Nel 2000 il complesso delle scorte disponibili a livello globale ammontava a 5,9 miliardi di barili di cui il 44% erano rappresentate da stoccaggi commerciali localizzati nei paesi OCSE, il 19% dagli stoccaggi commerciali dei paesi non OCSE, il 22% erano riserve strategiche dei governi dei paesi OCSE, ed il 15% erano rappresentate da petroliere in viaggio. Nel corso della Guerra del Golfo i paesi dell'IEA hanno iniziato a ridurre le riserve dopo l'inizio dell'attacco. Dopo i forti rincari registrati nelle quotazioni, furono resi disponibili 2,5 milioni di barili/giorno. Dopo quell'intervento le tensioni legate all'embargo dell'Iraq e del Kuwait rientrarono per l'aumento dell'offerta garantito dall'Arabia Saudita e dal Venezuela.

## 1.3 Riassetto dei mercati europei

### 1.3.1 Un primo bilancio dei processi di liberalizzazione

I termini fissati per il recepimento delle direttive 96/92/CE per l'energia elettrica e 98/30/CE per il gas sono scaduti rispettivamente il 19 febbraio 1999 e il 10 agosto 2000. A parecchi mesi da quelle date, è possibile tracciare un bilancio dei primi risultati legati alla liberalizzazione. Le due normative sono state formulate con l'obiettivo di aumentare l'efficienza energetica e, di conseguenza, la competitività dell'economia europea, attraverso la graduale apertura dei mercati di gas ed elettricità alla concorrenza. In generale, si può dire che sono

stati compiuti alcuni passi in tale direzione, ma molti sono i problemi ancora irrisolti.

Le fasi iniziali del processo di liberalizzazione sono state accompagnate da un calo dei prezzi. Dalla data di attuazione della 96/92, i prezzi dell'energia elettrica per l'utenza industriale sono diminuiti in quasi tutti gli Stati membri; in particolare, le riduzioni più significative si sono registrate nei paesi con i più elevati gradi di concorrenza effettiva, sia interna sia esterna. Un certo calo, sebbene di minore entità, è stato segnato anche dai prezzi pagati per usi domestici; come per i consumi industriali, le riduzioni maggiori sono riscontrabili negli Stati in cui i consumatori hanno effettiva facoltà di cambiare fornitore. Per il mercato del gas<sup>3</sup> si può dire però che, dall'entrata in vigore dei decreti di liberalizzazione, è stata registrata una leggera diminuzione dei *border prices*. Tale decremento è attribuibile a tre ordini di fattori: ingresso di operatori più competitivi, sfruttamento dei differenziali nei costi di fornitura e riduzione dei margini di profitto degli ex monopolisti, preoccupati di perdere quote di mercato. Fino ad oggi non si sono invece verificate riduzioni nei costi di trasporto e di distribuzione.

Nell'ottica della creazione di un mercato unico dell'energia, è incoraggiante l'incremento degli scambi transfrontalieri di elettricità, il cui volume totale è pari a circa l'8% della produzione complessiva comunitaria<sup>4</sup>.

Sul versante del gas naturale, i primi mesi di liberalizzazione sono stati accompagnati dall'ingresso di nuovi operatori nel mercato. I dati attualmente disponibili<sup>5</sup> mostrano però che la maggior parte dei nuovi entranti è rappresentata da grandi imprese, già dotate di consistenti quantitativi di gas. La tendenza principale sembra la riallocazione delle quote di mercato di *majors* e produttori all'interno dell'Europa: il potere di tali imprese sarà distribuito tra più paesi invece che concentrato all'interno della nazione d'origine. In entrambi i mercati, invece, è ancora limitata la reale possibilità di accedere alla rete. Se nel mercato elettrico la maggior

<sup>3</sup> Dove l'indicizzazione dei prezzi a quelli del greggio rende difficile distinguere gli effetti della liberalizzazione.

<sup>4</sup> Commissione delle Comunità Europee, *Completamento del mercato interno dell'energia*, 13/3 2001.

<sup>5</sup> DRI-WEFA *Report for the European Commission Directorate General for Transport and Energy to determine changes after opening of the Gas Market in August 2000*, luglio 2001.

parte delle nazioni ha scelto l'accesso regolato, che offre maggiori garanzie ai potenziali entranti, questa tendenza è meno diffusa nel settore del gas: qui un numero minore di paesi ha optato per la procedura regolata e nel corso degli ultimi 12 mesi l'aumento medio europeo di Third Party Access (TPA) è stato del 2,2%, corrispondente al 3,1% dei clienti idonei<sup>6</sup>.

### 1.3.2 Lo stato di attuazione delle direttive

#### 1.3.2.1 Mercato dell'elettricità

La direttiva 96/92/CE è stata adottata il 19 dicembre 1996, è entrata in vigore il 19 febbraio successivo e doveva essere applicata dagli Stati membri entro il 19 febbraio 1999. Tutti i paesi dell'Unione Europea hanno ormai completato il recepimento, ad eccezione del Belgio, cui mancano alcuni decreti attuativi.

L'apertura del mercato dal lato della domanda richiesta dalla direttiva<sup>7</sup> appare ampiamente soddisfatta; infatti, la media europea dei

clienti idonei, pari al 66% del mercato nel 2000, arriverà al 75% nel 2003 e all'83% oltre questa data<sup>8</sup> (tabella 1.14).

La costruzione di nuova capacità di generazione è gestita nella stragrande maggioranza dei paesi con una procedura di autorizzazione, percepita come più trasparente e non discriminatoria per la creazione di un mercato concorrenziale; solo il Portogallo ha optato per un sistema ibrido, in cui al regime autorizzativo per il mercato idoneo è affiancata una procedura d'appalto per quello vincolato.

Dodici paesi hanno predisposto sistemi regolati di accesso alle reti di trasmissione, la Germania è l'unica nazione ad aver optato per un TPA negoziato, mentre Italia e Portogallo hanno scelto la procedura dell'acquirente unico per il mercato vincolato e quella regolata per i clienti idonei.

In materia di *unbundling*, la direttiva 96/92 richiedeva almeno la separazione contabile e organizzativa dell'attività di trasmissione da

**Tabella 1.14 - La liberalizzazione del mercato elettrico nei principali paesi europei**

	Austria	Belgio	Francia	Germania	Italia	Paesi Bassi	Regno Unito	Spagna	Svezia
Legge di recepimento	Elektrizitätswirtschafts 19/2/99	Loi relative à l'organisation du marché de l'électricité 29/4/99	Loi 108/2000 (10/2/2000)	Energiewirtschafts rechts 29/4/98	Decreto Bersani 75/1999	Dutch Electricity Act 1/1/99) = + emendamento tariffe (1/7/99)	Electricity Act 1989	Electricity Act 54/1997 + Real Decreto 28280/98 + leg. secondaria	Nuovo Electricity Act (1/1/98) + emendamenti 1998 e 1999
Soglie di idoneità consumatori finali	2/99=>40 GWh 2/2000=>20 GWh 2/2003=tutti i consumatori finali	1999=>100 GWh 7/2000=>20 GWh 12/2000=>10 GWh	2000=>16 GWh 1998=100%		1/2000=>20 GWh 1/2002=>9 GWh	1/99=>20 GWh 1/2002=>tutti i consumatori finali	1999=tutti	1/98=>15 GWh 10/99=1 GWh 2007=tutti	1996=tutti
Accesso alla rete	Regolato	Regolato	Regolato	Negoziato	Regolato per clienti idonei + Acquirente Unico per mercato vincolato	Regolato	Regolato	Regolato	Regolato
Separazione della attività	Contabile, (A occidentale) Societaria (resto del paese)	Societaria	Contabile	Contabile	Societaria	Societaria	Proprietaria (Inghilterra e Galles), contabile (Scozia e Nord Irlanda)	Proprietaria	Proprietaria
Obblighi di servizio pubblico	Non discriminazione, connessione e fornitura	Fornitura ai clienti vincolati, regolarità e qualità dell'offerta	Fornitura, sviluppo equilibrato di approvvigionamento e risorse	Nessun riferimento esplicito	Sicurezza e continuità nello sviluppo delle reti, connessione	Sicurezza della rete di trasporto, connessione	Obblighi di serv. pubblico contenuti nelle licenze di fornitura e distribuzione	Sicurezza e qualità dell'offerta, universalità del servizio e protezione ambientale	Tariffe cost related e non discriminatorie, connessione dei consumatori finali
Regolatore	Ministero Affari Economici	CREG	Comission de Régulation d'Electricité	Ministero Affari Economici	AEEG	NMA-DTE	OFGEM	Comisión nacional de la Energia	Statens Energimyndighet
Borse elettriche	Non esiste	Non esiste	In fase di preparazione	Leipzig PX Frankfurt PX	In fase di preparazione	Amsterdam Power Exchange	NETA	OMEL	Nord Pool (Svezia-Norvegia) Elex (Svezia-Finlandia)

<sup>6</sup> DRI-WEFA 2001, *ibidem*

<sup>7</sup> 27% del mercato dal 2/1999, 30% dal 2/2000, 30% dal 2/2003.

<sup>8</sup> *Overview of the implementation of the electricity directive*, Commission staff working papers, Bruxelles 12/3/01.

quella di produzione e distribuzione, lasciando poi agli Stati membri la facoltà di procedere alla divisione societaria o proprietaria. Francia, Germania, Austria occidentale, Scozia, Irlanda del Nord e Lussemburgo si sono limitati a soddisfare i requisiti minimi; Belgio, Italia, gran parte dell'Austria, Irlanda, Paesi Bassi e Danimarca hanno richiesto, nei loro decreti attuativi, la separazione legale del trasporto da tutte le altre funzioni della filiera; Finlandia, Inghilterra, Galles, Spagna e Svezia hanno attuato la soluzione ben più radicale della separazione proprietaria.

La direttiva raccomandava poi la creazione di un'autorità indipendente di regolazione. In dodici paesi (Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Italia, Paesi Bassi, Portogallo, Regno Unito, Spagna e Svezia) tale organo è stato predisposto; in Lussemburgo il regolatore delle telecomunicazioni si occupa anche di dirimere le controversie sorte nel settore elettrico, mentre in Austria e Germania questo compito è svolto dal Ministero degli Affari Economici.

Benché non esista una comune definizione degli obblighi di servizio pubblico, è possibile distinguere alcuni elementi ricorrenti all'interno dei decreti attuativi. Innanzitutto, si trovano riferimenti all'universalità del servizio e alla protezione dei consumatori, sviluppati attraverso obblighi di connessione e fornitura; in secondo luogo sono presenti provvedimenti a difesa dell'ambiente<sup>9</sup>, e infine misure volte a garantire la sicurezza e la continuità degli approvvigionamenti.

Il processo di liberalizzazione ha anche dato impulso alla creazione di nuove borse dell'elettricità. Questo sistema di scambi, utilizzato già da parecchi anni in Gran Bretagna e nei paesi scandinavi, si sta diffondendo anche nel resto del continente: la spagnola OMEL è attiva dal gennaio 1998, l'Amsterdam Power Exchange ha cominciato ad operare nel giugno 1999, mentre in Germania la Leipzig Power Exchange e la Frankfurt Power Exchange hanno aperto ri-

spettivamente nel giugno e agosto 2000. In avanzato stato di preparazione sono anche la borsa francese e quella italiana.

### 1.3.2.2 Mercato del gas naturale

Il termine per il recepimento della direttiva da parte degli Stati membri è stato fissato al 10 agosto 2000 (tabella 1.15). Nove paesi (Austria, Belgio, Danimarca, Irlanda, Italia, Paesi Bassi, Regno Unito, Spagna e Svezia) hanno preparato e approvato entro la data stabilita appositi documenti legislativi, trasmessi poi alla Commissione Europea per essere analizzati. Grecia e Portogallo hanno comunicato l'intenzione di derogare ad alcuni articoli della direttiva, in virtù della propria condizione di paesi emergenti e/o non direttamente collegati al sistema interconnesso di un altro Stato membro<sup>10</sup>. In Finlandia la liberalizzazione è soltanto formale, dal momento che il livello di TPA è nullo (quindi l'operatore dominante rimane monopolista) e non esiste alcuna flessibilità nel *trading*<sup>11</sup>. Il Lussemburgo ha dato attuazione ai dettami comunitari in ritardo, approvando solo lo scorso marzo le nuove disposizioni regolatorie, entrate in vigore nel giugno successivo. Anche Germania e Francia non hanno portato a termine il processo di liberalizzazione; la prima aveva già soddisfatto buona parte delle richieste della direttiva con la "Legge di revisione del settore energetico" del 29/4/98, ma si attende l'approvazione<sup>12</sup> degli emendamenti proposti nel dicembre 2000 per arrivare al completo recepimento; la seconda, invece, in attesa di approvazione da parte del Parlamento, deve ancora dar corso al decreto attuativo.

Analizzando i provvedimenti attuati dai singoli Stati per l'attuazione della direttiva, è facile notare che i migliori risultati sono stati raggiunti sul versante della domanda, mentre il lato dell'offerta non mostra altrettanti passi avanti. Infatti, in molte nazioni le soglie minime di apertura del mercato indicate dalla direttiva sono state ampiamente superate, tanto che

<sup>9</sup> In alcuni paesi (Germania, Austria, Danimarca e Grecia) sono predisposte misure volte ad incentivare sistemi di generazione compatibili con l'ambiente.

<sup>10</sup> Direttiva 98/30/CE, art 26, comma 1 e 2.

<sup>11</sup> Il Gas Act finlandese lascia a grossisti e utenti con consumi superiori a 5 miliardi di m<sup>3</sup> la possibilità di commerciare tra loro i quantitativi acquistati dall'ex monopolista (Gasum) e non usati; tuttavia questo mercato secondario sembra destinato a rimanere di piccolissime dimensioni.

<sup>12</sup> Prevista per la fine del 2001.



la media europea in questo ambito è attualmente pari al 78%<sup>13</sup>; questo significa che ampie fasce di consumatori sono "teoricamente" libere di scegliere il proprio fornitore e di chiedere l'accesso alle reti esistenti. Tra i principali paesi europei, solo la Francia si è limitata a trasporre le soglie minime di apertura raccomandate dalla direttiva; le altre nazioni hanno previsto classi di idoneità più ampie e/o accelerato i tempi di completamento del processo. La libertà dei clienti idonei rischia però di rimanere solo sulla carta, perché le scelte adottate dalla maggior parte delle nazioni non sembrano sufficientemente incisive sulla struttura del mercato. In particolare, la questione dell'accesso alle reti rimane cruciale: Austria e Germania hanno optato per un sistema negoziato, Danimarca e Paesi Bassi per un regime misto, mentre i restanti paesi hanno scelto la procedura regolata, ma la definizione e pubblicazione delle tariffe è quasi ovunque ancora in corso. Per quanto riguarda

l'assetto delle imprese verticalmente integrate, è prevalsa la semplice separazione contabile (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Lussemburgo, Svezia), in alcuni casi accompagnata da misure aggiuntive richieste alle imprese ex monopoliste<sup>14</sup>; mentre Italia, Irlanda, Paesi Bassi, Regno Unito e Spagna hanno scelto la separazione societaria delle attività di trasporto e commerciali da quelle di produzione e distribuzione. Infine, alcuni paesi sono ancora privi di un'Autorità di regolazione indipendente: in Austria il Ministero degli Affari Economici si occuperà del mercato del gas almeno fino al 1° ottobre 2002, data entro la quale è prevista la creazione di un organo apposito; in Francia è stato temporaneamente nominato all'interno del CRE (Commission de Régulation de l'Électricité) una sezione relativa al gas; allo stesso modo, in Germania non esiste un Regolatore autonomo e l'Autorità Antitrust (BundesKartellamt) è competente per la regolazione dei conflitti.

**Tabella 1.15 - La liberalizzazione del mercato del gas naturale nei principali paesi europei**

	Austria	Belgio	Francia	Germania	Italia	Paesi Bassi	Regno Unito	Spagna	Svezia
Legge di recepimento	Gaswirtschaftsgesetz	Loi relative à l'organisation du marché du gaz (29/4/99) + decreti reali (21/9/00 e 23/1/01)	Progetto di legge (17/5/00)	Energiewirtschaftsrecht (29/4/98)	Decreto Letta (23/5/00)	Gaswet (10/8/00)	Gas Act (1995)	Ley del sector de hidrocarburos (8/10/98), Real decreto (16/4/99), Real decreto (23/6/00)	Naturgaslag (1/8/00)
Soglie idoneità	(10/8/00)	2000=>25 Mmc (proposta accelerazione 2000=>5 Mmc 2006=tutti)	2000=>25 Mmc 2003=>15 Mmc 2008=>5 Mmc	2000=tutti	2000=>200.000 mc 2003=tutti	2000=>10 Mmc 2002=>1 Mmc 2004= tutti	1998=tutti	2000=>3 Mmc 2002=>1 Mmc 2003= tutti	2000=>25 Mmc 2002=15 Mmc 2006= tutti (proposta anticipazione al 2003)
Accesso alla rete	2000=>25 Mmc 2002=tutti	Negoziato (Previsto passaggio a Regolato + Code de bonne conduite)	Combin regolato e negoziato	Negoziato	Regolato	Regolato per distribuz. + negoziato per trasporto e stoccaggio	Regolato + Network Code	Regolato	Regolato
Separazione delle attività	Contabile + organizzativa trasporto-attività commerciali di OMV	Contabile + misure aggiuntive per distribuzione	Contabile + organizzativa trasporto-attività commerciali	Contabile	Societaria trasporto-tutte le altre attività (tranne stoccaggio)	Contabile per Gasunie (societaria per la distribuzione-vendita entro il 2002)	Proprietaria di trasporto e trading	Contabile delle attività integrate + societaria delle attività di fornitura	Contabile
Obblighi di servizio pubblico	Connessione dei clienti idonei + fornitura	Qualità, sicurezza e riserva	Fornitura, stoccaggio e interconnessione	Nessuno	Fornitura	Small fields policy, risparmio energ., fornitura mercato vincolato	Obblighi contenuti nelle licenze	Gas=attività d'interesse pubblico, qualità, riserva aumento della capacità	Nessuno
Regolatore	Fino a 2002: Min. Affari Economici dal 2002: Autorità indipendente	CREG CCEG	Per ora, nessun regolatore (prevista Commission de régulation de l'électricité et du gaz)	Antitrust (BundesKartellamt) per la regolazione dei conflitti	Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas	NMA-DTE	OFGEM	Comisión nacional de Energía	Statens Energimyndighet

<sup>13</sup> Stockholm European Council (23-24 marzo 2001), Factsheets.

<sup>14</sup> Austria e Belgio hanno richiesto una rigida separazione organizzativa all'interno delle proprie imprese dominanti, rispettivamente OMV e Distrigaz.

### 1.3.3 Questioni irrisolte e nuova proposta europea

Nonostante i passi avanti compiuti nell'apertura dei mercati, la persistente integrazione verticale delle imprese dominanti, le difficoltà incontrate dai nuovi entranti e l'inadeguatezza delle scelte operate da parecchi Stati in materia di *unbundling* e TPA rappresentano ancora forti ostacoli allo sviluppo di un mercato effettivamente concorrenziale. In particolare, l'accesso alla rete rimane un punto cruciale per lo sviluppo della concorrenza nel settore: dato il carattere di monopolio naturale delle reti di trasporto e distribuzione, e quindi la scarsa convenienza a duplicare le strutture esistenti, è fondamentale che i potenziali entranti possano usufruire del sistema di reti disponibile. Qui si innesta un'ulteriore questione: per garantire un accesso libero e indiscriminato alle reti, è fondamentale l'indipendenza degli operatori attivi nelle fasi di trasmissione e distribuzione. La direttiva lascia agli Stati membri la scelta tra accesso regolato e negoziato per quanto riguarda il TPA, e affronta il problema dell'integrazione verticale richiedendo la semplice separazione contabile; tali misure si sono rivelate insufficienti e la Commissione stessa ha dovuto convenire che la mancanza di un *unbundling* chiaro ed effettivo e di tariffe di accesso standardizzate e pubblicate rappresenta una significativa barriera all'entrata nel settore.

Per ovviare alle inefficienze della precedente normativa, la Commissione Europea ha varato la bozza di una nuova direttiva che emenda le due precedenti relative ai mercati di gas ed elettricità. Il documento è stato presentato alla riunione del Consiglio Europeo di Stoccolma, tenuto il 23-24 marzo 2001.

La bozza contiene una proposta quantitativa, relativa all'accelerazione dell'apertura del mercato, una serie di proposte qualitative in materia di *unbundling*, *third party access* e regolazione, e infine la riformulazione degli obiettivi di servizio pubblico.

#### Proposta quantitativa

Raggiungimento di una completa apertura

dal lato della domanda entro il 1° gennaio 2005. Si propone l'attribuzione dell'idoneità a tutti i consumatori industriali del mercato elettrico entro il 1/1/03 e del mercato del gas entro il 1/1/04, per poi estendere il diritto di scelta del proprio fornitore e di accesso alle reti a tutte le tipologie di utenza entro il 2005.

#### Proposte qualitative

*Unbundling*: gli Stati membri devono, al minimo, assicurare la separazione in entità giuridiche distinte della gestione delle reti e delle attività di produzione e vendita di gas ed elettricità, oltre alla totale indipendenza operativa delle ultime due. Tale obbligo non sarà applicato solo alle imprese distributrici di piccole dimensioni.

*Third Party Access*: si richiede che tutti i paesi membri adottino, come base per l'accesso ai sistemi di trasporto e distribuzione, uno schema di tariffe pubblicate e regolate, applicate in base a termini non discriminatori e approvate dalle Autorità nazionali di regolamentazione prima della loro entrata in vigore.

*Regolazione*: il documento di legge proposto stabilisce che in tutti i paesi dell'Unione deve essere creata un'Autorità di regolazione autonoma, le cui competenze minime sono la fissazione delle tariffe e delle condizioni di accesso alle reti di trasmissione di gas ed elettricità.

#### Sicurezza degli approvvigionamenti e servizio pubblico

La Commissione ha deciso di ampliare le richieste delle direttive 96/92 e 98/30 in materia di sicurezza delle forniture e servizio pubblico. Per quanto riguarda il primo punto, si ritiene appropriato che gli Stati membri svolgano un'attività di monitoraggio del bilanciamento domanda/offerta, dell'andamento atteso dei consumi, della capacità addizionale programmata e del livello di concorrenza sviluppato nel settore; per quanto concerne il secondo, gli obiettivi principali riguardano la protezione dei consumatori vulnerabili, la tutela dei diritti dei consumatori finali<sup>15</sup>, la garanzia di forniture a

<sup>15</sup> Attraverso la fissazione di regole rigorose per i contratti di fornitura, condizioni minime di trasparenza nell'informazione sui prezzi e procedure semplici per la soluzione dei reclami.



prezzi appropriati anche nelle aree svantaggiate; il rispetto dell'ambiente e la sicurezza della fornitura, attraverso il mantenimento e lo sviluppo delle infrastrutture, in particolare quelle di interconnessione.

Alla riunione di Stoccolma il progetto della nuova direttiva ha incontrato una sostanziale bocciatura, dovuta al mancato accordo sui tempi di attuazione delle nuove misure proposte. In particolare, la Francia si è decisamente opposta alla completa apertura del mercato elettrico e del gas naturale entro il 2005 e la Germania, contraria soprattutto all'istituzione di un'Autorità di regolazione indipendente, ha fatto eco alle rimostranze francesi.

Il completamento del processo di liberalizzazione sembra dunque arenato, o almeno momentaneamente rimandato, a causa delle remore di alcuni importanti paesi, espresse dai più alti vertici politici.

Il fallimento della riunione di Stoccolma rende improbabile il rispetto delle tappe tracciate dalla nuova direttiva<sup>16</sup>. Le conclusioni della presidenza del Consiglio Europeo<sup>17</sup> ribadiscono la necessità di accelerare la riforma economica e invitano i paesi membri a considerare prioritaria l'attuazione delle direttive, fissando per il 2002 l'obiettivo intermedio del 98,5% di recepimento. Per quanto riguarda la nuova proposta avanzata dalla Commissione, il Consiglio si limita a prenderne atto e si impegna ad analizzarla quanto prima, affermando semplicemente che i calendari per i mercati dell'energia verranno esaminati per attuare la completa liberalizzazione il più presto possibile.

Da più parti è però espressa la convinzione che la proposta possa ancora essere approvata, dal momento che, al di là dell'opposizione franco-tedesca, esiste una solida maggioranza favorevole al progetto di legge.

### LA CRISI ELETTRICA CALIFORNIANA 2000-2001

Il 31 gennaio 2001 il California Power Exchange (Cal PX), la borsa elettrica californiana, ha cessato di operare: la liberalizzazione del settore si è rivelata un esperimento fallito. A partire dalla metà di maggio 2000, i prezzi elettrici all'ingrosso hanno superato i livelli storici di picco. La situazione è divenuta più drammatica in giugno anche se i prezzi sono rimasti alti per tutta l'estate (figura 1.16). Insufficienti investimenti in generazione e trasmissione, temperature insolitamente elevate, scarsa disponibilità di capacità idrica, riduzione delle importazioni a fronte di un aumento delle esportazioni, elevati prezzi del gas naturale e dei diritti di emissione di inquinanti, assenza di copertura finanziaria da parte delle utilities che compravano elettricità nel PX, difetti nel disegno di mercato e potenziale esercizio di potere di mercato sono stati i principali fattori esplicativi della crisi.

Due dei tre maggiori ex-monopolisti, Southern California Edison (SCE) e Pacific Gas and Electric (PG&E), diventati acquirenti netti della borsa elettrica PX dopo la cessione di tutti i loro impianti a gas, iniziarono ad indebitarsi poiché i loro ricavi amministrati (\$ 60-65/MWh) coprivano solo per metà i loro costi medi di acquisto dell'elettricità (\$ 120/MWh). La terza utility, San Diego Gas and Electric (SDG&E), che aveva terminato il recupero degli *stranded costs* nel 1999, era l'unica che amministrava ai suoi utenti tariffe deregolate che nell'estate 2000 lievitavano seguendo i prezzi all'ingrosso. Una pubblica protesta ha obbligato il governatore dello Stato californiano a fissare le tariffe anche per SDG&E al tetto di \$ 65/MWh. In autunno, SCE e PG&E hanno sollecitato invano l'Autorità di regolamentazione affinché potesse fine al congelamento delle tariffe che impediva loro di trasferire direttamente sugli utenti finali i costi di acquisto dell'elettricità. Probabilmente, l'Autorità californiana (come tutti del resto) si aspettava che i prezzi sarebbero tornati ai livelli normali sul finire dell'estate. Al contrario, i prezzi all'ingrosso, dopo una pausa ad ottobre, si impennarono nuovamente a novembre e, più marcatamente, a dicembre, mese in cui quasi ogni giorno le riserve scesero al di sotto del minimo consentito e il primo *black-out* dell'era della *deregulation* venne esegui-

<sup>16</sup> Completa apertura agli utenti industriali entro il 2003 (mercato dell'elettricità) e il 2004 (mercato del gas) + liberalizzazione per tutti i consumatori entro il 2005.

<sup>17</sup> Consiglio Europeo di Stoccolma, Conclusioni della Presidenza.

to. Nella seconda metà di dicembre le tre maggiori *utilities*, che coprivano l'80% della domanda totale, compravano elettricità a \$ 350/MWh per rivenderla \$ 65/MWh (figura 1.16). Infatti, se la domanda di elettricità era diminuita dopo l'estate come al solito, i prezzi del gas naturale e dei diritti di emissioni inquinanti continuarono a salire, le importazioni a stagnare e un enorme ammontare di capacità di generazione rimase fuori servizio, non essendo pronta nell'offrire elettricità. I produttori sostennero di aver spento i loro impianti perché avevano funzionato ai livelli massimi durante l'estate e le restrizioni ambientali erano stringenti. Di fatto, dal novembre 2000 fino al maggio 2001 16.000 MW di potenza (circa il 35% del totale) dell'area ISO non erano in servizio.

L'autorità federale per l'energia FERC intervenne con una serie di provvedimenti a breve termine che aggravarono ulteriormente la situazione esponendo maggiormente le tre *utilities* alla volatilità dei prezzi dei mercati elettrici del PX e quelli di aggiustamento del gestore della rete CAISO. Alla fine di dicembre, i debiti accumulati dalle tre *utilities* nei dodici mesi precedenti ammontavano a 12 miliardi di dollari. La grave situazione finanziaria degli ex-monopolisti sfociò a gennaio 2001 con la dichiarazione dello stato di insolvenza nei confronti dei produttori i quali iniziarono a rifiutarsi di servire elettricità alle *utilities* nel timore di non essere ripagati. Scarsità di potenza e *black-out* seguirono per tutto il mese, al termine del quale il Power Exchange dichiarò bancarotta. Con l'insediamento dell'amministrazione Bush, divenne chiaro che l'autorità federale non era più disposta ad obbligare i generatori a servire elettricità senza alcuna garanzia di solvenza. Da allora lo Stato della California, attraverso il California Department of Water Resources (CDWR), ha iniziato a comprare elettricità per le *utilities* e continua a farlo tuttora. Il CDWR, inoltre, ha stipulato una serie di contratti a lungo termine (fino a 20 anni) con i generatori. Alcune restrizioni ambientali sono state rilasciate per aumentare la produzione di elettricità. Nonostante questi sforzi, un terzo della capacità di generazione nell'area CAISO (che non coincide con tutta la California) è rimasta fuori servizio per la maggior parte dell'inverno e della primavera 2001 (figura 1.17) e le importazioni di energia hanno continuato a scarseggiare. Il risultato fu una serie di emergenze e giorni di *black-out* a rotazione.

I fondi stanziati dallo Stato della California stanno sostenendo finanziariamente tutto il sistema giorno per giorno, e gli alti prezzi dei contratti di fornitura elettrica del CDWR potranno spingere i prezzi dell'elettricità verso l'alto. I costi di questi contratti saranno recuperati attraverso tariffe elettriche più elevate o introiti derivanti da tasse statali o un mix. Oggi gli utenti californiani pagano tariffe elettriche molto più alte di quelle del 1996, anno in cui iniziò il processo di ristrutturazione e regolamentazione del settore.

Sebbene le previsioni per l'estate 2001 fossero alquanto pessimiste, i prezzi all'ingrosso sono scesi ai livelli esistenti prima della crisi del 2000 grazie a temperature più moderate, a prezzi del gas naturale più bassi, alla disponibilità sia di nuova capacità sia di quella che era stata fuori servizio durante i mesi precedenti e, infine, grazie ai programmi di risparmio elettrico che ha visto la partecipazione attiva degli utenti finali. I prezzi medi dell'elettricità sono scesi da \$ 172/MWh in maggio a \$ 86/MWh, \$ 72/MWh e \$ 63/MWh in giugno, luglio e agosto, andando al di sotto dei prezzi dei contratti a lungo termine stipulati dal CDWR.

La crisi elettrica californiana ha ricevuto molta attenzione poiché molti altri Stati (non solo americani) stanno progettando o attuando riforme del settore e cercano di trarre lezioni importanti dal caso californiano. Di conseguenza, capire quali sono stati i difetti di *market design* che hanno portato alla crisi risulta fondamentale per tutti quei regolatori che si accingono a varare una deregolamentazione del settore. Esaminiamoli brevemente.

L'architettura dell'industria elettrica californiana si basa sull'incrocio tra il modello di Pool e quello dei Bilateral Exchanges (BX) allo scopo di decentralizzare il più possibile tutte le transazioni di energia. In tale contesto, la maggior parte della capacità dovrebbe essere scambiata attraverso contratti fisici o finanziari di lungo periodo mentre una parte residua lasciata sui mercati *forward* di breve periodo (del giorno o dell'ora prima) o sui mercati in tempo reale per il bilanciamento. In California, invece, a causa di restrizioni regolatorie, le tre maggiori *utilities*, che

rappresentano l'80% della domanda totale, sono state costrette ad acquistare la maggior parte del fabbisogno elettrico dei loro utenti nei mercati altamente volatili del PX e/o del CAISO, mentre insufficiente si è rivelata la quantità acquistata tramite contratti finanziari di lungo termine, sia per il tardivo sviluppo di adeguati strumenti finanziari sia per l'inerzia delle *utilities*. Per contro, i produttori avevano numerose opzioni da sfruttare per vendere la loro capacità dentro e fuori i confini californiani. La possibilità di arbitraggio tra i vari mercati *forward* del PX e *spot* del CAISO e tra i mercati dell'energia e quelli dei servizi ancillari, favorita dalla struttura in sequenza temporale di tali mercati, ha incoraggiato strategie di *bidding* del tipo *pay-as bid* piuttosto che *cost-based* in cui i generatori proponevano *bids* pari ai prezzi di mercato attesi o ai costi-opportunità di servire capacità piuttosto che energia. La presenza di *price-cap* sui prezzi dei mercati di bilanciamento e delle riserve ha creato costi-opportunità ulteriori per i partecipanti ai mercati elettrici imponendo, di riflesso, un tetto anche ai mercati *forward*. Infine, l'uso eccessivo delle riserve per colmare la domanda rimasta scoperta ha dato vita ad ulteriori legami tra i mercati dell'energia e quelli delle riserve dal punto di vista delle strategie di *bidding*. Il risultato è stato una forte dipendenza dagli acquisti di energia *out-of-market*, per i quali, appunto, non esistono veri e propri mercati ma contrattazioni bilaterali soggetti al potere di mercato dei produttori non-ISO.

La crisi finanziaria delle tre maggiori utilities è stata causata in parte anche dal meccanismo di recupero degli *stranded costs*. L'assunzione di fondo era che i prezzi elettrici nell'era della *deregulation* non sarebbero stati mai superiori a quelli precedenti; al tempo stesso, bloccando le tariffe, tale meccanismo ha creato forti barriere all'entrata di intermediari finanziari che acquistavano energia all'ingrosso e la rivendevano al dettaglio poiché nullo o quasi era il margine con cui poter competere.

Altri fattori importanti per spiegare il fallimento della *deregulation* californiana risiedono in: alcune restrizioni imposte al PX e non agli altri mercati all'ingrosso (Scheduling Coordinators) sul dispacciamento e sulla risoluzione delle congestioni; parziale sviluppo di un altrettanto mercato finanziario che fornisca strumenti di *hedging* contro la volatilità dei prezzi all'ingrosso; confusione generata dall'incertezza del quadro regolatorio (molteplici autorità con competenze spesso sovrapposte). La complessità dell'assetto californiano per la presenza di numerosi mercati (ogni generatore deve prendere circa 480 decisioni di *bid price* al giorno!), i molteplici e spesso distorti incentivi di *bidding* creati da tale assetto, le svariate opportunità offerte ai generatori di servire energia dentro e fuori dallo Stato (e, quindi, l'elevato grado di integrazione del mercato californiano con le regioni confinanti) rendono problematica l'imputazione dei *gap* tra i prezzi reali e quelli concorrenziali di *benchmark* all'esercizio di potere di mercato piuttosto che ad inefficienze del mercato.

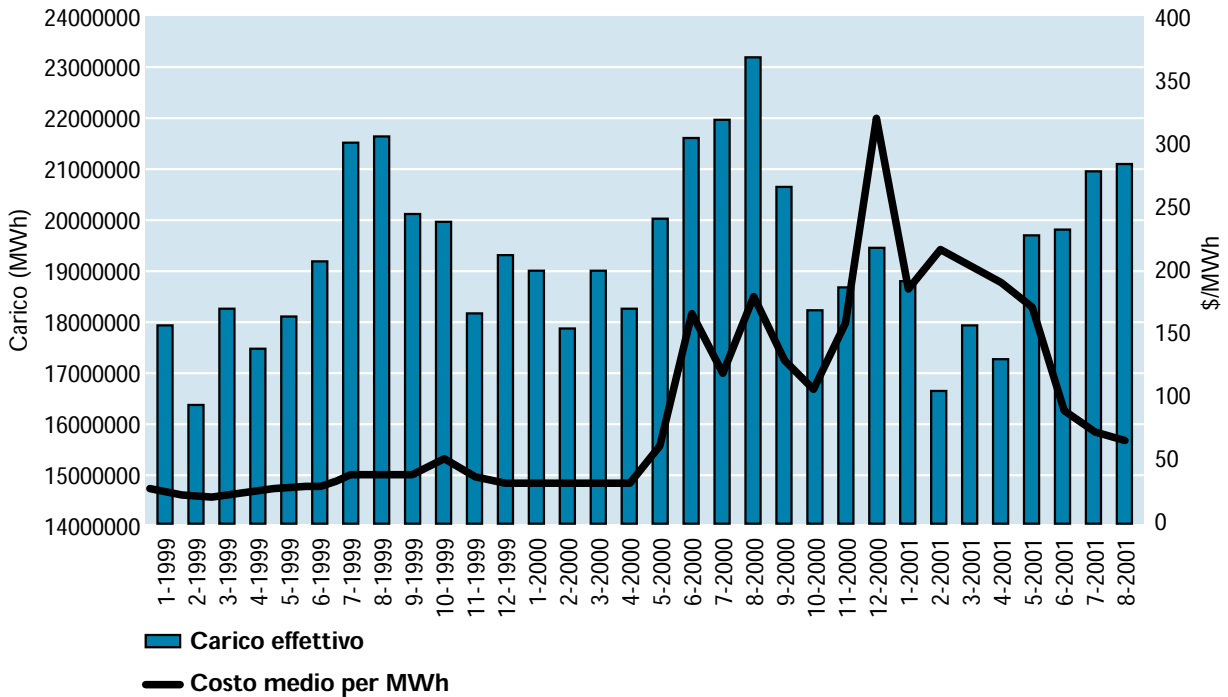
## 1.4 Politiche ambientali

Le caratteristiche salienti delle recenti politiche ambientali in relazione all'uso delle risorse energetiche sono ascrivibili a due processi. Il primo è relativo al tentativo internazionale di giungere a comuni accordi per la riduzione, in tempi e quantità definite, delle emissioni in atmosfera derivate dalla combustione delle fonti energetiche. A questo proposito, al centro del dibattito mondiale sono le trattative per la ratifica del Protocollo di Kyoto sulla riduzione dei gas serra. Di minore risonanza, ma non certo di

importanza secondaria, sono i progressi degli accordi internazionali per un'ulteriore e radicale diminuzione delle emissioni acide in atmosfera (ossidi di azoto, anidride solforosa, particelle sospese) che hanno trovato un momento significativo nel 1999 con la stesura del Protocollo di Göteborg.

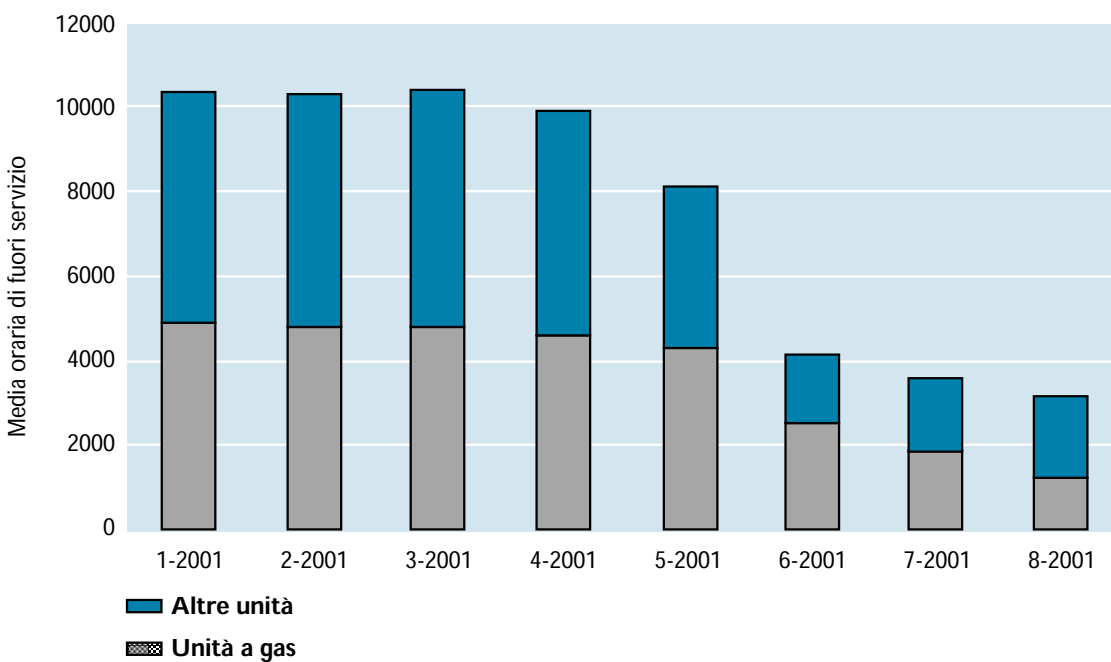
Il secondo processo riguarda la promozione delle fonti rinnovabili e l'uso razionale dell'energia, nonché l'incentivo ad accelerare la transizione verso maggiori consumi di combustibili a minor impatto ambientale. Rientrano in questo ambito: i lavori del G8 con la *task force*

**Figura 1.16 - Andamento della curva di carico e del costo dell'elettricità in California. Anni 1999-2001**



Fonte: California Independent System Operator

**Figura 1.17 - Tasso di fuori servizio delle centrali di generazione (a gas e di altro tipo)**



Fonte: California Independent System Operator

*ad hoc* sulle energie rinnovabili; la direttiva europea per lo sviluppo di queste ultime; l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia negli usi finali; l'introduzione di misure fiscali per penalizzare le fonti combustibili che rilasciano maggiori quantità di carbonio (Carbon Tax).

#### 1.4.1 Riduzione dell'inquinamento atmosferico

Le emissioni antropogeniche di sostanze inquinanti costituiscono frequente motivo di discussione e confronto.

Gli accordi internazionali devono superare numerosi ostacoli prima di divenire vincolanti. I recenti accordi internazionali (il Protocollo di Kyoto del 1997 ed il Protocollo di Göteborg del 1999) sono comunque un importante segnale della volontà di coordinare le politiche ambientali. Il Protocollo di Kyoto, in particolare, rappresenta una rilevante evoluzione nelle trattative internazionali. L'impatto ambientale dei gas serra è infatti globale e per un loro contenimento significativo è necessario un coinvolgimento di largo respiro internazionale. Il Protocollo di Göteborg è un passo avanti per la riduzione delle emissioni acide in atmosfera: esso arriva al termine di un lungo processo di trattative internazionali che aveva conosciuto già nel 1984 il primo punto di svolta significativo in materia<sup>18</sup>.

#### 1.4.2 Il Protocollo di Kyoto

Il Protocollo di Kyoto del 1997 individua le prime misure per l'attuazione della Convenzio-

ne Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (UN-FCCC), ratificata dall'Italia nel 1994, e stabilisce la riduzione delle emissioni di anidride carbonica (prodotta dall'impiego dei combustibili fossili), del metano (derivante dalle discariche e dalla zootecnia), del protossido di azoto (derivante dalle attività agricole e dalle produzioni chimiche) e di tre composti fluorurati impiegati nell'industria. Il Protocollo impegna i paesi industrializzati a ridurre le proprie emissioni, entro il 2012, nella misura complessiva globale del 5,2% rispetto ai livelli del 1990.

Il Protocollo di Kyoto non è ancora in vigore essendo tuttora in discussione le modalità e le regole d'attuazione; una volta che queste saranno definite, esso potrà essere ratificato dai paesi destinatari e diventare quindi legalmente vincolante. La discussione è giunta alle battute finali nell'ultima sessione negoziale di Marrakesh (novembre 2001) e si spera che alla data del prossimo Summit Mondiale sullo sviluppo sostenibile che si terrà a Johannesburg (Sud Africa) nel settembre 2002 possa raggiungere il quorum necessario di ratifiche per farlo entrare in vigore.

Dopo l'abbandono del protocollo da parte degli USA nel marzo 2001 e in seguito alla posizione assunta da un gruppo di paesi, il cosiddetto "umbrella group", per evitare il fallimento completo delle trattative nella sessione negoziale di Bonn del luglio 2001, gli obiettivi iniziali sono stati modificati in maniera rilevante. Un quadro sintetico dei punti di compromesso raggiunti a Bonn è riportato nel riquadro.

<sup>18</sup> Protocol on Long-term Financing of the Cooperative program for monitoring and evaluation of the Long-range Transmission of Air Pollutants in Europe (EMEP).

## PRINCIPALI PUNTI DEL COMPROMESSO SULL'ATTUAZIONE DEL PROTOCOLLO DI KYOTO RAGGIUNTO A BONN

### SINKS

I cosiddetti *sink* (assorbitori) di anidride carbonica sono previsti come mezzo o strumento possibile per l'attuazione degli impegni di riduzione delle "emissioni nette" di gas di serra. L'argomento *sink* è trattato, per la parte attuativa, negli artt. 3.3 e 3.4 del Protocollo di Kyoto, dove vengono riferiti sia alla forestazione, riforestazione ed afforestazione (art. 3.3), sia all'uso del suolo ed ai cambiamenti dell'uso del suolo (art. 3.4).

### Prima di Bonn

L'Unione Europea intendeva introdurre l'uso dei *sink* solo per la parte riguardante la forestazione, riforestazione ed afforestazione (escludendo quindi l'uso del suolo ed i cambiamenti dell'uso del suolo) e limitatamente ad una quota delle azioni di riduzione delle emissioni nette condotte in ambito nazionale o tutt'al più condotte in cooperazione tra paesi dell'Annesso I (paesi industrializzati). Il ricorso ai *sink* doveva essere comunque escluso, per il primo periodo di attuazione del Protocollo, dal "meccanismo di sviluppo pulito" (cooperazione con i paesi in via di sviluppo) e doveva in ogni caso rispettare il principio di complementarità (almeno il 50% degli impegni dovevano essere attuati in ambito nazionale ed il resto in cooperazione internazionale). USA e paesi detti dell'*umbrella group* (Australia, Canada, Giappone e Nuova Zelanda) erano contrari a questi vincoli.

### Dopo Bonn

Non ci sono più vincoli di principio per un ampio utilizzo dei *sink* sia in ambito nazionale che internazionale, salvo il fatto che i crediti derivanti possono essere riconosciuti fino ad un certo limite per le attività di gestione forestale, ma senza alcun limite per la gestione del suolo. A Marrakesh (novembre 2001) una apposita decisione ha dato larghe concessioni alla Russia per l'uso dei "sink". Inoltre, sono state definite le regole su come si conteggiano emissioni ed assorbimenti (*sink*).

### MECCANISMI FLESSIBILI

Per l'attuazione degli impegni del Protocollo, sono previsti alcuni meccanismi di cooperazione internazionale sia all'interno dei paesi dell'Annesso B (paesi industrializzati), sia anche tra paesi dell'Annesso B e paesi non inclusi nell'Annesso B (paesi in via di sviluppo). I meccanismi flessibili sono di tre tipo: *joint implementation* (cooperazione all'interno dei paesi sviluppati) *emission trading* (commercio delle emissioni tra paesi sviluppati) e *clean development mechanism* (cooperazione tra paesi sviluppati e paesi in via di sviluppo).

### Prima di Bonn

Le regole e le procedure dei meccanismi flessibili sono state oggetto di diverse discussioni, ruotate attorno alla:

- "supplementarità", cioè quanti e quali impegni attuare in ambito nazionale e nell'ambito dei paesi dell'Annesso I e quanto e quali impegni attuare tra paesi dell'Annesso I e paesi dell'Annesso II: la UE aveva posto come vincolo il 50% in termini di azioni domestiche da attuare in ambito nazionale;
- regolamentazione e definizione della tipologia di progetti da realizzare attraverso il *clean development mechanism*: l'Unione Europea chiedeva che fosse data priorità a progetti riguardanti le energie rinnovabili e l'uso efficiente dell'energia, mentre fossero esclusi progetti riguardanti il nucleare e l'idroelettrico, oltre naturalmente ad escludere progetti di forestazione/riforestazione e di *sink* in genere;
- regolamentazione della *emission trading*: l'Unione Europea chiedeva che venissero esclusi dal commercio delle emissioni le quote di *hot air*, cioè le quote di riduzione non riferibili ad azioni concrete di riduzione delle emissioni, ma determinate da altri fattori come per esempio la recessione economica che attualmente colpisce i paesi dell'Est europeo.



Su questi punti, invece, i paesi dell'*umbrella group* chiedevano solo indicazioni generali e comunque regole semplici per non compromettere l'uso complessivo di questi meccanismi (senza vincoli di supplementarietà, di *hot air*, ed estesi in ogni caso anche al nucleare e ai *sink*).

### **Dopo Bonn**

Cadono i vincoli precedenti richiesti dalla UE e vengono sostituiti da raccomandazioni o esortazioni, di cui le principali sono:

- i meccanismi flessibili devono essere supplementari alle azioni domestiche le quali devono, comunque, costituire un "significativo" contributo per ridurre le emissioni;
- l'energia nucleare viene esclusa come possibilità di generare crediti per la riduzione delle emissioni nella attuazione dei meccanismi flessibili, ma può essere utilizzata come azione domestica;
- il 2% dei crediti derivanti dai progetti attuati attraverso il *clean development mechanism* vengono destinati ad alimentare uno speciale fondo, il Kyoto Adaptation Fund (vedasi paragrafo successivo), per aiutare i paesi poveri più vulnerabili ai cambiamenti climatici.

### **RISORSE FINANZIARIE**

Sull'argomento delle risorse finanziarie i paesi in via di sviluppo chiedevano:

- risorse finanziarie disponibili per coprire i danni e, comunque, le conseguenze ambientali e socio-economiche negative derivanti dai cambiamenti climatici (ed in particolare dall'acutizzarsi degli eventi estremi e dall'innalzamento del livello del mare) nei paesi in via di sviluppo e nei paesi delle piccole isole;
- finanziamenti del trasferimenti di tecnologie innovative ed ecocompatibili nei paesi in via di sviluppo, comprese le azioni di *capacity building*;
- il finanziamento di progetti e interventi per l'adattamento ai cambiamenti climatici sia del territorio, che delle strutture socio-economiche dei paesi in via di sviluppo.

A Marrakesh sono state definite le regole per l'uso dei meccanismi flessibili ed è stato istituito un Executive Board per il Clean Development Mechanism con compiti di supervisione, gestione e controllo.

### **Prima di Bonn**

L'argomento delle risorse finanziarie era stato più volte discusso, ma non aveva trovato alcuna soluzione.

### **Dopo Bonn**

Sono stati istituiti tre fondi specifici:

- un fondo denominato Climate Change Fund per promuovere l'adattamento soprattutto nel campo dell'energia, dei trasporti, dell'industria e dell'agricoltura, nel campo della gestione forestale e della gestione dei rifiuti; sono previsti, tra l'altro, anche aiuti ai paesi in via di sviluppo la cui economia è basata sulla produzione di petrolio affinché diversifichino la loro economia;
- un fondo denominato Least-developed Countries Fund per lo sviluppo sostenibile dei paesi poveri da essere gestito in ambito GEF della World Bank;
- un fondo denominato Kyoto Adaptation Fund per finanziare specifici progetti o programmi di adattamento mirati, con riferimento particolare ai problemi di vulnerabilità ai cambiamenti climatici degli Stati delle piccole isole ed dei paesi più poveri.

A parte quest'ultimo fondo, sono state date solo indicazioni generali su come alimentare gli altri due fondi. Tuttavia, l'Unione Europea, il Canada, la Nuova Zelanda, la Svizzera, la Norvegia e l'Islanda hanno promesso un contributo di 410 milioni di dollari all'anno a partire dal

2005, con una revisione del finanziamento nel 2008. Non necessariamente tale contributo verrà versato sui fondi sopraddetti, ma potrebbero anche essere destinati tramite accordi bilaterali ai paesi che ne avranno bisogno e ne usufruiranno.

#### COMPLIANCE

Per *compliance* si intende tutto il sistema di verifiche e controlli della corretta attuazione degli impegni assunti, comprese le sanzioni per gli inadempienti.

I principali problemi da risolvere erano:

- se e come deve essere fatto il differente sistema di controlli e sanzioni per i paesi dell'Annesso B del protocollo e i paesi non-annesso B, dal momento che il Protocollo di Kyoto, così com'è, diventerà esecutivo solo per i paesi dell'Annesso B, mentre gli altri paesi sono coinvolti indirettamente tramite il *clean development mechanism*;
- quali devono essere le conseguenze per gli inadempienti, vale a dire il tipo, la natura e la durata delle sanzioni, nonché l'uso dei fondi derivanti da sanzioni economiche;
- come rendere operativo tutto il sistema di *compliance* che, per essere veramente efficace, prefigurerebbe una internazionale e sovranazionale autorizzata a violare il principio di sovranità nazionale;
- come è composta questa Autorità sovranazionale per i controlli e le sanzioni e come si scelgono i membri chiamati a farne parte.

#### Prima di Bonn

L'argomento era stato ampiamente dibattuto ed erano emerse posizioni molto divergenti fra Unione Europea e paesi dell'*umbrella group*, e pertanto non si era trovato alcun accordo.

#### Dopo Bonn

Sono state risolte alcune questioni di base e molti argomenti sono stati approfonditi nella sessione di Marrakesh. È stato istituito uno speciale Compliance Committee, costituito da 20 membri, con il compito di sorvegliare e controllare l'attuazione degli impegni e colpire gli inadempienti con opportune sanzioni.

A Marrakesh è stato approvato anche il regolamento per le verifiche ed i controlli e si è convenuto, inoltre, che le penalità siano fondamentalmente le seguenti:

- una penalizzazione per gli inadempienti sulle loro quote di emissioni: le emissioni in eccesso rispetto alla quota stabilita nel primo periodo di impegni (al 2012) saranno dedotte dai permessi o dai crediti di emissione per il periodo successivo al 2012;
- una penalizzazione aggiuntiva agli inadempienti in termini di una sanzione pari al 30% del valore delle emissioni in eccesso, sanzione da considerare come risarcimento dei danni causati all'ambiente.

Tali penalizzazioni non sono, per ora, "legalmente vincolanti", ma lo saranno dopo l'entrata in vigore del Protocollo (prevista nel 2003): gli approfondimenti sugli aspetti legali saranno comunque attuati solo allora.

L'accordo, raggiunto a Bonn e portato a compimento a Marrakesh nel novembre 2001, nel riconoscere un'ampia gamma di possibilità di azioni per rendere meno onerosi gli impegni, conferma gli obblighi di riduzione delle emissioni di gas serra dei paesi industrializzati, ad eccezione degli Stati Uniti d'America, che hanno formalizzato la decisione di non aderire al Protocollo. Pertanto, l'obiettivo del 5,2%, fissato a Kyoto nel 1997, si riduce a circa il 3,8 per cento.

Le ampie possibilità riconosciute riguardano l'uso dei *sink* (nuove piantagioni forestali ed attività agroforestali), per assorbire il carbonio atmosferico e da sottrarre alle emissioni nazionali e l'uso abbastanza ampio dei tre meccanismi del Protocollo di Kyoto, attraverso i quali potranno essere acquisiti o ceduti crediti di emissione.



Per quanto riguarda gli obblighi di riduzione delle emissioni da parte degli Stati membri dell'Unione europea, è ancora valida la ripartizione, fissata il 17 giugno 1998 dal Consiglio dei Ministri europei dell'Ambiente, rispetto all'obiettivo comune dell'8% fissato dal Protocollo di Kyoto.

Al 1998 le emissioni di gas serra all'interno dell'Unione Europea sono addirittura diminuite rispetto al 1990 (anche per fattori contingenti quali la fase recessiva degli anni 90 e la riduzione di emissioni tedesche a seguito della ristrutturazione industriale della Germania dell'Est con gli ovvi benefici in termini di efficienza energetica), anche se in molti paesi (l'Italia è fra questi) l'obiettivo di stabilizzazione è ancora lontano (tabella 1.16).

La riduzione delle emissioni nella misura dell'8% nel periodo 2008-2012, è stata ripartita tra gli Stati membri in modo direttamente proporzionale ai livelli pro-capite di emissioni e al grado di sviluppo di ciascun paese. L'obbligo di riduzione dell'Italia è del 6,5%, inferiore quindi alla media europea dell'8%; per alcuni paesi – Regno Unito (-12,5%), Germania (-21%) – esso

è superiore alla media europea e per altri è concesso invece un aumento, come per esempio Portogallo (+28%), Grecia (+25%), Spagna (+15%).

Le azioni dell'Unione Europea incluse nei programmi nazionali al fine di rispettare gli obiettivi di Kyoto sono molteplici: standard di emissioni per gli autoveicoli, programmi di ricerca finalizzati ad una migliore efficienza tecnica, procedure per il rilascio di permessi per gli impianti che producono gas serra, direttive per la riduzione dei sussidi statali per il carbone, leggi sullo smaltimento dei rifiuti.

Tra i grandi paesi, l'Italia appare nella posizione peggiore mentre Francia (il cui obiettivo nel Protocollo è la stabilizzazione delle emissioni, già basse vista la presenza di centrali nucleari), Germania e Regno Unito (grazie alla progressiva sostituzione di carbone con gas naturale) potrebbero rispettare i propri obiettivi più facilmente. In particolare, mentre questi paesi stanno convergendo verso gli obiettivi di Kyoto, l'Italia dal 1990 al 1998 ha avuto un andamento molto più incerto (figura 1.18).

**Tabella 1.16 - Emissioni di gas serra nei paesi dell'Unione Europea (Gg CO<sub>2</sub> equivalente)**

	1990	1998	Variazione 1998/1990 (%)	Scostamento Kyoto/1998 (%)
Austria	75.452	78.548	4,1	-16,4
Belgio	136.014	144.622	6,3	-13
Danimarca	69.567	75.603	8,7	-27,3
Finlandia	72.586	76.020	4,7	-4,5
Francia	553.259	543.691	-1,7	1,8
Germania	1.206.637	1.011.653	-16,2	-5,8
Grecia	103.912	119.503	15	8,7
Irlanda	53.496	63.728	19,1	-5,1
Italia	518.461	538.171	3,8	-9,9
Lussemburgo	14.114	5.872	-58,4	73,1
Paesi Bassi	208.936	225.969	8,2	-13,1
Portogallo	62.614	73.753	17,8	7,8
Spagna	301.919	360.481	19,4	-3,7
Svezia	69.467	70.291	1,2	2,8
Regno Unito	741.882	657.727	-11,3	-1,3
EU-15	4.188.316	4.045.632	-3,4	-4,8

Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati European Environment Agency

Tuttavia, l'accordo di Bonn del luglio 2001, pur non modificando i termini della ripartizione in seno all'Unione Europea, ne modifica il peso che acquistano le nuove possibilità di uso dei sink e dei "meccanismi flessibili".

Per quanto riguarda l'Italia, l'accordo di Bonn consente una maggiore flessibilità rispetto alle previsioni della delibera del CIPE del 19 novembre 1998. Infatti, lo sviluppo di progetti nazionali per il potenziamento delle foreste, l'acquisizione di crediti attraverso progetti di cooperazione internazionale che consentono di ottenere riduzioni delle emissioni a costi significativamente inferiori rispetto ai costi dei programmi interni, e il ricorso al mercato dei permessi di emissione, permetteranno una significativa riduzione degli investimenti richiesti.

La revisione della delibera CIPE dovrà tenere conto, tra l'altro, dell'estensione e valorizzazione del patrimonio forestale, dell'uso del suolo e della protezione della biodiversità; sul versante internazionale dovrà tenere conto anche dello sviluppo di progetti all'estero nei settori delle fonti rinnovabili, dell'efficienza energetica e della protezione delle foreste.

Infine, va ricordato che l'IPCC nella Sessio-

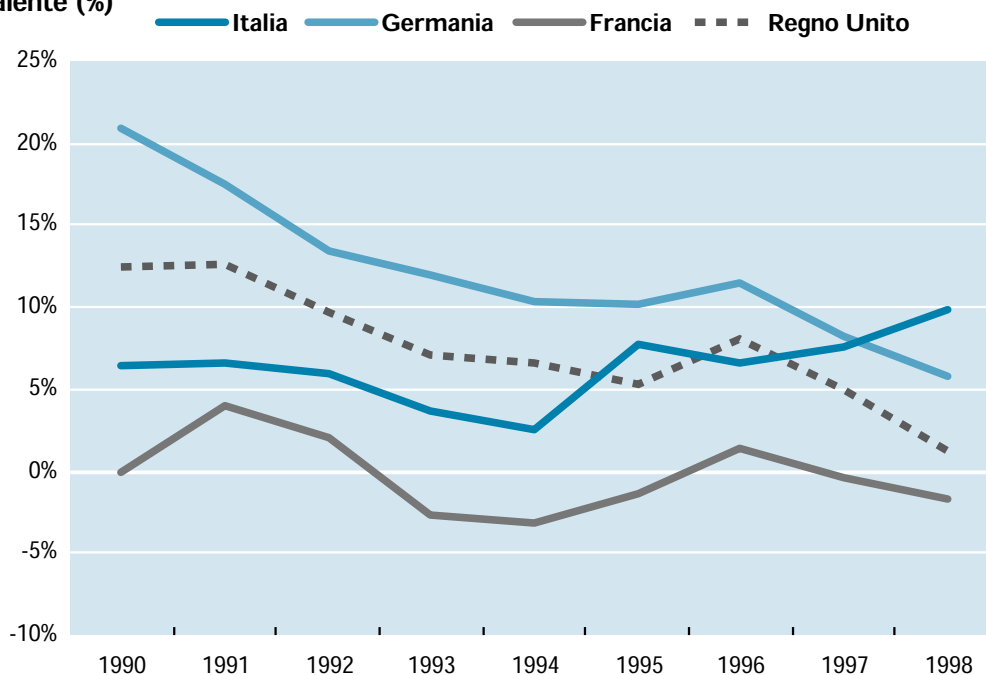
ne Plenaria di approvazione definitiva del "Terzo rapporto IPCC" (Wembley 23-29 settembre 2001) ha sottolineato, tra l'altro, i seguenti aspetti:

1) le emissioni globali di anidride carbonica sono attualmente circa il doppio delle capacità naturali del pianeta di assorbirle (tabella 1.17) e, pertanto, sarebbe necessaria già da subito una riduzione delle emissioni di anidride carbonica di almeno il 50%; inoltre, se l'andamento futuro delle emissioni continuerà ad essere come quello attuale, le riduzioni richieste sarebbero di circa il 60% al 2010 e di circa l'80% al 2030.

2) la stabilizzazione delle emissioni di anidride carbonica agli attuali livelli non porterà alla stabilizzazione delle concentrazioni di anidride carbonica nell'atmosfera. La stabilizzazione delle emissioni di gas serra a breve vita (come il metano ed il protossido d'azoto) porterà invece alla stabilizzazione delle concentrazioni di tali gas serra in aria nel giro di alcuni decenni.

3) dopo la stabilizzazione in atmosfera delle concentrazioni di anidride carbonica e degli altri gas di serra, la temperatura continuerà a

**Figura 1.18 - Convergenza verso gli obiettivi di Kyoto del livello di emissioni per paese in CO<sub>2</sub> equivalente (%)**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati European Environment Agency

rà a crescere ugualmente e si stabilizzerà con un ritardo valutato in 70 anni o più dopo la stabilizzazione delle concentrazioni in aria.

4) è necessario rallentare il più possibile i

cambiamenti climatici (agire sulle cause) per avere tempo sufficiente all'adattamento (agire sugli effetti). Più efficace è l'azione sulle cause, più facile ed effettiva sarà l'azione sugli effetti.

**Tabella 1.17 - Emissioni ed assorbimenti globali**

Paese/Regione	Quota emissioni integrate su totale Anni 1990-98 (%)	Emissioni di carbonio Anno 1999 (Mt)	Emissioni carbonio pro-capite. Anno 1999 (t/capita)
Stati Uniti	30,3	1.520	5,6
Unione Europea	22,1	915	2,4
Russia	8,9	400	2,7
Germania	7,3	230	2,8
Cina	7,0	669	0,5
Regno Unito	5,6	152	2,6
Giappone	3,7	307	2,4
Francia	2,8	109	1,8
Ucraina	2,3	104	2,1
Canada	2,3	151	4,9
Polonia	2,0	85	2,2
India	2,0	243	0,2
Italia	1,6	121	2,1
Sud Africa	1,2	99	2,2
Australia	1,1	94	5,0
Repubblica Ceca	1,0	29	2,8
Messico	1,0	101	1,0
Belgio	1,0	38	3,7
Paesi Bassi	0,9	64	4,1
Spagna	0,9	82	2,1
Primi 20 paesi emettitori	83,1	4.597	1,3
Resto del Mondo	16,9	1.544	0,6
<b>Totale emissioni</b>	<b>100</b>	<b>6.141</b>	<b>1,0</b>
<b>Assorbimenti globali di carbonio (Mt)</b>			
Assorbimento medio annuo dagli oceani		2400	
Assorbimento medio annuo dalle terre emerse		900	
<b>Totale assorbimento</b>		<b>3300</b>	
<b>Totale emissioni</b>		<b>6141</b>	
<b>Emissioni nette (emissioni-assorbimento)</b>		<b>2841</b>	

Nota: 1 tonnellata di carbonio = 3,67 tonnellate di anidride carbonica  
Fonte: UN-FCCC, 2001

### 1.4.3 Il Protocollo di Göteborg

Il protocollo di Göteborg (Protocol to abate Acidification, Eutrophication and Ground-level Ozone), stilato nella città svedese il 30 novembre 1999, si pone invece l'obiettivo di ridurre le emissioni di ossidi di zolfo (SOx), ossidi di azoto (NOx), ammoniaca (NH<sub>3</sub>) e composti organici volatili (COV), le cui emissioni sono causa di danni alla salute e dell'acidificazione dell'aria, responsabile del fenomeno delle "precipitazioni acide".

Il Protocollo, a cui hanno aderito tra il 1999 ed il 2000 31 paesi, quali i membri dell'UE, alcune economie "in transizione" escluse Russia e Ucraina, gli USA ed il Canada<sup>19</sup>, impone ai firmatari tetti massimi di emissione delle sostanze sopra citate e livelli massimi di emissione per specifiche fonti (ad esempio impianti di combustione e trasporto).

Canada e USA fisseranno i limiti alla produzione di sostanze inquinanti solo al momento della ratifica del Protocollo. Gli obiettivi da raggiungere saranno connessi agli altri provvedimenti in materia adottati dai due paesi. Gli Stati Uniti hanno imposto nella propria legislazione la riduzione delle emissioni di ossidi di azoto e una rigida regolazione delle specifiche fonti tramite il Clean Air Act; analogamente, il Canada otterrà una sostanziale diminuzione delle

emissioni di NOx e COV tramite il "Canada-wide standard for ground-level ozone". A livello bilaterale, risale all'aprile 1999 la scelta di introdurre un "ozone annex" nel Canada-USA Air quality Agreement del 1991.

Per quanto riguarda l'UE le emissioni di zolfo dovrebbero ridursi entro il 2010 del 75%, quelle di ossidi di azoto del 49%, di ammoniaca del 15% e di composti organici volatili del 57%, rispetto ai valori del 1990 (tabella 1.18).

Si stima che, una volta reso operativo il Protocollo, le aree europee con livelli di acidificazione sopra la norma si ridurranno dai 93 milioni di ettari del 1990 a 15 milioni di ettari nel 2010, mentre quelle che presentano eccessiva eutrofizzazione passeranno da 165 a 108 milioni di ettari. Inoltre, il numero di giorni in cui il livello di ozono presente nell'aria è eccessivo sarà più che dimezzato. Le conseguenze di questi risultati possono essere quantizzate ed esemplificate con i dati seguenti: gli anni di vita persi a causa dell'esposizione all'ozono si ridurranno di più di due milioni nel ventennio considerato; si verificheranno circa 47.500 morti premature in meno rispetto a quelle registrate nel 1990 per problemi legati alla qualità dell'aria respirata; i danni subiti dalla vegetazione, a causa delle eccessive quantità di ozono, diminuiranno del 44%.

**Tabella 1.18 - Target di riduzione delle emissioni acide in atmosfera 2010/1990 (%)**

	Ossidi di zolfo	Ossidi di azoto	Ammoniaca	Composti organici volatili	VOC
Italia	-70	-48	-10	-48	-48%
Francia	-68	-54	-4	-63	-63%
Germania	-90	-60	-28	-69	-69%
Regno Unito	-83	-56	-11	-53	-53%
Repubblica Ceca	-85	-61	-35	-49	-49%
Bulgaria	-57	-26	-25	-15	-15%
Ungheria	-46	-17	-27	-33	-33%
Unione Europea	-75	-49	-15	-57	-57%

Fonte: UN/ECE

<sup>19</sup> Paesi firmatari del Protocollo sono: Armenia, Austria, Belgio, Bulgaria, Canada, Croazia, Repubblica Ceca, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Gran Bretagna, Grecia, Irlanda, Italia, Lettonia, Liechtenstein, Lussemburgo, Moldavia, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Slovacchia, Slovenia, Spagna, Svezia, Svizzera, Ungheria, USA.

#### 1.4.4 Promozione delle fonti rinnovabili

Negli ultimi anni sono considerevolmente aumentate le iniziative volte ad incentivare l'uso razionale dell'energia e lo sfruttamento delle fonti rinnovabili, nonché ad accelerare la transizione verso consumi di combustibili a minor impatto ambientale. La possibilità di utilizzare una sempre maggiore quantità di energia pulita e rinnovabile è considerata l'elemento chiave dello sviluppo sostenibile.

Questo tema è stato affrontato più volte a livello internazionale. Il summit del G8 tenuto ad Okinawa nel luglio 2000 ha dato vita ad una Task Force sull'energia rinnovabile. Tale organo è stato predisposto e formato da 33 membri, in rappresentanza del settore pubblico e privato, di nazioni industrializzate e paesi in via di sviluppo, di istituzioni multilaterali e organizzazioni non governative. Il gruppo si è riunito più volte tra il 2000 e il 2001, producendo un rapporto finale presentato al Summit di Genova dello scorso luglio. Questo documento, che analizza il ruolo delle energie rinnovabili in un contesto di sviluppo sostenibile, considerandone le implicazioni in termini di costi e benefici alla luce dei bisogni energetici regionali, delle condizioni di mercato e dei principali fattori di incentivo, contiene anche una serie di consigli e proposte specifiche per l'incremento delle fonti energetiche rinnovabili. In particolare, si raccomandano:

- l'espansione dei mercati di fonti rinnovabili. Da attuarsi soprattutto nei paesi sviluppati in modo da ridurre i costi legati alle tecnologie e indurre lo sviluppo anche nei paesi in via di sviluppo. Le nazioni appartenenti al G8 sono chiamate ad espandere la spesa in ricerca e sviluppo e a incoraggiare l'utilizzo di queste risorse energetiche soprattutto da parte delle grandi imprese;

- lo sviluppo di politiche ambientali forti. I paesi industrializzati dovrebbero assicurarsi che le fonti rinnovabili siano considerate parte integrante delle politiche energetiche delle nazioni che partecipano a programmi di riduzione della povertà;

- la predisposizione di adeguate capacità finanziarie. Ottenuta invitando l'OCSE a include-

re le fonti rinnovabili negli International Development Targets;

- il sostegno ai meccanismi di mercato. Il G8 è invitato a chiedere all'IEA lo studio di misure che favoriscano la competitività delle fonti energetiche rinnovabili in termini di costi e benefici rispetto alle altre fonti, oltre che a rimuovere gli incentivi e le altre forme di supporto alle tecnologie dannose per l'ambiente.

A livello europeo, un nodo importante nella discussione sulle fonti energetiche alternative è rappresentato dal "Libro Bianco sulle energie rinnovabili", pubblicato dalla Commissione nel maggio 1998. Tale documento sottolinea l'importanza strategica per i paesi dell'Unione delle fonti energetiche rinnovabili, le quali, essendo fonti interne, possono contribuire a ridurre la sempre crescente dipendenza dell'UE dalle importazioni e ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti; inoltre, possono rappresentare nuovi sbocchi commerciali legati al fabbisogno energetico dei paesi emergenti. Facendo notare come le fonti energetiche rinnovabili siano ancora sfruttate in maniera disomogenea ed insufficiente nel nostro continente, la Commissione ribadisce l'obiettivo fissato dal precedente Libro Verde in materia: il raddoppio (dal 6 al 12%) del contributo delle fonti rinnovabili al consumo interno lordo di energia entro il 2010.

Il raggiungimento di questo obiettivo richiede specifici risultati nei consumi di fonti energetiche rinnovabili per generazione elettrica. In questo comparto, la direttiva europea sulla promozione di elettricità da fonti rinnovabili (maggio 2000) fissa il tasso di penetrazione delle fonti energetiche rinnovabili nel 2010 al 22%. Ogni paese dovrà poi impegnarsi in misura diversa a raggiungere tale obiettivo comune (tabella 1.19).

Gli Stati membri sono chiamati ad attuare differenti meccanismi volti a sviluppare la generazione da fonti rinnovabili, quali incentivi agli investimenti, esenzioni o riduzioni fiscali, rimborsi e sostegni al prezzo pagato al produttore (si parla di *direct price support*). Proprio in merito a quest'ultima misura, la direttiva è recepita nella regolamentazione dei vari paesi attra-

verso due differenti approcci:

- *Quota based system*, in cui il prezzo è fissato attraverso la concorrenza tra i generatori da fonti rinnovabili, che ricevono i sussidi resi disponibili dal governo in base al livello desiderato di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. Questa procedura ha due possibili modalità di applicazione: a) certificati verdi<sup>20</sup>: l'energia è venduta a prezzi di mercato, ma per coprire i costi di produzione più elevati ed assicurarsi che tale energia sia effettivamente prodotta, si stabilisce l'obbligo per tutti i consumatori di acquistare un certo ammontare di certificati verdi, determinato come una percentuale prefissata dei loro consumi. Dal momento che gli acquirenti vogliono sostenere la minor spesa possibile, questa procedura ha dato origine allo sviluppo di un mercato secondario dei certificati, in cui i produttori competono per la loro vendita. b) procedura d'offerta: lo Stato fissa una serie di offerte per la fornitura di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili, venduta poi al prezzo che emerge dalle offerte stesse; in questo caso, il costo aggiuntivo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili è trasferito al consumatore.

- *Fixed price schemes*, sviluppati in alcuni paesi europei tra cui Germania e Spagna, prevedono la fissazione di prezzi di incentivo per l'elettricità da fonti energetiche rinnovabili pagati dai distributori alle imprese produttrici. Una variante a questo sistema è rappresentata dal cosiddetto *fixed-premium mechanism*, consistente nel pagamento ai generatori di un bonus ambientale in aggiunta al normale prezzo dell'elettricità.

Nell'ottica del risparmio energetico e dello sviluppo di fonti rinnovabili, è importante ricordare l'inclusione nei piani energetici nazionali di pratiche per un impiego più efficiente dell'energia. Per quanto riguarda il nostro paese, lo scorso 24 aprile è stato approvato il decreto ministeriale che istituisce i "titoli di efficienza" (TEE). In questo provvedimento si stabilisce che, a partire dal 2002, i distributori di energia elettrica e gas con più di 100.000 clienti idonei dovranno dimostrare alla fine dell'anno di aver conseguito risparmi energetici pari alle quote fissate dai Ministeri dell'Ambiente e delle Attività Produttive<sup>21</sup>. La garanzia di tali guadagni di efficienza sono appunto i TEE, emessi dall'Autorità per l'energia a fronte di

**Tabella 1.19 - Quota di elettricità prodotta da fonti rinnovabili sul totale, per paese. Anno 1997. Obiettivi anno 2010 (%)**

	1997	2010
Austria	72,7	78,1
Belgio	1,1	6,0
Danimarca	8,7	29,0
Finlandia	24,7	35,0
Francia	15,0	21,0
Germania	4,5	12,5
Grecia	8,6	20,1
Irlanda	3,6	13,2
Italia	16,0	25,0
Lussemburgo	2,1	5,7
Paesi Bassi	3,5	12,0
Portogallo	38,5	45,6
Spagna	19,9	29,4
Svezia	49,1	60,0
Regno Unito	1,7	10,0
EU-15	13,9	22,1

Fonte: EUROSTAT

<sup>20</sup> Si noti che questa è la procedura scelta dal nostro Paese, nel DM 11/11/99.

<sup>21</sup> I risparmi per i distributori di energia elettrica sono pari a: 0,1 Mtep per il 2002, 0,5 Mtep per il 2003, 0,9 Mtep per il 2004, 1,20 Mtep per il 2005 e 1,6 Mtep per il 2006. Per i distributori di gas naturale invece: 0,1 Mtep, 0,4 Mtep, 0,7 Mtep, 1Mtep, 1,3 Mtep.

miglioramenti negli usi finali di energia in progetti qualificati per l'emissione.

Per quanto riguarda i distributori di elettricità, i risparmi dovranno essere conseguiti, per almeno il 50%, attraverso progetti che determinino riduzioni nei consumi di energia elettrica e, per il rimanente 50%, tramite interventi che producano abbassamenti non necessariamente negli usi di elettricità. Regole analoghe sono state fissate per i distributori di gas.

Per facilitare il conseguimento degli obiettivi stabiliti il decreto ha permesso che i TEE siano oggetto di contrattazione, determinando la formazione di un mercato dei titoli di efficienza per molti aspetti simile a quello dei certificati verdi. Dall'anno 2002 anche in Italia verrà inaugurato un programma nazionale volto all'aumento dell'efficienza negli usi finali di energia, basato sull'introduzione di una quota d'obbligo sul modello dell'EESOP inglese (Energy Efficiency Standard of Performance) che, inaugurato nel 1994, ha permesso di conseguire risparmi di energia migliorando il bilancio economico del settore. L'efficienza energetica ben si sposa infatti sia con gli obiettivi ambientali che con le necessità economiche. Vi è la possibilità di perseguire efficienza ogni qual volta l'investimento per il mancato consumo di un kWh è inferiore al costo dello stesso.

L'ultimo punto da considerare è rappresentato dall'introduzione di misure fiscali volte a sfavorire l'utilizzo delle fonti combustibili a maggiore intensità di carbonio (Carbon Tax).

Il Consiglio dei Ministri dell'Ambiente della Comunità Europea già nel 1991 propose l'introduzione di una tassa comunitaria sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, iniziativa poi accantonata per il timore di una perdita di competitività dell'industria europea, soprattutto in un periodo di rallentamento economico come quello degli anni 90.

In seguito, le decisioni sono state affidate alla discrezionalità dei singoli Stati nazionali e l'UE si è limitata a prescrivere i valori minimi delle accise sugli oli minerali, differenti a seconda del prodotto e del settore di utilizzo.

Dal punto di vista economico l'introduzio-

ne di una Carbon Tax aumenta il prezzo delle fonti di energia più inquinanti, riducendo il loro consumo e spingendo verso la sostituzione con energia proveniente da fonti meno inquinanti.

Una tassa del genere è efficiente dal punto di vista del benessere sociale; infatti, chi inquina produce esternalità negative che vanno a nuocere alla società ma non sono tenute in debito conto: di conseguenza sul mercato viene prodotto più di quello che sarebbe socialmente ottimo. Con l'introduzione della tassa questa distorsione viene ridotta e ci si avvicina a soluzioni di *first best*.

Molti paesi avanzati hanno discusso di Carbon Tax (USA, Australia, Nuova Zelanda) o ne stanno discutendo (Germania, Regno Unito), ma finora solo Danimarca, Finlandia, Paesi Bassi, Norvegia, Svezia e Italia hanno introdotto una Carbon Tax, intesa come una accisa sulla produzione di energia derivante dai combustibili fossili.

In tutti i casi, per evitare che l'introduzione della tassa rechi troppi danni alle imprese nazionali, sono introdotte eccezioni e sussidi di cui possono godere alcune industrie (come quelle ad alta intensità energetica o per le quali sia molto elevata la competizione internazionale), ed è prevista la neutralità del gettito, ottenuta riducendo altre tasse, in modo da non peggiorare il carico fiscale nel paese (gli obiettivi di una tassa del genere non sono solitamente obiettivi finanziari).

In Italia la tassazione sull'anidride carbonica è stata introdotta dalla legge 488/1998, al fine di ridurre le emissioni in linea con gli obiettivi del Protocollo di Kyoto (benché questi non siano ancora vincolanti) e di ridefinire le accise sugli oli minerali allo scopo di armonizzare la tassazione all'interno dell'UE secondo la proposta della cosiddetta direttiva Monti.

L'aumento delle aliquote è progressivo, con aumenti intermedi che porteranno le tasse a raggiungere un valore definitivo nel 2005.

È importante notare che una parte del gettito verrà utilizzato come incentivo per la riduzione di emissioni inquinanti, per l'efficienza energetica e per le fonti rinnovabili.



## 1.5 L'Italia: ciclo economico, domanda, approvvigionamento energetico

### 1.5.1 La media d'anno migliore del suo profilo

L'evoluzione dell'economia italiana riflette largamente nel corso del biennio 2000-2001 il percorso delineato dall'evoluzione della domanda internazionale e gli impulsi generati dalle variazioni del prezzo del petrolio. La variazione del PIL italiano è stata nel 2000 pari al 2,9% dopo il modesto 1,7% registrato nel corso del 1999. Il rimbalzo dell'economia italiana è stato più significativo di quello medio degli altri paesi europei, riportando il tasso di crescita del nostro paese non lontano da quello dell'area euro nel suo insieme, nei confronti della quale permane comunque ancora un divario negativo; minore è stata la crescita della domanda interna. L'accelerazione della crescita del 2000 è stata infatti conseguita nonostante il rallentamento della domanda interna, dal 3,1% del 1999 al 2,8% del 2000. Determinante è stato tuttavia il contributo negativo delle scorte, mentre sia consumi che investimenti hanno visto maggiori incrementi nel 2000 rispetto al 1999, che hanno superato i tassi di crescita degli altri paesi europei. Il contributo delle esportazioni nette alla crescita infine è tornato positivo compensando, ma solo in parte, il peggioramento delle ragioni di scambio: l'avanzo commerciale cif fon si è quasi azzerato perché il costo della bolletta energetica è di fatto raddoppiato, venendo a rappresentare il 2,2% del PIL.

Anche per l'Italia tuttavia l'accelerazione della crescita registrata dai dati medi annui sconta un profilo in rallentamento in corso d'anno.

L'indebolimento del ciclo internazionale si è sovrapposto all'effetto dello shock petrolifero sull'inflazione; le diverse componenti della domanda interna registrano l'impatto negativo già a partire dalla fase finale del 2000. La dinamica dell'attività produttiva ha subito una brusca decelerazione ed è venuto meno l'atteso sostegno dei consumi interni. Nel secondo trimestre il PIL, a prezzi 1995 e destagionalizzato, è risultato stazionario rispetto al trimestre preceden-

te ed è aumentato del 2,1% nel confronto anno su anno (2,5% nel primo), mentre le anticipazioni per il terzo trimestre manifestavano segnali di persistente indebolimento. La produzione industriale, caduta dell'1,45 nel secondo trimestre, è diminuita dello 0,7% in luglio rispetto al mese precedente, e le stime REF.IRS per agosto e settembre non modificano il quadro di debolezza dell'attività industriale.

Il contributo positivo alla crescita continuava ad essere fornito in modo significativo dalle esportazioni nette, ma nella fase finale più come conseguenza della caduta delle importazioni che per una accelerazione delle esportazioni. I mercati esteri in contrazione già da diversi mesi hanno contagiato anche l'Italia, più che per l'effetto diretto e misurabile del canale dell'interscambio, soprattutto attraverso il clima di fiducia delle imprese, le borse e le aspettative sui profitti. I piani di produzione sono stati adeguati al ribasso prima ancora che le esportazioni mostrassero segni evidenti di cedimento rendendo il ciclo europeo, e quindi anche italiano, più sincronizzato al ciclo americano di quanto ci si potesse attendere (figura 1.19). Il rallentamento europeo è stato così in buona parte causa del rallentamento del commercio internazionale. La decelerazione europea ed anche italiana è stata poi amplificata dall'"effetto BSE" sull'inflazione che ha agito sui comportamenti di consumo modificandone composizione e dinamica.

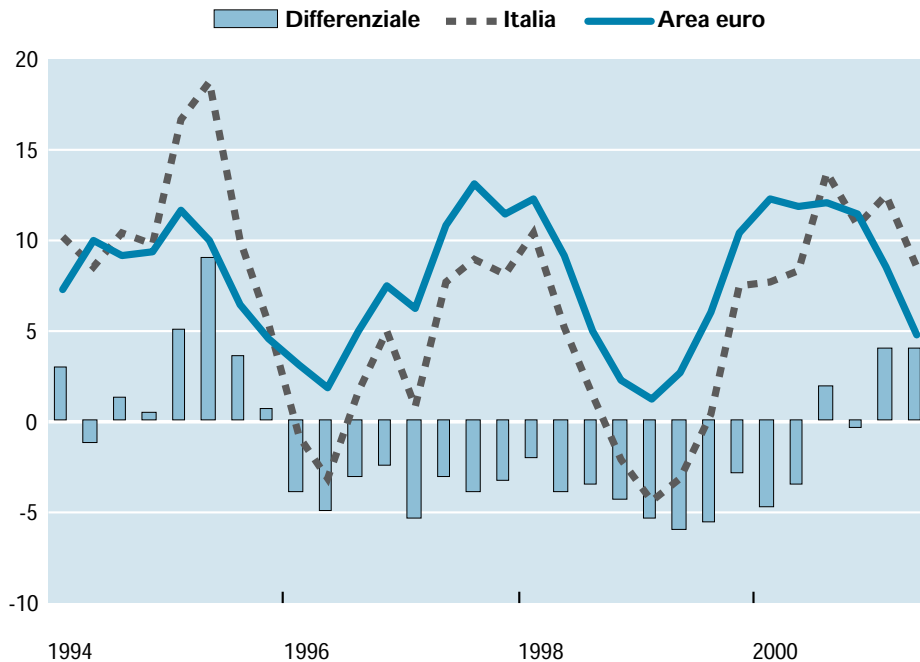
L'accelerazione dell'inflazione ha colto le famiglie italiane ancora nella fase in cui i programmi di spesa registravano le conseguenze ritardate del precedente shock dell'offerta legato ai rialzi delle quotazioni petrolifere, in presenza di dinamiche salariali che erano coerenti con un profilo d'inflazione che avrebbe dovuto attestarsi sotto al 2% nel corso del 2001. Le vendite al dettaglio registrano il crollo delle vendite dei beni alimentari, appena contrastato da quelle dei beni non alimentari che comunque anno su anno ad agosto registrano variazioni ancora nulle (figura 1.20). La domanda di beni durevoli subiva una battuta d'arresto dopo il forte ciclo positivo dell'anno precedente. La produzione di beni di consumo, dalla quale si



prevedeva un contributo più positivo al sostegno dell'attività produttiva, in attesa di un recupero di quella per investimenti bloccata dalle aspettative del perfezionamento del promesso

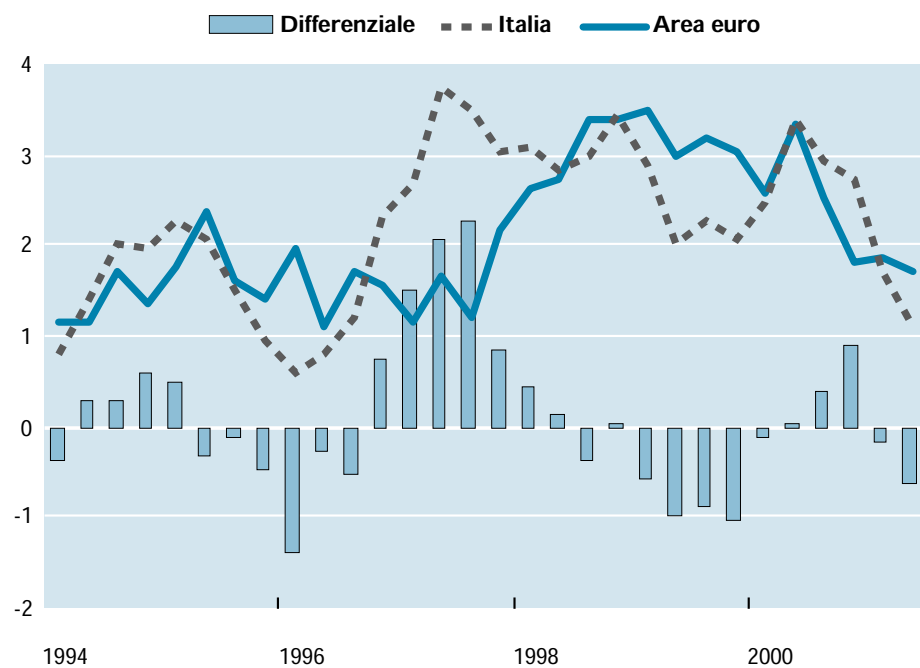
provvedimento di sgravi fiscali, ha invece continuata a flettere e anche gli ordini, dopo un breve recupero successivo allo shock invernale, sono ancora in caduta negli ultimi dati.

**Figura 1.19 - Export Italia-area euro. Variazione anno su anno (%)**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati di contabilità nazionali

**Figura 1.20 - Consumi Italia-area euro. Variazione anno su anno (%)**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati di contabilità nazionali

Tuttavia alla fine dell'estate e prima delle tragiche vicende dell'11 settembre, alcuni elementi sembravano poter giocare in direzione più favorevole, consentendo all'Europa e all'Italia il superamento di alcune contingenze che avrebbe favorito un diverso profilo con riferimento soprattutto alla dinamica della domanda interna. Non si trattava di un'inversione di tendenza ma di un'attenuazione delle tendenze recessive che avrebbero continuato a prevalere nel contesto dell'economia mondiale e a pesare sul nostro ciclo economico via rallentamento delle esportazioni.

Migliori si delineavano le prospettive di crescita del reddito disponibile, a seguito della minore inflazione, per il riassorbimento sia dei rincari dei prodotti alimentari che per l'esaurimento degli effetti negativi di primo e di secondo round dei rincari dei prodotti petroliferi.

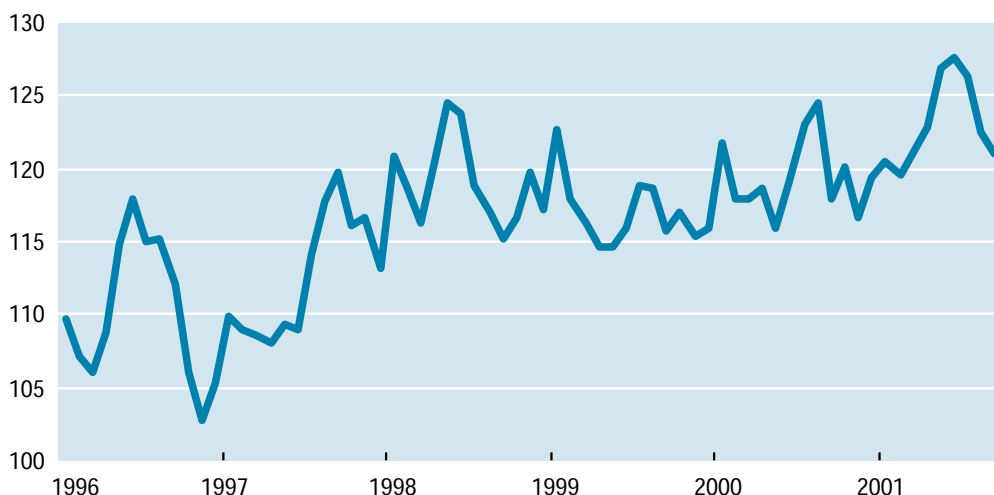
Si consolidavano le tendenze positive del mercato del lavoro, quale conseguenza anche della sua aumentata flessibilità. L'impatto sulla capacità di spesa avrebbe potuto manifestarsi gradualmente attraverso un aumento della propensione al consumo.

La politica di bilancio, che avrebbe dovuto proseguire nella tendenza alla riduzione della pressione fiscale e attraverso incentivi fiscali, si proponeva l'obiettivo di stimolare gli investimenti.

Il quadro macroeconomico italiano in prospettiva rispecchia i tratti e condivide i rischi del quadro internazionale. In una fase come quella attuale i fondamentali interni possono determinare scostamenti modesti dalla tendenza generale. La peculiarità che in questo caso ci penalizza è relativa principalmente all'evoluzione delle poste di bilancio. Il possibile sconfinamento del deficit pubblico dall'obiettivo del 2001 ha oggi serie implicazioni sulle politiche per il 2002 potendo portare a manovre di correzione del deficit in una fase in cui il bilancio tende a deteriorarsi per effetto del peggioramento ciclico.

Ci si chiede anche quanto la tendenza del quadro macroeconomico internazionale e l'effetto sulle aspettative dell'evoluzione dello scenario politico non potranno mortificare un ciclo degli investimenti che sul finire dell'anno si annunciava parecchio pronunciato. Ovviamente esistono forti differenze settoriali. Scontati nell'immediato gli impatti negativi nei settori del trasporto aereo e nel settore turistico, in seconda battuta a peggiorare saranno soprattutto gli esportatori e quindi buona parte del settore manifatturiero. Resta da stabilire quanto l'impatto psicologico degli eventi di settembre si estenderà all'intera economia attraverso un peggioramento della fiducia dei consumatori (figura 1.21). È evidentemente questo il terreno

**Figura 1.21 - Italia: indice di fiducia dei consumatori. Anni 1996-2001**



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati ISAE

più delicato, rispetto al quale sono possibili le opzioni più diverse in relazione al profilo che assumerà lo scenario politico internazionale nel 2002.

### 1.5.2 Inflazione: dopo i rialzi del 2001 si tornerà al 2%

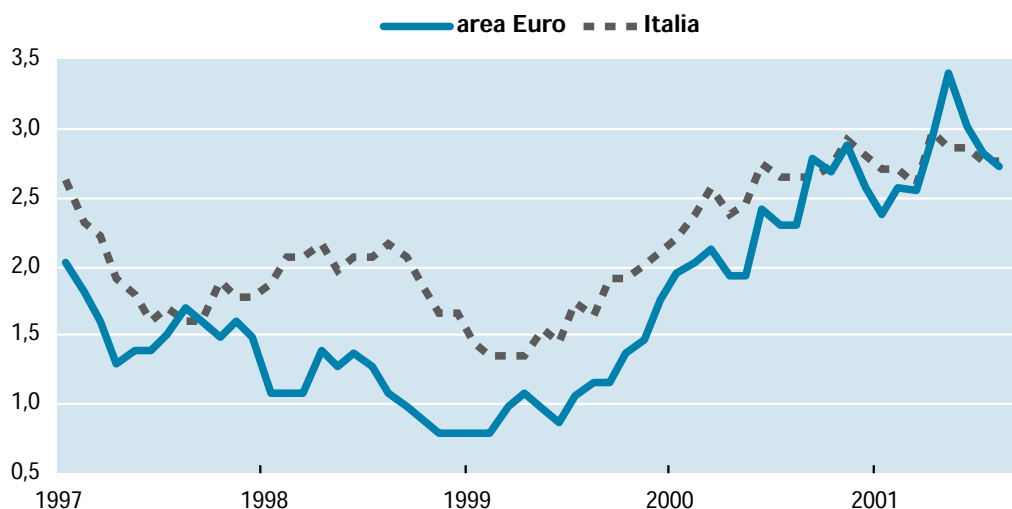
Il biennio 2000-2001 ha costituito un vero e proprio test per valutare la solidità dei meccanismi di prevenzione delle spinte inflazionistiche interne all'economia italiana. Il rientro della nostra inflazione costituisce un fatto relativamente recente e l'avvio dell'euro sollevava quesiti relativi all'adeguatezza del nostro sistema rispetto ai vincoli imposti dalla partecipazione alla moneta unica. La successione di eventi che hanno sollecitato la corsa dei prezzi – shock petrolifero sui prezzi degli energetici, shock da BSE bovina sui prezzi dei prodotti alimentari, indebolimento del tasso di cambio – avrebbero potuto innescare meccanismi interni di propagazione dell'inflazione e di rincorsa salariale, ampliando il differenziale d'inflazione dell'Italia rispetto ai partner europei. In realtà questo non è avvenuto e l'Italia ha evidenziato un profilo dell'inflazione analogo a quello degli altri paesi dell'area euro, con un differenziale rispetto alla media dell'area sostanzialmente nullo negli ultimi due anni (figura 1.22).

L'innalzamento dell'inflazione italiana nel 2000 è spiegato principalmente dall'aumento del prezzo del petrolio e dalla contestuale debolezza del tasso di cambio dell'euro. In media d'anno l'inflazione si è posizionata al 2,5%. Nei mesi iniziali del 2001 il tasso d'inflazione ha raggiunto la soglia del 3% anche a seguito delle sollecitazioni ai prezzi delle carni legati agli aumenti dei prezzi dei beni sostituti delle carni bovine, dopo la scoperta dei casi di BSE anche in Italia. Segnali di tensione hanno interessato anche alcuni settori dei servizi ed i prezzi amministrati.

In Italia, come nel resto d'Europa, l'accelerazione dell'inflazione occorsa nel biennio 2000-2001 costituisce un esito legato ai particolari shock che hanno agito dal lato dell'offerta. In particolare, l'accelerazione del prezzo del petrolio ha implicato un rialzo della corsa dei prezzi proprio nella fase in cui le tensioni inflazionistiche determinate all'interno del sistema sembravano essersi spente definitivamente.

L'impatto diretto dello shock petrolifero può essere facilmente apprezzato considerando che l'inflazione dei prodotti energetici si era mantenuta per tutto il 2000 su valori molto elevati, superiori al 10%. In media d'anno l'inflazione del comparto degli energetici si era difatti posizionata nel corso del 2000 all'11,9%, do-

Figura 1.22 - Inflazione al consumo Italia-euro (%)



Fonte: elaborazioni REF/IRS di dati ISTAT ed Eurostat

po la sostanziale stazionarietà dei prezzi osservata nel biennio precedente. Il fenomeno ha cominciato ad esaurirsi nel corso della prima parte del 2001 sulla scorta di un prezzo del greggio in ridimensionamento rispetto ai massimi toccati nei mesi autunnali del 2000. L'inflazione del capitolo energetico è quindi scesa rapidamente nel corso del primo semestre sino ad annullarsi nei mesi centrali dell'anno.

Contabilmente si scompone un impatto diretto dei prezzi degli energetici sull'inflazione al consumo pari a sei decimi di punto percentuale, interamente prodottosi nel corso del 2000 quando l'inflazione generale si è posizionata al 2,5% mentre l'indice calcolato, escludendo i prodotti *energy*, è aumentato dell'1,9%.

Nella media del 2001 il comparto *energy* esercita un impatto pressoché neutrale sull'inflazione sebbene con un contributo che tende ad assottigliarsi nel corso dell'anno, diventando probabilmente di segno negativo nei mesi finali quando l'inflazione dei prodotti energetici dovrebbe risultare pressoché nulla o marginalmente negativa.

Al di là del calcolo degli effetti diretti sui prezzi dell'aumento del prezzo del petrolio, occorre segnalare come la risposta dell'intero sistema allo shock energetico sia risultata tutto sommato controllata. Difatti gli effetti indiretti dell'aumento del prezzo del petrolio sono risultati contenuti e relativamente diluiti temporalmente. L'inflazione al consumo dei beni non alimentari si è mantenuta all'1,5% nella media del 2000 e dovrebbe posizionarsi in prossimità del 2% per la media del 2001. Ciò che soprattutto ha consentito il persistere di una fase di inflazione relativamente contenuta, compresa fra il 2,5 ed il 3%, nonostante gli impulsi sfavorevoli indotti dall'ascesa del prezzo del petrolio, è la persistente fase di moderazione salariale. Il recente episodio inflazionistico innescato dallo shock petrolifero ha pertanto costituito un test importante per valutare il depotenziamento dei meccanismi di indicizzazione interni dei prezzi in partico-

lare in relazione alle dinamiche del costo del lavoro.

Alla luce dei persistenti segnali di moderazione salariale, è anche probabile che il 2001 si chiuda con un tasso d'inflazione in flessione. L'assorbimento degli impulsi inflazionistici indotti dal versante dell'inflazione importata è anche legato all'assestamento del cambio dell'euro, oltre che alla stabilizzazione delle quotazioni dei prodotti petroliferi.

### 1.5.3 Evoluzione del ciclo e domanda di energia in Italia

I consumi di fonti energetiche sono cresciuti nel 2000 ad un ritmo molto inferiore rispetto al tasso di crescita del PIL: 0,9 contro 2,9 (figura 1.23). La revisione nelle statistiche del PIL operata dall'ISTAT impone di correggere anche le indicazioni relative all'anno precedente: l'intensità energetica per unità di prodotto non ha interrotto il proprio *trend* di riduzione e l'Italia resta tra i paesi con il minor fabbisogno energetico e tra quelli dove il *trend* di riduzione è più significativo.

Continua nel 2000 la variazione nella composizione delle fonti utilizzate già emersa negli anni precedenti: cresce il consumo di gas destinato al settore elettrico tra le fonti primarie e cala quello del petrolio; aumenta al contempo la quota di energia per usi finali derivante dalla trasformazione in energia elettrica (tabella 1.20). Il cambiamento nei prezzi relativi tra fonti potrebbe essere alla base anche dell'aumento della quota del carbone, utilizzato in misura maggiore rispetto all'anno precedente negli usi diversi da quelli civili e nel termoelettrico, in sostituzione di altre fonti più care. Il cambiamento nei prezzi relativi ha dunque interagito con le modifiche strutturali e tecnologiche del settore elettrico attenuando la tendenza alla sostituzione del carbone con il gas naturale.

Tra gli usi finali vi è poi da rilevare l'aumento della quota di consumi petroliferi per usi diversi da quelli della trasformazione industriale ed energetica, aumento nei consumi che prosegue da qualche anno e riflette il potenziamento del parco automobilistico diesel italiano (che

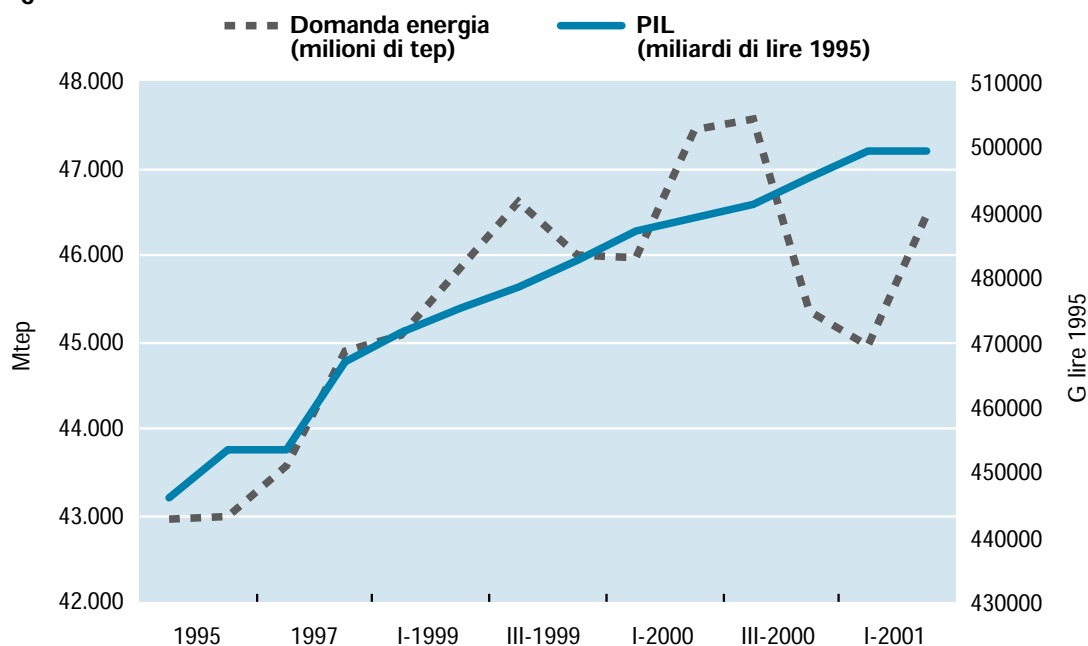
rappresenta il 33,7% del totale nel 2000) e l'aumento delle vendite di veicoli commerciali (+15%), oltre che degli investimenti in macchine movimento terra. Lo sviluppo del settore edilizio ha, come l'anno scorso, concorso in modo rilevante all'aumento dei consumi di gasolio il cui aumento del 4% si confronta con un calo di oltre il 5% nei consumi di benzina.

Dunque l'aumento dello 0,9% della domanda di prodotti energetici si è tradotto in un aumento del 6,6% degli impieghi finali di energia elettrica e dell'1,5% degli impieghi finali di prodotti petroliferi ed in una riduzione dello 1,1% dei consumi di gas; è cresciuto inoltre l'impiego finale di carbone.

All'interno del settore elettrico il ciclo po-

sitivo dell'industria ha generato un aumento della domanda del 5,2% superiore ai tassi di crescita di lungo periodo, e superiore al tasso di crescita della produzione industriale. L'aumento per il terzo anno consecutivo, ed in un anno di ripresa ciclica, nell'intensità elettrica nel settore industriale potrebbe essere il sintomo del consolidarsi di una diversa fase dopo un ventennio di costante ridimensionamento dell'uso di energia per unità di prodotto. Parte dell'aumento può essere spiegato dall'intensità del ciclo degli investimenti la cui produzione presenta una maggiore intensità per unità di prodotto, ma il fenomeno, accompagnato da un minore aumento nel consumo di altre fonti (in particolare gas), trova una spiegazione anche

**Figura 1.23 - PIL e domanda nazionale di energia in fonti primarie - Medie trimestrali - Dati destagionalizzati**



Fonte: ENI, *Notizie statistiche*, settembre 2001

**Tabella 1.20 - Domanda di energia in fonti primarie (%)**

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica primaria	Totale
1999	7,6	30,7	50,6	11,1	100,0
2000	7,9	31,5	49,5	11,0	100,0
I semestre 2001	8,3	30,7	48,2	12,7	100,0

Fonte: ENI, *Notizie statistiche*

nella modifica nel mix delle fonti. Consumi elettrici per usi domestici e terziario sono invece cresciuti a tassi più contenuti (2,7%), non lontani dal trend di crescita dell'ultimo decennio.

La riduzione della domanda di gas per usi diversi da quelli termoelettrici è spiegata nel 2000 essenzialmente dalla componente per usi civili e per altri usi; la dinamica delle diverse componenti è tuttavia piuttosto accidentata nel confronto anno su anno.

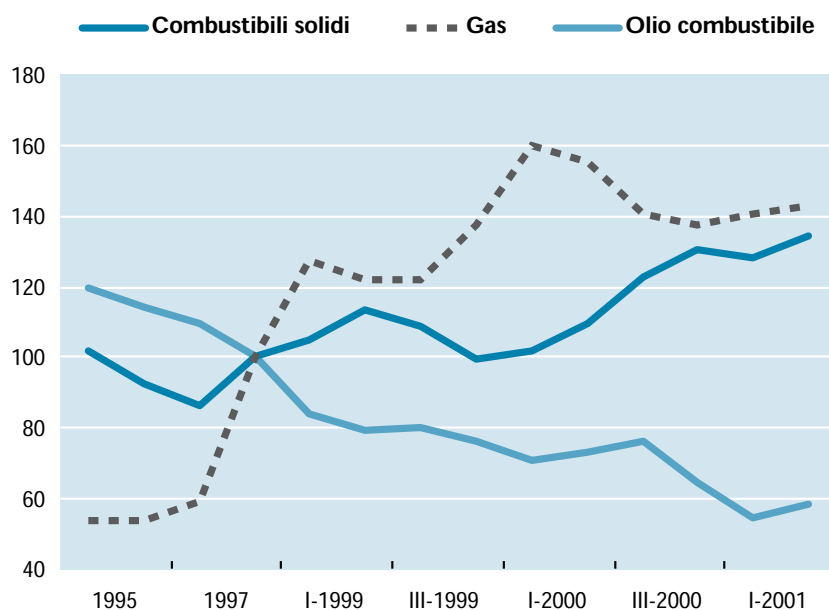
La domanda di prodotti energetici da parte del settore elettrico negli ultimi tre anni ha generato un completo rovesciamento nel peso relativo della fonte petrolifera rispetto al gas: la prima rappresentava il 45% del fabbisogno per la produzione elettrica nel 1997, contro il 32% nel 2000, superato come importanza dal gas che rappresenta a sua volta il 32% del fabbisogno nazionale (24% nel 1997).

L'andamento più recente nella domanda energetica riflette, come per le variabili macroeconomiche, un rovesciamento delle tendenze: l'indebolimento del ciclo ha impresso una brusca frenata nel primo semestre del 2001 all'impiego di fonti primarie, che hanno fatto segnare una flessione dello 0,9% rispetto allo stesso semestre dell'anno precedente. È

proseguita la stessa tendenza alla ricomposizione delle fonti già emersa nell'ultimo biennio (più elettricità e meno gas naturale tra i consumi finali), ma si è andata consolidando soprattutto a cavallo tra il 2000 ed il 2001 la sostituzione di carbone a gas naturale ed olio combustibile nella produzione termoelettrica: è crollata infatti la domanda di gas in tutti i settori di utilizzo (5,7% nel primo semestre), ad eccezione del domestico essenzialmente per fattori climatici; è crollata anche la domanda di prodotti petroliferi (-2,8%) a causa della forte riduzione della domanda di olio combustibile per il settore termoelettrico (-22%).

Il settore elettrico ha visto ancora aumentare la propria domanda del 2,2% in termini tendenziali, ha fatto ricorso in misura maggiore al carbone, la cui convenienza di prezzo è sensibilmente aumentata, ma ha anche potuto contare su un forte aumento, dopo la caduta dell'anno precedente di fonti primarie, e su un aumento delle importazioni (figura 1.24). Il fenomeno, che ha assunto caratteristiche molto marcate alla fine dell'anno scorso appare tuttavia in fase di rientro: sia la domanda di elettricità che il ricorso al carbone per la produzione termoelettrica stanno registrando tassi di cre-

**Figura 1.24 - Domanda di fonti primarie nel settore termoelettrico (numeri indice, 1998=100 - dati destagionalizzati)**



Fonte: ENI, *Notizie statistiche*, settembre 2001

scita via via decrescenti, riflettendo la progressiva estensione all'elettricità delle conseguenze dell'indebolimento del ciclo nonché il superamento della fase di sostituzione del gas naturale con il carbone.

In termini congiunturali la decelerazione nella domanda di fonti primarie di energia si è però evidenziata soprattutto a cavallo tra il 2000 ed il 2001. Già prima dell'estate era emerso un assestamento delle tendenze: dopo due trimestri di caduta, che avevano cumulato una flessione congiunturale di oltre il 5% rispetto al picco del terzo trimestre 2000, nel secondo del 2001 la domanda di energia primaria torna a crescere collocandosi tuttavia ancora nella media dei tre mesi terminanti a luglio del 2,5% al di sotto del picco dell'anno precedente.

#### 1.5.4 Dipendenza energetica dall'estero

Nella soddisfazione del fabbisogno energetico il nostro paese presenta una forte dipendenza dall'estero. Come mostrano i dati relativi all'approvvigionamento nazionale di energia primaria, le importazioni hanno pesato nel ventennio appena trascorso per circa l'85% dei consumi complessivi; in particolare, nel 2000 le risorse prevenienti da paesi stranieri hanno raggiunto una quota di poco inferiore all'87%. Questa tendenza è destinata a perdurare nei prossimi dieci anni, anche se le previsioni indicano una leggera flessione: sia nel 2005 sia nel 2010, la percentuale dell'*import* sul totale si dovrebbe aggirare intorno all'82% (tabella 1.21). Alla base della lieve riduzione prevista sta l'incremento nella produzione nazionale di fonti alternative (idro, geotermico, solare, rinnovabili e rifiuti); le materie prime attualmente più dif-

fuse forniranno invece un contributo minimo: il gas naturale estratto nel nostro paese è previsto diminuire in misura significativa, mentre petrolio e carbone cresceranno a tassi molto ridotti.

Analizzando più nel dettaglio petrolio e gas naturale, le due principali fonti energetiche utilizzate nel nostro paese, si nota come la dipendenza dalle importazioni sia cruciale e destinata a perdurare nel tempo.

Il greggio acquistato nei paesi stranieri rappresenta attualmente circa il 96% del totale richiesto, e il suo peso dovrebbe ridursi solo di due punti percentuali nell'arco del prossimo decennio per effetto del lieve aumento previsto nella produzione domestica (che dovrebbe passare da 4,67 a 5,50 migliaia di tep). I principali fornitori del petrolio introdotto in Italia sono e rimarranno i paesi arabi dell'Africa e del Medio Oriente. In particolare, è altissima la nostra dipendenza da Libia (19 milioni di tonnellate nel 2000), Iran (9), Arabia Saudita (8,41) e Iraq (8,07) (figura 1.25). Ingenti sono anche le importazioni dalla Russia (13,45 milioni di tonnellate nell'anno appena trascorso), unico paese esterno all'area medio-orientale da annoverare tra i nostri principali fornitori. Meno influenti, ma comunque degne di nota, sono le quantità provenienti dalla Norvegia (2,27 milioni di tonnellate) e dalle nazioni della ex Unione Sovietica diverse dalla Russia (2,21).

Un'analogia dipendenza dall'estero è presente nel settore del gas naturale. Nel 2000 le quote *take-or-pay* delle importazioni hanno soddisfatto circa l'80% della domanda e i quantitativi acquistati da paesi stranieri andranno progressivamente ad aumentare, visto il forte

**Tabella 1.21 - Approvvigionamento totale di energia primaria in Italia (Mtep)**

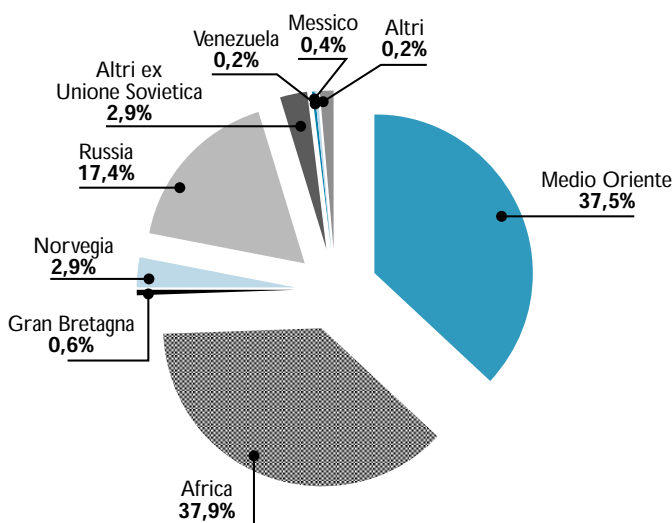
	Dati storici				Previsioni	
	1980	1998	1999	2000	2005	2010
Produzione nazionale	19,6	28,9	27,8	26,4	31,3	33,3
Importazioni	136,5	163,0	164,1	173,5	145,0	154,9
Fabbisogno totale	156,2	192,0	191,9	199,9	176,3	188,2
Quota importazioni (%)	87,4	84,9	85,5	86,8	82,2	82,3

Fonte: *Statistiche Staffetta Petrolifera* (valutazioni e previsioni IEA)

incremento previsto nel fabbisogno (le proiezioni indicano un passaggio da 70 a 93 miliardi di m<sup>3</sup> dal 2000 al 2015) e la concomitante caduta della produzione interna. I dati relativi ai contratti di lungo periodo stipulati con l'estero mostrano che è ancora molto basso il livello di diversificazione delle forniture: i maggiori quantitativi arrivano via gasdotto da Algeria, Russia e Nord Europa (principalmente Olanda e Norvegia) (figura 1.26) e, finché la *pipeline* resterà il principale mezzo di trasporto del gas, c'è ra-

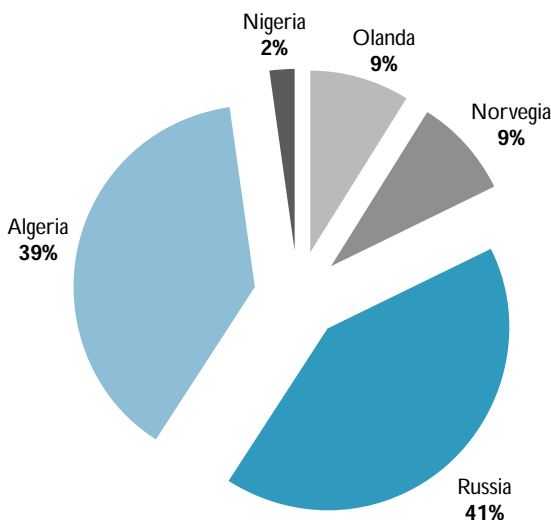
gione di credere che le principali fonti di approvvigionamento rimarranno più o meno le stesse. Attualmente, i più importanti fornitori del nostro paese sono Russia e Algeria, con cui sono in atto accordi rispettivamente per 28 e 26 miliardi di m<sup>3</sup>; per i prossimi anni è prevista un'ulteriore espansione delle quantità provenienti dai fornitori tradizionali affiancata da alcune nuove fonti: dal 2004 cominceremo a ricevere gas naturale libico e dal 2005 gas naturale liquefatto nigeriano.

**Figura 1.25 - Quota dei differenti fornitori nelle importazioni di greggio. Anno 2000**



Fonte: Unione Petrolifera, *Notizie statistiche petrolifere*

**Figura 1.26 - Quota dei differenti fornitori nelle importazioni di gas naturale. Anno 2000**



Fonte: Unione Petrolifera, *Notizie statistiche petrolifere*





## *Capitolo 2*

# Domanda





## CAPITOLO 2

## DOMANDA

La ripresa economica iniziata nel 1999 e proseguita nel corso del 2000 ha interessato tutti i settori produttivi, ad esclusione di quello primario: nel 1999-2000 si è registrato un aumento del prodotto interno lordo a prezzi costanti del 2,9%.

Il consumo interno lordo di energia nel 2000 (+0,9% rispetto al 1999) è cresciuto meno del prodotto interno lordo, raggiungendo i 184,8 Mtep (tabelle 2.1 e 2.3). L'intensità energetica è diminuita del 2%, raggiungendo i 182,3 tep per ogni milione di euro 1995 di PIL (tabella 2.2).

Il consumo di combustibili solidi è cresciuto di poco meno del 6% rispetto al 1999, portandosi a 12,8 Mtep.

La domanda interna di gas naturale (+3,8%) è aumentata soprattutto a causa degli usi produttivi, mentre l'inverno mite ha ridotto i consumi delle famiglie. Conseguentemente alla riduzione della produzione (ENI), la dipendenza dall'estero è ulteriormente cresciuta, raggiungendo quasi l'83% (vedi riquadro "Dipendenza energetica").

Il consumo complessivo di prodotti petroli-

feri (greggio, semilavorati e prodotti finiti) ha raggiunto nel 2000 i 91,3 Mtep, con una riduzione dell'1,1% rispetto all'anno precedente e una variazione nel mix di importazione che rispecchia la convenienza economica emersa dalle quotazioni del mercato (vedi a questo proposito il capitolo 3).

Nel 2000, la richiesta totale di energia elettrica è aumentata del 4,2% rispetto al 1999, raggiungendo quasi 298 TWh. L'intensità elettrica è pertanto ancora in salita, raggiungendo i 294 kWh per milione di euro 1995 (tabella 2.2 e figura 2.1). Il 18,3% dei consumi (51 TWh) è stato trattato sul mercato libero. Anche per l'elettricità, come per il gas naturale, si è registrato un aumento dei consumi per gli usi produttivi (industria e terziario), restando stabile la domanda del residenziale.

L'incremento percentuale dei consumi di energia elettrica nel 2000 è stato più consistente del recente passato: secondo le previsioni del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), il tasso di aumento dovrebbe nuovamente diminuire nel prossimo decennio attestandosi al 3% medio annuo.

**Tabella 2.1 - Consumo interno lordo di energia per fonte. Anni 1990-2000**

Fonte	Energia primaria (Mtep)						Variaz. 00/90 %	Variaz. 00/99 %
	1990	1996	1997	1998	1999	2000		
Combustibili solidi	15,8	11,3	11,7	12,1	12,1	12,8	-19	5,8
Gas naturale	39,1	46,4	47,8	51,5	56,0	58,1	48,6	3,8
Prodotti petroliferi	92,5	94,3	94,9	94,9	92,3	91,3	-1,3	-1,1
Fonti rinnovabili	8,4	11,2	11,2	11,3	12,9	12,9	53,6	0,0
Importazioni nette energia elettrica	7,6	8,4	8,9	9,4	9,2	9,7	27,6	5,4
Totale	163,4	171,6	174,5	179,2	183,1	184,8	13,1	0,9

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.2 - Consumo interno lordo di energia, intensità energetica, intensità elettrica. Anni 1990-2000**

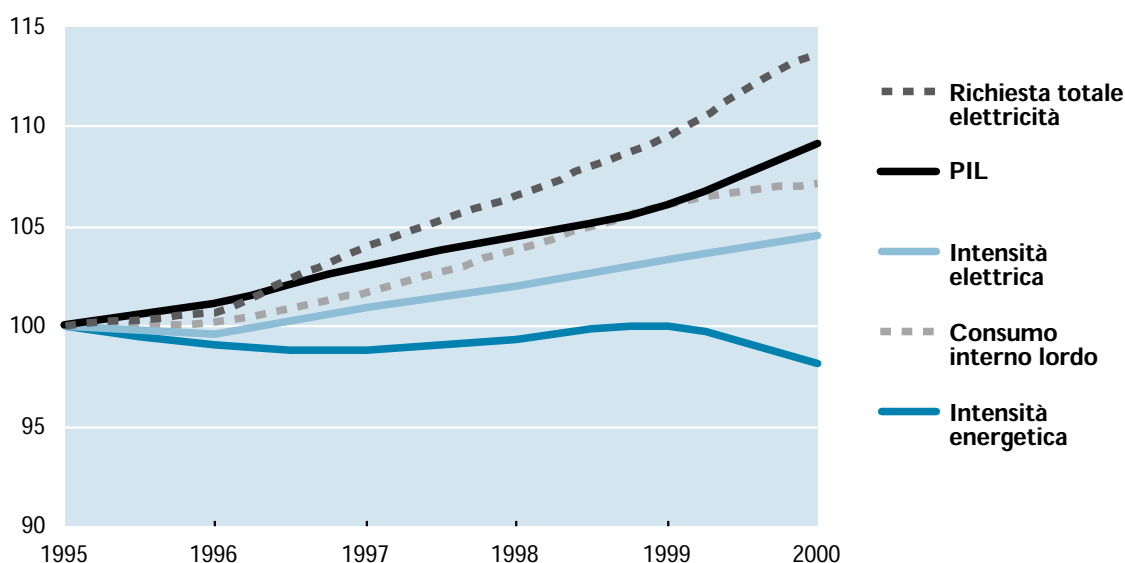
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Domanda di energia (Mtep)	163,5	171,6	171,7	174,4	179,2	183,1	184,8
<i>Combustibili solidi</i>	15,8	12,5	11,3	11,7	12,1	12,1	12,8
<i>Gas naturale</i>	39,1	44,8	46,4	47,8	51,5	56,0	58,1
<i>Prodotti petroliferi</i>	92,5	95,7	94,3	94,9	94,9	92,3	91,3
<i>Fonti rinnovabili</i>	8,4	10,2	11,2	11,2	11,3	12,9	12,9
<i>Importazioni nette energia elettrica</i>	7,6	8,4	8,4	8,9	9,4	9,2	9,7
Consumo interno lordo di energia elettrica (TWh)	251,5	278,9	281,8	290,3	300,5	307,7	320,2
Richiesta di energia elettrica (TWh)	235,1	261	262,9	271,4	278,3	285,8	297,7
Prodotto Interno Lordo (M€ 1995)	866.555	923.052	933.142	952.050	969.290	984.916	1.013.624
Intensità energetica (tep/M€ 1995)	188,7	185,9	184,0	183,2	184,9	185,9	182,3
Domanda di elettricità/PIL (kWh/M€ 1995)	271	283	282	285	287	290	294

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive, Ministero dell'Economia e delle Finanze, ENEL (fino al 1998), GRTN (1999 e 2000)

**Tabella 2.3 - Bilancio energetico nazionale. Anno 2000 (Mtep)**

	Combustibili solidi	Gas naturale	Prodotti petroliferi	Fonti rinnovabili	Energia elettrica	Totale
Produzione	0,4	13,4	4,5	12,5	-	30,8
Importazione	13,1	47,4	109,4	0,4	9,7	180,0
Esportazione	0,1	-	21,0	0,4	-	21,1
Variazione scorte	0,6	2,7	1,6	-	-	4,9
<b>Consumo interno lordo</b>	<b>12,8</b>	<b>58,1</b>	<b>91,3</b>	<b>12,9</b>	<b>9,7</b>	<b>184,8</b>
Consumi e perdite del settore energetico	-1,2	-0,4	-5,9	-0,1	-40,9	-48,5
Trasformazioni in energia elettrica	-6,6	-19,2	-17,8	-11,5	55,1	-
<b>Totale impieghi finali</b>	<b>4,6</b>	<b>38,5</b>	<b>67,6</b>	<b>1,3</b>	<b>23,9</b>	<b>135,9</b>
Industria	4,3	16,3	7,5	0,4	11,8	40,3
Trasporti	-	0,3	40,2	-	0,7	41,2
Residenziale e terziario	0,1	20,8	7,8	0,9	11,0	40,6
Agricoltura	-	0,1	2,4	-	0,4	2,9
Usi non energetici	0,2	1,0	6,9	-	-	8,1
Bunkeraggi	-	-	2,8	-	-	2,8

Fonte: Ministero delle Attività Produttive

**Figura 2.1 - Intensità energetica e intensità elettrica, numeri indice (1995=100)**

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

## DIPENDENZA ENERGETICA

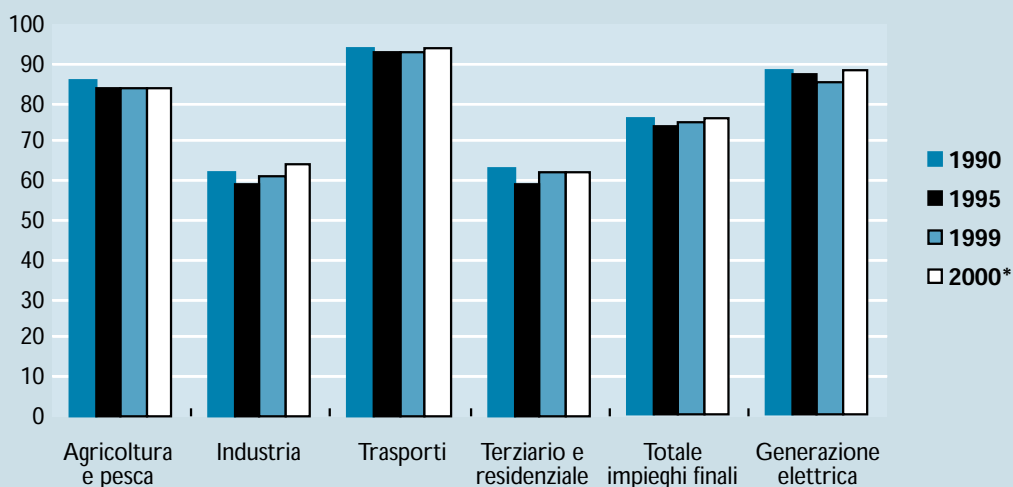
Ogni mille lire di ricchezza prodotta in Italia si richiede una quantità di energia pari all'incirca a 95 grammi di petrolio equivalente. Di questi, circa 80 grammi sono importati. Nel 2000 il sistema economico del paese ha richiesto complessivamente 185 milioni di tonnellate di petrolio equivalenti. Tra petrolio, gas naturale, elettricità e carbone abbiamo acquistato all'estero 154 Mtep.

La composizione delle fonti che garantiscono la copertura del fabbisogno energetico italiano registra, rispetto alla media UE, un maggiore ricorso a petrolio e gas naturale (insieme soddisfano l'83% del consumo interno lordo contro la media europea del 64%) e un minore utilizzo del carbone (la cui quota è circa metà di quella media dell'Unione: 7% contro 12%). La maggiore quota percentuale di petrolio e gas naturale, rispetto alla media UE, bilancia l'assenza dell'energia nucleare (che però è assente anche in altri paesi).

La dipendenza energetica dei singoli settori è utile per valutare la vulnerabilità delle diverse componenti del sistema (figura 2.2). Il settore per il quale si ricorre maggiormente a fonti esterne è quello dei trasporti (93% nel 1999), dove i prodotti petroliferi sono, praticamente, l'unica fonte utilizzata (salvo i contributi dell'elettricità nel trasporto ferroviario e di quote residuali per prodotti di nicchia quali il GPL e i biocombustibili). Dopo i trasporti, in termini di dipendenza, si colloca la generazione elettrica (85% nel 1999).

Nel 2000, per l'effetto combinato dell'aumento dei prezzi del petrolio e del deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro, la bolletta energetica italiana (saldo del commercio estero dei prodotti energetici) è aumentata dell'87% rispetto al 1999 (vedi tabella inserita in questo riquadro), a fronte di un aumento di pochi punti percentuali delle quantità importate.

Il peggioramento del saldo commerciale dei prodotti energetici è dovuto quasi interamente alle importazioni di petrolio che sono praticamente raddoppiate in valore. Anche se l'aumento del prezzo industriale è tutto riversato sui prezzi al consumo, questi aumentano in maniera percentualmente ridotta, per la elevata imposizione fiscale.

**Figura 2.2 - Dipendenza energetica settoriale. Anni 1990-2000 (quota %)**


Dati provvisori

Fonte: elaborazione ENEA di dati del Ministero delle Attività Produttive

**Parametri di riferimento per la bolletta energetica italiana. Variazioni 2000/1999 (%)**

Prezzo del barile (€)	86
Prezzo del barile (\$)	61
Variazione cambio (€/\$)	-13

*Prezzi dei prodotti petroliferi*

Benzine (prezzo industriale)	+48
Benzine (prezzo finale)	+13
Gasolio per autotrazione (prezzo industriale)	+56
Gasolio per autotrazione (prezzo finale)	+18

Fonte: Ministero Attività Produttive, Unione Petrolifera, Ministero dell'Economia

## 2.1 Industria

La struttura dell'impresa che consuma energia nel settore industriale sta cambiando rapidamente, anche stimolata dai processi di liberalizzazione dei mercati energetici. La tradizionale suddivisione tende a scomparire, l'integrazione delle fasi della filiera produttiva si attenua, interi processi sono svolti all'esterno. L'acquisto di vettori energetici e semilavorati a forte contenuto di energia e l'estendersi del riciclo rischiano di rendere privi di significato i consueti indicatori di consumo, che ben si att-

gliavano alla tipica industria integrata.

La corretta caratterizzazione dei consumi energetici è più complessa: essa richiederebbe l'affinamento delle definizioni di fonti, vettori, prodotti che hanno una valenza energetica per adeguarle alla nuova realtà produttiva (vedi riquadro "I flussi nell'industria dell'energia")

Una rilevanza particolare è quella assunta dal calore: vettore energetico nella tradizionale impresa integrata – prodotto nella propria centrale a cogenerazione – diventa bene scambiato sul mercato fra una società terza e il consumatore.

## I FLUSSI NELL'INDUSTRIA DELL'ENERGIA

L'industria dell'energia raccoglie le attività di produzione e utilizzo di fonti energetiche primarie e di valorizzazione dei rifiuti per la loro trasformazione in vettori energetici adatti al consumo negli usi finali.

Le fonti primarie (fossili, ovvero risorse naturali quali il vento, i salti idraulici o le biomasse vegetali) devono essere raccolte, trasferite e trasformate in vettori di più facile uso (ad es. l'elettricità) o purificate da impurezze e separate nei componenti (ad es. benzina) più adatti alla domanda dei vari usi finali; infine, la logistica prevede oltre alla rete di trasporto anche una serie di accumuli e depositi.

La situazione italiana per l'anno 1999 è stata caratterizzata da:

- industria dei combustibili solidi, che ha importato circa 12,1 Mtep di carboni di varie qualità, dei quali una quantità pari a 6,5 Mtep è stata usata per la produzione di elettricità; il resto in larga parte per il soddisfacimento dell'industria siderurgica, e per perdite (1,1 Mtep);
- industria del gas naturale, che ha prodotto e importato gas per circa 51,5 Mtep; i consumi interni per pompaggio e perdite sono risultati pari a circa 0,5 Mtep;
- industria petrolifera, che ha prodotto ed importato petroli per circa 94,4 Mtep destinati agli usi nazionali dopo la trasformazione nelle raffinerie in prodotti finiti, con consumi interni pari a circa 6,4 Mtep. Anche una quota dei 2,7 Mtep assorbita dai bunkeraggi va addebitata al trasporto del petrolio;
- utilizzo di fonti rinnovabili (salti idraulici, geotermia, vento) trasformate in elettricità per un valore equivalente di sostituzione di 11,6 Mtep (considerando cioè un consumo lordo convenzionale di 2200 kcal/kWh).
- utilizzo di biomasse per produzione di calore, specie nel settore domestico, per una quantità equivalente di fonti fossili, compresa fra 1,8 e 3,6 Mtep secondo recenti stime;
- utilizzo di reflui di processo industriali (ad es. catrame delle raffinerie), di rifiuti urbani e di biomasse di recupero, per la produzione di circa 10 TWh di elettricità, corrispondenti in fonte primaria convenzionale a circa 2,2 Mtep (circa 3÷4 Mtep in forma fisica);
- recupero di energia termica, a valle degli impianti di generazione di elettricità impiegata direttamente nei processi industriali o distribuita attraverso rete di riscaldamento. Il GRTN ipotizza un valore di 8,9 Mtep. Una stima di dati disaggregati porta ad una quantità pari a 5,1 Mtep (equivalente alla disponibilità di 6 Mtep di fonti primarie);
- importazione netta di elettricità di 42 TWh pari a 9,2 Mtep se valorizzata al consumo lordo convenzionale di 2200 kcal/kWh;
- trasformazione di fonti primarie per circa 49 Mtep e di materiali combustibili recuperati per circa 3÷4 Mtep (punto 6) in circa 207 TWh di elettricità. Se si considerano anche le fonti rinnovabili (punto 4) e le importazioni (punto 8) il sistema elettrico ha assorbito 74 Mtep. A questa trasformazione sono associate (dati 1999) perdite per 37,3 Mtep delle quali 11,6 per così dire virtuali e 25,7 Mtep come calore disperso nell'ambiente mentre 5÷9 Mtep sono calore recuperato. Il sistema elettrico consuma poi energia per gli ausiliari di centrale (10,7 TWh) ed infine per perdite nei trasformatori e nella rete di trasformazione e distribuzione (18,5 TWh) per un valore complessivo espresso in fonti primarie convenzionali pari a 7,1 Mtep.

In termini globali il settore dell'industria energetica ha gestito nel 1999 fonti primarie equivalenti a circa 180 Mtep.

Di queste 2,7 sono state assorbite dai bunkeraggi, 7,7 dagli usi non energetici, 15,1 sono stati i consumi interni del settore energetico, 37,3 le perdite legate alla trasformazione in elettricità, mentre i rimanenti 116,8 Mtep sono giunti ai consumatori finali. Ai consumatori giungono anche i 5÷9 Mtep di energia termica recuperata, mentre 3÷4 Mtep di rifiuti tornano in ciclo.

Nel 2000, nell'ambito del Sistema Statistico Nazionale, Ministero dell'Industria, ENEA e ISTAT hanno realizzato l'indagine sui consumi energetici nell'industria, che ha evidenziato elementi ulteriori rispetto ai dati del bilancio energetico nazionale. Questi elementi saranno considerati nella prossima scrittura del bilancio.

### 2.1.1 La dipendenza energetica cresce di quasi due punti

Il 1999 ha visto l'inizio della ripresa dell'attività industriale: l'andamento altalenante nel corso dell'anno ha prodotto una crescita limitata (0,1%) della produzione e un aumento di valore aggiunto dell'1,7%. Tale crescita ha determinato un aumento della domanda di energia del 2,3%, da 37,7 Mtep a 38,5 Mtep (tabella

2.4). L'aumento più consistente riguarda il gas naturale (+3,3%), sempre più rilevante nella composizione delle fonti (figura 2.3). L'utilizzo di prodotti petroliferi aumenta anch'esso in maniera significativa; in particolare si ha un aumento nel consumo di oli combustibili a basso tenore di zolfo (BTZ), che compensa il calo nei distillati leggeri. I consumi di energia elettrica e combustibili solidi, praticamente costanti in termini assoluti, riducono leggermente la loro quota sul totale.

L'incremento della domanda di beni registrato nel corso del 2000 è stato almeno in parte soddisfatto riducendo le scorte e aumentando le importazioni (+8,7%); nondimeno nell'industria manifatturiera il grado di utilizzo degli impianti è stato elevato. Al contempo, la domanda di energia elettrica da parte del set-

**Tabella 2.4 - Consumi energetici nell'industria per fonte. Anni 1990-1999**

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	Ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	9532	26,1	10240	28,3	10623	28,6	10926	29	11064	28,7
Gas	12993	35,6	15036	41,6	15128	40,7	15455	41	15980	41,5
Prodotti petroliferi	8796	24,1	6372	17,6	6783	18,2	6838	18,1	7056	18,3
Olio combustibile	4600	52,3	3083	48,4	3114	45,9	3069	45,3	4100	58,1
Benzine	81	0,9	29	0,5	33	0,5	37	0,5	42	0,6
Gasolio	397	4,5	331	5,2	316	4,7	453	6,6	416	5,9
Virgin nafta	1330	15,1	984	15,4	1063	15,7	1114	16,3	-	-
Carboturbo	23	0,3	16	0,2	14	0,2	14	0,2	16	0,2
GPL	270	3,1	303	4,7	308	4,5	326	4,8	440	6,2
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	49	0,7
Altri	2095	23,8	1627	25,5	1935	28,5	1826	26,7	1992	28,2
Combustibili solidi e derivati	5133	14,1	4518	12,5	4668	12,5	4460	11,8	4442	11,5
Carbone	1210	23,6	1263	28	1126	24,1	1235	27,7	1396	31,4
Coke	3119	60,8	2487	55	2785	59,7	2661	59,7	2591	58,3
Gas derivati	709	13,8	615	13,6	586	12,6	356	8	236	5,3
Altri solidi	96	1,9	153	3,4	170	3,6	208	4,7	219	4,9
Totale fossili <sup>1</sup>	26922	-	25927	-	26579	-	26753	-	27478	-
Totale usi finali <sup>2</sup>	36454	100	36167	100	37201	100	37679	100	38541	100
Totale fonti primarie <sup>3</sup>	51307	-	52122	-	53753	-	54703	-	55780	-

<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.

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive



tore industriale è cresciuta dai 140 TWh del 1999 ai 147 TWh del 2000, con un incremento superiore al 5%.

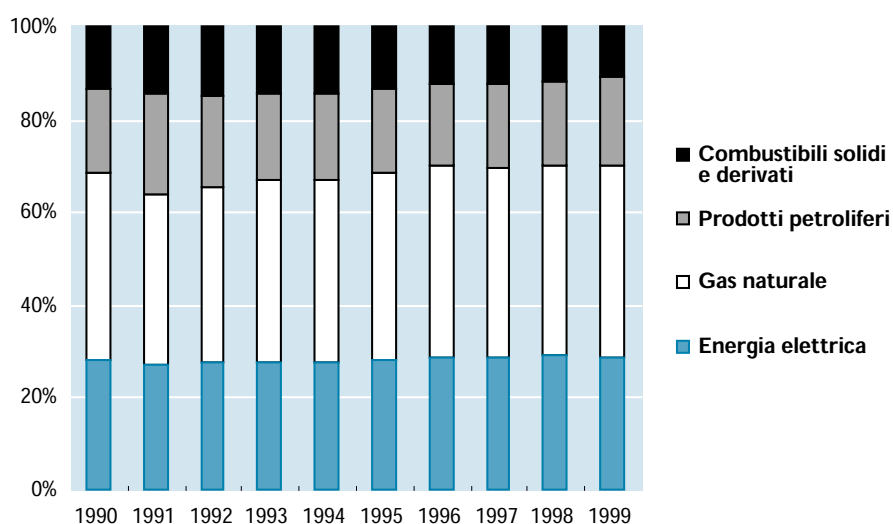
L'andamento degli ultimi cinque anni (figura 2.4) evidenzia il *trend* fortemente decrescente dei consumi di combustibili solidi (nel 1999 circa dieci punti percentuali in meno rispetto al valore del 1995) e quello crescente dell'elettricità, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, dopo il calo del 1995 e del 1996.

L'incremento degli usi finali segue, in genere, l'andamento dell'indice di produzione indu-

striale e dell'indice del valore aggiunto (figura 2.5, diagramma in alto). Solo nell'ultimo anno, al rallentamento nella produzione si contrappone un'accelerazione negli usi finali. Ne risulta un brusco incremento dell'intensità energetica, praticamente stabile fino al 1998, e del consumo per addetto. Quest'ultimo non trova però riscontro in un miglioramento della produttività (il valore aggiunto per addetto aumenta, infatti, ad un tasso decisamente inferiore) (figura 2.5, diagramma in basso).

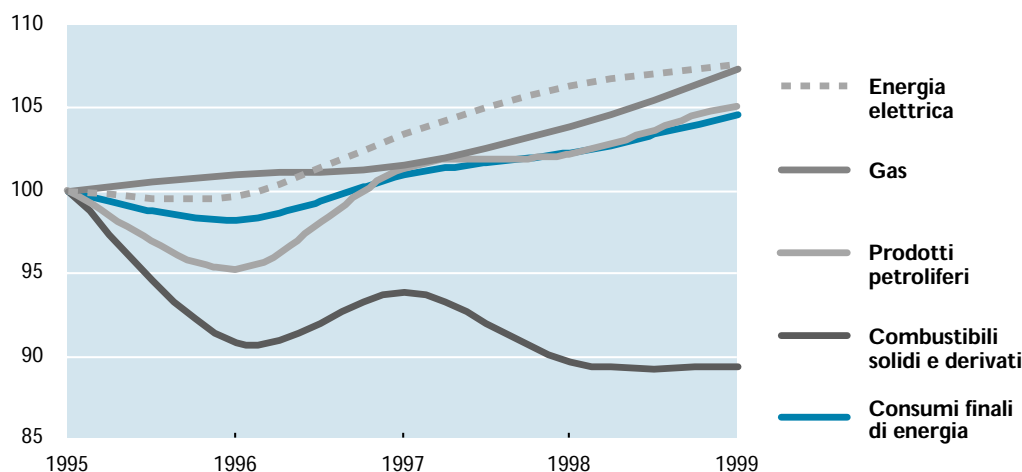
Solo i settori petrolchimico e metallurgico

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



Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Figura 2.4 - Consumi finali di energia per fonte (numeri indice, 1995=100)**

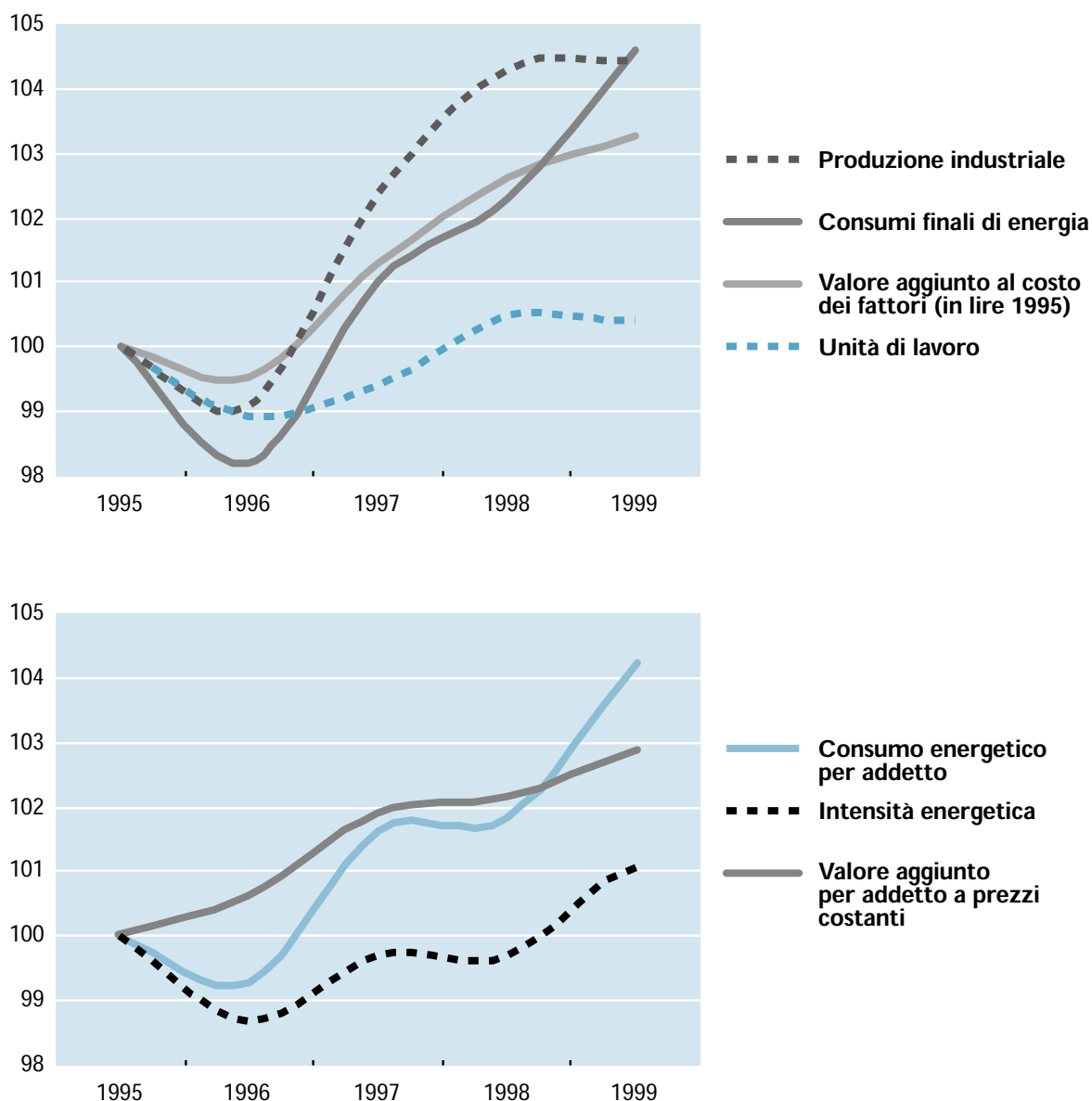


Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

mostrano una chiara tendenza alla diminuzione dell'intensità, il settore cartario e grafico mostra un andamento leggermente decrescente mentre per gli altri vi è un lento incremento negli ultimi anni.

La dipendenza energetica dell'industria è aumentata di due punti percentuali; il maggior peso del gas naturale trova riscontro nell'aumento della dipendenza per tutti i combustibili (gas naturale compreso)

**Figura 2.5 - Alcuni indicatori del comparto industriale (numeri indice, 1995=100)**



Valori 1995

Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit 95)	504380
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	6743
Usi finali di energia (ktep)	36825

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

### 2.1.2 Costruzioni

Il comparto 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) (tabella 2.5).

I consumi finali di energia, raggiunto il minimo decennale nel 1996, sono cresciuti fino a 8205 ktep, superando i 7791 ktep consumati nel 1990 (precedente massimo livello del de-

cennio). Il contributo del settore al totale degli usi finali industriali è ora pari al 21% (tabelle 2.6 e 2.7).

Nel mix di fonti (tabella 2.8) si registra una lieve ripresa nell'uso di prodotti petroliferi (dal 40% nel 1990 al 30% nel 1995, per ritornare al 37% nel 1999); i combustibili solidi diminuiscono (dal 13,5% nel 1990 al 7% nel 1999) mentre aumenta l'utilizzo di gas naturale, che nel 1999 rappresenta il 41% del totale degli usi finali.

Il consumo di energia elettrica cresce, passando da 1059 ktep nel 1990 a 1218 ktep nel 1999 (+15%), mentre la sua percentuale rispetto alle altre fonti resta attestata intorno al 15%.

**Tabella 2.5 - Definizione dei settori industriali**

Denominazione settore	Attività economiche	Classificazione Ateco91
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
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
Altre	Fabbricazione di mobili, di strumenti musicali, di articoli ed attrezzi sportivi, di giochi e giocattoli; lavorazione di cascami e rottami metallici e di oggetti in metallo, usati o meno, per la trasformazione in materie prime	36-37

Fonte: ISTAT

**Tabella 2.6 - Consumi finali di energia nei settori industriali. Anni 1990-1999**

	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Costruzioni	7791	21,4	7229	20,0	7407	20,0	7667	20,3	8205	21,3
Metallurgico	8274	22,7	7756	21,4	8142	21,9	7935	21,1	7411	19,2
Chimico	3922	10,8	4742	13,1	5092	13,7	5153	13,7	5684	14,7
Meccanico	3282	9,0	4171	11,5	4522	12,2	4712	12,5	4906	12,7
Agroalimentare	2114	5,8	2846	7,9	2872	7,7	3072	8,2	3573	9,3
Tessile ed abbigliamento	2125	5,8	2512	6,9	2560	6,6	2676	7,1	2765	7,2
Cartario e grafico	1834	5,0	2496	6,9	2592	7,0	2662	7,1	2568	6,7
Altre manifatturiere	3320	9,1	1814	5,0	1756	4,7	1799	4,8	2144	5,6
Petrochimico	3653	10,0	2439	6,7	2109	5,7	1862	4,9	1041	2,7
Estrattivo	139	0,4	161	0,4	150	0,4	142	0,4	244	0,6
<b>Totale usi finali</b>	<b>36454</b>	<b>100</b>	<b>36167</b>	<b>100</b>	<b>37200</b>	<b>100</b>	<b>37679</b>	<b>100</b>	<b>38541</b>	<b>100</b>

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.7 - Consumi finali di energia per settore e per fonte. Anno 1999 (ktep)**

	Combustibili solidi	Gas naturale	Petrolio	Energia elettrica	Totale	% Totale usi finali
Costruzioni	607	3376	3004	1218	8205	21,3
Metallurgico	3248	1961	192	2010	7411	19,2
Chimico	119	3212	228	2126	5684	14,7
Meccanico	60	2000	806	2039	4906	12,7
Agroalimentare	64	1811	738	961	3573	9,3
Tessile ed abbigliamento	30	1231	428	1076	2765	7,2
Cartario e grafico	-	1559	179	830	2568	6,7
Altre manifatturiere	240	809	557	538	2144	5,6
Petrochimico	-	-	873	168	1041	2,7
Estrattivo	74	21	51	97	244	0,6
<b>Totale usi finali</b>	<b>4442</b>	<b>15980</b>	<b>7056</b>	<b>11063</b>	<b>38541</b>	<b>100,0</b>

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

L'indice della produzione industriale evidenzia come il settore stia recuperando i valori che aveva all'inizio del decennio dopo il calo del 1998 e nel 1999; il valore aggiunto e l'occupazione mostrano lo stesso andamento, pur con escursioni minori (figura 2.6).

A fronte di un valore aggiunto per addetto che aumenta solo leggermente nel corso del quinquennio, l'intensità energetica e il consumo per addetto presentano una netta crescita negli anni.

**Tabella 2.8 - I consumi di energia nel settore delle costruzioni**

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	1059	14	1112	15	1130	15	1173	15	1218	15
Gas	2557	33	3280	45	3269	44	3329	43	3376	41
Prodotti petroliferi	3120	40	2212	31	2456	33	2558	33	3004	37
Olio combustibile	1146	37	567	26	560	23	576	23	937	11
Benzine	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	57	2	118	5	91	4	110	4	29	-
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carboturbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GPL	65	2	55	3	69	3	57	2	162	2
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	1853	59	1473	67	1736	71	1814	71	1877	23
Combustibili solidi e derivati	1055	14	625	9	553	8	608	8	607	7
Carbone	883	84	430	69	340	62	365	60	572	7
Coke	81	8	34	5	37	7	30	5	27	-
Gas derivati	8	1	24	4	23	4	23	4	2	-
Altri solidi	83	8	137	22	153	28	189	31	6	-
Totale fossili *	6732	-	6117	-	6277	-	6494	-	6987	-
Totale usi finali **	7791	100	7229	100	7407	100	7667	100	8205	100
Totale fonti primarie***	9440	-	8962	-	9167	-	9495	-	10104	-

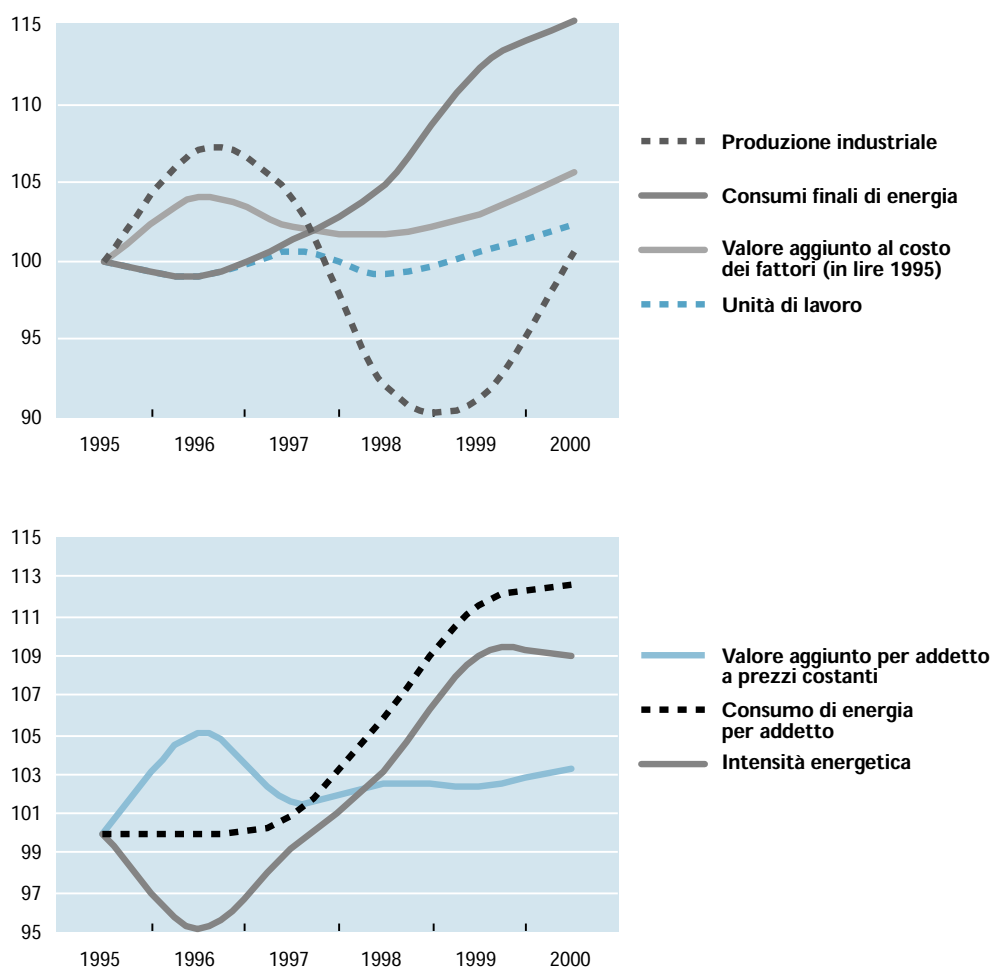
\* Somma dei consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

\*\* 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 di dati Ministero delle Attività Produttive

Figura 2.6 - Alcuni indicatori del settore delle costruzioni (1995=100)



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit 95)	85605
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1510
Usi finali di energia (ktep)	7305,8

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

### 2.1.3 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).

Sin dai primi anni novanta il settore metallurgico copre circa il 20% del totale degli usi finali di energia nell'industria (19,2% nel 1999).

I consumi finali di energia negli ultimi anni

(tabella 2.9) sono nel complesso decrescenti: dopo un massimo nel 1995 (8.564 ktep) ed un minimo nel 1996 (7.756 ktep), raggiungono il valore di 7.411 ktep nel 1999. Le oscillazioni nella quantità di energia consumata sono una conseguenza dell'andamento economico altalenante del settore i cui minimi, sia in termini di valore aggiunto che di produzione, coincidono con i minimi locali degli usi di energia. L'intensità energetica è, infatti, piuttosto stabile e mostra una tendenza abbastanza netta alla diminuzione dal 1996 in poi (figura 2.7).

La composizione delle fonti impiegate mostra il netto predominio del consumo di combustibili solidi e derivati (44%) e lo scarso ricorso all'impiego dei prodotti petroliferi (3%). L'uso di energia elettrica (27%) e di gas naturale (26%) resta sostanzialmente invariato durante il decennio.

La forza lavoro impiegata varia dopo cinque anni dell'1%, con poche oscillazioni.

Se confrontata con l'andamento dei consumi energetici, notiamo che questi ultimi siano molto più legati all'andamento effettivo della produzione.

**Tabella 2.9 - I consumi di energia nel settore metallurgico**

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	2199	27	2005	26	2052	25	2087	26	2010	27
Gas	2088	25	1935	25	2028	25	2090	26	1961	26
Prodotti petroliferi	109	1	88	1	121	2	141	2	192	3
Olio combustibile	26	24	38	44	78	65	80	57	127	2
Benzine	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	49	45	18	21	17	14	15	11	13	0
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carboturbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GPL	34	31	23	26	19	16	40	28	45	1
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	0	0	8	9	7	6	6	4	6	0
Combustibili solidi e derivati	3878	47	3729	48	3940	48	3618	46	3248	44
Carbone	317	8	773	21	732	19	814	23	685	9
Coke	2868	74	2365	63	2647	67	2471	68	2329	31
Gas derivati	687	18	591	16	562	14	333	9	234	3
Altri solidi	6	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale fossili *	6075	-	5752	-	6089	-	5849	-	5401	-
Totale usi finali **	8274	100	7756	100	8141	100	7935	100	7411	100
Totale fonti primarie ***	11700	-	10880	-	11339	-	11187	-	10543	-

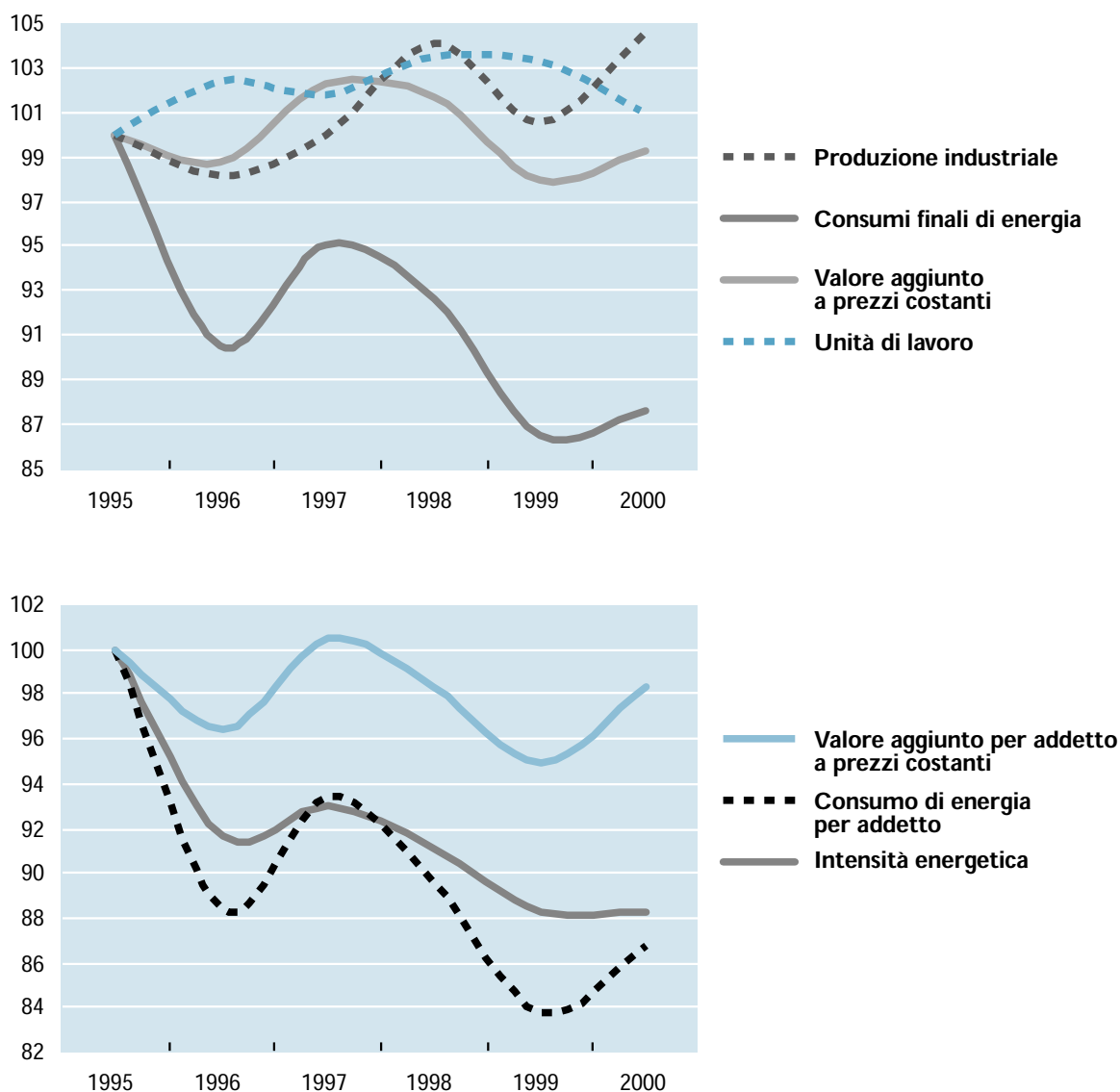
\* Consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

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

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

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Figura 2.7 - Alcuni indicatori del settore metallurgico (numeri indice, 1995=100)**



Valori 1995

Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit 95)	54716
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	727,9
Usi finali di energia (ktep)	8564,2

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

### 2.1.4 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.

Nel 1999, i consumi finali di energia hanno raggiunto 5684 ktep (+10% rispetto all'anno

precedente); la quota del settore sul totale degli usi finali nell'industria è in costante crescita e arriva al 14,7% nel 1999.

La composizione delle fonti (tabella 2.10) mostra che l'uso di gas naturale e di energia elettrica è preponderante rispetto a quello di prodotti petroliferi. Attualmente questi ultimi



Tabella 2.10 - I consumi di energia nel settore chimico

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	1232	31,4	1917	40,4	1980	38,9	2010	39,0	2126	37
Gas	2146	54,7	2508	52,9	2784	54,7	2798	54,3	3212	57
Prodotti petroliferi	437	11,1	303	6,4	314	6,2	331	6,4	228	4
Olio combustibile	414	94,7	262	86,3	262	83,5	273	82,6	145	3
Benzine	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasolio	15	3,5	13	4,4	14	4,6	35	10,5	31	1
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carboturbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GPL	8	1,8	-	-	8	2,5	13	4,0	6	-
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	-	-	28	9,3	30	9,5	10	2,9	47	1
Combustibili solidi e derivati	108	2,8	14	0,3	14	0,3	15	0,3	119	2
Carbone	3	2,8	2	15,3	2	15,3	3	20,7	109	2
Coke	103	95,2	8	58,3	8	58,3	7	48,3	6	-
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri solidi	2	2,0	4	26,4	4	26,4	5	31,0	5	-
Totale fossili *	2691	-	2826	-	3112	-	3143	-	3559	-
Totale usi finali **	3922	100	4742	100	5092	100	5153	100	5684	100
Totale fonti primarie ***	5841	-	7729	-	8177	-	8284	-	8996	-

\*Consumi di gas, prodotti petroliferi, combustibili solidi e derivati.

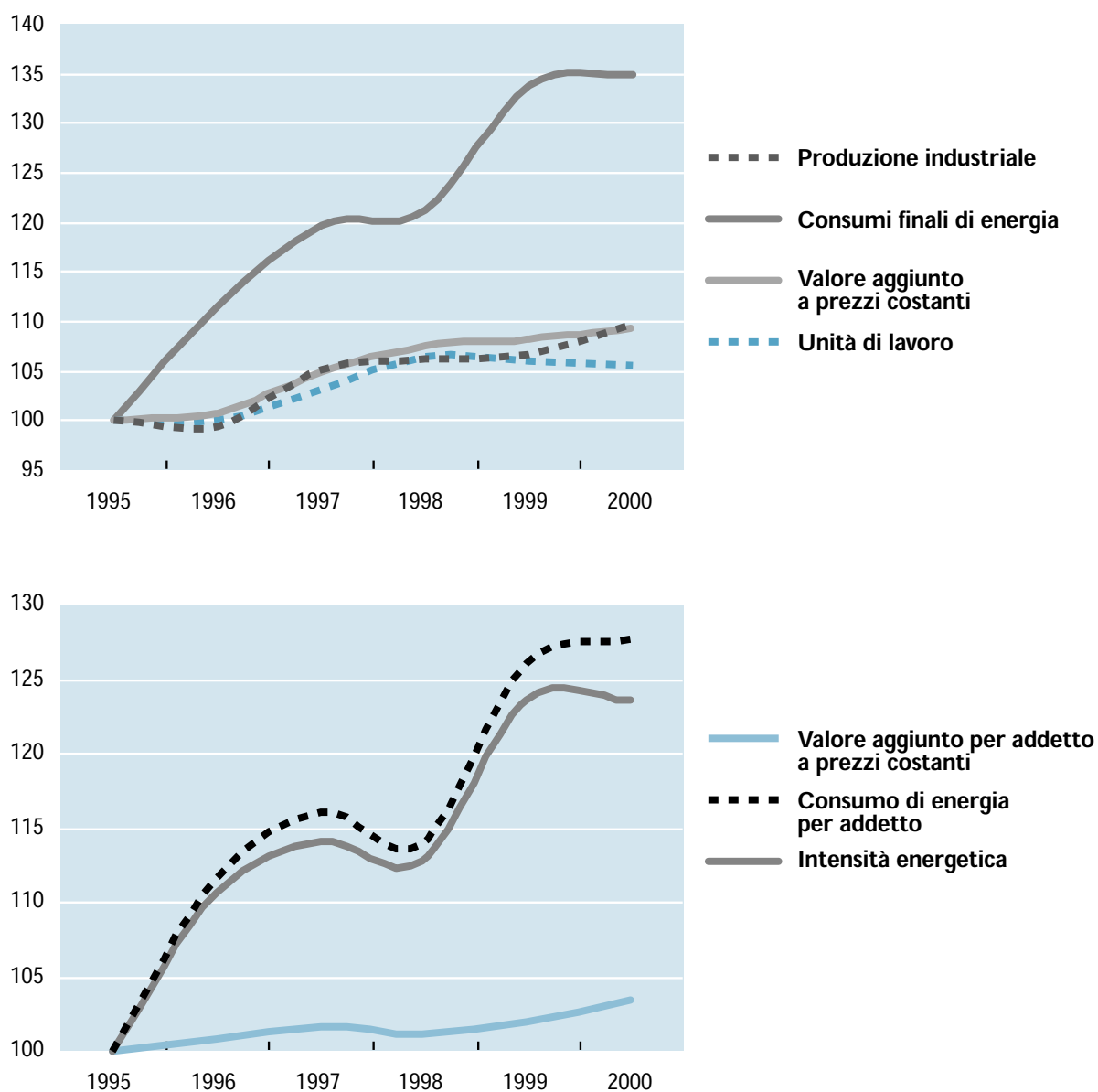
\*\*Consumi totali di combustibili fossili e dell'energia elettrica valutata a 860 kcal/kWh.

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

Fonte: elaborazione ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

coprono il 4% dei consumi totali (con un forte decremento relativo dal 1998), anche a causa di un aumento nell'uso di gas naturale (57%), mentre la quota di energia elettrica raggiunge il 37%. Il consumo di combustibili solidi si mantiene basso (2,1%).

Nel quinquennio 1995-1999, il settore chimico è cresciuto del 10% sia in termini di valore aggiunto che di produzione industriale. Le unità di lavoro, in lieve flessione negli ultimi due anni, sono aumentate nel quinquennio del 5% (figura 2.8).

**Figura 2.8 - Alcuni indicatori del settore chimico (numeri indice, 1995=100)**


Valori 1995

Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit 95)	45623
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	405
Usi finali di energia (ktep)	4251

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

La domanda di energia è aumentata in cinque anni del 35%, facendo registrare un incremento molto più marcato rispetto alla produzione. In altre parole, l'intensità energetica

settoriale e il consumo per addetto, con l'eccezione dell'ultimo anno che registra una stabilizzazione di questi due indicatori, sono sensibilmente aumentati nel quinquennio.

### 2.1.5 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.

Nel decennio trascorso, i consumi finali di energia di questo settore hanno mostrato una costante tendenza al rialzo (+50%), passando da 3.282 ktep del 1990 a 4.906 ktep del 1999, e coprono il 12,7% (1999) del totale degli usi finali nell'industria.

Dall'andamento della composizione delle

fonti che sono utilizzate si nota come, dal 1990 al 1999, l'uso di prodotti petroliferi subisce una netta diminuzione percentuale sul totale dei consumi finali (dal 25% al 16%) a favore di un considerevole aumento nell'uso di gas naturale (dal 27% al 41%), che continua ad aumentare in valore assoluto, passando da 872 ktep nel 1990 a 2.000 ktep nel 1999 (tabella 2.11).

Il peso dell'energia elettrica nel mix di combustibili utilizzati diminuisce lievemente nel decennio, anche se aumenta il consumo assoluto di questa fonte (da 1.540 ktep nel 1990 a 2.039 ktep nel 1999).

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

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	1540	47	1794	43	1906	42	1994	42	2039	42
Gas	872	27	1693	41	1963	43	2023	43	2000	41
Prodotti petroliferi	817	25	603	15	566	13	611	13	806	16
Olio combustibile	455	56	323	54	314	55	332	54	487	10
Benzine	81	10	29	5	33	6	17	3	42	1
Gasolio	168	21	87	14	91	16	145	24	157	3
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Carboturbo	23	3	16	3	14	2	14	2	16	-
GPL	78	10	117	19	99	18	101	17	101	2
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	12	2	31	5	17	3	2	-	3	-
Combustibili solidi e derivati	52	2	81	2	88	2	85	2	60	1
Carbone	4	9	30	37	28	32	30	35	5	-
Coke	48	92	48	60	57	66	54	63	55	1
Gas derivati	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri solidi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale fossili *	1742	-	2377	-	2616	-	2718	-	2867	-
Totale usi finali **	3282	100	4171	100	4522	100	4712	100	4906	100
Totale fonti primarie ***	5682	-	6966	-	7492	-	7818	-	8083	-

\* 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 di dati Ministero delle Attività Produttive

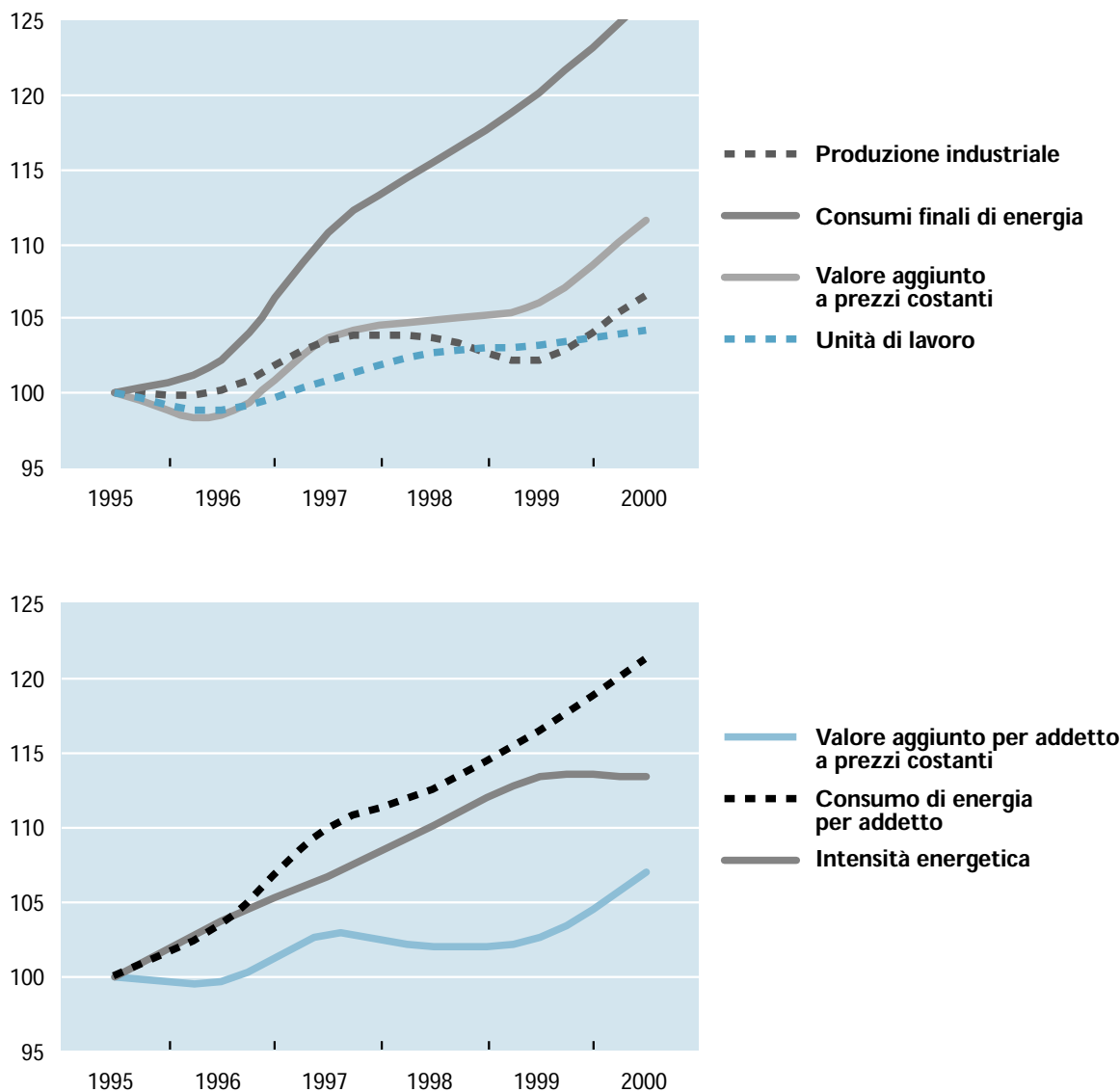
L'indice generale di produzione è cresciuto nell'ultimo quinquennio del 6% circa, una crescita inferiore a quella del valore aggiunto e paragonabile a quella dell'occupazione (figura 2.9).

La crescita del consumo di energia per unità di lavoro si è realizzata come risultato del-

l'aumento dei consumi finali, l'occupazione rimanendo costante.

Sebbene il valore aggiunto al costo dei fattori cresca anche più dell'indice della produzione, l'aumento notevole degli usi finali fa crescere anche i valori di intensità energetica.

**Figura 2.9 - Alcuni indicatori del settore meccanico (numeri indici, 1995=100)**



Valori 1995

Valore aggiunto al costo dei fattori (GLit 95)	97734
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	1259,3
Usi finali di energia (ktep)	4080,7

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

### 2.1.6 Altre industrie manifatturiere Il resto del settore industriale

Sotto questo titolo sono raccolti i sotto-settori Estrattivo, Agroalimentare, Tessile ed abbigliamento, Cartario e grafico, Petrochimico e Altre (attività di fabbricazione di mobili, strumenti musicali, articoli ed attrezzi sportivi, giochi e giocattoli, nonché la lavorazione di casca-mi, rottami metallici ed oggetti in metallo, usati o meno per la trasformazione in materie prime), che complessivamente coprono il 22% del totale della domanda dell'industria.

Gli usi finali di energia sono in lieve ripresa

dal 1997 al 1999, dopo un calo dell'8,7% dal 1990 (-1,4% medio annuo). Appaiono in crescita i consumi di gas naturale (+4,1% nel 1999), è stabile l'energia elettrica e in calo consistente i prodotti petroliferi (tabella 2.12).

Il gas naturale è, sempre più decisamente, la fonte più utilizzata e copre nel 1999 il 44% del totale degli impieghi finali a fronte di un uso di energia elettrica del 30% e di prodotti petroliferi del 23%.

L'impiego di combustibili solidi registra un brusco aumento, passando da 135 ktep del 1998 a 408 ktep nel 1999.

**Tabella 2.12 - I consumi di energia nelle altre industrie**

Fonte	1990		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	3502	26,6	3412	27,8	3555	29,5	3662	30,0	3670	29,8
Gas	5330	40,4	5620	45,8	5084	42,2	5215	42,7	5431	44,0
Prodotti petroliferi	4313	32,7	3166	25,8	3326	27,6	3197	26,2	2825	22,9
Olio combustibile	2559	59,3	1894	59,8	1901	57,1	1808	56,5	2404	85,1
Benzine	-	-	-	-	-	-	20	0,6	-	-
Gasolio	108	2,5	95	3,0	103	3,1	148	4,6	187	6,6
Virgin nafta	1330	30,8	984	31,1	1063	32,0	1114	34,8	-	-
Carboturbo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GPL	85	2,0	108	3,4	113	3,4	115	3,6	127	4,5
Gas residui di raffinazione	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altri	230	5,3	87	2,7	145	4,4	-	-	59	2,1
Combustibili solidi e derivati	40	0,3	69	0,6	73	0,6	135	1,1	408	3,3
Carbone	3	-	28	0,2	24	0,2	23	0,2	25	0,2
Coke	19	0,1	32	0,3	36	0,3	99	0,8	175	1,4
Gas derivati	14	0,1	-	-	1	-	-	-	-	-
Altri solidi	5	-	12	0,1	13	0,1	14	0,1	-	-
Totale fossili *	9682	-	8855	-	8485	-	8549	-	8665	-
Totale usi finali **	13185	-	12269	-	12039	-	12212	-	12335	-
Totale fonti primarie ***	18644	-	17585	-	17578	-	17919	-	18053	-

\* 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 di dati Ministero delle Attività Produttive

## 2.2 Trasporti

### 2.2.1 *Quantità: domanda, consumi ed emissioni*

#### 2.2.1.1 Premessa

In questo paragrafo è delineato il quadro della mobilità in Italia nell'ultimo decennio nonché l'andamento dei consumi energetici e quello delle emissioni di alcuni fra i principali inquinanti associati alle attività di trasporto. Il periodo è scandito analizzando i tre anni: 1990, 1995, 2000.

I dati contenuti nel paragrafo sono frutto di elaborazioni ENEA effettuate a partire dalle stime del Ministero dei Trasporti sui volumi di traffico serviti dalle diverse modalità di trasporto (contenute in varie edizioni del Conto Nazionale dei Trasporti), dalle rilevazioni dell'AISCAT per quanto riguarda i flussi veicolari sulla rete autostradale, da quelle di FS con riferimento al servizio viaggiatori e merci effettuato dalla Società, da quelle dell'ENAC (Ente Nazionale Aviazione Civile) per quanto riguarda il traffico realizzato all'interno degli aeroporti italiani e dalle principali Compagnie nazionali.

Per il calcolo di consumi energetici ed emissioni atmosferiche si è fatto uso del codice di calcolo COMMUTE sviluppato, con il concorso dell'ENEA, nell'ambito dell'omonimo progetto della Direzione Generale Energia e Trasporti della Commissione europea; tale codice effettua i calcoli a partire dai valori di flusso e di velocità associati agli elementi lineari e puntuali (archi e nodi) di una generica rete multimodale di trasporto. Con riferimento al trasporto stradale COMMUTE utilizza i coefficienti di emissione e consumo definiti dalle sperimentazioni CORINAIR e COPERT mentre per le stime relative alle altre modalità di trasporto il codice si basa sulle funzioni messe a punto nell'ambito del progetto MEET, da cui sono state altresì tratte le banche dati dei diversi paesi aderenti all'Unione Europea relative alle flotte veicolari, ad alcuni aspetti climatici e a determinate caratteristiche della mobilità, cui COMMUTE attinge per i suoi calcoli; proprio in occasione della presente elaborazione i dati relativi alla flotta stradale italiana sono stati ag-

giornati per iniziativa dell'ENEA utilizzando il patrimonio statistico dell'ACI.

Nel caso specifico, COMMUTE è stato utilizzato avendo schematizzato l'intera rete multimodale italiana in pochi archi, sui quali si è ipotizzato concentrato tutto il traffico nazionale.

Più nel particolare, la rete stradale è stata sintetizzata in tre soli archi, ciascuno corrispondente a determinate caratteristiche planometriche della strada e ad una specifica tipologia di deflusso veicolare; tali archi rappresentano, rispettivamente, la viabilità urbana, quella extraurbana ordinaria, quella extraurbana di scorrimento veloce (autostrade e superstrade); si noti che per viabilità urbana si intende, in effetti, quella su cui incidono tutti gli spostamenti all'interno dell'area di influenza di un nodo urbano e quindi, in sostanza, quelli sulla viabilità comunale e provinciale.

La stima dei volumi di traffico (in termini di veicoli\*km), suddivisi nelle cinque macrocategorie veicolari gestite dal software COMMUTE, ossia:

1. autovetture;
2. motocicli;
3. bus (autobus e pullman turistici);
4. veicoli merci leggeri (< 3,5 t di portata utile);
5. veicoli merci pesanti;

ha seguito percorsi differenziati per i tre orizzonti di analisi (1990, 1995, 2000) a causa della disuniformità di dati disponibili. Per gli anni 1990 e 1995, infatti, vecchie edizioni del Conto Nazionale dei Trasporti riportavano una stima sufficientemente disaggregata del traffico sulla rete autostradale e ANAS; attraverso alcune considerazioni relative alle caratteristiche planimetriche della rete ANAS è stato possibile risalire, per questi due orizzonti temporali, ad una stima del traffico sulle strade extraurbane di collegamento interregionale a due e a quattro corsie. Sempre il CNT, sino al 1995, conteneva una stima, sia pure in termini unità trasportate piuttosto che d'unità veicolari, sul traffico in ambito urbano e metropolitano; per quanto riguarda la mobilità privata, tale stima deve essere considerata per eccesso, visto che

è ottenuta per differenza fra il complesso del traffico nazionale di autovetture e motocicli e le omologhe grandezze su autostrade e strade statali. In considerazione di ciò, parte delle quantità stimate dal CNT come traffico metropolitano su veicolo privato individuale è stato ricollocato, invece, nell'insieme relativo all'ambito extraurbano (strade ordinarie).

Per l'anno 2000, purtroppo, il CNT non rende più disponibili dati sufficientemente disaggregati sul traffico extraurbano; per tale motivo si è fatto ricorso alla banca dati dell'ALSCAT grazie alla quale è stato possibile ricostruire i volumi di traffico autostradale per le cinque macrocategorie veicolari di COMMUTE; da questi, per analogia con gli anni precedenti, è stato ricostruito il traffico sulla rete ANAS e, quindi, quello a scala comunale provinciale. Si deve ritenere, tuttavia, che le stime relative all'anno 2000 risentano del gran numero di ipotesi rese necessarie.

Analogamente a quanto fatto per la rete stradale, per le simulazioni con COMMUTE anche la rete ferroviaria italiana è stata ridotta a poche linee fittizie, esattamente sei, tante quante sono le tipologie di servizio ossia: Alta Velocità, InterCity, Interregionale, Regionale, metropolitano, merci.

A queste sei linee ferroviarie sono state aggiunte quelle corrispondenti al servizio ferrotranviario all'interno delle aree urbane metropolitane, vale a dire metropolitane e tram.

Per ciascuna di tali linee "fittizie", così come richiesto dal codice di calcolo, sono stati assunti una lunghezza ed un numero di fermate caratteristici della tipologia di servizio rappresentata; il flusso incidente su ciascuna linea ferroviaria è stato desunto dai dati FS relativi al traffico realizzato a scala regionale ed interregionale. Per quanto riguarda il traffico realizzato dalle Società Ferroviarie in Concessione, dalle metropolitane e tranvie, sono invece giunti in soccorso i dati consuntivati nel CNT.

Il traffico aereo nazionale, infine, è stato riassunto all'interno di un'unica rotta fra due aeroporti fittizi posti ad una distanza di circa 500 km lungo la quale si è posto che si muova il complesso dei voli interni regolari e non, il cui

numero è stato ricavato dalle pubblicazioni dell'ENAC. Si è ipotizzato che i voli interni siano tutti realizzati con velivoli MD80.

A conclusione di questa breve nota, si rimarca la scarsità e la poca omogeneità dei dati disponibili ai fini di elaborazioni modellistiche le quali, tuttavia, allo stato attuale, sono le uniche in grado di poter offrire un quadro sui consumi energetici e sulle emissioni atmosferiche sufficientemente disaggregato ai fini di valutazioni e provvedimenti di carattere strategico.

### 2.2.1.2 La mobilità complessiva

Nel periodo 1990-2000 si è verificata una consistente crescita del traffico passeggeri e merci e dei relativi consumi finali di energia che sono passati da 31,1 Mtep a 40,3 Mtep (+29,7%). Nel 2000 la percentuale di energia finale assorbita dal trasporto passeggeri rappresentava il 68,2% del totale dei consumi finali di energia del settore dei trasporti.

Nell'ambito della struttura dei consumi finali di energia è stata stimata una crescita complessiva nel consumo di gas (+9,9%), di energia elettrica (+20,2%), di benzina (+34,9%), di gasolio (+25,4) e di carboturbo per i voli interni (+74,8%).

Nel 2000, la ripartizione dei consumi finali per modalità di trasporto vede al primo posto il trasporto su strada (94,9%) seguito dal trasporto aereo (2,4%), dagli impianti fissi (1,4%) e dal trasporto navale (1,3%).

Per quanto riguarda le emissioni di CO<sub>2</sub> è stato stimato che le emissioni complessive risultano nel 2000 pari a circa 137,5 Mt, a cui hanno contribuito per il 93,8% il trasporto su strada, per il 2,5% gli impianti fissi, per il 2,4% il trasporto aereo ed infine per l'1,3% il trasporto navale.

Nel periodo considerato la domanda di mobilità delle persone è aumentata in misura anche maggiore di quella delle merci a causa della crescita sia del numero degli spostamenti sistematici e della generalizzata dispersione sul territorio degli insediamenti residenziali e produttivi sia del numero degli spostamenti non sistematici legati a motivazioni occasionali (ac-

quisti, sanità, amministrazione, relazioni sociali, turismo, altro).

Nel periodo di riferimento 1990-2000 la mobilità passeggeri è aumentata del 25,9% passando da circa 698,2 a circa 878,7 miliardi di passeggeri-km (pass-km), con un tasso medio annuo di crescita del 2,3%. L'aumento del traffico passeggeri è stato assorbito in gran parte dal trasporto su strada che ha incrementato il traffico realizzato di circa il 27,2% passando da 637,2 miliardi a 810,4 miliardi di passeggeri-km. Complessivamente, nel 2000, la quota del trasporto su strada è risultata pari al 92,2%.

In valore assoluto tutte le restanti modalità di trasporto hanno registrato un incremento nel periodo considerato: gli impianti fissi dello 0,7%, le vie d'acqua del 61% e la navigazione aerea dell'80,6%. In termini relativi, le quote di traffico realizzate dal trasporto aereo sono aumentate dallo 0,9% all'1,3%, mentre le quote di traffico realizzate su impianti fissi sono diminuite dal 7,4% al 5,9%.

Il trasporto passeggeri su strada ha assorbito nel 2000 circa il 65% dei consumi finali di energia del settore trasporti.

Per quanto riguarda il trasporto merci, la

frammentazione dei flussi fisici, la terziarizzazione dei servizi logistici, la maggiore richiesta di riduzione dei tempi di consegna hanno portato ad una crescita dei volumi di traffico (+19,4%). Nel 2000 il traffico merci realizzato è risultato pari a circa 281,9 miliardi di tonnellate-km, valore a cui hanno contribuito per il 74,5% il trasporto su strada, per il 16,4% il trasporto navale e per il 9,1% il trasporto ferroviario. Praticamente trascurabile infine è la quota del traffico merci realizzata mediante la modalità aerea. Sempre nel 2000 il trasporto stradale merci, con un consumo unitario pari a circa 2,4 MJ per tonnellata-km, ha assorbito circa il 30,3% dei consumi finali di energia del settore dei trasporti.

La tabella 2.13 riporta il traffico nazionale passeggeri e merci, il consumo di energia finale, il consumo di energia primaria, le emissioni totali di CO<sub>2</sub> relativamente agli anni 1990, 1995 e 2000 per modalità di trasporto.

La tabella 2.14 riporta il consumo finale di energia per fonti di energia e per modalità di trasporto relativamente agli anni 1990, 1995 e 2000.

**Tabella 2.13 - Trasporto passeggeri e merci: traffico, consumi ed emissioni totali di CO<sub>2</sub> per modalità. Anni 1990-1995-2000**

Modalità di trasporto	1990				1995				2000			
	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)
<i>Passeggeri</i>												
Impianti fissi	51.698	0,329	0,772	1,948	51.871	0,364	0,873	2,194	52.080	0,369	0,907	2,269
Su strada	637.237	21,756	25,140	72,824	740.725	24,227	28,001	81,083	810.450	26,088	30,155	87,303
Vie d'acqua	2.887	0,060	0,068	0,205	2.667	0,067	0,076	0,229	4.648	0,097	0,110	0,330
Navigazione aerea	6.416	0,551	0,641	1,835	7.108	0,596	0,693	1,985	11.585	0,971	1,129	3,235
TOTALE PASSEGGERI	698.238	22,696	26,621	76,812	802.371	25,255	29,644	85,491	878.763	27,524	32,301	93,137
<i>Merci</i>												
Impianti fissi	21.941	0,176	0,410	1,035	24.352	0,204	0,473	1,194	25.600	0,204	0,473	1,196
Su strada	177.945	7,930	9,012	27,070	195.327	9,314	10,585	31,795	210.108	12,212	13,877	41,686
Vie d'acqua	35.783	0,331	0,376	1,130	35.442	0,383	0,435	1,307	46.203	0,427	0,486	1,459
Navigazione aerea	33	0,014	0,017	0,047	29	0,012	0,014	0,040	40	0,017	0,020	0,057
TOTALE MERCI	235.702	8,452	9,814	29,282	255.121	9,913	11,506	34,336	281.951	12,860	14,856	44,398
TOTALE TRASPORTO	-	31,147	36,435	106,094	-	35,168	41,150	119,827	-	40,385	47,157	137,535

Fonte: elaborazioni ENEA di dati di fonti diverse



### 2.2.1.3 La mobilità urbana passeggeri e merci

Nel decennio 1990-2000 la mobilità passeggeri e merci nei centri urbani è stata in continua crescita. È stato stimato che il traffico veicolare complessivo in ambito urbano è aumentato da circa 149 miliardi a circa 210 miliardi di veicoli-km (+41%) con un tasso medio annuo del 3,5%. La crescita del traffico veicolare è risultata particolarmente intensa nel settore del trasporto merci.

Le stime indicano inoltre che nel periodo 1990-2000 il consumo finale di energia assorbito dal trasporto urbano è passato da 12 Mtep a 16,3 Mtep (+35%). Nel 2000 il consumo finale di energia assorbito dal trasporto urbano è risultato pari a circa il 40% del consumo finale di energia del settore del trasporto. Nonostante il forte aumento del traffico veicolare, le emissioni di monossido di carbonio e di ossidi di azoto sono diminuite rispettivamente del 9% e del 17%, mentre le emissioni di composti organici volatili sono cresciute in misura ridotta rispetto al traffico veicolare (+8,5%). Tali progressi derivano soprattutto dal miglioramento delle prestazioni del parco autoveature.

### 2.2.1.4 Traffico urbano dei passeggeri

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 abbinato un mutamento drastico nell'utilizzo dei modi di trasporto a favore del veicolo privato.

Il quadro evolutivo del traffico urbano relativo al decennio 1990-2000 conferma questa macro-tendenza di fondo che contraddistingue l'entità e la struttura della mobilità nei centri urbani. In particolare la mobilità dei passeggeri nelle aree urbane è stata in costante aumento con ritmi maggiori della mobilità in generale. Il volume dei passeggeri-km è passato da circa 176,7 miliardi a circa 234 miliardi (+32%), con un tasso medio annuo del 2,8%. La crescita della mobilità dei passeggeri nei centri urbani è stata particolarmente intensa (+17%) durante il periodo 1990-95, mentre nel periodo 1995-2000 la crescita ha subito un lieve rallentamento (+13%) rispetto al precedente periodo. Il maggiore incremento percentuale si è registrato nel settore del trasporto privato (+35%), mentre il trasporto collettivo urbano ha realizzato un modesto aumento (+5%). Complessivamente la quota del traffico passeggeri nelle aree urbane coperta dai modi di trasporto privato è aumentata dal 89% del 1990 al 92% del 2000, a svantaggio ovviamente dei modi di trasporto pubblico.

Nel settore del trasporto privato il traffico complessivo realizzato su auto privata, è cresciuto del 28%, passando da 137 a 176 miliardi di passeggeri-km. Il tasso annuo di crescita del

**Tabella 2.14 - Trasporto: consumo finale di energia per fonte e per modalità. Anni 1990-1995-2000 (ktep)**

Fonti di energia (ktep)	1990					1995					2000				
	Impianti fissi	Strada	Vie d'acqua	Aereo	Totale	Impianti fissi	Strada	Vie d'acqua	Aereo	Totale	Impianti fissi	Strada	Vie d'acqua	Aereo	Totale
Gas (GPL + gas naturale liquefatto)	-	1.443	-	-	1.443	-	1.640	-	-	1.640	-	1.586	-	-	1.586
Benzine	-	13.249	191,1	-	13.440	-	17.347	229,7	-	17.577	-	17.869	267,5	-	18.136
Carboturbo	-	-	-	565	565	-	-	-	608	608	-	-	-	988	988
Gasolio	134,1	14.994	199,9	-	15.328	139,6	14.555	220,3	-	14.915	125,9	18.845	256,5	-	19.227
Energia elettrica	371,7	-	-	-	372	428,4	-	-	-	428	446,7	-	-	-	447
<b>TOTALE</b>	<b>506</b>	<b>29.685</b>	<b>391</b>	<b>565</b>	<b>31.147</b>	<b>568</b>	<b>33.542</b>	<b>450</b>	<b>608</b>	<b>35.168</b>	<b>573</b>	<b>38.300</b>	<b>524</b>	<b>988</b>	<b>40.385</b>

Fonte: elaborazioni ENEA di dati di fonti diverse

traffico realizzato su auto privata è stato più alto nel periodo 1990-1995 (+3,2%), mentre nel periodo 1995-2000 è risultato più basso (+1,8%). Nel 2000 il 72% del traffico passeggeri è stato realizzato dall'auto privata. Con riferimento al periodo 1990-2000 il traffico realizzato dalle moto nei centri urbani è passato da circa 23 a circa 40 miliardi di passeggeri-km.

Con riferimento allo stesso periodo 1990-2000, la mobilità su mezzi pubblici locali è passata in termini assoluti da circa 16 miliardi di passeggeri-km del 1990 a circa 16,6 miliardi del 2000 (+5,2%). Nonostante la lieve diminuzione dei posti-km (-2%) osservata nel periodo 1990-1995, l'offerta complessiva di trasporto pubblico nel 2000 è rimasta pressoché inalterata rispetto al valore del 1990 (circa 88 miliardi di posti-km).

Tra le modalità di trasporto pubblico locale, le autolinee sono quelle che rivestono maggiore importanza (nel 1990 hanno realizzato circa il 72,5% del traffico collettivo) anche se, nell'ultimo decennio, sono apparsi evidenti segni di crisi. Nonostante la forte crescita della mobilità urbana, il traffico passeggeri realizzato dalle autolinee urbane nel periodo 1990-2000 è passato da 11,6 a 10,9 miliardi (-5,8%), mentre l'offerta è diminuita da 68,9 a 64,2 miliardi di posti-km (-6,9%). Nel 2000 il coefficiente di utilizzazione delle autolinee urbane, espresso dal rapporto "passeggeri km trasportati/posti km offerti" è risultato pari a 0,17.

Nello stesso periodo di riferimento 1990-2000 le altre modalità di trasporto pubblico locale (impianti fissi), vale a dire ferrovie metropolitane, tranvie e metropolitane, hanno complessivamente registrato un consistente incremento del traffico passeggeri (+34,3%), che è passato da 4,4 a 5,9 miliardi passeggeri-km, ed un parallelo sviluppo dell'offerta che è passata da circa 19 a circa 24 miliardi di posti-km (+24,5%). In particolare il traffico passeggeri realizzato dalle ferrovie metropolitane è più che raddoppiato, passando da 236 a 498 milioni di passeggeri-km, con un raddoppio dell'offerta, passata da circa 0,94 a circa 1,9 miliardi di posti-km. Al contrario le tranvie urbane sono state caratterizzate sia da una consistente riduzione del traffico realizzato (-29%), che è passato da circa 1,5 a 1,1 miliardi di passeggeri-km, sia da un calo progressivo dell'offerta (-9%), che è passata da 5,4 a 4,9 miliardi di posti-km

(1999). Infine le metropolitane, che rappresentano il mezzo di trasporto più rapido ad alta capacità e frequenza nelle aree urbane, hanno registrato un notevole incremento dei volumi di traffico (+66,3%) che sono passati da circa 2,5 a circa 4,29 miliardi di passeggeri-km, con un parallelo incremento dell'offerta (+32%) che è passata da 12,7 a 16,9 miliardi di posti-km. Nel 2000 il coefficiente di utilizzazione degli impianti fissi è risultato pari a 0,24.

Per quanto riguarda le prestazioni energetiche, le stime evidenziano che nel periodo di riferimento 1990-2000 il consumo energetico del trasporto urbano passeggeri è aumentato del 25,3%, passando da circa 9,6 Mtep a 12,1 Mtep, corrispondente a circa il 30% del consumo annuo finale di energia del settore dei trasporti. Nel 2000 il consumo finale di energia assorbito dal trasporto privato è risultato pari a circa il 97,4% del consumo finale di energia del trasporto passeggeri urbano.

Da un punto di vista strettamente energetico i mezzi a trazione elettrica sono risultati quelli più efficienti nel trasporto urbano passeggeri. Il consumo unitario di tali mezzi, espresso in MJ/pass-km, è risultato pari a 0,29 contro 1,02 delle autolinee, 1,46 delle moto e 2,47 delle auto private. Operando invece il confronto tra mezzi in base all'intera catena energetica (produzione, trasporto e uso finale), risulta che le auto private sono circa 3,2 volte meno efficienti dei mezzi a trazione elettrica e circa 2,3 volte meno efficienti delle autolinee.

Per quanto riguarda infine le emissioni gassose, è stato valutato che tra il 1990 ed il 2000 le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> prodotte dal trasporto urbano passeggeri sono passate da circa 32,5 Mt a circa 40,7 Mt (+25,3%), corrispondenti a circa il 29,6% delle emissioni complessive di CO<sub>2</sub> del settore trasporti. Nello stesso periodo, grazie al miglioramento tecnologico del parco veicolare, le emissioni finali di monossido di carbonio (CO) e di ossidi di azoto (NOx) sono diminuite rispettivamente del 10% e del 28%, nonostante il notevole incremento del traffico veicolare. Anche l'incremento delle emissioni di composti organici volatili (COV) è risultato relativamente più basso (+8,1%).

La tabella 2.15 illustra i volumi di traffico urbano per singola modalità di trasporto (passeggeri e merci), nonché i consumi unitari, i

consumi finali di energia, i consumi di energia primaria e le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> negli anni 1990, 1995 e 2000.

La tabella 2.16 illustra le emissioni finali di CO, NO<sub>x</sub> e COV per singola modalità di trasporto urbano (passeggeri e merci) relativamente agli anni 1990, 1995 e 2000.

### 2.2.1.5 Traffico urbano delle merci

La distribuzione delle merci nei centri urbani, effettuata prevalentemente in conto proprio

con veicoli di portata non superiore alle 3,5 tonnellate, è sempre più caratterizzata da una forte frammentazione delle operazioni e delle consegne che deriva dall'esigenza di comprimere le quantità di merci stoccate nei magazzini dai negozianti, nonché di accorciare i tempi tra il ricevimento degli ordini e la consegna. Ciò porta ad un aumento del numero dei viaggi e delle percorrenze, nonché ad un limitato utilizzo della capacità di trasporto dei veicoli che viaggiano con coefficienti di riempimento piuttosto bassi.

**Tabella 2.15 - Trasporto passeggeri e merci urbano: traffico, consumi di energia ed emissioni di CO<sub>2</sub>, per modalità. Anni 1990-1995-2000**

Modalità di trasporto	1990					1995					2000				
	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Consumo unitario (MJ/pass-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Consumo unitario (MJ/pass-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Consumo unitario (MJ/pass-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)
<i>Passeggeri</i>															
Impianti fissi	4.392	0,32	0,033	0,092	0,226	5.741	0,30	0,042	0,115	0,282	5.900	0,29	0,042	0,115	0,282
Autolinee	11.616	1,04	0,289	0,328	0,986	10.350	1,09	0,269	0,306	0,920	10.939	1,02	0,267	0,303	0,910
Totale Pubblico	16.008	0,84	0,322	0,420	1,212	16.091	0,81	0,311	0,421	1,202	16.839	0,77	0,308	0,418	1,192
Autovetture	137.651	2,60	8,551	9,886	28,605	161.239	2,51	9,681	11,192	32,384	176.852	2,47	10,432	12,060	34,897
Moto	23.110	1,49	0,821	0,954	2,734	29.354	1,47	1,032	1,199	3,436	40.389	1,46	1,405	1,634	4,682
Totale privato	160.762	2,44	9,372	10,840	31,339	190.593	2,35	10,712	12,391	35,821	217.240	2,28	11,837	13,694	39,579
TOTALE PASSEGGERI	176.770	2,30	9,694	11,260	32,551	206.684	2,23	11,023	12,812	37,022	234.080	2,17	12,145	14,112	40,770
<i>Merci &lt; 50 km</i>															
TOTALE MERCI	26.868	3,73	2,391	2,718	8,163	29.037	4,16	2,885	3,278	9,847	31.542	5,54	4,177	4,747	14,259
TOTALE URBANO	-	-	12,085	13,978	40,714	-	-	13,908	16,090	46,869	-	-	16,322	18,859	55,029

Fonte: elaborazioni ENEA di dati di fonti diverse

**Tabella 2.16 - Trasporto passeggeri e merci urbano: emissioni di CO, COV e NO<sub>x</sub> per modalità. Anni 1990-1995-2000**

Modalità di trasporto	Altre emissioni. Anno 1990			Altre emissioni. Anno 1995			Altre emissioni. Anno 2000		
	CO (kt)	COV (kt)	NO <sub>x</sub> (kt)	CO (kt)	COV (kt)	NO <sub>x</sub> (kt)	CO (kt)	COV (kt)	NO <sub>x</sub> (kt)
<i>Passeggeri</i>									
Impianti fissi	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Autolinee	7,3	2,2	16,2	6,8	2,0	15,0	6,5	1,9	13,3
Totale Pubblico	7,3	2,2	16,2	6,8	2,0	15,0	6,5	1,9	13,3
Autovetture	1.938,3	373,0	170,0	1.793,8	366,9	176,8	1.228,5	183,0	118,5
Moto	624,7	279,3	1,5	779,5	357,9	1,9	1.070,1	522,5	3,1
Totale Privato	2.563,0	652,2	171,5	2.573,2	724,8	178,7	2.298,6	705,5	121,6
TOTALE PASSEGGERI	2.570,4	654,4	187,8	2.580,1	726,8	193,6	2.305,0	707,4	134,9
<i>Merci</i>									
TOTALE MERCI	108,5	28,4	51,6	109,6	29,9	58,6	130,3	33,1	61,6
TOTALE URBANO	2.678,8	682,8	239,4	2.689,6	756,7	252,2	2.435,4	740,5	196,6

Fonte: elaborazioni ENEA di dati di fonti diverse

Nel periodo di riferimento 1990-2000 il traffico merci realizzato prevalentemente dagli autocarri leggeri è aumentato del 17,4%, passando da 26,8 a 31,5 miliardi di tonnellate-km. È stato stimato che nel 2000 l'incidenza del traffico veicolare merci sul traffico veicolare complessivo sulle strade urbane è risultata pari a circa il 15,7%.

L'attività di distribuzione delle merci nelle aree urbane ha assorbito nel 2000 una quota di poco superiore a 4 Mtep, che corrisponde a circa il 10% del consumo finale di energia del settore dei trasporti ed ha inoltre contribuito approssimativamente nella stessa proporzione alle emissioni di biossido di carbonio (CO<sub>2</sub>). Dalle stime risulta che nel periodo 1990-2000 le emissioni finali di CO, COV e NOx hanno subito un incremento rispettivamente del 20,2%, del 16,7% e del 19,4%. Questi dati dimostrano che, nonostante i notevoli progressi delle tecnologie veicolari, il traffico merci nelle aree urbane costituisce ancora una delle fonti primarie dei principali inquinanti atmosferici e delle sostanze cancerogene presenti nelle città.

#### 2.2.1.6 La mobilità extraurbana

In termini di volumi di traffico (pass-km/t-km) la mobilità extraurbana rappresenta circa il 75% del complesso della mobilità passeggeri e circa il 90% di quella merci. All'anno 2000 questo si traduce in circa 645 miliardi di passeggeri-km e circa 250 miliardi di t-km.

La crescita nel quinquennio 1995-2000 è stata anche più sostenuta di quanto non si fosse verificato nel precedente periodo 1990-1995, facendo registrare un +24% per la mobilità passeggeri (contro un +15%) e un +20% per la mobilità merci (contro un +8%).

Questa circostanza è da attribuirsi sicuramente alla maggiore stabilità economica degli ultimi anni ma anche a fenomeni di delocalizzazione delle imprese produttive e commerciali e ad una riorganizzazione dei processi produttivi verso una riduzione dei magazzini e l'utilizzo di approvvigionamenti *just in time*.

Particolarmente rilevante la crescita del trasporto aereo, che fa registrare un ulteriore

elevatissimo balzo del comparto passeggeri (+80% in cinque anni) e riesce a recuperare e sopravanzare le perdite precedenti del comparto merci (+20%). Pur continuando ad erodere quote alle altre modalità, il trasporto aereo rimane tuttavia marginale: nel 2000 l'incidenza della navigazione aerea sulla mobilità passeggeri extraurbana ha toccato quota 1,8%, mentre negli anni 90 si era stabilizzata attorno a quota 1,2%. Trascurabile del tutto è inoltre la quota modale del trasporto aereo delle merci.

Nella seconda metà del decennio anche il trasporto passeggeri via nave ha subito un considerevole impulso (+60%) dovuto, probabilmente, all'attivazione di servizi traghetto veloci da e per la Sardegna e su altre rotte importanti (Genova, Napoli, Palermo); nonostante i nuovi apporti, la navigazione rimane il modo meno utilizzato per il trasporto delle persone e non riesce ancora ad arrivare al traguardo delle unità percentuali. Diversa la situazione per quanto riguarda il trasporto merci, dove il trasporto marittimo riesce a prevalere su quello ferroviario mostrando, nel periodo 1995-2000, un'incoraggiante tendenza allo sviluppo, dopo la stasi del quinquennio precedente; nel 2000 il cabotaggio merci ha superato quota 18%.

Sostanzialmente stabile il trasporto ferroviario di passeggeri mentre si registra una crescita dei volumi di traffico merci su ferro; a fronte della crescita globale, la strada ferrata continua a perdere quote modali di trasporto passeggeri passando, nel decennio 1990-2000, dal 9% al 7% mentre mantiene invariato il suo 10% di traffico merci.

Anche a fronte degli sforzi operati dai gestori delle altre modalità di trasporto, la strada continua a rimanere regina incontrastata del trasporto lungo la penisola.

Il trasporto passeggeri su strada con autovetture private, nel 2000, ha quasi toccato il traguardo dei 500 miliardi di passeggeri-km; a questo traffico si deve aggiungere quello realizzato su autobus di linea e pullman turistici che si aggira intorno agli 84 miliardi di unità, quasi il doppio del traffico contabilizzato dagli operatori ferroviari. Nel complesso il modo stradale assorbe circa il 90% del traffico passeggeri di

medio-lunga distanza; di questo insieme più dell'80% si svolge mediante veicoli privati; si noti, tuttavia, che nell'ultimo quinquennio la quota modale del comparto stradale è rimasta invariata, arrestando così la tendenza all'aumento in atto da lunghissimo tempo.

Analogo fenomeno ha riguardato l'autotrasporto merci che, nonostante l'aumento notevole dei volumi trasportati, specie negli ultimi cinque anni (da 166 a 179 miliardi di t\*km), si è stabilizzato intorno alla quota modale del 72%.

Per quanto riguarda i consumi, grazie ad una maggiore efficienza energetica del trasporto sulle medie e lunghe distanze rispetto a quello di breve raggio, l'incidenza della mobilità extraurbana si riduce ad un 55% per i passeggeri e ad un 68% per le merci. Questo si deve in parte ad un utilizzo più efficiente dei veicoli stradali, sia sotto il profilo cinematico sia sotto quello del riempimento, in parte ad una maggiore incidenza, rispetto a quanto avviene in città, del trasporto effettuato mediante modalità alternative alla strada.

Le quantità assolute di consumi, calcolate alla fonte primaria soprattutto per tenere conto del rendimento delle centrali elettriche, attualmente

ammontano a circa 18 Mtep e 10 Mtep, rispettivamente per trasporto passeggeri e trasporto merci.

Dal 1990 i consumi alla fonte primaria del trasporto extraurbano sono aumentati più del 25% lì dove l'impulso maggiore è stato dato dal trasporto merci (+42%). Si noti, tuttavia, che l'aumento dei consumi è ridotto rispetto a quello del traffico, almeno per quanto riguarda il trasporto passeggeri. Questo disaccoppiamento fra consumi energetici e "produzione" deve attribuirsi al miglioramento tecnologico delle autovetture. Per quanto riguarda il comparto merci, invece, la mancata riorganizzazione logistica dell'autotrasporto e del trasporto intermodale deve ritenersi la causa di un incremento generale del livello di inefficienza del trasporto.

Se si esclude l'anidride carbonica, che segue ovviamente l'andamento dei consumi, lo sviluppo delle emissioni in atmosfera è abbastanza incoraggiante; sia monossido di carbonio che ossidi di azoto e composti organici volatili mostrano una tendenza alla flessione attribuibile ai miglioramenti dei dispositivi per la riduzione delle emissioni inquinanti.

La tabella 2.17 illustra i volumi di traffico

**Tabella 2.17 - Trasporto passeggeri e merci extraurbano: traffico, consumi di energia, emissioni totali di CO<sub>2</sub>, per modalità. Anni 1990-1995-2000**

Modalità di trasporto	1990				1995				2000			
	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)	Traffico (Mpass-km)/ (Mt-km)	Energia finale (Mtep)	Energia primaria (Mtep)	Emissioni di CO <sub>2</sub> (Mt)
<i>Passeggeri</i>												
<i>Impianti fissi</i>												
Ferrovie dello Stato	44.473	0,278	0,639	1,618	43.292	0,303	0,712	1,795	43.202	0,306	0,743	1,864
Ferrovie concesse	2.780	0,017	0,040	0,101	2.792	0,020	0,045	0,114	2.933	0,021	0,048	0,121
Tramvie	53	-	0,001	0,003	46	-	0,001	0,003	45	0,000	0,001	0,002
<i>Su strada</i>												
Autovetture	384.942	11,279	13,040	37,733	453.474	12,445	14,388	41,633	487.507	13,121	15,168	43,892
Autobus	72.339	0,596	0,678	2,036	76.797	0,527	0,599	1,798	83.657	0,546	0,621	1,865
Moto	7.579	0,219	0,255	0,731	9.511	0,273	0,318	0,910	11.106	0,317	0,369	1,058
Vie d'acqua	2.887	0,060	0,068	0,205	2.667	0,067	0,076	0,229	4.648	0,097	0,110	0,330
Navigazione aerea	6.416	0,551	0,641	1,835	7.108	0,596	0,693	1,985	11.585	0,971	1,129	3,235
<b>TOTALE PASSEGGERI</b>	<b>521.468</b>	<b>13,002</b>	<b>15,362</b>	<b>44,261</b>	<b>595.687</b>	<b>14,232</b>	<b>16,832</b>	<b>48,469</b>	<b>644.683</b>	<b>15,379</b>	<b>18,189</b>	<b>52,366</b>
<i>Merci</i>												
<i>Impianti fissi</i>												
Ferrovie dello Stato	21.885	0,176	0,409	1,032	24.352	0,203	0,471	1,191	25.600	0,203	0,472	1,193
Ferrovie concesse	56	0,000	0,001	0,003	56	0,000	0,001	0,003	68	0,001	0,001	0,003
<i>Su strada</i>												
Vie d'acqua	35.783	0,331	0,376	1,130	35.442	0,383	0,435	1,307	46.203	0,427	0,486	1,459
Navigazione aerea	33	0,014	0,017	0,047	29	0,012	0,014	0,040	40	0,017	0,020	0,057
<b>TOTALE MERCI</b>	<b>208.801</b>	<b>6,060</b>	<b>7,096</b>	<b>21,119</b>	<b>226.141</b>	<b>7,028</b>	<b>8,228</b>	<b>24,489</b>	<b>250.437</b>	<b>8,683</b>	<b>10,109</b>	<b>30,139</b>
<b>TOTALE TRASPORTO</b>	<b>-</b>	<b>19,062</b>	<b>22,458</b>	<b>65,380</b>	<b>-</b>	<b>21,260</b>	<b>25,060</b>	<b>72,958</b>	<b>-</b>	<b>24,062</b>	<b>28,299</b>	<b>82,505</b>

Fonte: elaborazioni ENEA su dati di fonti diverse



extraurbano per singola modalità di trasporto (passeggeri e merci), nonché i consumi finali di energia, i consumi di energia primaria e le emissioni complessive di CO<sub>2</sub> negli anni 1990-1995-2000.

La tabella 2.18 illustra le emissioni finali di CO, NO<sub>x</sub> e COV per singola modalità di trasporto extraurbano (passeggeri e merci) relativamente agli anni 1990, 1995 e 2000.

## 2.3 Residenziale e terziario

### 2.3.1 Introduzione

Nel 2000 i consumi energetici del settore residenziale e terziario ammontano al 30% del totale degli impieghi finali di energia, percentuale che rimane sostanzialmente invariata rispetto al 1999 (tabella 2.19).

**Tabella 2.18 - Trasporto passeggeri e merci extraurbano: emissioni di CO, COV e NO<sub>x</sub>, per modalità. Anni 1990-1995-2000**

Modalità di trasporto	1990				1995				2000			
	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NO <sub>x</sub> (kt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NO <sub>x</sub> (kt)	Traffico (Mpass-km) (Mt-km)	Emissioni di CO (kt)	Emissioni di COV (kt)	Emissioni di NO <sub>x</sub> (kt)
<i>Passeggeri</i>												
Impianti fissi												
- Ferrovie dello Stato	44.473	1,6	0,4	4,7	43.292	1,5	0,4	4,6	43.202	1,1	0,3	3,5
- Ferrovie concesse	2.780	0,1	-	0,3	2.792	0,1	-	0,3	2.933	0,1	-	0,2
- Tramvie	53	-	-	-	46	-	-	-	45	-	-	-
Su strada												
- autovetture	384.942	2.197,4	371,7	339,4	453.474	1.846,6	346,5	332,6	487.507	1.219,7	137,4	212,3
- autobus	72.339	7,3	4,7	27,2	76.797	6,5	4,2	23,8	83.657	6,3	4,1	22,2
- moto	7.579	162,5	67,3	0,6	9.511	200,3	86,0	0,7	11.106	23-	104,8	0,9
Vie d'acqua	2.887	-	-	-	2.667	-	-	-	4.648	-	-	-
Navigazione aerea	6.416	4,2	1,9	5,8	7.108	4,5	2,1	6,3	11.585	7,2	3,3	9,9
TOTALE PASSEGGERI	521.468	2.373,0	446,1	378,0	595.687	2.059,6	439,1	368,2	644.683	1.464,5	249,9	249,0
<i>Merci</i>												
Impianti fissi												
- Ferrovie dello Stato	21.885	0,9	0,2	2,8	24.352	1,1	0,3	3,3	25.600	1,0	0,3	3,1
- Ferrovie concesse	56	-	-	-	56	-	-	-	68	-	-	-
Su strada												
Vie d'acqua	151.077	11-	50,9	177,6	166.291	116,9	56,1	208,6	178.566	126,2	61,5	228,3
Vie d'acqua	35.783	-	-	-	35.442	-	-	-	46.203	-	-	-
Navigazione aerea	33	-	-	-	29	-	-	-	40	-	-	-
TOTALE MERCI	208.834	110,9	51,1	180,4	226.170	117,9	56,4	211,8	250.477	127,2	61,8	231,4
TOTALE TRASPORTO	-	2.483,947	497,189	558,478	-	2.177,513	495,567	580,0	-	1.591,754	311,662	480,379

Fonte: elaborazioni ENEA di dati di fonti diverse

**Tabella 2.19 - Consumi di energia nel settore residenziale e terziario per fonte (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000(*)
Energia elettrica	7976	9170	9408	9652	9920	10298	11000
Gas	15750	18807	19792	19149	20628	21555	20800
Prodotti petroliferi	10107	7293	7179	6752	6830	7568	7800
GPL	1733	1852	1846	1716	1705	2325	-
Gasolio	7703	5225	5147	4828	4816	4885	-
Olio combustibile	671	216	186	209	309	358	-
Carbone	103	124	119	133	69	67	100
Totale fossili	25960	26224	27090	26034	27527	30393	29600
Legna (**)	658	932	899	1027	1055	1203	900
Totale consumi finali (***)	34593	36325	37397	36712	38502	40692	40600

(\*) Dati provvisori

(\*\*) In aggiunta si stima un consumo di legna, al di fuori dei circuiti commerciali, di circa 3,7 Mtep.

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

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive (BEN)

Se si tenesse conto del consumo effettivo di legna da ardere nelle abitazioni, sottostimato nelle statistiche ufficiali (circa 1 Mtep), il consumo complessivo del settore residenziale e terziario salirebbe da 40,6 a 44,3 Mtep<sup>1</sup>.

Al discreto aumento dei consumi energetici nel settore residenziale e terziario registrato tra il 1998 e il 1999 (+5,7%), segue un livello dei consumi, nel 2000, pressoché uguale a quello del 1999.

Nel biennio 1999-2000 il gas naturale copre più della metà della domanda di energia del settore, l'energia elettrica circa un quarto, i derivati petroliferi e i combustibili solidi circa il 20%.

Il residenziale assorbe, rispetto al terziario, una quota predominante dei consumi del settore, sempre superiore al 70% del totale, anche se in costante e lenta diminuzione.

Nel 2000 la domanda energetica del residenziale rappresenta il 70,3% del totale della domanda del settore civile, mentre quella del terziario il 29,7%.

Considerando le fonti energetiche, nel cor-

so degli anni si è giunti quasi al pareggio dei consumi di energia elettrica tra residenziale e terziario, mentre per tutte le altre fonti, ovviamente, la percentuale dei consumi assorbiti dal residenziale è decisamente più elevata di quella del terziario.

Nel 1999 il settore residenziale assorbe l'83% dei consumi di GPL del civile, il 74% di quelli di gas naturale, l'83% di quelli di gasolio, il 32% di quelli di olio combustibile, l'86% di quelli di carbone e il 53% di quelli di energia elettrica (figura 2.10).

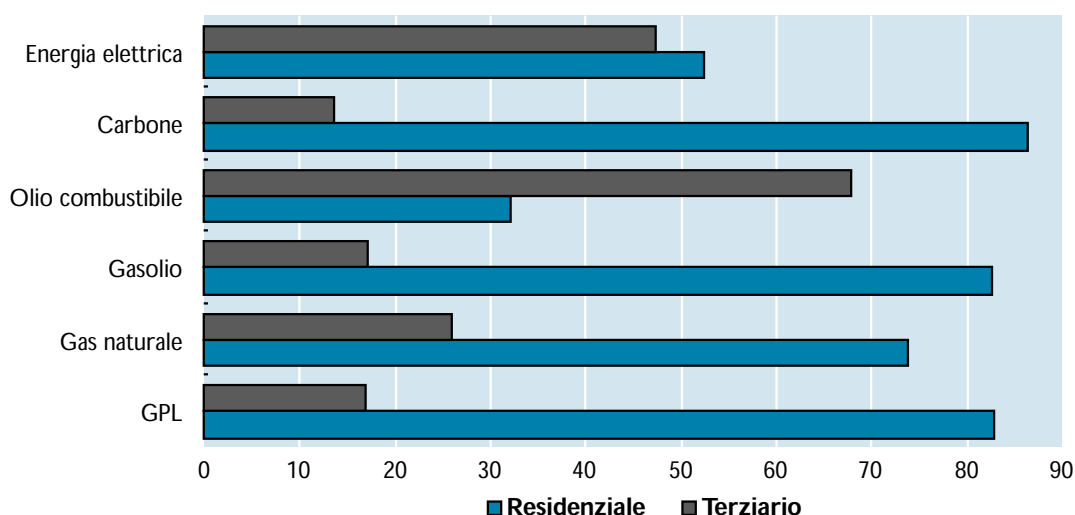
### 2.3.2 Il residenziale

#### 2.3.2.1 Quantità

Nel 1999 i consumi energetici delle famiglie per riscaldamento, acqua calda, usi cucina ed usi elettrici obbligati rappresentano il 70,5% del totale della domanda energetica del comparto civile e il 21% dei consumi energetici finali complessivi.

Nel 1999 l'utenza domestica ha richiesto circa 28,7 Mtep di energia per usi finali, il 5,6%

**Figura 2.10 - Consumi energetici del settore residenziale e terziario per fonte. Anno 1999 - (quota %)**



Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

<sup>1</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 2000 ha stimato un consumo nazionale di legna da ardere nelle abitazioni di 14,7 Mt, per circa 3,7 Mtep.

in più del 1998, una crescita rilevante se si considera che dal 1990 ad oggi la crescita media annua è stata pari all'1,8%. Tenuto conto che il numero di famiglie nel biennio 1998-1999 è rimasto sostanzialmente costante (circa 22 milioni) e che il numero dei componenti per famiglia si è mantenuto pari a circa 2,6 unità, ne consegue che la crescita dei consumi in tale periodo è da attribuirsi

ad un aumento dei consumi per famiglia.

Analizzando la composizione della domanda di energia per fonti energetiche nel settore residenziale, emerge che nel 1999 il 56% della domanda è soddisfatta dall'impiego di gas naturale, il 19% dall'impiego di energia elettrica, il 21% dall'impiego di prodotti petroliferi e il 4% da combustibili solidi (tabella 2.20, figura 2.11).

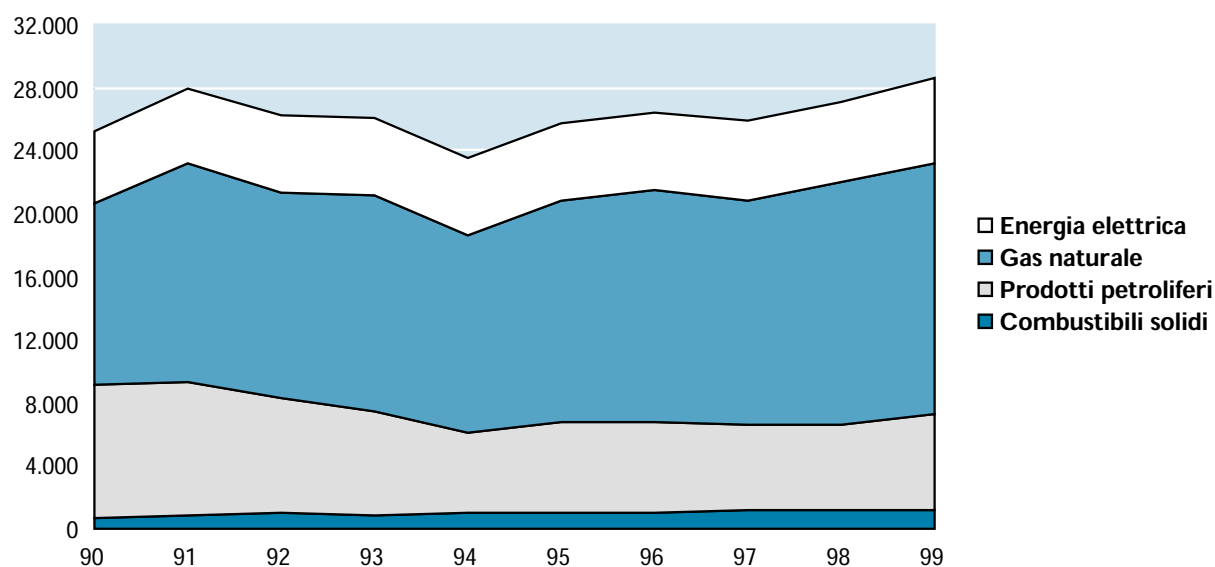
**Tabella 2.20 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000(*)
Energia elettrica	4535	4922	4988	5030	5098	5412	5493
Gas	11478	13974	14700	14354	15503	15936	15859
Prodotti petroliferi	8490	5770	5804	5415	5463	6085	6179
GPL	1535	1521	1577	1461	1446	1928	-
Gasolio	6547	4203	4190	3908	3934	4042	-
Olio combustibile	408	46	37	46	83	115	-
Carbone	83	107	103	118	59	58	90
Totale fossili	20051	19851	20607	19887	21025	22079	22128
Legna	652	925	892	1019	1046	1194	831
Totale consumi finali (**)	25238	25698	26487	25936	27169	28685	28452

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

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Figura 2.11 - Consumi di energia nel settore residenziale per fonte. Anni 1990-1999 (ktep)**



Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive



Questa distribuzione è il risultato di un'evoluzione che ha visto progressivamente ridursi il peso dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale: dal 1990 al 1999 i consumi di gas naturale sono aumentati del 39% a fronte di una diminuzione dei consumi di prodotti petroliferi del 28%. Nel medesimo periodo i consumi di combustibili solidi sono rimasti sostanzialmente costanti, mentre risultano in leggero aumento i consumi di energia elettrica: nel 1990 questi ultimi rappresentavano il 18% del totale dei consumi del settore residenziale, nel 1999 ne rappresentano il 19%.

In termini di funzione d'uso, la domanda energetica del settore, nel 1999, è prodotta per il 68% dal riscaldamento, per il 14% da usi elet-

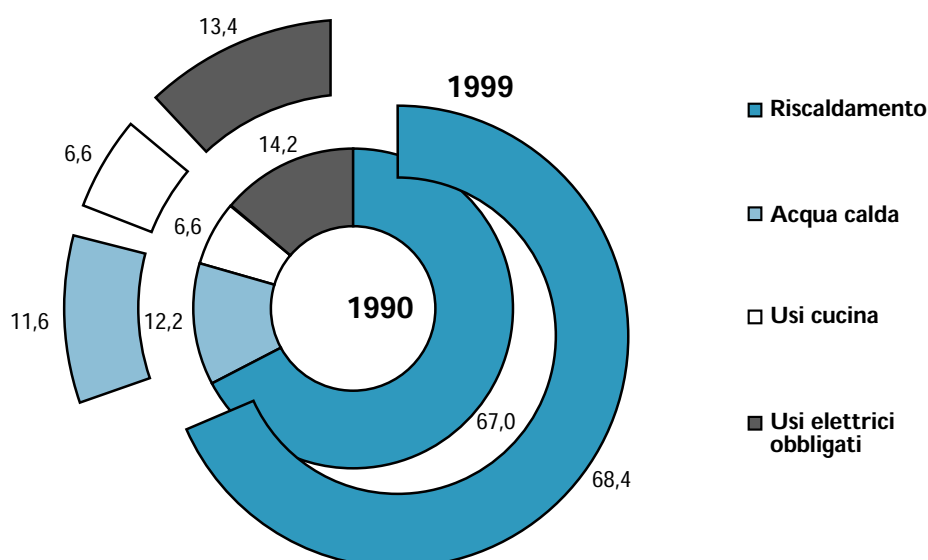
trici obbligati, per il 12% dalla produzione di acqua calda e per il 6% dagli usi cucina (figura 2.12).

La composizione della domanda energetica del residenziale per funzione d'uso mostra come, nel periodo 1990-1999, essa sia rimasta pressoché costante.

Nel 1999 la domanda di energia per riscaldamento è stata soddisfatta dal gas naturale per il 66,2%, dai prodotti petroliferi per il 26,5% e dall'energia elettrica e combustibili solidi per il rimanente 7,3% (tabella 2.21).

La composizione della domanda energetica del residenziale per funzione d'uso mostra come, nel periodo 1990-1999, essa sia rimasta pressoché costante.

**Figura 2.12 - Consumi energetici nel settore residenziale per funzione d'uso (quota %)**



Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.21 - Consumi finali di energia nel settore residenziale, per categoria di uso e per fonte. Anno 1999 (ktep)**

	Riscaldamento	Acqua calda	Cucina	Usi elettrici	Totale
Energia elettrica	149	1025	156	4081	5412
Gas naturale	12720	2054	1162	-	15936
Prodotti petroliferi	5098	407	580	-	6085
Combustibili solidi	1244	6	2	-	1252
<b>Totale</b>	<b>19211</b>	<b>3492</b>	<b>1901</b>	<b>4081</b>	<b>28685</b>

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

Il gas naturale, che nel 1990 rappresentava il 52,5% del totale dei consumi energetici per riscaldamento, nel 1999 giunge come detto al 66,2% (tabella 2.22). Tale incremento è legato all'aumento del numero delle abitazioni con impianto autonomo e alla sostituzione dell'impiego dei prodotti petroliferi con il gas naturale. Nel 1999 le abitazioni con impianto autonomo impiegano il 73% del totale dei consumi di gas naturale per riscaldamento.

I consumi di legna e di energia elettrica per riscaldamento sono imputabili interamente all'impiego di apparecchi singoli. L'olio combustibile è utilizzato quasi esclusivamente negli impianti centralizzati. I consumi di GPL sono dovuti per il 74% circa agli impianti autonomi, per il 22% ad impianti singoli e per il rimanente 4% ad impianti centralizzati.

All'incremento delle abitazioni dotate di riscaldamento (circa 10%) nel periodo 1990-1999, corrispondono consumi medi che si mantengono praticamente costanti, a parte una diminuzione registrata nel triennio 1995-98, determinata probabilmente da favorevoli congiunture climatiche.

L'introduzione della componente climatica, depurando i consumi dagli ovvi effetti dovuti alla variazione della temperatura, affina la lettura dei dati (vedi riquadro "Fluttuazioni climatiche e consumi a clima normalizzato").

La domanda di energia per la produzione di

acqua calda nel 1999 è soddisfatta quasi interamente dal gas naturale e dall'energia elettrica, che coprono rispettivamente il 58,8% e il 29,4% del totale della domanda. Il 7,1% della domanda è soddisfatto dall'impiego di gasolio, il 4,2% dall'impiego di GPL e solo lo 0,5% dall'impiego di olio combustibile e carbone (tabella 2.24).

Dal 1990 al 1999 si è avuta una crescita della domanda per la produzione di acqua calda del 20%, pari a 575 ktep in termini assoluti: tale aumento si è tradotto in un incremento della domanda di gas naturale e di energia elettrica rispettivamente di 632 ktep e di 143 ktep; tutte le altre fonti energetiche, nel medesimo arco temporale, hanno registrato un decremento più o meno marcato, fatta eccezione per il GPL, il cui peso sul totale dei consumi è però molto basso.

L'andamento storico della domanda di energia per acqua calda non è diverso da quello del settore nel suo complesso: si osserva, infatti, una continua sostituzione dei prodotti petroliferi, ed in particolare del gasolio, con il gas naturale, a fronte di una sostanziale stabilità della domanda di energia elettrica. Nel 1970 i consumi di gasolio rappresentavano il 52,5% del totale della domanda del settore e quelli di gas naturale il 15,2%; nel 1991 la situazione è esattamente opposta, fino ad arrivare alle percentuali relative al 1999 in precedenza indicate.

**Tabella 2.22 - Consumi di energia per riscaldamento nel settore residenziale (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Energia elettrica	138	138	140	141	140	149
Gas	9055	11092	11680	11471	12370	12720
Prodotti petroliferi	7347	4902	4935	4620	4672	5098
GPL	899	927	969	906	903	1200
Gasolio	6071	3935	3933	3672	3693	3795
Olio combustibile	377	40	33	42	76	103
Carbone	71	93	89	103	51	50
Totale fossili	16473	16087	16704	16194	17093	17868
Legna	652	925	892	1019	1046	1194
Totale consumi (*)	17263	17150	17736	17354	18279	19211

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

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

## FLUTTUAZIONI CLIMATICHE E CONSUMI A CLIMA NORMALIZZATO

Un'unità di misura che consente di valutare il volume di freddo ed omogeneizzare i dati di consumi energetici è il "grado giorno", inteso come complemento di una temperatura convenzionale di riferimento 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 ha influenzato i consumi energetici del comparto nell'anno.

La disponibilità di una lunga serie storica di temperature 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 del periodo.

Nella tabella 2.23 sono riportati i valori dei consumi energetici per riscaldamento nell'ultimo decennio a clima normalizzato, distinti per tipologia di impianto.

**Tabella 2.23 - Consumi energetici per riscaldamento a clima normalizzato (ktep)**

Tipologia di impianto	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Autonomo	9762	11736	10492	10770	12092	11215
Centralizzato	6448	4691	3983	3955	4342	4070
Singolo	2854	2626	2220	2442	2560	2545
TOTALE	19064	19053	16695	17167	18994	17830
Gradi giorno effettivi	1620	1512	1725	1633	1571	1734
Gradi giorno normalizzati con media mobile decennale	1789	1680	1624	1616	1584	1679
Gradi giorno normalizzati con media trentennale	2036	1972	1962	1951	1938	1931

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.24 - Consumi di energia per produzione di acqua calda nel settore residenziale (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Energia elettrica	883	967	976	979	975	1025
Gas	1422	1826	1945	1834	2048	2054
Prodotti petroliferi	603	378	372	346	355	407
GPL	96	104	111	106	107	148
Gasolio	476	268	257	236	241	247
Olio combustibile	31	6	4	4	7	12
Carbone	8	10	10	12	6	6
Totale fossili	2034	2214	2327	2192	2409	2467
Totale consumi (*)	2916	3181	3303	3171	3384	3492

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

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

Il fabbisogno energetico per usi cucina è soddisfatto per il 61% dal gas naturale e per il 30,5% dal GPL, unico derivato petrolifero impiegato per tale uso a partire dalla fine degli anni settanta. Poco diffuse sono le elettrotecnologie che rappresentano appena l'8% della domanda (tabella 2.25).

Dal 1990 al 1999 si è avuto un incremento della domanda di energia per usi cucina del 14%, coperto quasi interamente dall'aumento di gas naturale.

I consumi per usi elettrici obbligati rappre-

sentano, nel 1999, il 75% del totale della domanda di energia elettrica delle famiglie, percentuale questa relativamente stabile negli anni (tabella 2.26).

A questo riguardo, i dati ISTAT (tabella 2.27) mostrano che nel 1999 il 96% delle famiglie italiane possiede una lavatrice e un televisore a colori, il 78% un'automobile e il 64% circa un videoregistratore. Questi valori restano sostanzialmente stabili anche nel 2000.

L'analisi dei dati relativi al quadriennio 1997-2000 mostra come la diffusione di perso-

**Tabella 2.25 - Consumi di energia per usi cucina nel settore residenziale (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Energia elettrica	124	136	139	141	144	156
Gas	1001	1056	1075	1049	1085	1162
GPL	540	490	497	449	436	580
Carbone	4	4	3	4	2	2
Totale fossili	1545	1550	1576	1502	1523	1744
Totale consumi (*)	1669	1686	1714	1643	1667	1900

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

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.26 - Consumi di energia per usi elettrici obbligati**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Consumi (ktep)	3391	3681	3733	3767	3838	4081
Variazioni rispetto all'anno precedente (%)	-	-3,0	1,4	0,9	1,9	6,3
Usi elettrici obbligati su totale consumi (%)	13,4	14,3	14,1	14,5	14,1	14,2
Usi elettrici obbligati su consumi elettrici famiglie (%)	74,8	74,8	74,8	74,9	75,3	75,4

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.27 - Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2000 (quota %)**

	Lavastoviglie	Lavatrice	Impianto HiFi	Videoregistratore	TV a colori	Più di un TV
1997	28,7	96,1	47,5	60,7	95,4	43,2
1998	28,6	96,3	47,7	62,0	96,1	41,6
1999	28,9	96,1	50,1	63,7	96,4	41,7
2000	30,9	96,0	52,2	64,6	95,7	42,3

nal computer e impianti HiFi contribuisca ad incrementare i consumi di energia elettrica del residenziale ed in particolare quelli per usi elettrici obbligati. Nel 2000 il 52% delle famiglie possiede l'impianto HiFi, quasi il 26% il personal computer e il 19% la consolle per videogiochi. Non va trascurato il dato in base al quale il 42,3% delle famiglie possiede più di un televisore.

Nel biennio 1999-2000 il numero di famiglie con un abbonamento ad Internet è raddoppiato (dal 7,6 % al 15,4% delle famiglie), così come è aumentata notevolmente la percentuale di famiglie in possesso di un modem (da 9,4% a 16,6%) ed ancora la percentuale di famiglie con telefono cellulare (da 56% a 65%). Più contenuta è invece la diffusione di fax (6,7% nel 2000) e segreteria telefonica (15% nel 2000).

### 2.3.2.2 Prezzi<sup>2</sup>

Il prezzo dell'elettricità in termini reali<sup>3</sup> è diminuito tra il 1995 e il 1999, per poi risalire nel 2000 (per l'effetto congiunto dei prezzi internazionali dei combustibili e del cambio euro/dollaro). L'incremento ha riguardato le utenze con consumi più bassi, mentre si è registrata una riduzione per le utenze con consumi elevati (tabella 2.28).

Il prezzo del gas naturale, stabile sino al 1999, ha seguito le quotazioni del petrolio nel 2000. L'aumento è stato di poco superiore a quello medio europeo. 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.

**Tabella 2.27 - (segue) Famiglie che dichiarano di possedere beni durevoli. Anni 1997-2000 (quota %)**

	Consolle per videogiochi	Videocamera	Personal Computer	Fax	Telefono cellulare	Segreteria telefonica
1997	12,6	18,1	16,7	3,8	27,3	12,4
1998	13,7	17,1	18,8	4,5	43,0	13,8
1999	16,7	18,2	20,9	6,0	55,9	14,5
2000	18,6	19,1	25,6	6,7	64,8	15,0

Fonte: ISTAT

**Tabella 2.28 - Prezzi medi dell'energia per utenti domestici**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
<i>Prezzi correnti</i>							
Gasolio riscaldamento (lire/l)	922	1296	1377	1404	1350	1422	1665
<i>Prezzi reali (*)</i>							
Gasolio riscaldamento (lire/l)	922	1013	1036	1038	980	1017	1068

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

Fonte: ENEA, ISTAT

<sup>(2)</sup> I prezzi del gas sono trattati nel paragrafo 3.2 di questo stesso volume.

<sup>(3)</sup> Sono considerati i prezzi al lordo delle imposte: sono questi infatti che vengono percepiti dall'utente finale e che concorrono a determinare il livello del consumo.

Nella tabella 2.29 vengono comparati i prezzi del gas per riscaldamento (tariffa T2) in alcuni capoluoghi di regione. Si osserva un aumento dei prezzi in termini nominali che supera l'aumento del livello generale dei prezzi. Gli anni precedenti avevano visto un aumento del prezzo nominale del gas per riscaldamento dal 1996 al 1997 pari al 6,9% (5,2% in termini reali) ed una successiva diminuzione dal 1997 al 1999.

L'andamento decrescente del prezzo reale del gas naturale negli ultimi anni è coerente con l'aumentato uso di gas naturale in particolare per riscaldamento, come osservato nel paragrafo precedente.

Le tariffe del gas per riscaldamento per uso domestico risultano ancora variabili da una regione all'altra.

Nella tabella 2.30 sono indicati i prezzi dell'elettricità per utenze domestiche in diverse fasce di consumo. L'andamento dei prezzi per le diverse tipologie di consumo tende a riallineare la struttura dei prezzi italiana a quella europea: aumentano le tariffe per i bassi consumi, che sono le più basse d'Europa, diminuiscono quelle per le fasce di consumo più alte, che erano superiori alla media europea, fino ad arrivare ad una tariffa unitaria decrescente al crescere dei consumi. Nel nuovo ordinamento tariffario gli utenti del settore residenziale (utenti domestici in bassa tensione) godranno della massima protezione in quanto ad essi dovrà essere offerta una tariffa dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas; ulteriori opzioni potranno essere proposte dagli esercenti solo in alternativa a questa.

**Tabella 2.29 - Prezzi del gas naturale nei capoluoghi di regione (lire/m<sup>3</sup>)**

	<250m <sup>3</sup> /anno			>250 m <sup>3</sup> /anno		
	1999	2000	Variaz. (%)	1999	2000	Variaz. (%)
Torino	826	922	11,7	1045	1142	9,3
Milano	878	974	10,9	1103	1199	8,7
Bologna	795	891	12,1	1014	1111	9,5
Firenze	811	907	11,8	1030	1126	9,3
Roma	981	1077	9,8	1200	1297	8,1
Napoli	1028	1108	7,8	1242	1307	5,2
Palermo	963	-	-	1161	-	-

Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

**Tabella 2.30 - Prezzi dell'energia elettrica degli utenti domestici per fasce di consumo (lire/kWh)**

		1997	1998	1999	2000
600 kWh	Prezzo	118,5	119,4	124,7	162,4
	Variaz. (%)	-	0,76	4,44	30,2
1200 kWh	Prezzo	133,4	134,2	139,6	169,5
	Variaz. (%)	-	0,60	4,02	21,4
3500 kWh	Prezzo	424,2	434,5	410,3	405,7
	Variaz. (%)	-	2,43	-5,57	-1,1
7500 kWh	Prezzo	-	403,5	379,1	376,2
	Variaz. (%)	-	-	-6,05	-0,8

Fonte: Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas

### 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 75% 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 1999 sono così ripartiti:

- impianto singolo 14%
- impianto autonomo 63%
- impianto centralizzato 23%

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 naturale comprese in un impianto autonomo familiare raggiunge gli 8,5 milioni di apparecchi.

#### *Caldaie a gas naturale per impianti autonomi*

Le caldaie a gas naturale 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 naturale si possono indicare tre principali categorie

commerciali. In base alle prestazioni ed alla tecnologia impiegata si distinguono:

- caldaie standard, con scambiatore in acciaio o rame e più raramente in ghisa, con l'adattamento ai carichi variabili ottenuto con il solo controllo della portata del gas combustibile;
- caldaie 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 coprono 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. Esso dipende da stato di manutenzione, tempi di utilizzo (o meglio fattore di carico), 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 naturale (per le taglie di tipo domestico) è considerata comunque superiore a quella delle altre caldaie (a gasolio, a solidi).

Le caldaie a basse emissioni, 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 UNI EN 297 del giugno 1998 fissa il limite superiore delle emissioni di NOx a 70 mg/kWh.



Le caldaie a condensazione<sup>4</sup> raggiungono rendimenti tra i più elevati, se abbinate a impianti a bassa temperatura, con emissioni paragonabili a quelle della categoria precedente. Questi apparecchi, nonostante un positivo bilancio economico, sono comunque 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 all'ampia diffusione dei consumi di metano nel Paese, le vendite annue di caldaie a gas naturale si sono stabilizzate intorno al milione di pezzi, solo 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. Attualmente il prezzo medio unitario alla produzione delle caldaie di tipo ecologico è il 50% in più degli apparecchi di tipo standard, mentre il prezzo di quelle a condensazione 4 volte tanto. 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 murali a gas 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 sia dotate di ventilatore per l'espulsione dei fumi (le più comuni) sia essere prive di ventilatore (piuttosto rare);

- caldaie per installazione all'aperto, dotate di impianti elettrici a tenuta stagna, 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 da un 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 con riferimento al sistema di produzione dell'acqua calda sanitaria si utilizza un'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 fornita all'esterno, che è variabile con continuità dal valore corrispondente alla massima potenza ad un valore minimo che è pari a circa il 20 o 30% della potenza massima.

Quando tali caldaie funzionano alla potenza termica minima modulata i rendimenti termici utili sono compresi nell'intervallo tra l'85 e l'87%: un deciso passo avanti se confrontati con

<sup>4</sup> Consentono il recupero del calore latente contenuto negli esausti del processo di combustione.



le prestazioni delle caldaie di alcuni anni fa.

Le caldaie a bassa emissione, che come già detto sono di nicchia nel mercato nazionale ma più 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 naturale 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 d'utilizzazione dell'energia che deve restituire l'acqua, di ritorno alla caldaia, a temperature basse (attorno ai 30 °C). In questi 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). I prodotti con ciclo a compressione di vapore saturo ed alimentazione elettrica presentano oggi valori di COP – Coefficient Of Performance, 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 uso riscaldamento o produzione di acqua calda sanitaria è ancora poco competitivo, se confrontato con soluzioni basate su caldaie alimentate con combustibili tradizionali, per l'elevato costo dell'energia elettrica per usi residenziali – e assenza di tariffe multi-orarie – e il maggiore costo di investimento richiesto dalle pompe di calore rispetto alle tradizionali caldaie. Nel confronto con i condizionatori, però, le pompe di calore hanno margini di competitività.

#### *Uso dell'energia negli edifici*

Il parco edilizio residenziale nazionale consta di più di 25 milioni di abitazioni, delle quali più di 20 milioni e mezzo occupate. Sono circa 3 milioni gli edifici costruiti negli anni cinquanta, mentre superano i 5 milioni quelli costruiti negli anni sessanta. La quota di abitazioni in locazione non supera il 25%. L'edilizia pubblica copre una quota 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 verifica-

re 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>5</sup>.

Le agevolazioni sull'IRPEF (detrazioni del 36% delle spese IVA inclusa) per le ristrutturazioni edilizie, che la legge finanziaria pone a scadenza nel giugno 2002, offrono un'importante possibilità di incentivazione delle misure di risparmio energetico negli edifici residenziali in linea con i criteri della legge 10/91. A questo riguardo, andrebbe sottolineata la necessità di maggiori controlli, restando i forti dubbi avanzati dai fornitori di materiale per la coibentazione termica tra la rispondenza fra quantità di progetto e quantità effettivamente venduta e quindi messa in opera.

Quest'ultima prevede altresì l'emanazione di un apposito decreto per definire i criteri tecnico-costruttivi e le tipologie per l'edilizia sovvenzionata e convenzionata, pubblica e privata, anche per quanto attiene alle ristrutturazioni, per facilitare il raggiungimento degli obiettivi di uso razionale dell'energia. Sono già state presentate alcune bozze di decreto, dal Ministero dei Lavori Pubblici e dal Ministero delle Attività Produttive, e sono allo studio eventuali modifiche da apportare, in particolare alla definizione dei valori della trasmittanza dei tamponamenti esterni degli edifici. In proposito, l'ENEA ha proposto un nuovo insieme di valori da attribuire ai coefficienti massimi di dispersione termica per trasmissione<sup>6</sup> e per la valutazione dell'inerzia termica delle superfici disperdenti. Il decreto dovrebbe comunque essere di prossima emanazione.

Alla Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (CNEA) del 1998 venne anche presentato un "Codice concordato di raccomandazioni per la qualità energetico-ambientale di edifici e spazi aperti" a cui, qualora fosse adottato,

dovrebbero adeguarsi i piani urbanistici e 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, così divisi per settore: 60% nel terziario e negli edifici pubblici, 15% nell'industria, 25% nel residenziale.

L'illuminazione domestica, che nel 1987 costituiva circa il 14% dei consumi elettrici complessivi nelle unità abitative, ha subito una lieve flessione (al 13,5%) nel 1998.

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

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 (tabella 2.31).

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 sia di ingombri, le lampade fluorescenti sono del tutto competitive con le lampade tradi-

<sup>5</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).

<sup>6</sup> Appendice E della Norma UNI 10379.

zionali, 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 i 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.

La potenzialità di riduzione dei consumi energetici mediante aumento di penetrazione delle lampade fluorescenti è notevolmente inferiore (tabella 2.32).

**Tabella 2.31 - 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	37,1
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

**Tabella 2.32 - 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 aggirava 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.

Nel settore terziario-industriale c'è la tendenza 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>7</sup> C e D di circa il 90%, mentre gli alimentatori elettronici in classe A1, A2, A3 occupano una porzione del 7-8% e quelli magnetici a basse perdite solo del 2-3%.

### 2.3.3 Il terziario

#### 2.3.3.1 Quantità

Il settore terziario comprende le attività di erogazione di servizi, quelli non vendibili, offer-

ti dal settore pubblico, e quelli vendibili, quali commercio, ristorazione, credito ed assicurazioni, comunicazioni ed altri. Il consumo finale di energia nel settore terziario è stato, nel 1999, pari a circa 12 Mtep, che corrispondono al 29,5% della richiesta complessiva del settore civile e al 9,0% del totale impieghi finali (6,6% della disponibilità lorda di energia).

Nel 1999 si è registrata una crescita della domanda di energia del terziario del 6,0% rispetto all'anno precedente, superiore all'incremento complessivo della domanda del settore civile (5,7%) e a fronte di un incremento del valore aggiunto settoriale dell'1,5%.

L'intensità energetica del settore è dunque aumentata, passando da 9,6 tep/GLit 95 (tep per 1 miliardo di lire 1995 di PIL) a 10,1 tep/GLit 95 con un incremento del 4,5%.

Lo sviluppo del terziario nel corso del 1999 è in linea con quello dell'economia nel suo complesso (+1,6%); l'incremento di domanda di energia è stato di cinque punti percentuale superiore (6,0% contro 1,1%). L'aumento di intensità energetica nel terziario si è associato con una riduzione dell'intensità energetica relativa all'intera economia (pari a 0,4%) (figura 2.13).

La struttura dei consumi finali di fonti energetiche nel terziario vede, per il 1999, al primo posto il gas naturale, che copre il 47% della richiesta, seguito dall'energia elettrica (41%) e dai derivati petroliferi (12%), tra i quali prevale il gasolio (7%) (tabella 2.33).

La tabella 2.34 riassume infine l'andamento dell'intensità elettrica, che nel 1999

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

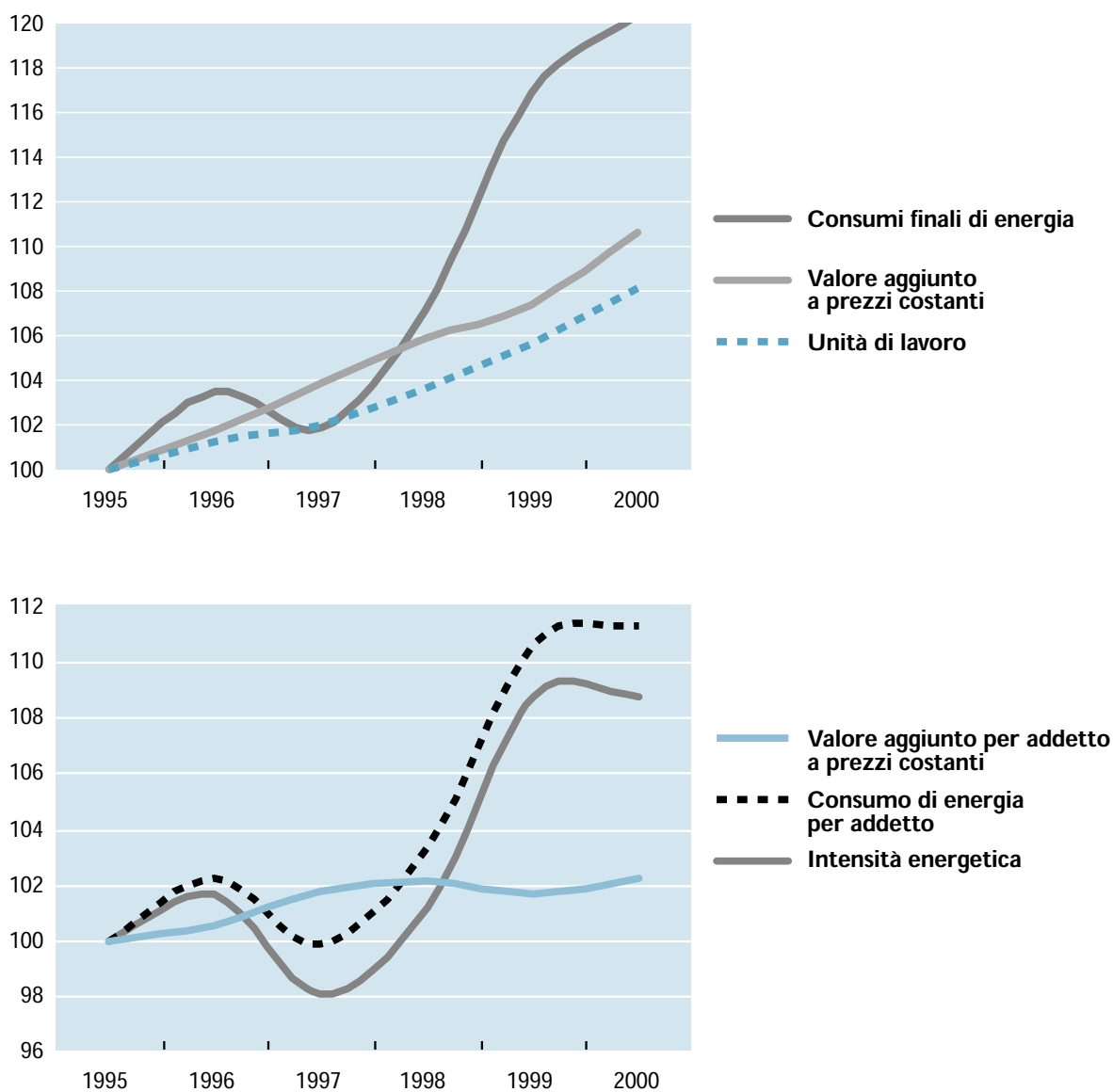
A1	alimentatore elettronico controllabile (dimmiabile)
A2	alimentatore elettronico Cold Start
A3	alimentatore elettronico Warm Start
B1 e B2	alimentatore magnetico a basse perdite
C	alimentatore magnetico convenzionale standard
D	alimentatore magnetico con prestazioni scarse

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

aumenta meno dell'intensità energetica. Ciò è coerente con la diminuzione del peso relativo dell'elettricità sulla domanda complessiva del terziario (da 43% a 41%) e conferma la tenden-

za alla diminuzione degli ultimi due anni, in controtendenza rispetto all'andamento storico delle due grandezze.

**Figura 2.13 - Alcuni indicatori del settore terziario (numeri indice 1995=100)**



Valori 1995	
Valore aggiunto al costo dei fattori (Glit 95)	1096317
Unità di lavoro totali, media annua (migliaia)	13480
Usi finali di energia (ktep)	10266

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

Nel 2000, per la prima volta in ambito SI-STAN (Sistema Statistico Nazionale), è stata realizzata l'indagine sui consumi di fonti energetiche nel terziario per l'anno 1999, curata da ENEA, in collaborazione con ISTAT e Ministero dell'Industria, indagine che ha evidenziato alcuni elementi aggiuntivi rispetto ai dati del Bilancio Energetico Nazionale (BEN), che verranno considerati nella nuova versione del BEN (figura 2.14).

I settori trainanti del terziario, dal punto di vista del consumo di energia, sono "Commercio", "Alberghi, ristoranti e bar", "Trasporti e comunicazioni", "Sanità" e "Altri servizi pubblici, sociali e personali". A questi settori compete circa l'82% dei consumi totali a fini produttivi.

Tali consumi riguardano essenzialmente l'energia elettrica e il gas naturale, con una leggera prevalenza del gas naturale (tabella 2.35).

È importante evidenziare la comparsa della fonte energetica "calore", che allo stato attuale non è computata nel BEN. Secondo i risultati di questa indagine campionaria - che ha interessato circa 14.000 unità locali del terziario - questa fonte è la terza per consumo ed è utilizzata nella maggior parte delle attività economiche del terziario. Il consumo di calore nel terziario era sino ad ora valutato dagli esperti: spesso il suo contributo è stato sottostimato. Tenendo conto del consumo di calore e di altre fonti emerse dall'indagine, risulta che il settore terziario italiano ha consumato nel 1999 13,4

**Tabella 2.33 - Consumi energetici nel settore terziario per fonte (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999
Energia elettrica	3.441	4.248	4.420	4.622	4.822	4.886
Prodotti petroliferi	1.616	1.522	1.375	1.337	1.367	1.483
GPL	197	331	269	255	259	397
Gasolio	1.156	1.022	957	919	882	843
Olio combustibile	263	169	149	163	226	243
Gas naturale	4.272	4.833	5.092	4.795	5.124	5.620
Carbone	20	17	17	15	7	9
Totale fossili	5.908	6.372	6.484	6.147	6.498	7.112
Totale consumi finali*	9.349	10.620	10.904	10.769	11.320	11.998

\* Energia elettrica a 860 kcal/kWh

Fonte: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.34 - Efficienza energetica del settore terziario**

	1990	1998	1999
Unità di lavoro (migliaia)	12.731	13.304	13.549
PIL (GLit 95)*	1.035.616	1.173.893	1.190.933
Consumo energetico per Unità di lavoro (ktep)	0,735	0,851	0,886
Consumo elettrico per Unità di lavoro (GWh)	3,2	4,2	4,4
Intensità energetica (tep/GLit 95)	9,0	9,6	10,1
Intensità elettrica (MWh/GLit 95)	41,9	47,8	49,6

\* GLit 95 = miliardi di lire 1995

Fonte: elaborazioni ENEA di dati ENEA, GRTN, ISTAT e Ministero dei Trasporti

Mtep di energia invece dei 12 Mtep risultanti dal BEN.

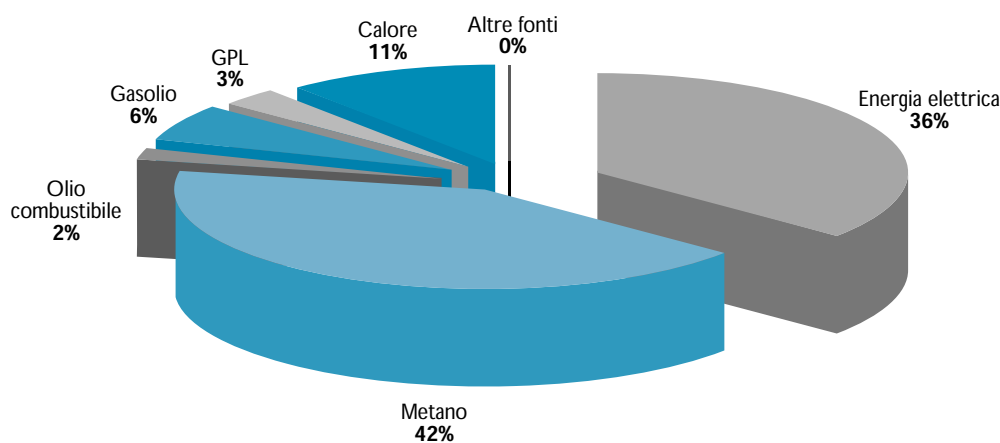
Un altro aspetto evidenziato dall'indagine, inoltre, è il fenomeno dell'autoproduzione, che attualmente caratterizza, significativamente, solo due settori: "Sanità" e "Altri servizi pubblici, sociali e personali".

Il consumo di fonti energetiche che viene destinato alla generazione di energia rappresenta il 2,6% dei consumi totali del settore terziario. In particolare i rifiuti sono la fonte ener-

getica che riveste il ruolo principale nella produzione di energia (rappresentano lo 84% dei consumi energetici destinati all'autoproduzione), seguiti dal gas naturale (7%), dall'olio combustibile (5%) e dal gasolio (4%).

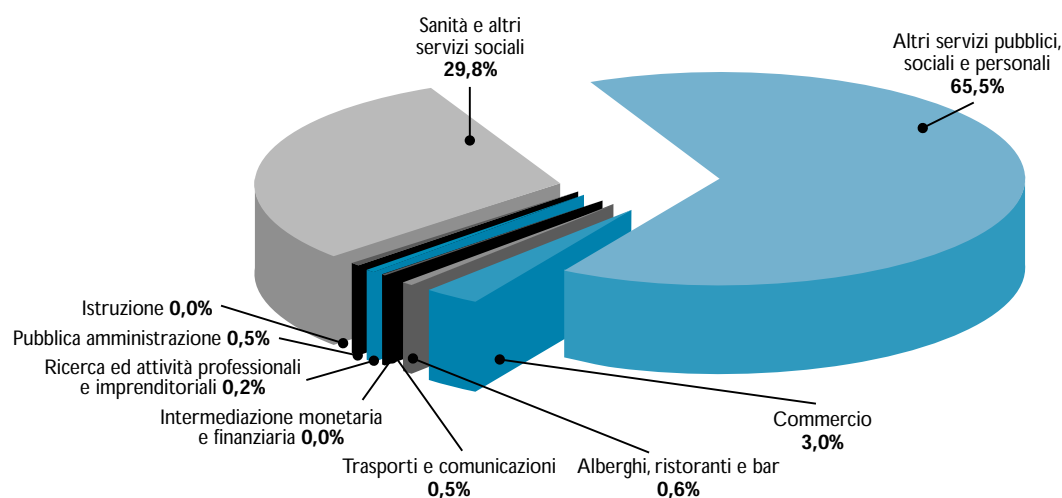
Il settore "Altri servizi", principalmente per le attività di raccolta e smaltimento dei rifiuti, è quello che maggiormente ricorre all'autoproduzione e che utilizza tutte le fonti energetiche per realizzarla, anche se per il 90% ricorre ai rifiuti (figura 2.15).

**Figura 2.14 - Consumo di energia nel terziario per fonte. Anno 1999 (quota %)**



Fonte: risultati "Indagine sui consumi di energia nel terziario" (ISTAT, ENEA, Ministero delle Attività Produttive)

**Figura 2.15 - Energia autoprodotta per settore di attività. Anno 1999**



Fonte: risultati "Indagine sui consumi di energia nel terziario" (ISTAT, ENEA, Ministero delle Attività Produttive)

### 2.3.3.2 Prezzi

Dalla stessa indagine sui consumi del settore terziario, si sono rilevati i prezzi medi del 1999 dei prodotti energetici, sulla base della spesa effettuata (dichiarata) dalle unità rispondenti. Ne risultano i prezzi medi indicati nella tabella 2.36.

Si nota come i prezzi non varino di molto nelle varie classi di attività del settore, salvo alcune eccezioni ragguardevoli: l'olio combustibile, per il quale le classi "Intermediazione monetaria e finanziaria" e "Istruzione" pagano sensibilmente più degli altri; il calore, che va da un minimo di 60 a un massimo di 85 centesimi di Euro per GJ

e la legna, che costa sensibilmente meno alla pubblica amministrazione e alla difesa.

Disponendo di queste informazioni è agevole calcolare la spesa totale per prodotti energetici nei diversi settori (tabella 2.37), nonché il suo peso rispetto al valore aggiunto (VA) dei settori stessi.

Si nota come il peso dell'energia sia maggiore per il settore alberghiero, per quello che descrive le infrastrutture per i trasporti, il magazzinaggio e le comunicazioni. La sanità è seconda per intensità energetica ma, pagando mediamente meno le fonti, è solo terza per quanto riguarda la spesa relativa.

**Tabella 2.35 - Consumi energetici nel terziario (al netto dei consumi per autoproduzione di energia e per trazione)**

Descrizione ateco	Energia elettrica	Energia elettrica	Metano	Olio combustibile	Gasolio	GPL	Calore	Altre fonti	Consumi totali usi produttivi
	MWh	tep	tep	tep	tep	tep	tep	tep	tep
Commercio	14.748.700	1.268.388	747.781	3.145	34.736	1.213	5.777	81	2.061.121
Alberghi, ristoranti e bar	8.516.100	732.385	1.434.043	28.647	363.995	382.495	346.890	9.986	3.298.441
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni (infrast.)	11.137.800	957.851	814.289	23.899	120.763	1.018	4.699	8.472	1.930.990
Intermediazione monetaria e finanziaria	2.410.200	207.277	253.299	3.435	40.526	345	183.351	-	688.234
Attività immobiliari, informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	2.418.671	208.006	190.870	6.809	8.004	285	37.864	-	451.837
Pubblica amministrazione e difesa; assicurazione sociale obbligatoria	3.364.100	289.313	449.510	10.072	62.619	1.291	109.461	675	922.942
Istruzione	1.432.157	123.166	259.416	6.377	76.296	123	251	-	465.628
Sanità e altri servizi sociali	3.156.718	271.478	772.561	95.864	107.489	5.063	550.981	295	1.803.730
Altri servizi pubblici, sociali e personali	9.629.253	828.116	697.761	64.417	28.870	5.235	180.022	192	1.804.613
<b>Totale</b>	<b>56.813.700</b>	<b>4.885.978</b>	<b>5.619.531</b>	<b>242.666</b>	<b>843.298</b>	<b>397.068</b>	<b>1.419.294</b>	<b>19.701</b>	<b>13.427.536</b>

Fonte: risultati "Indagine sui consumi di energia nel terziario" (ISTAT, ENEA, Ministero delle Attività Produttive)



**Tabella 2.36 - Prezzi dei prodotti energetici nel terziario per classi di attività economica al netto dell'IVA (€/unità di misura)**

	Energia elettrica (kWh)	Metano (m <sup>3</sup> )	Olio BTZ (t)	Gasolio (l)	Petrolio (kg)	Gpl (kg)	Calore (GJ)	Legna (t)
Commercio	0,10	0,39	339	0,62	0,53	0,43	0,70	99
Alberghi, ristoranti e bar	0,11	0,39	302	0,63	0,53	0,42	0,70	102
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni	0,13	0,36	347	0,63	0,53	0,44	0,85	104
Intermediazione monetaria e finanziaria	0,11	0,47	505	0,64	0,53	0,44	0,70	99
Informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	0,11	0,37	313	0,67	0,53	0,46	0,70	99
Pubblica amministrazione e difesa	0,12	0,42	351	0,61	0,53	0,47	0,60	86
Istruzione	0,11	0,44	479	0,60	0,53	0,45	0,70	99
Sanità e altri servizi sociali	0,10	0,37	359	0,60	0,49	0,46	0,70	99
Altri servizi pubblici, sociali e personali	0,12	0,37	334	0,62	0,53	0,46	0,73	99

I prezzi del carbone e del biodiesel sono risultati uguali per tutti i settori e pari rispettivamente a 0,1 €/kg per il carbone e 529,05 €/t per il biodiesel.

Fonte: risultati "Indagine sui consumi di energia nel terziario" (ISTAT, ENEA, Ministero delle Attività Produttive)

**Tabella 2.37 - Spesa per l'energia per classi di attività economica**

	VA (M€)	Senza autotrazione			Con autotrazione		
		Spesa (M€)	Quota % VA	Costo medio (€/tep)	Spesa (M€)	Quota % VA	Costo medio (€/tep)
Commercio	229295	1890	8	0,92	2008	9	0,91
Alberghi, ristoranti e bar	65047	2007	31	0,67	2188	34	0,68
Trasporti, magazzinaggio e comunicazioni	143045	1881	13	0,98	2595	18	0,91
Intermediazione monetaria e finanziaria	113884	444	4	0,65	457	4	0,65
Informatica, ricerca ed altre attività professionali e imprenditoriali	293458	273	1	0,98	312	1	0,99
Pubblica amministrazione e difesa	81509	468	6	0,90	514	6	0,90
Istruzione	59035	356	6	0,76	371	6	0,77
Sanità e altri servizi sociali	92825	789	9	0,44	847	9	0,46
Altri servizi pubblici, sociali e personali	70551	1436	20	0,83	1577	22	0,83

Fonte: risultati "Indagine sui consumi di energia nel terziario" (ISTAT, ENEA, Ministero delle Attività Produttive)

## 2.4 Agricoltura e pesca

### 2.4.1 Quantità

Negli anni tra il 1995 ed il 1999 i consumi energetici in agricoltura hanno subito un continuo decremento, passando dai 3293 ktep del 1995, ai 3137 ktep del 1999. La tabella 2.38 evidenzia come tale diminuzione sia avvenuta attraverso l'alternarsi di diminuzioni più lievi e contrazioni più brusche dei consumi. Tra il 1995 e il 1996 (-24 ktep) e tra il 1997 ed il 1998 (-10 ktep) infatti, la diminuzione è stata più contenuta. Decrementi più bruschi si sono verificati tra il 1997 e il 1996 (-70 ktep) e tra il 1999 e il 1998 (-52 ktep).

Per quanto riguarda la composizione delle fonti di energia utilizzate, la percentuale dei prodotti petroliferi sul totale resta circa costante e largamente preponderante lungo tutto il decennio dal 1990 al 1999; anche se, nel 1999, essa registra una leggera flessione a causa del caro petrolio.

All'interno della categoria dei prodotti petroliferi poi, si evidenzia un largo utilizzo del gasolio, dovuto alla vasta diffusione di motori diesel sia nell'agricoltura, che nella pesca.

L'impiego degli altri combustibili fossili resta praticamente costante negli anni tra il 1995 ed

il 1999, come evidenziato, ad esempio, dai consumi di GPL e gas naturale, che sembra abbiano raggiunto un sostanziale equilibrio nel quinquennio in esame.

L'unica eccezione è registrata per la benzina, che subisce un calo continuo negli anni, e l'olio combustibile, che nel 1999 ha visto più che dimezzato il suo consumo.

L'utilizzo di energia elettrica, che ha già registrato un cospicuo aumento negli ultimi anni, ha accentuato tale tendenza nel 1998 e nel 1999, portandosi in tale anno al 12,8%, con 403 ktep, rispetto alle 363 ktep del 1990, con un rapporto dell'11,7% sul totale.

Come si vede dalla figura 2.16, si registra un tasso di aumento del valore aggiunto che si mantiene costante negli ultimi 5 anni, quale risultato di un incremento della quantità prodotta congiunta ad un abbassamento dei prezzi.

Nel 2000 il valore aggiunto è diminuito, rispetto al 1999, dell'1,6%, quale sintesi di una flessione in quantità (2,1%) e di un debole aumento dei prezzi (0,5%). Il contributo dell'agricoltura alla formazione del valore aggiunto dell'economia italiana è stato di circa il 2,8%, in leggero calo rispetto all'anno precedente.

È interessante notare come il rapporto del valore aggiunto agricolo sul valore aggiunto na-

**Tabella 2.38 - Consumi energetici dell'agricoltura e della pesca per fonte**

Fonte	1990		1995		1996		1997		1998		1999	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
Energia elettrica	364	11,7	388	11,8	353	10,8	374	11,7	386	12,1	403	12,8
Gas	22	0,7	117	3,6	121	3,7	119	3,7	118	3,7	120	3,8
Prodotti petroliferi	2727	87,6	2788	84,6	2795	85,5	2706	84,6	2685	84,2	2614	83,4
Olio combustibile	113	4,1	29	1,1	20	0,7	29	1,1	29	1,1	13	0,5
Benzine	194	7,1	112	4,0	115	4,1	86	3,2	70	2,6	65	2,5
Gasolio	2324	85,2	2566	92,0	2577	92,2	2520	93,1	2511	93,5	2457	94
GPL	85	3,1	79	2,8	84	3,0	69	2,6	74	2,7	77	3
Altri	11	0,4	1	-	1	-	1	-	1	-	-	-
Totale fossili *	2750	-	2905	-	2916	-	2825	-	2803	-	2734	-
Totale usi finali **	3113	100	3293	100	3269	100	3199	100	3189	100	3137	100
Totale fonti primarie***	3679	-	3899	-	3820	-	3783	-	3790	-	3765	-

\* 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: elaborazioni ENEA di dati Ministero delle Attività Produttive

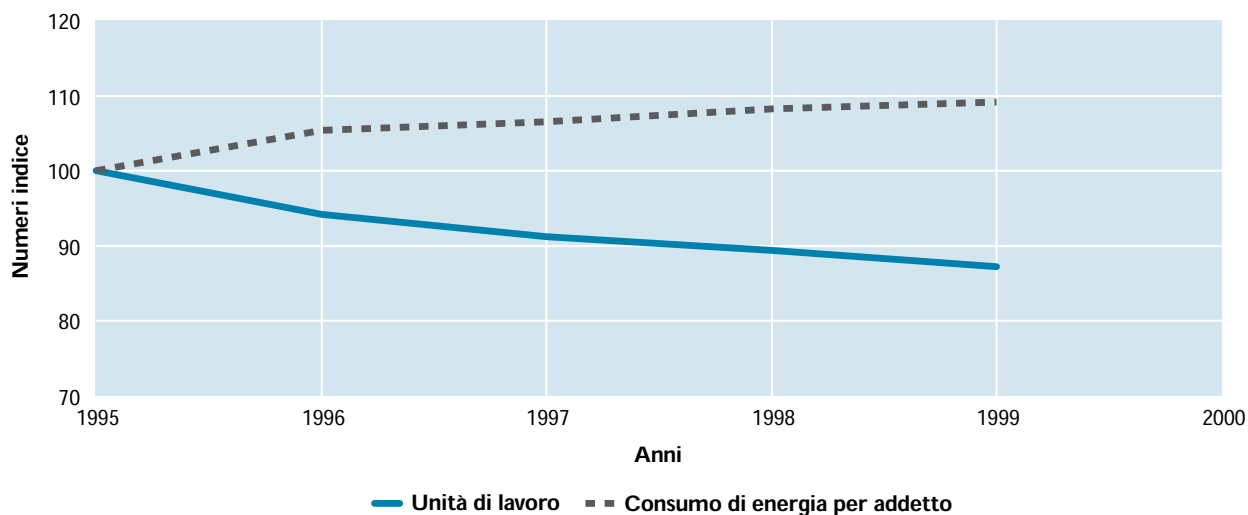
zionale sia rimasto circa costante, in termini reali, tra il 1990 ed il 2000 salendo dal 3,1% al 3,2% circa. Nello stesso periodo la quota dell'industria, in senso stretto, è scesa dal 24,7 al 24,4%.

L'intensità energetica, invece, ha un andamento opposto a quello del valore aggiunto, at-

testandosi nel 1999 al valore di 52,6 tep/GLit 95. La ragione di tale tendenza si deve ricercare nella variazione degli usi finali, anche se non va dimenticato che tale diminuzione viene accentuata molto, proprio a causa dell'aumento del valore aggiunto.

Come si può notare poi nella figura 2.17 e

**Figura 2.16 - Alcuni indicatori del settore agricoltura e pesca (1995=100)**

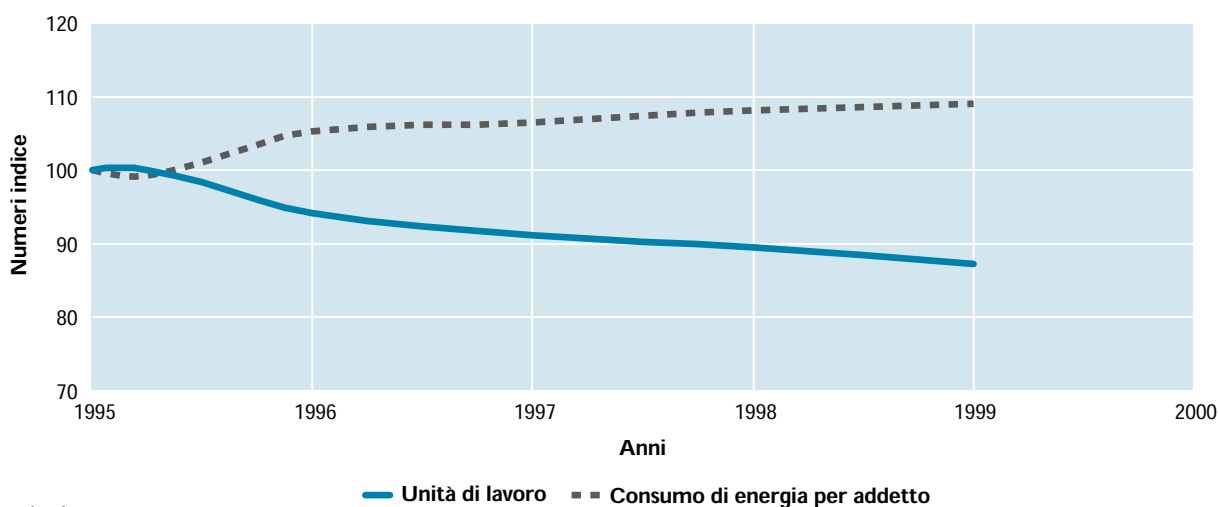


Valori 1995

Valore aggiunto al costo dei fattori (Glit 95)	56522
Intensità energetica (tep/GLit 95)	58,28

Fonte: ISTAT

**Figura 2.17 - Andamento di alcuni indicatori del settore agricoltura e pesca (1995=100)**



Valori 1995

Unità di lavoro (migliaia)	1623
Consumo di energia per unità di lavoro (tep/unità lavorativa)	2,03

Fonte: ISTAT

nella tabella 2.39, le unità di lavoro nei settori di agricoltura e pesca sono in costante diminuzione fin dagli anni settanta.

Nell'anno 1999 si è verificata una diminuzione dell'1,2% rispetto al 1998. Nonostante la diminuzione dei posti di lavoro totali, il consumo di energia per unità lavorativa continua ad aumentare, indice di una sempre maggiore automatizzazione del settore.

#### 2.4.2 Prezzi

Nel 2000 la spesa per i consumi intermedi agricoli è stata di 26.752 miliardi di lire, con un incremento in valore dell'1,4% rispetto all'anno precedente, dovuto ad un incremento dei prezzi del 2,5% e ad una flessione delle quantità dell'1,1%. Si conferma il *trend* decrescente dell'utilizzo di mezzi tecnici da parte degli operatori agricoli, sia per contenere i costi di produzione che per diffondere le pratiche agronomiche ecocompatibili.

I prezzi hanno presentato flessioni per le sementi (-2,1 %) e gli antiparassitari (-0,6%), mentre gli aumenti hanno riguardato i concimi (2,4%), i servizi (5,1%) e soprattutto l'energia motrice (11,3) che, in conseguenza del caro gasolio, ha notevolmente inciso sulle colture flo-ricole ed orticole.

#### 2.4.3 Tecnologie

Anche nel 2000 continua l'aumento di produttività dovuto ad un uso combinato di mezzi meccanici, fertilizzanti, pesticidi e fitofarmaci.

Negli ultimi cinque anni si è registrata una generale tendenza alla diminuzione delle quan-

tità dei prodotti chimici utilizzati. Nel 2000, infatti, l'uso dei pesticidi si è ridotto del 2,4% rispetto all'anno precedente e l'impiego dei fertilizzanti, nello stesso periodo, è sceso del 2,7%.

I "reimpieghi" sono stati caratterizzati nell'anno da una diminuzione dell'1,7% (-1,5% quantità, -0,2% prezzi). È anche proseguito il calo dei mangimi e delle spese per il bestiame (-0,5%). In controtendenza con i risultati del 1999, sono diminuite le quantità per gli impieghi di sementi (-0,6%) e di altri beni e servizi (-2,3%).

A questa diminuzione hanno contribuito le misure agroambientali volte a favorire un uso più consapevole di pesticidi e fitofarmaci, in seguito all'aggravarsi dei problemi dell'inquinamento da azoto fissato, della maggiore resistenza dei batteri agli antibiotici e della presenza di residui di pesticidi nei prodotti alimentari.

In generale, a partire dalla metà degli anni novanta, si è cercato di raggiungere livelli di produttività maggiori con le tecniche di produzione dell'agricoltura integrata e biologica, che sta prendendo sempre più piede negli ultimi anni, registrando tassi di crescita senza precedenti.

### 2.5. Usi non energetici dei combustibili fossili: settore petrolchimico

#### 2.5.1 Quantità

Alla fine del 1999 sono operanti in Italia cinque impianti di steam craking, con una capa-

**Tabella 2.39 - Occupazione in agricoltura nel triennio 1998-2000 per ripartizione geografica**

Ripartizione geografica	Occupati in agricoltura (migliaia)			Occupati in totale (migliaia)			Rapporto % agricoltura/totale		
	1998	1999	2000	1998	1999	2000	1998	1999	2000
Centro Nord	594	573	567	14.620	14.877	15.131	4,1	3,9	3,7
Mezzogiorno	607	561	553	5.816	5.815	5.984	10,4	9,6	9,3
Italia	1.201	1.134	1120	20.436	20.692	21.080	5,9	5,5	5,3

Fonte: ISTAT

cità produttiva complessiva di circa 2000 kt di etilene.

In tabella 2.40 sono indicati la localizzazione, l'operatore e la capacità produttiva di ciascun impianto.

In tabella 2.41 sono indicati i valori della

produzione nazionale di etilene e propilene per l'anno 1990 e per il periodo dal 1996 al 1999.

I prodotti petroliferi passati in lavorazione negli impianti petrolchimici (la cosiddetta carica lorda) sono quantificati in tabella 2.42.

**Tabella 2.40 - Impianti di steam craking operanti in Italia al 1999**

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 2.41 - Produzione di etilene e propilene in Italia (kt)**

	1990	1996	1997	1998	1999
Etilene	1466	1737	1797	1706	1648
Propilene	760	1020	1058	953	955

Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.42 - Prodotti petroliferi passati in lavorazione (carica lorda)**

	1990		1996		1997		1998		1999	
	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep
GPL	127	140	327	360	312	343	254	279	341	375
Altri gas	191	229	239	287	291	349	229	275	247	296
Virgin nafta	5149	5355	4866	5061	4799	4991	5004	5204	4974	5173
Benzina senza Pb	1025	1076	1325	1391	1385	1454	1271	1335	922	968
Benzina con Pb	-	-	-	-	4	4	-	-	-	-
Petroli	887	914	1083	1115	1158	1193	1223	1260	1291	1330
Gasoli	1165	1188	1746	1781	1834	1871	1562	1593	1581	1613
Olio comb. ATZ	1425	1396	1454	1425	1143	1120	755	740	445	436
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	310	304	387	379	539	528
Coke di petrolio	554	460	308	256	457	379	-	-	-	-
Semi lavorati	116	116	27	27	14	14	29	29	61	61
Altri	-	-	224	96	192	83	182	78	51	22
<b>Totale</b>	<b>10639</b>	<b>10874</b>	<b>11599</b>	<b>11799</b>	<b>11899</b>	<b>12105</b>	<b>10896</b>	<b>11172</b>	<b>11379</b>	<b>10802</b>

Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero delle Attività Produttive

Nel processo di lavorazione del settore petrolchimico si ottengono alcuni sottoprodotti che ritornano solitamente in raffineria con il nome di "ritorni al settore petrolifero"; essi sono indicati nella tabella 2.43 per l'anno 1990 e per gli anni dal 1996 al 1999.

La carica petrolchimica netta è definita co-

me differenza tra la carica lorda ed i ritorni al settore petrolifero.

Parte della carica petrolchimica netta viene trasformata in prodotti finali e parte viene utilizzata per usi energetici del processo. I consumi e le perdite di processo sono indicati nella tabella 2.44.

**Tabella 2.43 - Ritorni al settore petrolifero**

	1990		1996		1997		1998		1999	
	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep
GPL	383	421	396	436	406	447	333	366	436	480
Altri gas	24	29	124	149	160	192	176	211	130	156
Virgin nafta	233	243	2	2	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	1468	1541	1434	1506	1503	1578	1429	1500	1812	1903
Benzina con piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	580	597	820	844	940	968	996	1026	939	967
Gasoli	237	242	195	199	203	207	178	182	253	258
Olio comb. ATZ	201	197	20	20	11	11	1	1	-	-
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	70	68	81	79	81	79
Coke di petrolio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Semilavorati	490	490	1049	1049	715	715	817	817	557	557
Altri	66	284	-	-	-	-	-	-	14	14
Diff. di giacenza	-4	-4	-11	-11	14	14	33	33	-	-
Totale	3678	3784	4029	4193	4022	4200	4044	4216	4222	4414

Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero delle Attività Produttive

**Tabella 2.44 - Consumi e perdite del settore petrolchimico**

	1990		1996		1997		1998		1999	
	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep	kt	ktep
GPL	28	31	23	25	20	22	34	37	46	51
Altri gas	984	1181	983	1180	990	1188	979	1175	929	1115
Virgin nafta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina senza piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Benzina con piombo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Petroli	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gasoli	6	6	-	-	-	-	-	-	-	-
Olio comb. ATZ	1137	1114	1473	1443	1169	1146	654	65	456	447
Olio comb. BTZ	-	-	-	-	274	268	446	437	620	608
Coke di petrolio	463	384	308	256	437	363	-	-	-	-
Semilavorati	139	139	7	7	19	19	14	14	37	37
Altri	-	-	-	-	-	-	-	-	38	38
Totale consumi	2757	2855	2794	2911	2909	3006	2127	2304	2126	-
Perdite di lavorazione	214	223	73	76	88	91	94	98	95	99
Totale prodotti petroliferi	2971	3078	2867	2987	2997	3097	2221	2402	2221	2394

Fonte: Bollettino Petrolifero – Ministero delle Attività Produttive

La crescente diffusione di importazioni di prodotti intermedi e semilavorati a forte contenuto energetico richiederebbe la revisione delle metodologie per tener conto in modo opportuno del contenuto energetico dei prodotti finali.

### 2.5.2 Prezzi

Nell'esaminare i prezzi dei 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 2.45 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 2.46.

**Tabella 2.45 - Prezzi di alcuni combustibili per usi industriali (lire/tep)**

	Tasse incluse Distillati leggeri	Tasse escluse	Tasse incluse Olio combustibile ATZ	Tasse escluse	Tasse incluse Gas naturale	Tasse escluse
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 2.46 - Processo *steam cracker*: consumo specifico di materie prime per tonnellata di prodotto**

Feedstock	Consumo specifico
GPL	2,4
Virgin nafta	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





## CAPITOLO 3

### OFFERTA

#### 3.1 Petrolio

La dipendenza complessiva italiana dal petrolio rimane molto alta, con l'importazione netta del 95% dei prodotti petroliferi consumati a confronto con il corrispondente valore medio europeo del 72%. Nell'anno 2000 la produzione nazionale di greggio e gas naturale ha concorso al fabbisogno soltanto per il 5% ed il 23,5% rispettivamente, confermandosi in particolare il declino che da qualche anno caratterizza anche le attività estrattive di gas naturale. Il 2000 è stato, inoltre, caratterizzato dal più forte rialzo dei prezzi del greggio che si sia verificato dopo lo shock petrolifero del 1979, rialzo che ha fatto registrare un valore medio annuo di quasi 28 \$/barile e un differenziale del 62% rispetto al valore medio annuo del periodo 1986-99 (valori correlati al mix di greggi importati dai paesi dell'area OCSE<sup>1</sup>). Anche in ragione della contemporanea svalutazione dell'euro, ne è conseguito un drastico peggioramento dei conti con l'estero rispetto al 1999, sia in termini di fattura petrolifera che in termini di fattura energetica complessiva<sup>2</sup> (quest'ultima nel 2000, è stata di 56 mila miliardi di lire, ben l'87% in più del 1999). La fattura petrolifera corrispondente al saldo totale delle due voci commerciali relative al petrolio ed al gas naturale, che fanno registrare aumenti rispetto al 1999 rispettivamente del 93% e del 115%, è stata di 36,2 mila miliardi di lire, sostanzialmente un raddoppio rispetto al conto dell'anno precedente (18,7 mila miliardi di lire). In lire correnti, questi valori non erano mai sta-

ti raggiunti nei conti della bilancia commerciale energetica e petrolifera, superati dai conti degli anni tra il 1979 e il 1985 soltanto se espressi in termini reali. Si tratta degli anni in cui la fattura petrolifera, riferita in termini di PIL, toccava valori superiori al 4% del PIL e quella energetica superava anche il 5% del PIL. I 56 mila miliardi della fattura energetica del 2000 rappresentano il 2,5% del PIL, contro l'1,4 del 1999. La fattura petrolifera corrisponde, peraltro, all'1,6% del PIL, contro lo 0,9% dell'anno precedente. Per limitarsi al greggio, il forte aumento di spesa deriva dalla combinazione del maggiore costo del greggio e dal deprezzamento dell'euro e, quindi, della lira rispetto al dollaro (-15%).

La domanda mondiale di greggio ha seguito un ritmo di espansione dell'8%, raggiungendo i 75,4 milioni di barili al giorno, nonostante il perdurare delle tensioni sui prezzi, in ascesa ininterrotta dal marzo 1999, che hanno raggiunto il valore di 36-37 \$/barile nel mese di settembre 2000.

L'aumento dei prezzi non si è arrestato nonostante il volume mondiale dell'offerta, con 76,7 milioni barili/giorno (comprensivi di 2,9 milioni barili/giorno di GNL<sup>3</sup> e condensati), superasse largamente (+3,5%) la domanda.

L'aggregazione di una maggiore offerta globale di greggio rispetto alla domanda, apparentemente poco plausibile nelle circostanze prima descritte, può essere attribuita in primo luogo alla sequenza di misure di ampliamento della produzione prese dall'OPEC nel 2000, successivamente a quelle fortemente restrittive del 1999. Alla fine dell'anno si è accumulato un

<sup>1</sup> 1 barile = 159 litri circa. In termini di produzione, 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 per cui 1 \$/barile = 7,3-7,6 \$/t.

<sup>2</sup> Saldo della bilancia commerciale energetica, comprensiva di tutte le voci di greggio, gas e prodotti che concorrono alla copertura del fabbisogno nazionale di energia (consumo più scorte).

<sup>3</sup> GNL: Gas Naturale Liquefatto.

innalzamento dell'output OPEC di 3,7 milioni barili/giorno, come si può vedere dalla successione degli incrementi produttivi:

Anno 2000	milioni barili/giorno
1° aprile	+1,452
1° luglio	+0,708
1° ottobre	+0,800
31 ottobre	+0,500

In occasione della definizione dell'ultimo aumento di produzione del 31 ottobre 2000 veniva applicato per la prima volta il meccanismo di valutazione automatica varato nel mese di marzo dello stesso anno, contemporaneamente alla decisione di mettere sotto osservazione i mercati e di modulare le decisioni riguardo alle quote produttive dei paesi membri in relazione ad un mix di sette tipi di greggio di riferimento<sup>4</sup> e ad una soglia di guardia fissata in 28 dollari/barile da non superare per più di 20 giorni consecutivi.

Gli effetti dei maggiori volumi immessi sul mercato nel corso del 2000 hanno continuato a farsi sentire fino alla prima metà del 2001, fino a riportare il greggio a quota 20 dollari al barile. Sono queste le nuove circostanze che hanno indotto l'OPEC ad adottare, in coerenza con la logica di ricondurre i prezzi su una posizione di equilibrio intorno ai 25 dollari/barile, un provvedimento di riduzione della produzione di 1,5 milioni b/g a partire dal 1° febbraio 2001 e, successivamente, di 1 milione di b/g dal 1° aprile.

Non è stato, però, giudicato ancora soddisfacente che questi provvedimenti del primo quarto dell'anno si siano rivelati efficaci nel contrastare il trend in caduta delle quotazioni, tanto da ricondurle al livello dei 26-27 dollari/barile, e tanto meno attendibile è parsa all'OPEC l'aspettativa di un congruo aumento fisiologico della domanda stagionale nella seconda metà dell'anno.

Alla fine del mese di luglio è stato quindi

deciso un terzo taglio alla produzione per 1 milione di b/g, da mettere in atto all'inizio di settembre.

La decisione è stata presa attraverso consultazioni telefoniche ed accordi via fax, rimanendo fissata per il 27 settembre 2000 a Vienna la prima riunione formale dell'Organizzazione dopo la sospensione estiva. La limitazione che i paesi del cartello si sono imposti riduce del 4% circa la loro produzione e già questo dato, da solo, stimolerà il mercato alla stipula di contratti di copertura che, generalmente, fanno scattare la molla del rialzo. Sono trascorsi quasi quattro anni dall'aumento di 2,467 milioni di b/g deciso dall'OPEC a Giacarta a fine 1997, l'inizio di un percorso tortuoso e contraddittorio (tabella 3.1), che ha visto nel 1998 il barile di greggio crollare sotto la soglia dei 10 dollari, e poi nel settembre del 2000 la volata oltre i 37 dollari.

### 3.1.1 Produzione ed esplorazione

In Italia le attività del settore nell'anno 2000 hanno mostrato un andamento positivo per la ricerca e lo sviluppo ma negativo per la produzione.

Per l'attività di prospezione sismica sono stati registrati 324 km di linee sismiche 2D e 407 km<sup>2</sup> di linee sismiche 3D (232 km e 398

**Tabella 3.1 - Variazioni ufficiali della produzione OPEC. Gennaio 1998 - settembre 2001 (milioni barili/giorno)**

1/1/1998	+2,467
1/4/1998	-1,245
1/7/1998	-1,355
1/4/1999	-1,716
1/4/2000	+1,452
1/7/2000	+0,708
1/10/2000	+0,800
31/10/2000	+0,500
1/2/2001	-1,500
1/4/2001	-1,000
1/9/2001	-1,000

<sup>4</sup> Il paniere OPEC è composto dai seguenti greggi: Saharan Blend (Algeria), Minas (Indonesia), Bonny Light (Nigeria), Arab Light (Arabia Saudita), Dubai (Emirati Arabi), T.J. Light (Venezuela) e Isthmus (Messico).

km<sup>2</sup> nell'anno 1999). L'attività di perforazione a scopo esplorativo si è concretizzata nella esecuzione di 20 pozzi rispetto ai 18 dell'anno precedente (+11%).

La massima profondità esplorativa (5.333 metri) è stata raggiunta nell'anno dal pozzo "Case Pianazzi 1dir" (in provincia di Enna), perforato con esito negativo dalla Società SARCIS.

Non si sono registrati significativi ritrovamenti di petrolio, contrariamente a quanto è avvenuto nell'anno precedente (figura 3.1).

Si può però menzionare il ritrovamento da parte dell'ENI/Div. Agip di un promettente giacimento di petrolio e gas naturale associato in Abruzzo, denominato Miglianico dal nome del pozzo esplorativo perforato a suo tempo in terraferma a Nord di Ortona (permesso di ricerca Bucchianico) fino alla profondità di 4.800 metri. I dati finora forniti non vanno oltre la generica segnalazione della buona qualità del petrolio (intorno a 34 °API) ed una sommaria valutazione della consistenza volumetrica della formazione mineralizzata (40-45 milioni di barili). Si deve poi tenere presente che al 31 di-

cembre 2000 risultavano in corso di perforazione - ovvero sospesi/ultimati con prove di produzione in corso - 4 pozzi esplorativi e 6 pozzi di coltivazione (tabella 3.2).

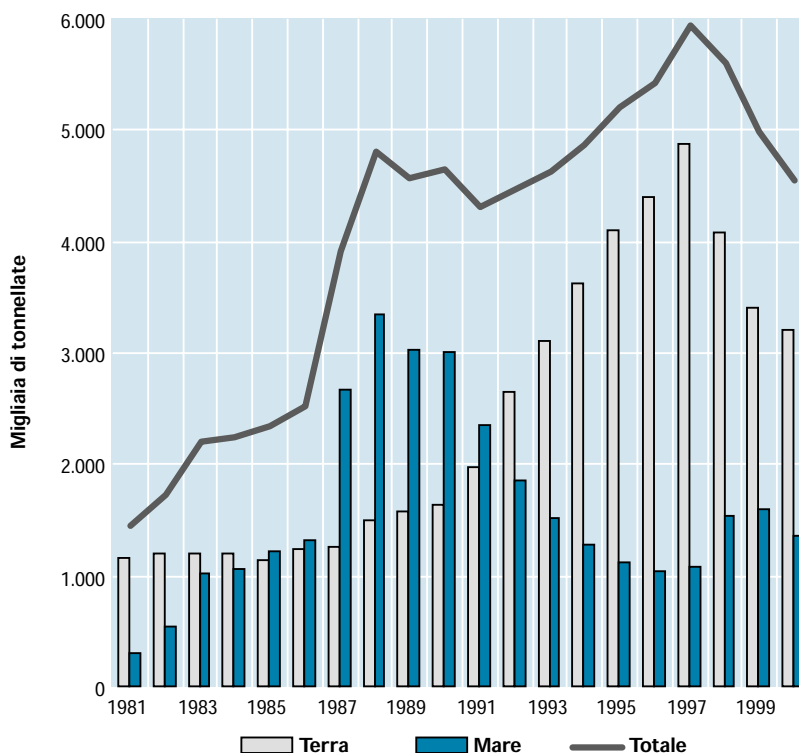
Gli investimenti effettuati nelle attività nazionali di esplorazione e produzione di idrocarburi (petrolio e gas) sono stimati dall'Unione Petrolifera, per l'anno 2000, in 1.500 miliardi di lire, in aumento del 20% circa rispetto al 1999.

Per l'attività di sviluppo si è registrata una discreta ripresa (+27%), con 33 pozzi perforati rispetto ai 26 del 1999.

La produzione nazionale di greggio ha avuto una flessione da 4,99 a 4,55 milioni di tonnellate (-9%) a causa dei cali di produzione - a terra nella regione Piemonte e a mare nella zona F (figura 3.2) - non ancora compensati dai significativi contributi alla produzione che ci si attende dai campi della Regione Basilicata.

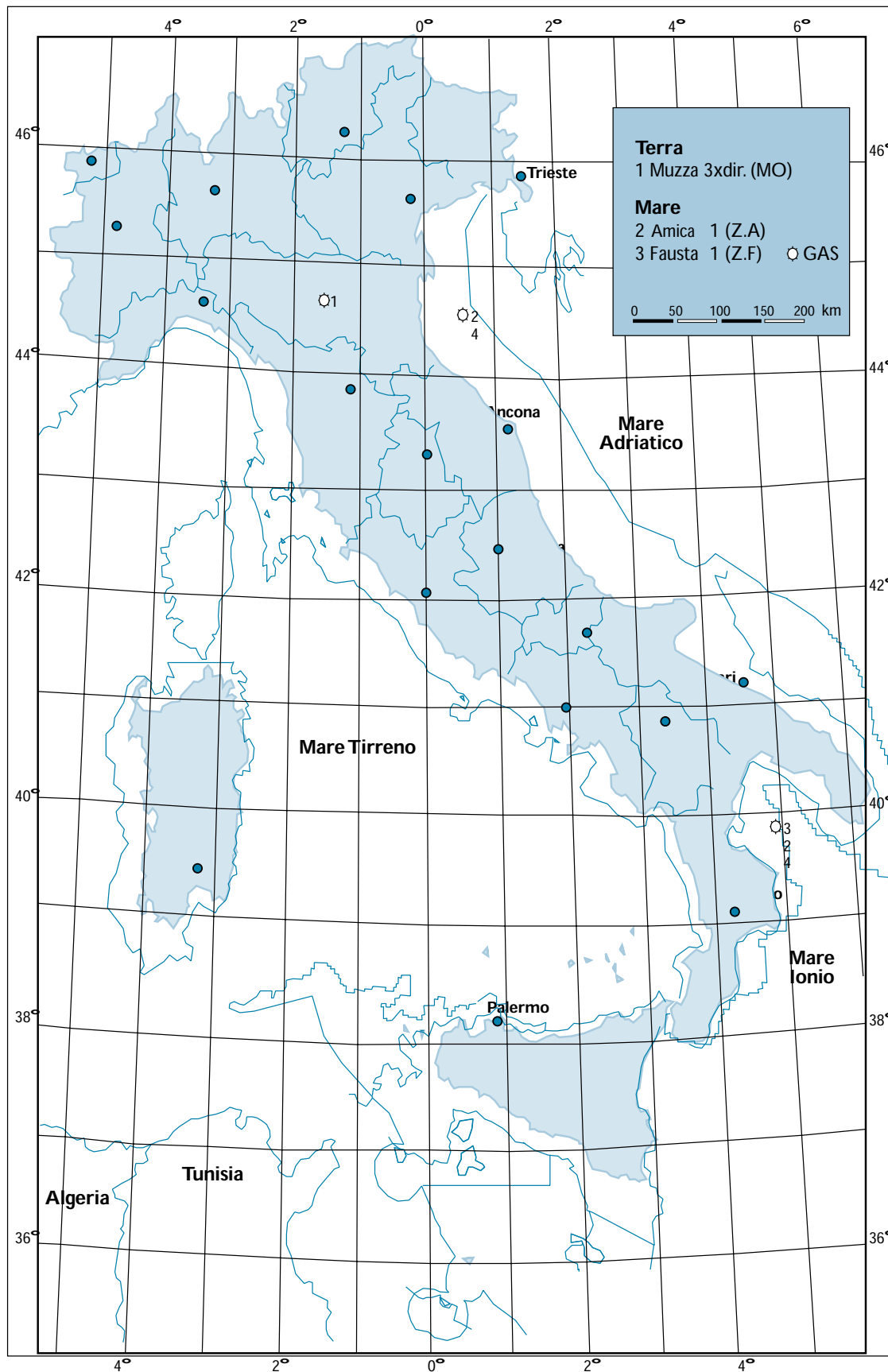
A tale proposito, va segnalato l'inizio dei lavori per la realizzazione dell'oleodotto da 150 mila barili/giorno che, una volta ultimato, adurrà la produzione della Val d'Agri dalla nuova unità della Centrale di raccolta di Viaggiano alla

**Figura 3.1 - Produzione di petrolio. Anni 1981-2000 (kt)**



Fonte: Unione Petrolifera

Figura 3.2 - Aree di ritrovamento di idrocarburi. Anno 2000



**Tabella 3.2 - Campi entrati in produzione e dismessi nell'anno 2000**

Campo	Titolo	Entrati in produzione		Zona/Provincia
		Mineralizzazione	Società (r.u.)	
Annalisa	A.C32.AG	gas	ENI	Zona A
Clara Est	B.C13.AS	gas	ENI	Zona B
Clara Nord	B.C13.AS	gas	ENI	Zona B
Calpurnia	B.C22.AG	gas	ENI	Zona B
Roccacavallo	Roccacavallo	gas	SARCIS	Enna
Gorgoglione	Gorgoglione	olio	ENI	Potenza

Campo	Titolo	Dismessi		Provincia
		Mineralizzazione	Società (r.u.)	
Villa Torre	Villa Torre	gas	British Gas Rimi	Teramo
Basile	S. Basile	gas	SPI	Chieti
Certaldo	Marcignana	gas	SPI	Firenze
Torretta	Castel Di Lama	gas	British Gas Rimi	Teramo

Fonte: Unione Petrolifera

raffineria di Taranto. Alla fine del 2000 erano stati perforati soltanto 22 dei 42 pozzi previsti in Val d'Agri per alimentare a pieno ritmo la trasmissione via oleodotto a Taranto, rimanendo confermato che la prima parte del programma di potenziamento della centrale di trattamento (fino a 64 mila b/g) sarà compiuta entro il 2001, mentre il pieno sviluppo dei campi ed il raggiungimento della piena capacità di trattamento e trasporto saranno realizzati entro il 2002. Una joint-venture paritaria tra Enterprise, TotalFinaElf, ExxonMobil ed ENI, quest'ultima come compagnia operatrice, sta conducendo le operazioni di sviluppo del giacimento di Tempa Rossa, individuato a suo tempo in una valle poco distante dalla Val d'Agri e ad essa parallela, che può anche vantare un più consistente volume di riserve accertate, anche se mineralizzate ad olio più pesante. I pozzi previsti per lo sviluppo di Tempa Rossa sono sette in tutto, dai quali le compagnie si aspettano una produzione cumulativa nel 2003 di 44 mila barili/giorno. Dei 4,55 milioni di tonnellate estratti sul territorio nazionale, il 68% proviene da pozzi in terraferma ed il resto da pozzi *off-shore* (tabelle 3.3 e 3.4).

Nel corso dell'anno le riserve recuperabili di greggio sono diminuite rispetto all'anno 1999 del 4,4%, giungendo a 113 milioni di tonnellate.

L'andamento complessivo del settore estrattivo nell'anno 2000 è stato ancora caratterizzato dalle difficoltà operative legate all'ottenimento dei pareri ambientali e delle autorizzazioni in sede locale, già segnalate nel Rapporto Energia e Ambiente del 2000. È opinione diffusa che il volume degli investimenti e la dimensione delle iniziative di sviluppo, non proprio esaltanti in relazione ai dati sul potenziale delle risorse<sup>5</sup>, continuano ad essere condizionati dal confronto degli operatori dell'industria estrattiva con il groviglio di vincoli amministrativi e le incertezze dei processi di legittimazione ambientale e autorizzativi dei programmi di investimento.

Nel corso del 2000, tra l'altro, è stata data attuazione, sia pure con notevole ritardo, a quanto disposto a suo tempo dalla legge 15 marzo 1997 (Bassanini) e dal DL 31 marzo 1998 n. 112, relativamente al trasferimento alle Regioni ed agli enti locali delle competenze in tema di ricerca e di permessi di perforazione in

<sup>5</sup> Le riserve di petrolio e gas ancora da produrre in Italia si aggirano sui 2 miliardi di barili di petrolio equivalente (Seminario AIEE su "Linee di politica energetica per la nuova Legislatura" - 22 giugno 2001). È interessante aggiungere che, secondo una recente valutazione (ottobre 2000) dei potenziali ritrovamenti eseguita da Enterprise Oil Italiana, il residuo potenziale esplorativo in Italia (Yet To Find) viene stimato in 3,76 miliardi di barili.

**Tabella 3.3 - Produzione di idrocarburi. Anni 1981-2000**

ANNO	Gas (Mm <sup>3</sup> standard)			Petrolio (kt)			Gasolina (kt)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1981	5.029	9.014	14.043	1.156	303	1.459	24	3	27
1982	4.806	9.783	14.589	1.200	527	1.727	27	9	36
1983	4.222	8.845	13.067	1.192	1.016	2.208	25	8	33
1984	4.367	9.469	13.836	1.190	1.050	2.240	25	8	33
1985	4.767	9.478	14.245	1.140	1.212	2.352	24	8	32
1986	4.792	11.171	15.963	1.226	1.302	2.528	22	7	29
1987	4.909	11.415	16.324	1.252	2.656	3.908	20	7	27
1988	4.474	12.159	16.633	1.483	3.329	4.812	19	8	27
1989	4.667	12.311	16.978	1.568	3.011	4.579	19	7	26
1990	4.721	12.575	17.296	1.638	3.003	4.641	19	8	27
1991	4.768	12.631	17.399	1.962	2.345	4.307	17	8	25
1992	4.710	13.440	18.150	2.636	1.843	4.479	16	6	22
1993	4.823	14.650	19.473	3.109	1.511	4.620	13	7	20
1994	4.582	16.055	20.637	3.614	1.263	4.877	12	6	18
1995	4.290	16.093	20.383	4.087	1.121	5.208	22	6	28
1996	4.086	16.132	20.218	4.393	1.037	5.430	17	5	22
1997	3.919	15.543	19.462	4.867	1.069	5.936	17	5	22
1998	3.636	15.528	19.164	4.080	1.520	5.600	18	4	22
1999	3.333	14.292	17.625	3.401	1.592	4.993	17	5	22
2000	3.661	13.105	16.766	3.197	1.358	4.555	25	6	31

Fonte: Unione Petrolifera

**Tabella 3.4 - Piattaforme fisse off-shore per zone**

Zona	Gas naturale		Produzione (Mm <sup>3</sup> standard)
	Numero impianti	Numero pozzi allacciati	
Zona A	63	460	9.541
Zona B	33	103	1.755
Zona C <sup>1</sup>	-	-	6
Zona D	6	29	1.735
Zona F	1	1	68
Totale	103	593	13.105

Zona	Petrolio		Produzione (kt)
	Numero impianti	Numero pozzi allacciati	
Zona B	5	35	430
Zona C	9	51	386
Zona F	1	2	542
Totale	15	88	1.358

<sup>1</sup> La produzione di gas naturale è utilizzata nelle piattaforme dei campi a petrolio di Vega e Prezioso, incluse nell'elenco delle piattaforme produttive a petrolio

Aggiornamento 31/12/2000

Fonte: Unione Petrolifera



terraferma. Detto trasferimento, in particolare dai Ministeri dell'Industria e dell'Ambiente, avrebbe dovuto comprendere anche le risorse finanziarie, umane, strumentali ed organizzative necessarie per l'esercizio delle funzioni prima citate ma, per il settore petrolifero, non era stato previsto che l'Amministrazione centrale potesse, sia pure per il tempo strettamente necessario all'espletamento delle istruttorie, svolgere in fase transitoria le funzioni ed i compiti trasferiti alle Regioni, avvalendosi dell'articolo 52 della legge finanziaria 2001 che regola tale eventualità. Si è, pertanto, resa necessaria una intesa procedimentale tra il Ministero dell'Industria, le Regioni e le Province Autonome di Trento e Bolzano, per accompagnare il passaggio al decentramento in materia di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, senza pericolose soluzioni di continuità, soprattutto sotto l'aspetto della sicurezza. L'intesa è stata formalmente raggiunta, a seguito delle conclusioni favorevoli espresse dalla Conferenza Stato-Regioni del 24 aprile 2001 e d'accordo con la Presidenza del Consiglio.

Il problema del cosiddetto decentramento e della esigenza di unità ed omogeneità di indirizzo in tutta l'Amministrazione, dal centro alla periferia, investe naturalmente tutti i segmenti dell'industria energetica per cui le reazioni delle associazioni industriali<sup>6</sup> sono state corali ed immediate, tali da fare riaprire l'esame dei termini dell'intesa.

Anche la nuova legge mineraria della Regione Sicilia (n. 14 del 3 luglio 2000) restituisce dopo una lunga sospensione un quadro di riferimento istituzionale indispensabile per la gestione di rapporti produttivi tra la Regione e le imprese e la base per un salutare aggiornamento delle strategie, in adeguamento alla direttiva europea 94/22/CE<sup>7</sup>.

### 3.1.2 Importazione ed esportazione

Alla diminuzione della produzione di greggio del 9% ha corrisposto l'aumento delle importazioni in misura adeguata alla copertura dei con-

sumi che, nel 2000, sono stati di 91,3 milioni di tonnellate (mediamente, circa 1,826 milioni b/g). L'Italia nel 2000 ha importato 83,7 milioni di tonnellate di greggio, con un aumento del 3,9% rispetto all'anno precedente (tabella 3.5).

La maggior parte delle importazioni, 77,1 milioni di tonnellate, sono state effettuate in conto proprio; il resto (6,6 milioni di tonnellate) per conto di committenti esteri (tabella 3.6).

Sostanzialmente stabili, rispetto al 1999, sono state le importazioni complessive di prodotti finiti (20,2 milioni di tonnellate), includendo in questa fascia le emulsioni venezuelane di petrolio pesante ed extra-pesante (Orimulsion), che hanno invece fatto registrare un sensibile aumento (+35%). I semilavorati sono stati importati per 6,6 milioni di tonnellate, misura sensibilmente inferiore a quella del 1999 (-9,9%). Le variazioni all'interno del mix delle importazioni (greggio, prodotti finiti, semilavorati) sembrano rispecchiare le convenienze commerciali espresse dalle quotazioni internazionali sul mercato.

Quanto alle variazioni dei flussi per regione o paese di provenienza, è possibile mettere in evidenza:

- la Libia si conferma primo fornitore dell'Italia con circa 22 milioni di tonnellate;
- un aumento (+9%) del contributo complessivo dai paesi africani, che totalizzano il 39% delle importazioni;
- una leggera contrazione (-1%) dei volumi pervenuti dal Medio Oriente, la regione che ha peraltro coperto il 37% del flusso di greggio in entrata;
- una sensibile flessione (-18%) dei volumi provenienti dal Mare del Nord, il cui apporto figura per il 5% dell'importazione complessiva;
- la conferma del trend in ascesa (+9%) delle provenienze dall'area FSI che, con oltre 16 milioni di tonnellate, rappresenta il 19% del totale;
- sono cresciute le provenienze dall'Iraq, con oltre 8 milioni di tonnellate.

<sup>6</sup> Assomineraria, Assopetroli, Assocostieri, Assogasliquidi, Unione Petrolifera ed altre.

<sup>7</sup> Le aspettative delle compagnie si rivolgono ad una potenzialità di riserve valutata in 50 miliardi di m<sup>3</sup> di gas naturale e poco meno di 100 milioni di barili di greggio.

**Tabella 3.5 - Importazioni di petrolio greggio per paese di provenienza. Anni 1999-2000 (kt)**

	1999		2000	
	Quantità	Quota %	Quantità	Quota %
Arabia Saudita	8.343	10,4	8.407	10,0
Iran	13.285	16,5	10.386	2,4
Iraq	6.391	7,9	8.217	9,8
Kuwait	128	0,2	1.574	1,9
Siria	2.785	3,4	2.004	2,4
<b>Totale Medio Oriente</b>	<b>30.932</b>	<b>38,4</b>	<b>30.588</b>	<b>36,5</b>
Algeria	2.011	2,5	3.189	3,8
Angola	94	0,1	83	0,1
Camerun	2.000	2,5	2.330	2,8
Congo	130	0,2	130	0,2
Egitto	3.494	4,3	3.320	4,0
Libia	20.304	25,2	21.941	26,2
Nigeria	1.262	1,6	1.141	1,4
Tunisia	148	0,2	55	0,1
<b>Totale Africa</b>	<b>29.443</b>	<b>36,6</b>	<b>32.189</b>	<b>38,6</b>
Russia	13.604	16,9	13.929	16,6
Azerbajan	628	0,8	1.804	2,2
Kazakhstan	500	0,6	403	0,5
Turkmenistan	139	0,2	-	-
<b>Totale ex URSS</b>	<b>14.871</b>	<b>18,5</b>	<b>16.136</b>	<b>19,3</b>
Norvegia	4.396	5,4	3.717	4,4
Regno Unito	720	0,9	489	0,6
Messico	80	0,1	285	0,3
Venezuela	62	0,1	131	0,2
Altri	25	-	116	0,1
<b>Totale</b>	<b>80.529</b>	<b>100,0</b>	<b>83.651</b>	<b>100,0</b>
di cui OPEC	51.786	64,3	54.986	65,7

Fonte: Unione Petrolifera

**Tabella 3.6 - Approvvigionamento petrolifero. Anni 1999-2000 (kt)**

	1979	1985	1990	1992	1994	1995	1997	1998	1999	2000 <sup>1</sup>
Importazioni di greggio	110,5	63,4	74,7	78,0	75,2	73,6	78,9	85,9	80,5	83,7
- di cui conto proprio	91,1	56,8	63,1	71,2	71,1	70,4	73,0	78,7	74,7	77,1
- di cui conto committenti esteri	19,4	6,6	11,6	6,8	4,1	3,2	5,9	7,2	5,8	6,6
Importazione di semilavorati	4,5	10,5	12,1	11,4	10,6	8,6	8,6	5,8	7,3	6,6
Importazione di prodotti finiti <sup>2</sup>	7,5	19,7	23,5	23,7	23,0	25,1	22,6	21,7	20,1	20,2
Nazionalizzazioni <sup>3</sup>	n.d.	5,0	6,3	3,5	2,1	1,2	3,2	4,2	3,2	3,2

<sup>1</sup> Dati provvisori

<sup>2</sup> Dall'anno 1999 comprendono le importazioni di combustibili a basso costo (emulsioni di greggi pesanti ad alto tenore di zolfo)

<sup>3</sup> Prodotti ottenuti da lavorazioni in conto committente estero

Fonte: Unione Petrolifera

### 3.1.3 Prezzi

Il 16 febbraio 2000 veniva istituita con decreto del Ministro dell'Industria una "cabina di monitoraggio" sui prezzi del greggio e dei prodotti petroliferi, con il mandato di sorvegliare l'andamento del mercato (prezzi internazionali ed interni, differenziali di prezzo, rapporti di convenienza ecc.) e l'evoluzione del quadro strutturale dell'import/export al fine di una efficace armonizzazione con i comportamenti degli altri paesi membri dell'UE.

Quanto ai prezzi al consumo (tabella 3.7) dei prodotti petroliferi, ad esempio, i prezzi delle benzine presso un comune distributore possono essere presentati come la somma di due componenti: una prima componente è il risultato del cambio euro/dollaro, dell'aumento dei prezzi del carburante direttamente connesso con i prezzi del greggio, dei margini della compagnia e del gestore della distribuzione, dell'imposizione fiscale e dell'IVA; l'altra componente del prezzo riflette i maggiori costi dovuti alle peculiarità della organizzazione del lavoro e del commercio italiano, alla conformazione fisica del territorio, ma anche a scelte e fattori culturali propri del paese.

L'acquisto del carburante in uno dei 24.600 punti vendita (PV) della rete di distribuzione (un PV per 8,2 km<sup>2</sup> di territorio e per 2.331 abitanti)<sup>8</sup> è il momento finale di una catena produttiva che inizia con l'attività estrattiva. Il

prezzo pagato dal distributore finale alla compagnia è un prezzo industriale netto, definito dalla somma del costo del carburante raffinato, dei costi di struttura (commercializzazione, logistica, amministrazione) e del margine della compagnia. I prezzi industriali (prezzi al consumo al netto della componente fiscale) di tutti i principali prodotti, espressi come valori medi nell'anno 2000, hanno mostrato le variazioni riportate in tabella 3.7.

L'elevata incidenza della imposizione fiscale e le riduzioni dell'accisa sui carburanti e sui prodotti ad uso riscaldamento (che si sono aggiunti alle riduzioni del 1999 - vedi REA 2000) hanno prodotto una attenuazione complessiva in termini percentuali rispetto al 1999 degli aggravii effettivi sui prezzi al consumo (tabella 3.7).

Dai dati dell'Unione Petrolifera sui prezzi medi mensili del gennaio 1999 e del dicembre 2000 si trae un quadro degli aumenti finali risultanti nel biennio.

La dinamica interna al contesto degli spostamenti dei prodotti da un livello di consumo ad un altro non è sempre di facile inquadramento, data la complessità dell'intreccio di incentivi, riduzioni tariffarie dei prezzi per fasce di consumo, interventi sulle accise ecc. che si accompagna all'offerta nelle diverse circostanze del mercato<sup>9</sup>.

Più lineare, invece, è la considerazione che

**Tabella 3.7 - Prezzi medi dei principali prodotti petroliferi**

	Prezzo industriale <sup>1</sup>				Componente fiscale			Prezzo al consumo			
	1998	1999	2000	Var. % 2000/99	1998	1999	2000	1998	1999	2000	Var. % 2000/99
Benzina super, lire/litro	440	496	732	48	1422	1437	1443	1862	1933	2175	13
Benzina senza piombo, lire/litro	444	500	737	47	1316	1353	1359	1760	1852	2096	13
Gasolio auto, lire/litro	399	451	698	55	977	1020	1030	1376	1471	1728	17
Gpl auto, lire/litro	400	467	593	27	470	455	457	870	922	1050	14
Gasolio riscaldamento, lire/litro	383	421	663	58	974	1014	1011	1357	1435	1674	17
Olio comb. denso ATZ, lire/kg	172	210	340	62	116	156	170	288	365	510	40
Olio comb. denso BTZ, lire/kg	193	227	385	70	69	88	105	262	315	490	56

<sup>1</sup> Al netto della componente fiscale

Fonte: Unione Petrolifera

<sup>8</sup> Unione Petrolifera, Relazione Annuale 2001, pag. 38.

<sup>9</sup> L'insieme dei prodotti del greggio comprende, oltre a benzine, gasoli e olio combustibile, anche bitumi, lubrificanti cherosene e GPL.

permette di spiegare il minor peso delle importazioni di prodotti rispetto a quelle di materia prima con riferimento a due fattori di convenienza: uno dato dall'effetto immediato di evitare il maggior costo di trasporto che è proprio dei prodotti; l'altro come effetto strategico, nel senso che ai paesi industrializzati conviene mantenere l'esercizio di una condizione di autosufficienza nella produzione di prodotti ad alto valore aggiunto, accettando ovviamente lo scotto di un corrispondente aumento delle importazioni della materia prima.

In particolare, si rileva che:

- la domanda di benzine (16,8 milioni di tonnellate) è risultata sensibilmente inferiore a quella del 1999 (-5%). C'è unanimità di pareri nell'individuazione della principale responsabilità di tale flessione della benzina nella progressiva espansione dell'alimentazione a gasolio nei trasporti, anche se naturalmente non sarà mancato il concorso di altre ragioni, quali i forti aumenti dei prezzi. Nel settore benzine, la quota della benzina senza piombo è aumentata del 10,4% (+1 milione di tonnellate), mentre la benzina con piombo ha registrato una contrazione del 30,7% (-2 milioni di tonnellate). La "senza piombo" rappresenta ormai il 73% del mercato delle benzine e risulta distribuita, a fine 2000, dal 99% della rete carburanti;
- la domanda di gasolio per autotrazione è salita a 18,2 milioni di tonnellate (+2,5% rispetto al 1999), aumento determinato sia dal parco autovetture in crescita, sia dalla espansione del movimento commerciale e dei mezzi meccanici pesanti;
- la domanda di gasolio per riscaldamento è diminuita del 5,4%, portandosi a 3,6 milioni di tonnellate. Dopo l'introduzione del contributo sul prezzo per l'acquisto di gasolio da riscaldamento in alcune aree geografiche italiane (Sardegna, isole minori, zone montane), il Governo ha ripristinato nell'ottobre 2000 una aliquota differenziata rispetto al gasolio da trazione. Nonostante la leggera entità della misura, si tratta di un segnale importante in direzione

di un adeguamento con gli altri paesi europei in cui la fascia del gasolio da riscaldamento gode di una imposizione fiscale molto più bassa rispetto agli impieghi nell'autotrazione;

- la domanda complessiva di gasolio, se si tiene conto anche dei settori "usi agricoli" e "marina", ha raggiunto i 24,5 milioni di tonnellate, con un incremento dello 0,4% rispetto all'anno precedente;
- la domanda totale di olio combustibile ha subito una decisa contrazione rispetto ai livelli del 1999 (-12,7%), portandosi a 16,8 milioni di tonnellate: è immediato attribuire alla caduta dei consumi nel settore termoelettrico una flessione di tale entità. Il 64% dei 13,7 milioni di tonnellate afferenti al settore termoelettrico è stato importato (60% nel 1999). Dei volumi utilizzati, circa il 61% è costituito da prodotto con tenore di zolfo inferiore all'1% (60% nel 1999);
- tra le altre voci di prodotti, hanno conseguito aumenti il carboturbo (+2,9%), i lubrificanti (+2,5%) ed i bunkeraggi marittimi (+11,3%), mentre sono risultati in diminuzione il GPL (-1,6%), il bitume (-4,1%) ed il fabbisogno netto per la petrolchimica (-2,0%).

In primo luogo rimane da spiegare perché il GPL, che pure attraversa una fase assai favorevole in Europa e nel mondo, in Italia non abbia ancora trovato la sua linea di sviluppo, tenuto conto delle attitudini del Paese nel settore dell'autotrazione. In Italia, i consumi effettivi di GPL per autotrazione su rete hanno fatto registrare un incremento dello 0,34%, mentre in Unione Europea l'incremento è stato del 5,85% ed i consumi del GPL come carburante nel mondo sono aumentati del 37,4%. Il parco circolante effettivo delle autovetture alimentate a GPL si è espanso, in coerenza con questi dati, del 4,7% in Italia, dell'8,1 % in Unione Europea e del 43,7% nel mondo.

In secondo luogo, è realistico parlare di una rete del GPL?

Nelle aree del territorio nazionale finora non raggiunte dal servizio di adduzione e distribuzione del gas naturale, quali ad esempio la

Sardegna e la provincia di Sondrio, ma anche in aree periferiche ed in località sparse all'interno di territori comunali già raggiunti dal servizio, in Calabria, Sicilia, Val d'Aosta, Alto Adige, Puglie, Trentino, si sta diffondendo da qualche anno il servizio di canalizzazione in rete del GPL, in alternativa alla pratica dei serbatoi medio-piccoli di GPL, gasolio o olio combustibile. In tal modo, in poco più di venti anni, la rete di bassa e media pressione è cresciuta da 40 mila km a 175 mila km circa, portando da 6,5 a 15 milioni il numero dei consumatori di GPL.

Alla fine del 2000 le aziende di distribuzione del GPL erano 69 su un totale di società di distribuzione del gas di 775. Le reti di GPL presentano un rapporto tra lunghezza media della rete ed utenti allacciati pari a 37 metri per utente. Il rapporto è compreso tra 25 e 30 metri/utente, se la rete viene considerata unificata.

Il GPL è costituito da una miscela di idrocarburi che comprende, oltre al propano che ne è il maggiore componente (65%), anche il butano (5-6%) ed alcuni altri elementi di analoghe caratteristiche chimico-fisiche<sup>10</sup>, che conferiscono al GPL un potere calorifico molto più alto di quello del gas naturale e, di conseguenza, un prezzo medio più elevato rispetto a quello del gas naturale. Nel 2000 esso si è attestato intorno alle 4.214 lire/m<sup>3</sup>, contro le 1.130 lire/m<sup>3</sup> del metano.

Considerando che il potere calorifico medio di un m<sup>3</sup> standard<sup>11</sup> di gas naturale è di 38,1 MJ, mentre quello di un m<sup>3</sup> standard di GPL è di 100,6 MJ, il differenziale tra il GPL (42 lire/MJ) ed il metano (30 lire/MJ) risulta molto contenuto (circa 12 lire nel 2000).

Tra l'inizio e la fine dell'anno 2000, il prezzo del GPL è aumentato del 14,8%, a causa del forte aumento del prezzo internazionale del propano che, come il gas naturale (metano) è strettamente collegato al costo della materia prima, il greggio. In quello stesso periodo (gennaio 2000-gennaio 2001) le quotazioni del propano (pubblicate da Platt's LP Gaswire per i

principali mercati, Algeria, Arabia Saudita, Mare del Nord) sono aumentate del 32% per le importazioni dal Mare del Nord, del 41% per la provenienza dall'Arabia Saudita e del 44% per quella dall'Algeria. I consumi naturalmente hanno risentito dell'andamento dei prezzi, per 3,5 milioni di tonnellate in meno complessivamente, penalizzando soprattutto il settore della combustione (-7,10%), colpito nei comparti bombole e piccoli serbatoi che incidono in ambito combustione rispettivamente per il 35,5 ed il 57%. Il settore autotrazione registra un modesto aumento dello 0,34% (consumo su rete) ed una diminuzione dell'1,85% sull'extra rete.

### 3.1.4 Tecnologie

Con riferimento al panorama tecnologico tratteggiato nel Rapporto Energia e Ambiente 2000 (paragrafo 3.1.4), l'anno 2000 è trascorso in un clima di robusto *cash flow* che ha generato l'apertura fisiologica delle manovre per la ricostituzione delle riserve, specie per quanto riguarda il settore del greggio.

È noto che risultati di crescita nello stock delle riserve potranno essere ottenuti non attraverso l'acquisizione di nuovi ritrovamenti ma soltanto o prevalentemente attraverso lo sviluppo di campi noti o parzialmente abbandonati. L'immediata conseguenza è che l'innovazione tecnologica è la leva motrice di tale campagna di recupero, con particolare riferimento alla ingegneria della perforazione petrolifera e del serbatoio.

Nel completamento dei pozzi, si va affermando la tecnologia relativa all'applicazione di *inflatable casing*: si tratta dei cosiddetti "tubini duttili" che si collocano in pozzo in una configurazione compressa, per una più agevole installazione. Una volta posizionati, si procede alla loro espansione, fino a far loro raggiungere il diametro di progetto. È una tecnologia sviluppata nella applicazione dei filtri, tradizionalmente di difficile messa in opera, e che si va estendendo anche ai pozzi *multilateral*<sup>12</sup>.

<sup>10</sup> Sono tutti componenti con peso molecolare superiore a quello del metano (gas naturale), che è l'idrocarburo più leggero.

<sup>11</sup> m<sup>3</sup> standard = volume misurato alla pressione di 1 atmosfera e alla temperatura di 20 °C.

<sup>12</sup> J.M. Perdue, E&P, May 2001.

Lo sviluppo di pozzi con disegno *multilateral* ha indotto una intensificazione delle applicazioni di sensori avanzati per il controllo dei pozzi in produzione, in particolare di sensori permanenti. Un versante maturo di seconda generazione, quello dei sensori a fibra ottica, ha trovato particolare attenzione in BP, che ne ha promosso l'applicazione nel settore delle misure di pressione, temperatura e portata, oltre che nella detezione del contatto acqua-olio. I costi sono naturalmente più alti rispetto ai sensori elettronici, ma giustificati dal fatto che possono essere indirizzati ai casi di alta pressione e temperatura, in cui le operazioni hanno dimostrato le scarse possibilità di successo dell'elettronica.

Nell'ambito delle applicazioni relative alla separazione acqua/olio, si possono citare i due progetti innovativi sviluppati da Baker-Hughes e da Kongsberg, basati su separatori centrifughi e ad asse orizzontale, rivolti principalmente alla riduzione della produzione di acqua. È noto che la produzione secondaria di acqua è un problema ambientale che può assumere dimensioni proibitive in alcuni pozzi, con implicazioni economiche particolarmente onerose in relazione ai lunghi e costosi processi di trattamento prima del rilascio nell'ambiente.

L'evoluzione tecnologica della perforazione petrolifera deve confrontarsi con l'esigenza di realizzare pozzi in fondali profondi, con battenti d'acqua superiori ai 2000-3000 metri (Brasile, Golfo del Messico). L'ottimizzazione delle operazioni richiede talvolta di realizzare la perforazione in *dual gradient*, ovvero in condizioni di circolazione dei fluidi di perforazione che consentono di svincolare la risalita nel *riser* dalla circolazione del fango nel foro. Si richiede a questo scopo l'impiego di sistemi di sicurezza sottomarini del tipo *blow out preventer* (BOP) e di una pompa per l'invio del fango in superficie.

Viene ridotta in questo modo la pressione che viene esercitata sulle formazioni nel corso della perforazione, potendosi perforare anche alle profondità in cui la pressione di formazione è prossima a quella di fratturazione. La strategia complessiva di tali tecnologie è rivolta all'abbattimento dei costi del pozzo, a cominciare dal costo dei fluidi di perforazione e dalla ri-

duzione della produzione secondaria di acqua, ai dispositivi di sicurezza per il controllo di perdite e di incidenti, al miglioramento delle prestazioni ambientali ed al riciclo di fluidi di perforazione a basso impatto sull'ambiente, in accordo con gli obiettivi delle ISO 9000 e 14000.

### 3.1.5 Organizzazione industriale del mercato

- Il fallimento del processo di riforma della rete di distribuzione dei carburanti, avviato con il DL n. 32 del febbraio 1998, non ha consentito di modificare il regime di inefficienze e diseconomie connaturate all'attuale sistema distributivo italiano e si allontana ancora una volta l'affermazione di una vera e propria liberalizzazione del settore. Quello della rete non è stato il solo problema affrontato nel corso del 2000 tra quelli che attengono alla disciplina di regolamentazione di comparti del mercato. Per i cosiddetti carburanti agricoli, in particolare, è stato riscritto un nuovo regolamento, andato in vigore il 1° gennaio 2001 (DM n. 375 dell'11 dicembre 2000). Anche nel caso dei carburanti agricoli il procedimento attuativo non è andato spedito come si sperava, ed è tuttora in corso una fase di assestamento nella transizione dalla struttura alle ultime innovazioni correttive apportate al regolamento del DM n. 375.
- Non sono, inoltre, mancati i motivi perché il tema delle scorte di greggio e di prodotti fosse spesso al centro dell'attenzione, non solo in Italia ma anche in altri paesi dell'area OCSE. Negli Stati Uniti la coincidenza con le elezioni presidenziali ha fatto sì che il prezzo del petrolio, messo in tensione dalle iniziative dell'OPEC, diventasse un problema politico, fattasi l'Amministrazione Clinton promotrice di una proposta di immissione sul mercato di parte delle scorte della Strategic Petroleum Reserve (SPR) con lo scopo di far diminuire i prezzi. L'iniziativa non ha avuto seguito effettivo, in quanto estranea allo spirito ed allo statuto che regola la costituzione e la gestione dello stoccaggio obbligatorio di petrolio e di prodotti fin dalla sua istituzione dopo lo shock petrolifero del 1973.



- Accanto al tema delle scorte, infine, il 2000 ha riportato alla ribalta le questioni relative al trasporto via mare del greggio e dei prodotti, e non più soltanto dal punto di vista della regolazione internazionale della protezione ambientale, che pure rimane un fattore primario per le sorti dell'industria petrolifera, delle compagnie di trasporto e dell'industria cantieristica.

Sono, quindi, venuti alla luce altri aspetti del problema:

- a) la disponibilità di naviglio, in relazione all'andamento alternato delle esportazioni dal Medio Oriente ed in concomitanza con il processo di graduale sostituzione sulle rotte dei vecchi *tankers* con i nuovi a doppio scafo;
- b) accordi volontari tra le parti industriali e dell'amministrazione pubblica interessate ad una razionale organizzazione del trasporto e delle strutture portuali;
- c) iniziative unilaterali dell'amministrazione pubblica per l'interdizione alla navigazione di parte delle acque territoriali e di strutture portuali caratterizzate da particolare vulnerabilità ambientale.

### **Rete distribuzione carburanti**

L'applicazione della legge 496/99 sulla razionalizzazione della rete (successiva al DL n. 32 del febbraio 1998) ha dovuto confrontarsi con difficoltà e inerzie di varia natura, per cui il 2000 ha visto le parti interessate al problema cercare un metodo risolutivo dell'impasse nel conseguimento di accordi parziali che consentano di procedere concretamente, anche se con la lentezza propria di trattative complesse.

Un primo accordo del maggio 2000 tra gestori e compagnie, sottoscritto dalla Presidenza del Consiglio, ha varato l'allestimento di un Piano di ammodernamento. Nel luglio 2000, presso il Ministero dell'Industria, è stata attivata una sessione permanente di confronto tra le parti (con la presenza dei rappresentanti delle Regioni e della Associazione dei Comuni italiani, ANCI) per la definizione del Piano. Nel mese di ottobre il Ministro dell'Industria ha chiesto all'Autorità Garante per la Concorrenza

l'apertura di una indagine sullo stato di attuazione del processo di ammodernamento. Nel dicembre 2000 il Governo ha conseguito un'altra intesa con i gestori, l'Assopetroli ed il Consorzio Grandi Reti per la individuazione di alcune linee guida della razionalizzazione. L'Unione Petrolifera non ha ritenuto di aderire alla intesa, alcuni contenuti della quale sono stati successivamente assunti in un articolo ad hoc della legge 57/2001 sulla apertura e regolamentazione dei mercati, approvata dal Parlamento poco prima del suo scioglimento.

L'iniziativa è passata all'Unione Petrolifera, che ha già allestito un suo Piano per l'ammodernamento della rete da presentare all'esame del nuovo Ministero delle Attività Produttive, in cui si prefigura, tra l'altro, un programma volontario di progressiva autocancellazione di 3 mila punti vendita entro il 2005.

### **Carburanti agricoli**

I carburanti per i lavori agricoli non sono più denaturati, ma vengono assegnati agli aventi diritto secondo un contingente annuale calcolato in base alle coltivazioni dichiarate. In tal modo si consegue un controllo preventivo e globale delle agevolazioni associate all'impiego agricolo dei carburanti che, non più assoggettati alla denaturazione, potranno essere acquistati presso qualunque deposito commerciale di oli minerali. La cancellazione della denaturazione fa ottenere diversi benefici, tra i quali vanno segnalati quello economico derivante dall'abolizione degli stoccaggi separati dei prodotti nell'intero ciclo produttivo e distributivo e la più alta funzionalità di un sistema di distribuzione esteso a tutti i depositi commerciali che prima non erano autorizzati alla detenzione e vendita di prodotti denaturati e/o colorati.

Insieme alla fondata attesa di benefici sono però sorti immediatamente alcuni problemi relativamente alla transizione dal sistema esistente al nuovo, specie dal punto di vista della denuncia delle giacenze, dell'adeguamento al nuovo regime fiscale che comporta onerosi adempimenti per le anticipazioni d'imposta, e dell'attivazione di fidejussioni.

L'opposizione dei rivenditori di prodotti

petroliferi si è tradotta, inoltre, in un ricorso dell'Assopetroli e dei produttori di coloranti al Tar del Lazio; in attesa della sentenza gli operatori minacciano di sospendere le vendite di gasolio agricolo. Nel frattempo, anche se il 31 luglio è stata superata la scadenza per l'assolvimento degli adempimenti fissati dal decreto ministeriale n. 375, è stato già approntato un successivo decreto (n. 313 del 4 agosto 2001) che differisce alcuni termini, sia temporali che fiscali, di applicazione delle nuove regole per agevolare il passaggio alla nuova organizzazione commerciale.

In attesa della definitiva approvazione dell'ultimo decreto, che ha già superato l'esame del Senato, unica guida alle operazioni rimane la circolare n. 8366 diramata il 28 dicembre 2000 dalla nuova Agenzia (ex-dipartimento) delle Dogane, che ha anche provveduto alla sanatoria relativa alle operazioni condotte tra il 31 luglio ed il 4 agosto scorsi.

Il tema della autorizzazione dei depositi rimane aperto ad un contenzioso di varia natura e presumibilmente di lunga durata, tenuto conto del fatto che il 21 luglio scorso è entrata in vigore la direttiva comunitaria 2001/42/CE che introduce la Valutazione di Impatto Strategico (VAS), uno strumento istituzionale allestito dagli uffici della Commissione a Bruxelles che dovrà essere recepito dai paesi membri entro il 21 luglio 2004. La VAS rappresenta una categoria di valutazione più alta della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) e dovrà essere condotta per tutto il repertorio di piani, programmi ed accordi relativi ai settori produttivi e dei servizi (energia, trasporti, industria, agricoltura, foreste, acque, costruzioni, telecomunicazioni, turismo ecc.) che figurano nei documenti annuali di programmazione economica e finanziaria.

### Scorte

In Italia il problema della ridefinizione quantitativa e logistica delle scorte si era già posto da tempo a causa della inadeguatezza della regolamentazione in vigore, anche dal punto di vista del loro computo e della loro ripartizione oltre che del controllo amministrativo e del-

l'assolvimento degli obblighi nei riguardi dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE).

La rapidità con cui si è manifestata l'ascesa dei prezzi ha presumibilmente accelerato anche la produzione di provvedimenti legislativi che si rifanno alla direttiva comunitaria 98/93/CE emessa in materia di scorte:

- il DL 31 gennaio 2001 n. 22, che rinnova termini e procedure di calcolo, costituzione e mantenimento delle scorte e le coordina con gli obblighi previsti dall'AIE;
- il decreto ministeriale del 29 gennaio 2001 che, in adempimento all'art. 8 del DL n. 32 del 1998, istituisce un'Agenzia delle scorte e ne definisce lo statuto.

Sono, inoltre, in corso di elaborazione i provvedimenti di adempimento di quanto fissato dall'art. 5 del DL 32/98 per l'apertura del sistema logistico delle scorte e dal DL 22/2001 in materia di disciplina delle scorte e di flessibilizzazione delle nuove disposizioni.

Alla fine del 2000, Spagna e Italia hanno firmato un accordo bilaterale per la tenuta delle scorte, mentre sono state avviate le trattative per accordi della stessa natura con Francia e Slovenia (quest'ultimo senza reciprocità).

L'obiettivo della sicurezza degli approvvigionamenti è prioritario per tutti i paesi importatori di greggio e, a maggior ragione, per l'Italia che presenta il più alto grado di dipendenza dalle importazioni (90-95%) tra i 25 paesi membri dell'AIE. Sin dalla sua istituzione nel 1974, l'AIE ha dedicato molta attenzione alla messa a punto di un sistema efficace di azioni congiunte dei paesi membri per la gestione e l'utilizzazione di scorte strategiche.

Nel quadro dell'International Energy Programm (IEP), allestito a suo tempo in relazione ad interruzioni delle forniture di greggio superiori al 7%, figura l'obbligo per i 25 paesi membri di tenere scorte per almeno 90 giorni di consumo dei principali prodotti (benzine, distillati medi, oli combustibili) e l'attuazione di altre misure specifiche (vincoli alla domanda, ricorso a combustibili alternativi, ripartizione delle risorse tra paesi ed altre).

Nel caso di shock di entità minore, la risposta viene invece gestita nell'ambito del pro-



gramma CERM (Coordinated Emergency Response Measures), al quale si è fatto ricorso in particolare durante l'operazione Desert Storm (Guerra del Golfo, 1991) trattandosi di un piano che prevedeva l'immissione sul mercato di 2,5 milioni di barili/g. Come è noto, il piano non ebbe seguito grazie al fatto che i timori di interruzione delle forniture da parte dei paesi arabi rientrarono quasi immediatamente, una volta spenta la fiammata dei rialzi fisiologici che accompagna puntualmente sul mercato i momenti di alta tensione internazionale (*war premium*).

Il SEQ (Standing Group in Emergency Questions) è l'organo permanente dell'AIE preposto alla raccolta dei dati che concorrono ad aggiornare, con la collaborazione dei governi nazionali, il quadro strutturale dei sistemi energetici nazionali (legislazione, organizzazione del mercato, capacità di stoccaggio, interventi sulla domanda ecc.) e delle previsioni strategiche.

Secondo l'ultimo Rapporto allestito dall'AIE<sup>13</sup> sulla base delle indagini SEQ, l'Italia si presenta con una quota di copertura sul lato "prodotti" di circa il 70%, dato comune ad altri paesi europei con l'eccezione di Lussemburgo e Svizzera, che detengono soltanto scorte di prodotti. Le quote di inventario dei prodotti dovrebbero normalmente riflettere la ripartizione della domanda sul mercato. Di conseguenza, qualche problema potrebbe eventualmente porsi per le benzine il cui stoccaggio (23%) risulta, in particolare, sensibilmente più basso rispetto alla domanda (29%). È un problema che si pone anche per altri paesi e in alcuni, ad esempio negli Stati Uniti, più fortemente che in altri (11% contro 18%).

Per quanto riguarda la scelta dei greggi, in-

vece, una selezione di natura strategica porta inevitabilmente alla individuazione più opportuna delle qualità correntemente offerte sul mercato, con riferimento alla loro densità secondo la classificazione in gradi API<sup>o</sup> (greggi medio-leggeri, medio-pesanti e pesanti)<sup>14</sup>, tenendo anche presente che la prevalenza di una data qualità di greggio, giustificata dalla sua attitudine ad una facile lavorazione e ad una buona resa, vincola alla dipendenza dalle importazioni da determinate regioni.

Secondo il Rapporto AIE sono 150 gli operatori commerciali obbligati a detenere scorte di petrolio e/o di prodotti petroliferi (DL del 31 gennaio 2001, n. 22)<sup>15</sup> e che, solo in caso di necessità, possono essere autorizzati a scendere sotto la soglia prescritta.

Nel caso italiano le qualità presenti in inventario, costituite per il 44% da greggi medio-leggeri, per il 50% dai medio-pesanti e da greggi pesanti per il 6%, spiegano i caratteri strutturali della dipendenza dell'Italia dal Nord Africa, dal Medio Oriente e dalla Russia. Le importazioni italiane, infatti, anche se abbastanza diversificate<sup>16</sup> attraverso un largo ventaglio di paesi produttori (anche fino a 30), provengono per più di 2/3 da queste tre regioni: il 35% dal Nord Africa, il 23% dal Medio Oriente e il 10% dalla Russia.

### Trasporti marittimi

Il 2000 ha fatto maturare veri e propri colpi di scena sul contenzioso ambientale relativo al trasporto marittimo nei mari territoriali italiani, che sono esplosi all'inizio del 2001, a partire dalla chiusura della laguna veneta ai tankers non provvisti di doppio scafo, per passare alla iniziativa volontaria delle Compagnie aderenti

<sup>13</sup> *Oil Supply Security: the Emergency Response Potential of IEA Countries in 2000*, February 2001.

<sup>14</sup> Greggi leggeri: °API > 31,1  
Greggi medi: 22,3 < °API < 31,1  
Greggi pesanti: 10 < °API < 22,3

<sup>15</sup> Secondo l'art. 2 del DL citato, sono gli operatori che nel corso dell'anno precedente hanno immesso sul mercato al consumo:

- Cat. I: benzine, carburanti per aerei, benzine per aerei, carburanti per motori di aviazione a reazione del tipo benzina;
- Cat. II: oli per motori diesel, petrolio lampante, carburante per motori di aviazione del tipo cherosene;
- Cat. III: oli combustibili.

<sup>16</sup> Nel primo trimestre 2001 i principali greggi importati in Italia sono stati 25: Ural e Siberian Light dalla Russia, Arabian Light e Arabian Berry da Arabia Saudita, Foroozan e Iranian Heavy dall'Iran, Es Sider, BuAttifel, Amna, Bouri dalla Libia, Syrian Light e Souedieh dalla Siria, Kirkuk e Basrah Light dall'Irak, Azeri Light dall'Azerbaijan, Kole e Belahyim Blend dall'Egitto, Saharan Blend e Ras Gharrab dall'Algeria, Kol e Lokele dal Camerun, Qua Iboe dalla Nigeria, Ekofisk e Kuwait rispettivamente da Norvegia e Kuwait.

all'Unione Petrolifera di impegnarsi a non far transitare le petroliere proprie o noleggiate, cariche o in zavorra, per le Bocche di Bonifacio, il tratto di mare che divide la Sardegna dalla Corsica assoggettato al regime speciale di "acque internazionali", e per finire con l'Accordo volontario sulla sicurezza della navigazione nei porti e nelle acque territoriali italiane.

Il primo exploit si riferisce alla direttiva che il Ministero dell'Ambiente ha emanato, con atto autonomo, sulle caratteristiche costruttive delle petroliere ammesse nella Laguna di Venezia, insieme ad altre proposte normative che riguardano l'Alto Adriatico, le aree sensibili del Paese e il complesso dei porti italiani. In relazione al naviglio addetto al trasporto di greggio, la direttiva ministeriale entrata in vigore il 15 febbraio 2001 consentiva l'accesso in Laguna solo a petroliere a doppio scafo e, per il trasporto di prodotti fino al 31 dicembre 2002, a navi con doppio fondo e zavorra segregata. Dal 2003 a tutte le navi commerciali veniva prescritto il doppio scafo, ad eccezione delle piccole imbarcazioni (inferiori a 5 mila tonnellate di stazza lorda), che dovevano comunque avere il doppio fondo. La direttiva è decaduta a partire dal 1° giugno scorso, nello stesso giorno in cui veniva firmato l'Accordo volontario sulla sicurezza dei trasporti marittimi di merci pericolose che, all'art. 7, prevedeva questo automatismo. L'Accordo prevede, tra l'altro, l'interdizione del naviglio di categoria 1 pre-Marpol in anticipo rispetto ai tempi degli accordi internazionali (IMO).

Quanto all'iniziativa, ben distinta come modalità rispetto alle altre, presa dall'Unione Petrolifera nell'impegnarsi a nome dei suoi associati ad evitare il passaggio per le Bocche di Bonifacio, si deve dire che era l'unica modalità possibile di prevenzione unilaterale del rischio di inquinamento in quelle acque, in considerazione del fatto che gli "stretti" sono una categoria di acque internazionali di cui non si può interdire l'accesso ad alcuno (a meno, appunto, di autolimitazioni volontarie). Quanto all'Accordo volontario citato in precedenza, non tutte le parti che hanno partecipato alla trattativa

hanno però aderito all'accordo, manifestandosi soprattutto valutazioni assai diverse riguardo alla disponibilità sul mercato del naviglio a doppio scafo e, in particolare, della stazza richiesta, oltre che riguardo ai vincoli protezionistici relativi al cabotaggio.

Le diverse valutazioni che hanno accompagnato l'esito del negoziato inducono a pensare che, al di là del protocollo multilaterale di convergenza sul comune interesse da realizzare attraverso la sicurezza del trasporto marittimo, rimangono tuttora molte divergenze riguardo alla efficacia della normativa e degli strumenti di prevenzione, controllo e intervento, altrettante incertezze anche nella individuazione delle cause significative delle varie categorie di versamento di petrolio e, infine, forti perplessità riguardo alla reale capacità dell'amministrazione di garantire ai porti italiani strutture e capacità di servizio adeguate agli impegni assunti, senza intaccarne la competitività (tabella 3.8).

Un dato nazionale recente sullo stesso tema è la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale (n. 165, 18 luglio 2001) del decreto 293 del 16 maggio scorso del Ministro dell'Ambiente di concerto con i Ministri dei Trasporti e della Salute che fissa il "Regolamento di attuazione della direttiva 96/98/CE relativa al controllo dei rischi di incidenti connessi con il trasporto di determinate sostanze pericolose", in applicazione del DL 334/99 (art. 4) che, nel recepire la direttiva europea, fissava i termini per l'emanaazione di un regolamento interministeriale che definisse modi e procedure per la corretta applicazione della nuova normativa nei porti industriali e petroliferi e per la predisposizione di piani di emergenza e sistemi di controllo ai fini della sicurezza.

Nell'arco di tempo 1998-2001 l'OPEC, manovrando con i tagli alla produzione, ha ridotto fisicamente l'ammontare netto del volume di greggio esportato dal Medio Oriente ed ha creato una competizione sempre più stretta tra le compagnie di trasporto che operano nella regione, con la conseguenza di deprimere i noli mentre salivano le quotazioni del greggio.

## Raffinazione

Nel corso del 2000 è aumentata la capacità degli impianti di conversione in gasolio e di eterificazione. È rimasta, peraltro, invariata (100,2 milioni di tonnellate) la capacità effettiva, cioè la capacità da impianti di lavorazione dedicati alla produzione di benzine e gasolio secondo specifica.

Il sistema di raffinazione può contare in Italia su 15 raffinerie situate lungo le coste e su altre 3 collegate al mare via oleodotto (Genova, Venezia, Vado Ligure), oltre che su 500 depositi commerciali e 300 industriali, con una capacità superiore ai 3.000 m<sup>3</sup>. Oltre il 70% della capaci-

tà di raffinazione è installato nel centro-sud, con un picco in Sicilia dove operano 5 raffinerie con una capacità complessiva che supera il 50% di quella nazionale. Sono tutte aziende che rientrano nella definizione di cui all'art. 8 della legge 334/99 come sedi di attività a maggior rischio e con i più stretti obblighi di sicurezza.

Il grado di utilizzazione della capacità di raffinazione è dell'80%, anche se non vengono registrati surplus di capacità di lavorazione secondaria, essendo gli impianti italiani tagliati per le specifiche qualità di greggio effettivamente importate.

**Tabella 3.8 - Stima degli arrivi di petrolio greggio nei porti. Anni 1973-2000 (kt)**

	1973	1983	1993	1995	1997	1998	1999	2000
Augusta (Siracusa)	15.200	10.600	13.570	12.390	13.130	14.440	13.450	14.200
Cagliari	14.550	8.800	12.400	12.130	12.970	12.615	13.070	13.200
Falconara (Ancona)	2.500	2.800	2.785	3.340	3.250	3.410	3.365	3.300
Fiumicino (Roma)	4.050	3.000	3.480	3.680	3.820	3.840	3.280	3.580
Gaeta (Latina)	1.750	-	-	-	-	-	-	-
Gela (Caltanissetta)	550	1.900	3.840	3.840	2.790	3.200	2.740	2.590
Genova-Multedo <sup>1</sup>	32.900	22.000	19.565	18.600	11.700	12.800	13.380	14.160
La Spezia	4.000	1.050	125	5	-	-	-	-
Livorno	3.950	3.900	3.865	3.175	3.760	4.090	3.770	3.710
Milazzo (Messina)	4.000	1.200	4.100	4.730	6.390	7.320	6.450	6.910
Napoli	3.900	3.650	2.670	-	-	-	-	-
Porto Torres (Sassari)	2.700	-	-	-	-	-	-	-
Ravenna	2.500	1.400	205	235	260	245	70	60
Savona-Vado Ligure	6.400	4.500	5.805	5.790	5.100	6.590	6.835	6.490
Priolo (Siracusa)	9.150	6.300	7.425	8.550	9.520	9.730	8.780	8.850
Taranto	3.350	3.200	3.690	3.405	3.150	3.540	2.600	2.530
Trieste <sup>2</sup>	38.750	20.300	27.100	27.190	34.400	35.600	33.070	34.520
Venezia Porto Marghera	6.800	4.400	5.375	4.940	5.400	6.380	5.340	5.600
Totale	157.000	99.000	116.000	112.000	115.650	123.800	116.200	119.700

<sup>1</sup> Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto CEL fino al 1996 (dal 1997 chiuso il tratto Genova-Ingolstadt)

<sup>2</sup> Sono compresi i greggi movimentati attraverso l'oleodotto TAL

Fonte: Unione Petrolifera

Il volume di lavorazione complessiva, che comprende greggio nazionale, greggio e semilavorati di importazione, è ammontato a 94 milioni di tonnellate (+0,5% rispetto al 1999) (tabella 3.9).

I rapporti di convenienza economica che si possono trarre dalle quotazioni internazionali hanno spostato le lavorazioni a favore del greggio (+1,4%), riducendosi in modo significativo quelle dei semilavorati (-9,6%).

Anche in Italia, in coerenza con quanto avviene su scala mondiale, i margini di raffinazione del greggio sono nettamente migliorati nel 2000, come non era mai avvenuto negli anni 90.

Il 20 marzo 2001 si è insediato presso il Consiglio Nazionale dell'Economia e del Lavoro

(CNEL) un Tavolo di lavoro per l'elaborazione di un "Patto per la certificazione di qualità ambientale delle raffinerie", iniziativa promossa dal Ministero dell'Ambiente cui partecipano istituzioni nazionali, regionali e territoriali, oltre alle Associazioni industriali e ai sindacati del settore e degli ambientalisti.

L'art. 113 della finanziaria 2001 prevede che una quota da definire delle accise ambientali pagate dalle raffinerie e dai depositi di combustibile vada ai Comuni presso i quali sono ubicati gli impianti. Sulla base di una valutazione delle accise intorno allo 0,5% del fatturato (1999), risulterebbe l'ammontare di 150 miliardi da ripartire proporzionalmente tra i Comuni interessati, nell'intesa che ad ogni singola

**Tabella 3.9 - Lavorazioni delle raffinerie per materia prima lavorata. Anni 1999-2000 (kt)**

	1999		2000 <sup>1</sup>	
Materia prima lavorata				
Greggio nazionale	5.043		4.547	
Greggio estero	81.161		82.876	
Semilavorati	10.210		10.046	
Additivi	458		534	
<b>Totale</b>	<b>96.872</b>		<b>98.003</b>	
	Quantità	Quota %	Quantità	Quota %
Prodotti ottenuti				
Gpl	2.322	2,4	2.329	2,4
Benzina auto	19.890	20,5	20.185	20,6
- di cui senza piombo	12.216	12,6	14.482	14,8
Virgin naphta	3.246	3,4	3.437	3,5
Petrolio	1.708	1,8	1.323	1,3
Carboturbo	2.821	2,9	3.033	3,1
Gasolio	33.541	34,6	33.690	34,4
Olio combustibile totale	15.140	15,6	14.163	14,4
- di cui Btz	4.753	4,9	4.532	4,6
Lubrificanti	1.122	1,2	1.264	1,3
Bitume	2.737	2,8	2.711	2,8
Altri prodotti	1.798	1,9	1.846	1,9
Semilavorati	4.564	4,7	4.926	5,0
Consumi e perdite	7.983	8,2	9.096	9,3
<b>Totale</b>	<b>96.872</b>	<b>100,0</b>	<b>98.003</b>	<b>100,0</b>

<sup>1</sup> Dati provvisori

Fonte: Unione Petrolifera di dati Ministero dell'Industria e ISTAT

amministrazione non vadano più di 15 miliardi.

Con il supporto di queste risorse finanziarie, il Patto intende impostare e sviluppare strategie di crescita economica del territorio, in modo compatibile con le esigenze della sicurezza e dell'ambiente. Il Patto è finalizzato al raggiungimento di un'efficienza ambientale più alta di quella imposta dalle norme in atto, conferendo a tale risultato un differenziale di valore aggiunto a favore delle capacità di competizione delle imprese.

### 3.2 Gas naturale

Si conferma l'andamento crescente della domanda di gas in tutti i paesi europei. Il ritmo di crescita medio del fabbisogno dal 2000 al 2020 viene valutato dall'International Energy Outlook 2001 nel 3% all'anno. Altro dato comune, anche oltre i confini dell'Europa, è la crescita dell'input di gas al settore della generazione termoelettrica. L'Italia, in particolare, si è già avviata su una linea di dipendenza dal gas che, a differenza che in altri paesi europei, sarà sempre più pronunciata nel tempo per ragioni che si possono definire strutturali in relazione alla rinuncia all'apporto dell'energia nucleare ed alla esiguità del ricorso al carbone. È una tendenza che verosimilmente si accentuerà nel tempo, anche in relazione alle iniziative già avviate dal decreto Bersani (piani di dismissione delle centrali ENEL), a quelle annunciate dall'ENEL e da altri gruppi in arrivo sul mercato, oltre a quelle in corso che rivelano il crescente interesse dell'industria petrolifera per il settore elettrico, passando attraverso il gas naturale o la gassificazione di semilavorati.

Tale osservazione può esser considerata anche banale, se riferita all'operatore dominante in Italia, l'ENI, che si avvia a percorrere il passaggio obbligato dei tetti all'immissione in rete, in quanto le quote di autoconsumo sono sottratte per definizione al calcolo per la individuazione del tetto ed assegnano automaticamente all'ENI una parte di comprimario anche sul versante elettrico.

Ma il fenomeno della convergenza esercita un richiamo generalizzato, a prova del quale si

possono citare i progetti:

- dell'Agip Petroli per la realizzazione di una nuova centrale elettrica a ciclo combinato presso la raffineria di Sannazzaro dei Burgundi, con alimentazione a metano oltrechè dalla massificazione di semilavorati;
- del gruppo Saras, che ha in programma la trasformazione della raffineria di Arcola in centrale elettrica a ciclo combinato a metano;
- di Isab Power, joint-venture tra Erg e Edison Mission Energy (USA) che è stata attivata sulla realizzazione di una centrale elettrica in Sicilia, che si aggiungono ai programmi di ampliamento della capacità installata di EniPower, 7 impianti a ciclo combinato che saranno alimentati a partire dal 2005 da 4 miliardi di m<sup>3</sup> standard/anno ed a quanto già realizzato recentemente negli impianti di gassificazione entrati in attività nelle centrali di raffinazione di Api, Isab e Saras.

Che l'alimentazione a gas della generazione elettrica sia stata predominante già nel 2000 è un segnale molto significativo, anche come anticipazione di una eventualità che può essere inquietante, la possibile convergenza di tre dati previsionali che le stime correnti collocano intorno all'anno 2010:

- declino della produzione domestica fino a 10 miliardi di m<sup>3</sup> standard;
- contributo del gas naturale al settore termoelettrico intorno al 70%;
- incremento del termoelettrico;
- fabbisogno nazionale di gas a quota 90 miliardi di m<sup>3</sup> standard/anno;
- incremento della dipendenza per il gas dall'estero del 50%.

Come si può rilevare al paragrafo 3.4, la maggior parte delle richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale (GRTN) di nuovi impianti di produzione elettrica riguardano impianti a ciclo combinato. Tra le implicazioni di cui si dovrà tenere conto figurano certamente l'eccessiva concentrazione di impianti in aree già congestionate ed il rischio di saltuarie interruzioni del parco macchine in esercizio, a causa del numero di fermate dei gruppi termoelettrici necessarie per la conversione in ciclo combinato.

A fronte di questa prospettiva, soltanto una

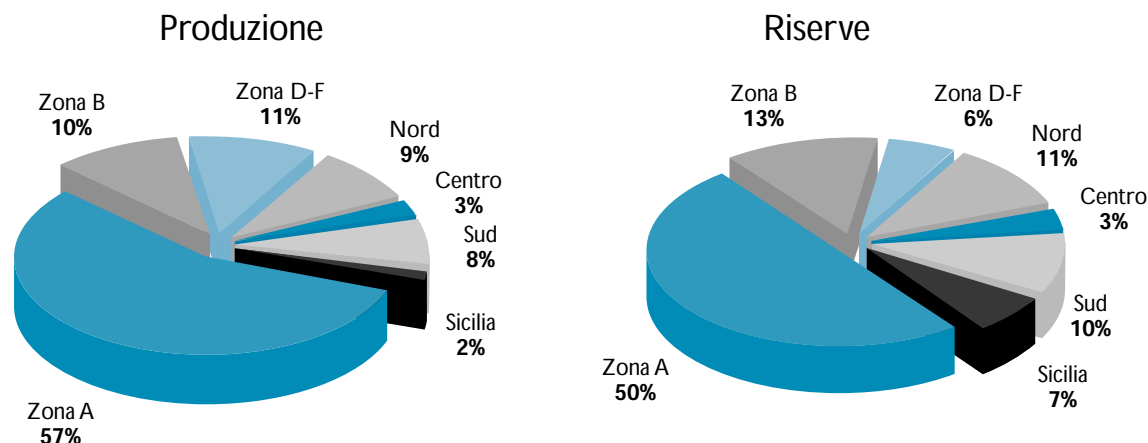
liberalizzazione del mercato europeo, realizzata attraverso lo sviluppo sostenuto delle interconnessioni di rete su scala continentale ed eurasiatica, potrà creare le condizioni indispensabili per una diversificazione dei canali di importazione e per la sicurezza degli approvvigionamenti.

### 3.2.1 Riserve nazionali e produzione

La produzione nazionale di gas si è ridotta da 17,6 a 16,8 miliardi di m<sup>3</sup> standard (-5%), una flessione dovuta soprattutto alle produzioni a mare (zona A e zona D). La produzione nazionale ha pertanto coperto nell'anno 2000 il 23,6% circa dei consumi di gas (figura 3.3 e tabella 3.10).

Nel corso dell'anno le riserve recuperabili di

**Figura 3.3 - Produzione e riserve recuperabili di gas naturale. Anno 2000 (%)**



**Tabella 3.10 - Produzione di gas naturale (Mm<sup>3</sup> standard)**

Anno	Terra	Mare	Totale
1981	5	9	13
1982	5	10	14
1983	4	9	15
1984	4	9	13
1985	5	9	14
1986	5	11	14
1987	5	11	16
1988	4	12	16
1989	5	12	17
1990	5	13	17
1991	5	13	17
1992	5	13	17
1993	5	15	18
1994	5	16	19
1995	4	16	21
1996	4	16	20
1997	4	16	20
1998	4	16	19
1999	3	14	18
2000	4	13	17
Totale	89	254	336
Media	4	13	17

gas naturale sono diminuite rispetto all'anno 1999 del 3,5% (248 miliardi di m<sup>3</sup> standard). I ritrovamenti di gas naturale, peraltro di modesta entità, sono stati tre, rispettivamente nel Nord Italia (Modena, pozzo Muzza 3dir), in zona A (pozzo Arnica 1) ed in zona F (pozzo Fausta 1), facendo registrare da soli una percentuale di successo nelle perforazioni esplorative del 15% (mancano nel 2000 i ritrovamenti di olio).

Il ritrovamento ad olio di Miglianico in Abruzzo (ENI, Div. Agip) promette una pro-

duzione di gas associato all'olio da 25 a 30 mila m<sup>3</sup> standard/giorno. ENI ha recentemente acquisito, inoltre, da TotalFinaElf, 4 permessi di esplorazione in terraferma e 10 concessioni di coltivazione, delle quali soltanto una nell'off-shore.

### 3.2.2 Importazione ed esportazione

Il bilancio del gas nel 2000 è caratterizzato da un ulteriore progressivo aumento dei consumi rispetto al 1999, passati da 67,9 a 70,4 mi-

**Tabella 3.11 - Importazione di gas naturale. Anni 1971-2000 (Mm<sup>3</sup> standard)**

Anno	Libia	Olanda	Russia	Algeria	Altri <sup>2</sup>	Totale
1971	80	-	-	-	-	80
1972	1.445	-	-	-	-	1.445
1973	1.998	-	-	-	-	1.998
1974	1.777	1.624	747	-	-	4.148
1975	2.245	4.164	2.288	-	-	8.697
1976	2.618	4.615	4.600	-	-	11.833
1977	2.582	3.641	6.686	-	-	12.909
1978	2.478	3.622	8.054	-	-	14.154
1979	2.108	4.295	8.295	-	-	14.698
1980	1.348	6.597	6.423	-	-	14.368
1981	-	6.500	7.388	-	-	13.888
1982	26	4.851	8.611	-	-	13.488
1983	26	4.891	7.647	2.126	-	14.690
1984	413	4.584	7.632	6.270	-	18.899
1985	341	4.616	6.220	8.094	-	19.271
1986	22	4.054	7.747	7.992	-	19.815
1987	-	4.190	8.356	10.327	-	22.873
1988	179	4.028	9.812	10.035	-	24.054
1989	276	5.635	11.511	10.689	-	28.111
1990	-	5.934	13.977	10.583	-	30.494
1991	-	5.329	14.185	13.515	-	33.029
1992	-	5.546	13.790	14.617	-	33.953
1993	-	5.412	13.465	13.268	-	32.145
1994	53	4.453	13.523	11.127	-	29.156
1995 <sup>1</sup>	-	3.621	13.827	17.437	-	34.885
1996	-	4.451	13.560	19.075	-	37.086
1997	-	4.999	13.744	20.342	-	39.085
1998	-	3.017	16.693	22.828	116	42.654
1999	-	2.869	19.093	26.795	714	49.471
2000	-	6.087	21.051	27.912	2.187	57.237

<sup>1</sup> Dall'anno 1995 le quantità sono espresse a 38,1 MJ/m<sup>3</sup> (9.100 kcal/m<sup>3</sup>)

<sup>2</sup> 1998: 116 milioni di m<sup>3</sup> standard sono importati da Abu Dhabi

1999: 714 milioni di m<sup>3</sup> standard sono importati da Abu Dhabi (196), Qatar (40), Nigeria (478)

2000: 2.187 milioni di m<sup>3</sup> standard sono importati da Nigeria



liardi di m<sup>3</sup> standard (+3,8%) (tabella 3.11). Essendo diminuita la produzione (-5%), come prima indicato, si è dovuto far fronte ai consumi con sempre maggiori importazioni di gas, passate da 49,5 a 57,2 miliardi di m<sup>3</sup> standard (+16%).

Il settore di utenza che ha più massicciamente contribuito alla crescita della domanda è quello della generazione termoelettrica (+15%), mentre il settore residenziale ha fatto registrare una flessione (-3,1%) a causa di una

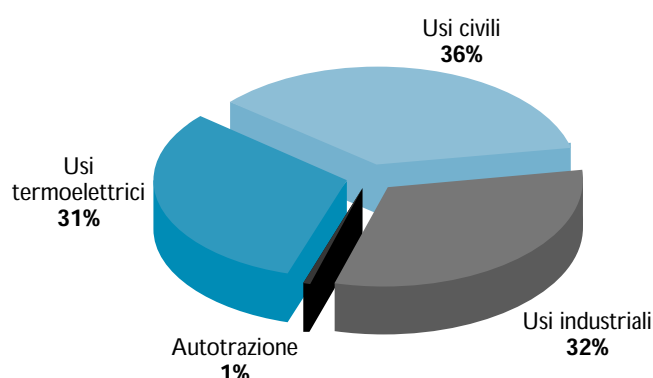
mite stagione invernale.

La domanda del settore industriale è cresciuta del 3,9% (figura 3.4).

Il flusso delle importazioni proviene essenzialmente da tre tradizionali fornitori - Algeria, Olanda e Russia (tabella 3.12) - ai quali si aggiunge un contributo non rilevante della Nigeria.

Le esportazioni sono essenzialmente costituite dalle vendite della distribuzione secondaria all'estero che, da 2,49 miliardi di m<sup>3</sup> stan-

**Figura 3.4 - Consumi di gas naturale per settore. Anno 2000 (%)**



**Tabella 3.12 - Petrolio: incidenza nel paniere europeo e nei consumi di energia per paese UE (Numeri indici 1996=100)**

Regione	Peso <sup>1</sup>	Incidenza petrolio <sup>2</sup>	1996	1997	1998	1999	2000	Var.% 2000/98	Var.% 2000/99	Coeff. di correlaz.
Brent			20,3	19,4	13,4	18,0	28,8	115,8	60,3	
Austria	25,85	43,4	100,0	105,3	102,3	101,0	106,7	4,3	5,4	0,51
Belgio	26,48	42,1	100,0	103,4	106,4	100,1	111,6	5,8	11,5	0,55
Finlandia	12,57	32,1	100,0	101,7	102,1	99,2	97,7	-4,3	-1,5	-0,74
Francia	162,43	35,2	100,0	105,8	107,7	102,0	110,2	2,3	8,1	0,38
Germania	244,36	40,5	100,0	103,8	103,9	101,7	118,3	13,8	18,3	0,68
Grecia <sup>3</sup>	19,18	58,5	100,0	105,0	108,7	110,9	114,1	4,0	2,9	-0,03
Irlanda	9,27	64,8	100,0	104,0	104,2	105,2	108,6	4,2	3,2	0,58
Italia	147,83	55,7	100,0	107,0	105,6	104,0	116,1	9,0	10,7	0,58
Lussemburgo	1,94	32,1	100,0	105,3	105,9	101,1	114,1	7,7	12,8	0,58
Olanda	41,52	37,6	100,0	113,4	114,1	111,1	124,6	9,1	12,1	0,47
Spagna	82,57	54,5	100,0	104,7	98,6	101,9	108,5	10,1	6,6	0,68
Portogallo	16,65	71,8	100,0	112,7	113,8	114,8	132,7	16,5	15,8	0,60
Unione Monetaria Europea	780,66	45,1	100,0	105,8	105,3	103,9	114,5	8,7	11,0	0,58
Danimarca	14,05	46,0	100,0	104,4	102,3	107,0	134,1	31,0	25,3	0,83
Svezia	18,62	30,5	100,0	97,8	98,3	88,6	89,8	-8,6	0,0	-0,48
Regno Unito	176,77	35,8	100,0	88,0	95,9	95,8	93,8	-2,2	-2,1	-0,34
Unione Europea	1.000,00	43,2	100,0	104,3	103,6	101,8	110,8	6,9	8,9	0,68

<sup>1</sup> Incidenza per l'anno 2001 nell'ambito della rilevazione dei prezzi al consumo europei armonizzati

<sup>2</sup> Quota del petrolio sul consumo totale di energia nell'anno 1998

<sup>3</sup> Per l'anno 2000 sono disponibili i dati relativi a gennaio e febbraio

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas



dard del 1999, sono aumentate di 0,82 miliardi, pari al 49,1%. Tale incremento è da porre in relazione all'entrata nell'area di consolidamento ENI delle società di distribuzione secondaria, quali la slovena Adriaplin Doo. Del totale dei volumi di gas naturale trasportati da SNAM nel 1999 per conto terzi (10,99 miliardi di m<sup>3</sup> standard), 3,91 miliardi di m<sup>3</sup> standard risultavano indirizzati all'estero per consegne sui mercati locali.

Il flusso complessivo verso l'esterno<sup>17</sup> è aumentato nel 2000 di 1,66 miliardi di m<sup>3</sup> standard, alimentato principalmente dai maggiori volumi trasportati per conto dell'ENEL (1,66 miliardi di m<sup>3</sup> standard) per l'entrata a regime degli accordi di swap tra ENEL e Gaz de France, che prevedono la rigassificazione presso il terminale di Panigaglia del GNL di provenienza algerina.

### 3.2.3 Prezzi

Il confronto tra i prezzi finali dei prodotti energetici a livello internazionale, sempre di

grande interesse, assume particolare importanza nell'attraversamento di fasi critiche del mercato. La disponibilità di indici armonizzati dei prezzi al consumo del gas naturale, offerta già da qualche anno dall'Istituto europeo di statistica che cura il rilevamento mensile dei prezzi al consumo secondo una metodologia concordata con le corrispondenti istituzioni dei paesi membri, consente di verificare se ed in quale misura le alte quotazioni del barile di greggio si riflettono sui prezzi finali del gas nei diversi paesi.

Il fatto che la maggior parte del gas in circolazione sui mercati provenga da contratti a lunga scadenza, indicizzati al prezzo di prodotti del greggio, non fa che confermare un collegamento costante tra i due prezzi. E, d'altra parte, l'impennata del prezzo del greggio di oltre il 60% negli anni 1999-2000 non poteva non contagiare i prezzi del gas; e ciò è avvenuto attraverso un coefficiente di trascinamento variabile intorno al valore 0,6 tra un paese e l'altro, come è possibile dedurre dalla tabella 3.13.

**Tabella 3.13 - Importazioni di combustibili solidi in Italia per area di provenienza. Anno 2000 (kt)**

Provenienza	Carbone da coke	Coke metallurgico	Carbone da vapore	Lignite e altri	Totale
UE	-	100	-	15	115
USA	3.281	-	4	-	3.285
Russia	-	-	925	68	993
Ucraina	-	3	56	-	59
Polonia	-	-	912	-	912
Croazia	-	-	-	-	-
Canada	1.280	-	-	-	1.280
Australia	2.456	-	1.060	80	3.596
Sud Africa	174	-	3.547	-	3.721
Venezuela	-	-	1.115	-	1.115
Colombia	-	-	1.759	-	1.759
Cina	-	403	369	-	772
Indonesia	-	-	1.919	-	1.919
Altri	-	-	-	-	-
<b>Totale 2000</b>	<b>7.191</b>	<b>506</b>	<b>11.666</b>	<b>163</b>	<b>19.526</b>
<b>Totale 1999</b>	<b>6.879</b>	<b>248</b>	<b>10.035</b>	<b>406</b>	<b>17.569</b>
<b>Var. 2000/99 (%)</b>	<b>+5</b>	<b>+104</b>	<b>+16</b>	<b>-60</b>	<b>+11</b>

Fonte: Bollettino Petrolifero, Ministero dell'Industria

<sup>17</sup> Non rientra nella voce "esportazione" il flusso esterno dovuto al maggiore volume trasportato per Edison Gas (0,37 miliardi di m<sup>3</sup> standard) in base all'accordo per il vettoriamento, a partire dal 2000, di 1 miliardo di m<sup>3</sup> standard di gas naturale di provenienza russa dal confine austriaco alle centrali ed alle reti di Edison Gas.

Quanto ai prezzi interni, la perdurante volatilità dei prezzi internazionali dei prodotti petroliferi si è riflessa sulle tariffe del gas, portando l'indice medio annuo più in alto del 10,5% (+7,9% in termini reali). Il calcolo dell'indice avviene sulla base del costo medio del gas per le famiglie (tariffa T1 e T2 + nolo contatore + imposta governativa + addizionale regionale + IVA), e considerando un consumo medio di 220 m<sup>3</sup>/anno per la voce "cottura" (T1)<sup>18</sup> e 1.300 m<sup>3</sup>/anno per la voce "riscaldamento" (T2)<sup>19</sup>.

L'incidenza del gas nel calcolo dell'indice generale dei prezzi nei tre anni dal 1998 al 2000 ha assunto i seguenti valori: 1,86%; 1,75%; 1,94%.

Anche se è notevolmente diminuita nel 2000 rispetto all'anno precedente, l'incidenza fiscale sui prezzi finali è stata mediamente uguale a:

- 19,6% per gli usi cottura e produzione di acqua calda;
- 33,2% per gli usi di riscaldamento individuale inferiori a 250 mila m<sup>3</sup>/anno;

- 46,2% per gli usi di riscaldamento individuale superiori a 250 mila m<sup>3</sup>/anno;
- 47,1% per gli usi di riscaldamento centralizzato e di artigianato e commercio;
- 22,2% per gli usi industriali inferiori a 100 mila m<sup>3</sup>/anno;
- 22,5% per gli usi industriali inferiori a 200 e superiori a 100 mila m<sup>3</sup>/anno.

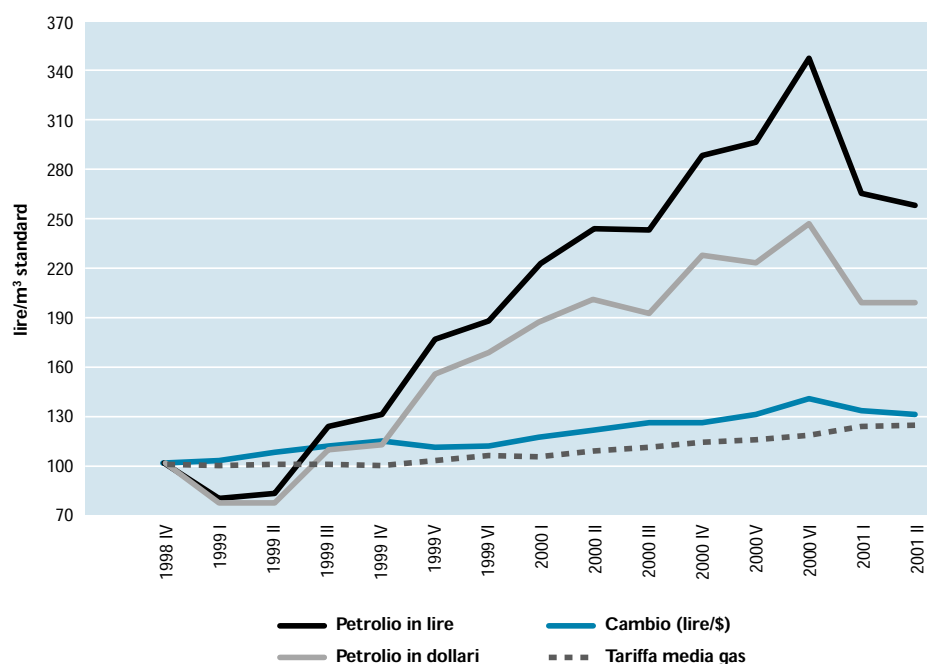
I grafici delle figure 3.5 e 3.6 completano l'informazione sulla struttura dell'imposizione fiscale.

### 3.2.4 Tecnologie

Attorno alla straordinaria traiettoria che sta proiettando il gas naturale all'apice del suo successo industriale e commerciale, si intrecciano le fortune di due tecnologie il cui sviluppo sarà senz'altro accelerato dalle favorevoli prospettive di diffusione della fonte.

Innanzitutto la linea Gas To Liquids (GTL), per la conversione del gas in liquido, e quindi la linea GNL, Gas Naturale Liquefatto: entrambe

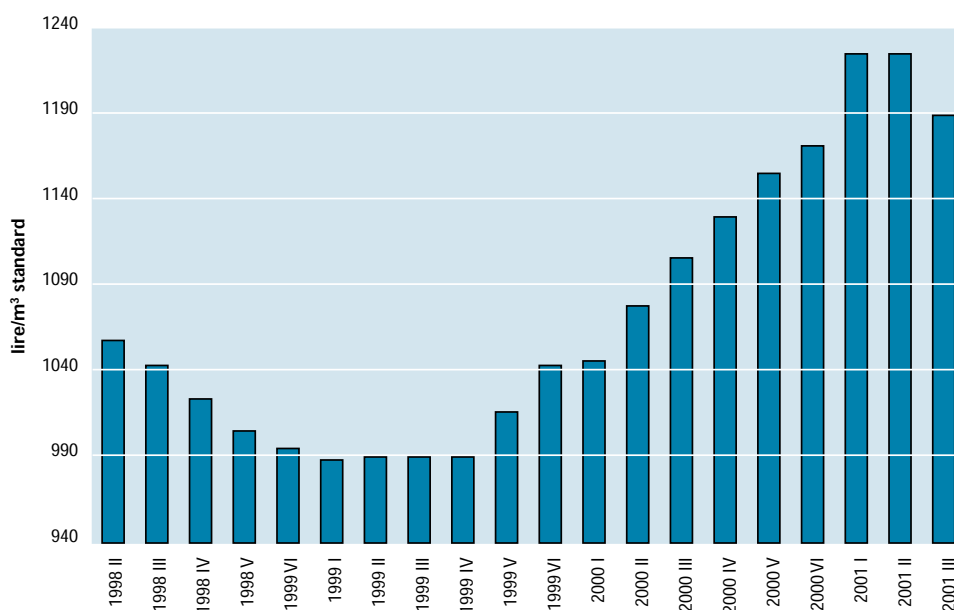
**Figura 3.5 - Tariffe medie del gas naturale al netto delle imposte (lire/m<sup>3</sup> standard)**



Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

<sup>18</sup> Nel sistema tariffario in vigore fino al 1° luglio 2001, le tariffe sono definite a livello nazionale su 4 livelli diversi di consumo specifici delle località servite. Nel 2000 la T1 (cottura e acqua calda) è stata mediamente intorno a 865 lire/m<sup>3</sup> (695 lire/m<sup>3</sup> al netto delle imposte).

<sup>19</sup> La tariffa T2, per riscaldamento individuale, è autonomamente determinata dalla compagnia di distribuzione del gas, in base ad alcuni vincoli da rispettare nel rapporto tra costi e ricavi. Anche la tariffa T3, riscaldamento centralizzato o per usi commerciali o artigianali, è autonomamente determinata dalla compagnia di distribuzione del gas. Entrambe le tariffe mostrano larghe differenze territoriali. La T2 supera le 700 lire/m<sup>3</sup> a Roma, Napoli e Palermo; è compresa tra 600 e 700 lire/m<sup>3</sup> in cinque province e scende sotto le 600 lire/m<sup>3</sup> in dieci altri territori provinciali. La tariffa T4, usi industriali a basso consumo, è stata di 469 e 441 lire/m<sup>3</sup>.

**Figura 3.6 - Tariffe medie del gas naturale al lordo delle imposte (lire/m<sup>3</sup> standard)**

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

puntano alla rimozione di quello che è sempre stato il limite storico allo sviluppo del gas, l'alto costo del trasporto.

La prima fase nella tecnologia Fischer-Tropsch (FT) - il tradizionale processo di sintesi dell'ammoniaca alla base della tecnologia GTL - è la produzione di gas di sintesi (H<sub>2</sub> e CO) a partire dal gas naturale (CH<sub>4</sub>).

In una seconda fase il gas di sintesi è convertito in idrocarburi liquidi. La fase liquida non contiene zolfo in quantità misurabili in quanto esso viene rimosso dal flusso di alimentazione e può essere convertita per *hydrotreatment* in una larga banda di carburanti sintetici saturi (nessuna presenza di aromatici e solo tracce di olefine grazie ai catalizzatori al cobalto). I controlli mostrano livelli di emissioni inquinanti molto più bassi dei carburanti diesel convenzionali<sup>20</sup>.

I conti economici, questi sì, legati al trasporto in fase liquida ed anche a pressione vicina a quella atmosferica, possono rendere realizzabili i progetti di valorizzazione di enormi risorse di gas, finora trascurate a causa dei costi del trasporto, non sempre e non necessaria-

mente perché a distanza remota.

Il processo decisionale che può condurre alla promozione delle risorse in riserve pone in primo piano le strategie di ritorno sugli investimenti e di sicurezza dell'approvvigionamento, non solo in relazione ai risultati conoscitivi della prospezione ed alle caratteristiche geopolitiche delle aree di produzione, ma anche in funzione del ruolo assegnato alla componente tecnologica degli investimenti<sup>21</sup>. È poco noto che, a differenza del greggio, la gran parte della futura produzione mondiale di gas è atteso che provenga da giacimenti non ancora identificati. I vincoli che finora ne hanno impedito la valorizzazione sono assai diversi, in realtà, da quelli che si incontrano nell'up-stream petrolifero. Di fatto, l'industria energetica è indotta a lasciarsi alle spalle una considerevole mole di potenziali riserve di gas, sostanzialmente "fuori mercato", a causa degli insostenibili costi di trasporto.

I gasdotti vengono realizzati solo quando le riserve sono di entità tale da ammortizzare il loro costo nei tempi assegnati alla vita dei giacimenti, dopodiché vengono abbandonati.

<sup>20</sup> P.F. Schubert, C.A. Bayens, L. Weick, *Development Progresses for GTL Fuels, Specially Products*, "Oil and Gas Journal", 12 march 2001.

<sup>21</sup> Anche analisi più recenti non si allontanano da queste interpretazioni. Si veda *Exploration in O&G*, 2 agosto 1999, pag. 71.

Criteri analoghi valgono anche per la fattibilità di un progetto basato sul GNL: le riserve non devono risultare inferiori ad una soglia che si colloca nell'ordine di grandezza intorno a 7-10 Tft<sup>3</sup> (200-300 miliardi di m<sup>3</sup> standard).

Si tenga conto del fatto che gli impianti della filiera GNL hanno una vita economica di 20-25 anni, paragonabile alla vita media di un giacimento e largamente in eccesso rispetto ai tempi necessari per il recupero degli investimenti. La contabilità degli anni di vita economica non è altrettanto favorevole alle *pipelines*, i cui investimenti richiedono tempi medi di ammortamento di 30-40 anni<sup>22</sup>. È uno dei motivi del successo della tecnologia GNL, visto che il volume del commercio mondiale di GNL nel 2000, secondo Cedigaz, è aumentato del 10,3% portandosi a 137 miliardi di m<sup>3</sup> standard, un quarto del commercio mondiale del gas naturale. Secondo alcune stime, le riserve di gas "escluse" in base agli ordinari criteri di economicità prima sommariamente citati ammontano a quasi il 50% delle risorse note nel mondo, per circa 25 mila miliardi di m<sup>3</sup><sup>23</sup>.

Ma se si pensa ad una scala di interessi meno imponente, quale quella della produzione di gas associato al petrolio, ed alla certezza di una prossima totale interdizione del ricorso alla combustione del gas in torcia, sia in terraferma che *off-shore*, a causa delle emissioni in atmosfera, nasce il problema della evacuazione del gas dall'unità di produzione se non si dispone di un gasdotto, come avviene nella quasi totalità dei casi.

La soluzione non può essere affidata al "modo" GNL: basti pensare alla impraticabilità del trasferimento del gas liquefatto a -162 °C dagli impianti al mezzo di trasporto. La soluzione tecnologica che oggi non solo si presenta realistica ma va anche affermandosi con un sorprendente rapidità, è quella che si rivolge alla conversione del gas alla fase liquida a partire dalla "chimica" (FT).

La possibilità di installare impianti GTL su

navi o qualunque altro mezzo navale in grado di spostarsi in relazione alle scelte produttive sui singoli giacimenti, conferisce una flessibilità operativa che da sola potrebbe consentire la valorizzazione di giacimenti *off-shore* marginali. Si pensi alla esperienza di *tankers* convertiti a FPSO (Floating Production Storage Off-loading) per accogliere impianti di processo FT. Il paesaggio non sarebbe diverso da quello offerto dall'impianto FPSO del campo Aquila nel Basso Adriatico.

### 3.2.5 L'organizzazione industriale del mercato del gas naturale a seguito del decreto legislativo 164/2000

#### 3.2.5.1 Introduzione

Con il decreto legislativo n. 164 del 19 maggio 2000, pubblicato nella Gazzetta ufficiale della Repubblica italiana del 21 giugno 2000, si è data piena attuazione alla direttiva 98/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 22 giugno 1998, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale.

Il recepimento di tale direttiva avviene mentre nel settore energetico italiano sono in atto trasformazioni radicali mirate sia ad accrescere la concorrenza e la competitività, sia a favorirne lo sviluppo, assicurando al contempo la sicurezza degli approvvigionamenti e l'efficiente funzionamento del sistema. I meccanismi attivati dovrebbero stimolare le imprese italiane verso una maggiore efficienza, consentendo loro di crescere e di essere maggiormente competitive.

Il decreto legislativo n. 164 del 2000 contribuisce alla creazione di un unico mercato integrato europeo del gas naturale; rafforza la sicurezza degli approvvigionamenti; introduce maggiore competitività e trasparenza; evita che l'introduzione della concorrenza avvantaggi i venditori di gas extraeuropei da cui in massima parte dipende l'Italia; evita che la concorrenza favorisca operatori di paesi europei che aprono il loro mercato interno al minimo consentito;

<sup>22</sup> *New technologies cut costs*, "Petroleum Economist", September 2001, pag. 18.

<sup>23</sup> M.A. Agee, *Economic Gas to Liquids: A New Tool for Energy Industry*, Proceedings of the 5 Symposium on NG Conversion, Taormina 1998 - Ed. by Parmaliana et Al., Elsevier Science 1998.

indirizza i distributori verso una maggiore concorrenza, con guadagno di efficienza e possibili aggregazioni. Nel recepire la direttiva europea le nuove norme disegnano una normativa quadro completa per il settore del gas naturale, assente in Italia.

### 3.2.5.2 Disciplina della filiera del gas naturale

Il provvedimento ha disciplinato i diversi settori della filiera del gas naturale. Innanzitutto è prevista un'autorizzazione solo per le importazioni di gas prodotto in paesi non appartenenti all'Unione Europea, subordinata alla disponibilità sul territorio italiano di una quota di stoccaggio strategico di gas pari al 10% della quantità importata e ad un contributo alla diversificazione degli approvvigionamenti o alle infrastrutture del sistema del gas. Il provvedimento prevede incentivi alla produzione (ricerca di nuovi giacimenti e coltivazione dei giacimenti che presentano marginalità economica). Il trasporto del gas naturale diviene un'attività libera, non soggetta a concessione o ad autorizzazione. Lo stoccaggio, invece, rimane soggetto a concessione; i detentori di giacimenti di stoccaggio devono mettere a disposizione le capacità di stoccaggio per le esigenze dei coltivatori dei giacimenti, per le richieste di stoccaggio strategico, per le necessità di modulazione dei consumi. È prevista la possibilità di accesso da parte di terzi in concorrenza ai giacimenti in fase avanzata di coltivazione per poterli riutilizzare come stoccaggi; si introduce, inoltre, un meccanismo di concorrenza nella attribuzione da parte degli enti locali delle concessioni per la distribuzione di gas che a regime non potranno eccedere i dodici anni ed è ridotta a cinque anni, con possibili prolungamenti sino a dieci anni, la durata delle concessioni esistenti, in modo da accelerare il processo di aggregazione e ristrutturazione del settore. I distributori con più di 100.000 utenti sono obbligati, entro il 2001, a costituire una società separata per la vendita del gas; tale obbligo è esteso a tutti i distributori entro l'anno successivo. Entro il 2002 è poi prevista la separazione societaria delle attività di trasporto, distribu-

zione e stoccaggio - considerate di interesse pubblico ed oggetto di regolazione - in modo da ottenere trasparenza e concorrenza. La produzione, l'importazione e la vendita di gas potranno essere effettuate solo da soggetti che non esercitano alcuna di tali attività. Sono dichiarati clienti idonei, oltre quelli previsti dalla direttiva (produttori di elettricità e consumatori oltre i 25 milioni di m<sup>3</sup>), tutti i distributori, i consorzi di imprese e i consumatori sopra 200.000 m<sup>3</sup>; dall'1.1.2003 tutti i consumatori (anche il singolo utente) sono idonei. In tal modo, direttamente o indirettamente, la quasi totalità del mercato diviene aperta. Le tariffe sono stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas per le attività di trasporto, distribuzione e stoccaggio, sulla base di criteri generali stabiliti dal decreto di recepimento. Le norme per la concorrenza indicano che la quantità di gas immessa in rete da un unico soggetto per la vendita rispetto ai consumi di gas nazionali non potrà superare il 75% entro il 2002; tale soglia si riduce del 2% ogni anno fino a giungere al 61% nel 2009. Nessun soggetto dal 2003 può vendere direttamente a clienti finali più del 50% del totale dei consumi nazionali. Entrambe le soglie sono calcolate al netto degli autoconsumi e verranno eliminate nel 2010. Il mercato italiano è tutelato dalla concorrenza di imprese europee appartenenti a paesi che aprano il loro mercato interno in misura minore, in quanto esse possono stipulare contratti di vendita con clienti idonei italiani solo se la stessa tipologia di clienti è dichiarata idonea anche nel paese ove esse, o le loro controllanti, hanno sede.

L'insieme di queste misure, che nel complesso supera il minimo previsto dalla direttiva, dovrebbe in tempi rapidi causare una profonda ristrutturazione ed ammodernamento del settore del gas naturale, a vantaggio dell'intero sistema italiano, consentendo una ristrutturazione interna dei gruppi di imprese operanti nel mercato italiano. In particolare comporterebbe: una possibile entrata nel mercato italiano di altri soggetti europei, nel rispetto delle condizioni di reciprocità, con vantaggi per la concorrenza; l'aggregazione dei circa 800 distributori esistenti, con aumento dell'efficienza e della

competizione, e l'abbassamento dei costi di struttura; la trasparenza del meccanismo di formazione dei prezzi all'utente; una potenziale diminuzione del prezzo del gas (a monte delle imposte) per i consumatori, per le tariffe di trasporto, distribuzione e stoccaggio stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, e per l'azione di concorrenza tra i diversi venditori che potranno agire liberamente sulle reti; la possibilità per i clienti di scegliere liberamente il proprio fornitore; l'attivazione di nuovi investimenti ed occupazione nel settore; l'incentivazione della formazione di società che forniscano ai clienti un servizio integrato (ad esempio fornitura di gas ed elettricità con unica fatturazione); la possibilità per le imprese italiane di competere sull'intero mercato europeo, in quanto avendo l'Italia dichiarati idonei tutti i clienti, non potrà essere loro impedito l'accesso ai clienti degli altri paesi; una maggiore sicurezza degli approvvigionamenti, mediante la costruzione di nuove infrastrutture e la diversificazione della provenienza delle importazioni; il posizionamento molto avanzato dell'Italia nell'assetto del proprio sistema gas, nei confronti della maggioranza dei paesi europei, benché paese fortemente importatore.

### 3.2.5.3 Attività in corso, provvedimenti attuativi e sviluppi futuri

Il decreto legislativo n. 164 del 2000 prevede l'emanazione di provvedimenti applicativi di competenza del Ministero delle Attività Produttive e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Se ne riporta una breve sintesi.

*Importazione di gas* - È stato emanato il decreto del Ministro delle Attività Produttive che stabilisce le modalità di ottenimento delle autorizzazioni ad importare in Italia gas prodotto in paesi non appartenenti all'Unione Europea; sono state concesse, per l'importazione di gas naturale da paesi non appartenenti all'Unione Europea, quindici autorizzazioni di durata pluriennale, per complessivi 11 miliardi di m<sup>3</sup> all'anno di gas, incrementabili fino a oltre 24 miliardi di m<sup>3</sup> all'anno, oltre a sette autorizzazioni di tipo spot, di durata inferiore a dodici mesi ciascuna.

Si tratta di istruttorie complesse che comportano accertamento anche a livello internazionale, per le quali comunque vi è una forte attesa da parte delle imprese, in quanto necessarie per poter avere accesso al mercato italiano ed all'ingresso nelle infrastrutture di trasporto della rete nazionale.

*Trasporto del gas e diritti di accesso* - È stato emanato il decreto del Ministro delle Attività Produttive che determina, nell'ambito della rete di gasdotti di trasporto esistenti, quale parte è classificata come "rete nazionale"; tale decreto è la base per l'applicazione delle nuove tariffe di trasporto per l'accesso dei terzi al sistema, differenziate tra rete nazionale e rete locale, e per il trasferimento alle Regioni delle competenze amministrative in materia di dichiarazione di pubblica utilità e di occupazione d'urgenza sulle reti locali di gasdotti. Tale trasferimento è stato completato e la Direzione sta fornendo il proprio supporto agli enti locali nella fase di prima applicazione della normativa; le imprese di trasporto, in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas delle norme per l'accesso alla rete nazionale dei gasdotti, hanno pubblicato dei criteri provvisori al fine di poter rendere operativo il sistema del gas, con particolare riferimento alle importazioni di gas naturale da paesi esteri; sono stati acquisiti i dati sulle capacità di trasporto sui gasdotti di importazione connessi alla rete nazionale, che saranno pubblicati, effettuate le necessarie verifiche con l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ai fini della allocazione delle capacità di trasporto non riconosciute impegnate da contratti esistenti.

*Stoccaggio* - È stato emanato il decreto del Ministro delle Attività Produttive che determina le condizioni per l'accesso dei terzi ai giacimenti in fase avanzata di coltivazione ai fini della loro conversione in stoccaggio; è stato emanato il decreto del Ministro delle Attività Produttive con il quale sono state definite le modalità di funzionamento del sistema di stoccaggio minerario e strategico e, in attesa della emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei criteri per il Co-



dice che disciplinerà l'attività di stoccaggio, alcune misure urgenti e transitorie per garantire comunque il riempimento degli stoccaggi durante i mesi estivi ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema del gas; è stato emanato un decreto del Ministro delle Attività Produttive, in attesa dell'emanazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas dei criteri per il Codice che disciplinerà l'attività di stoccaggio, alcune misure urgenti e transitorie per garantire comunque l'erogazione del gas di stoccaggio, ai fini della sicurezza di funzionamento del sistema del gas; il Ministero delle Attività produttive ha analizzato i dati relativi ai giacimenti in avanzato stato di coltivazione, indicati dai relativi concessionari, ed ha pubblicato l'elenco di quelli valutati preliminarmente idonei alla conversione allo stoccaggio. Sono stati predisposti i data rooms presso i quali gli interessati potranno reperire le informazioni di dettaglio sui vari giacimenti al fine di valutarne l'effettiva fattibilità e convenienza per la conversione allo stoccaggio.

*Distribuzione del gas* - Sono state introdotte nella legge finanziaria per il 2001 alcune disposizioni di chiarimento sulle modalità di applicazione delle nuove norme per la distribuzione ai casi di reti di metanizzazione del Mezzogiorno oggetto di contributo da parte dello Stato; è stato emanato il decreto dei Ministri delle Attività Produttive e dell'Ambiente che stabilisce gli obblighi di risparmio energetico a carico dei distributori di gas naturale; è stato avviato il monitoraggio degli effetti occupazionali delle misure di concorrenza introdotte nel sistema del gas, con particolare riguardo all'attività di distribuzione.

*Tariffe* - L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato le nuove tariffe di distribuzione e quelle per il trasporto nelle reti dei gasdotti nazionale e regionali; le società del gruppo ENI ed Edison Gas hanno pubblicato le loro tariffe provvisorie relative all'offerta dei servizi di trasporto e stoccaggio, in attesa della determinazione delle tariffe definitive da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, in modo che già risulti operante il sistema di accesso.

*Infrastrutture* - Sono state introdotte nella legge

di semplificazione amministrativa emanata nel 2000 disposizioni per semplificare la costruzione di terminali di GNL in siti industriali esistenti.

*Separazione societaria ed amministrativa* - È in corso la separazione societaria nell'ambito dei gruppi ENI ed Edison Gas delle attività di trasporto, stoccaggio e vendita, che sarà operante entro l'1.1.2002; esiste anche la previsione entro il corrente anno di un collocamento in borsa della società SNAM Rete Gas, alla quale l'ENI attribuirà la rete di trasporto e i servizi di dispacciamento. Anche i 20 maggiori distributori italiani di gas stanno per separare societariamente le attività di distribuzione da quelle di vendita; sono in corso di emanazione i decreti che sanciscono la separazione amministrativa delle concessioni di coltivazione da quelle di stoccaggio.

Le principali questioni aperte che dovranno essere affrontate nei prossimi mesi riguardano:

*Sviluppo di nuova normativa* - La scelta di accelerare l'apertura del mercato del gas ha creato un'asimmetria rispetto al mercato elettrico: questa andrà affrontata per garantire a tutti i soggetti pari condizioni ed opportunità di competizione; è in corso di predisposizione un DPR volto alla semplificazione, razionalizzazione e unificazione dei diversi procedimenti autorizzativi per la costruzione, l'esercizio, la dichiarazione di pubblica utilità, la VIA relativamente ai metanodotti, per facilitare la realizzazione di nuove infrastrutture. Sarà necessaria in tal senso la sensibilizzazione e il coinvolgimento delle altre amministrazioni e degli enti locali, al fine di pervenire ad una procedura snella ed efficace.

*Sviluppo della normativa applicativa* - Alcuni problemi interpretativi sorti in sede applicativa del decreto legislativo 164/2000, soprattutto da parte degli enti locali, sono stati in parte già risolti o sono risolvibili nell'ambito dei decreti applicativi emanati dal Ministero delle Attività Produttive. Alcuni di questi necessitano di un chiarimento, per evitare contenziosi ammini-

strativi, anche con un eventuale provvedimento di carattere legislativo.

È stato predisposto dal Ministero delle Attività Produttive il testo del decreto con cui adottare le norme tecniche per la progettazione, costruzione, ed esercizio di tutte le opere infrastrutturali del sistema del gas e per la determinazione delle caratteristiche chimico-fisiche del gas da vettoriare. Tali norme hanno la finalità sia di favorire l'interscambio del gas e l'interoperabilità dei sistemi del gas dei diversi paesi europei, sia di stabilire una base omogenea del livello di qualità tecnica delle infrastrutture, per evitare che la concorrenza tra le imprese di trasporto e distribuzione si possa giocare anche sul piano della qualità e sicurezza delle infrastrutture. Il testo del decreto è stato inviato ai Ministeri competenti per parere.

Sarà emanato a breve il decreto con cui il Ministro delle Attività Produttive stabilisce i corrispettivi che un'impresa che intenda acquisire un giacimento in fase avanzata di coltivazione per convertirlo a stoccaggio deve versare al concessionario uscente.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas sta predisponendo la proposta di contratto tipo per la distribuzione che dovrà essere sottoposta al Ministero delle Attività Produttive per l'approvazione. Tale contratto è la base per la sottoscrizione dei contratti di servizio che regoleranno nel nuovo regime i rapporti tra l'ente locale che affida il servizio di distribuzione e il concessionario. La mancanza di tale provvedimento è suscettibile di causare inconvenienti in quei Comuni nei quali, essendo scaduta la concessione di distribuzione, si sta procedendo ad indire una gara per l'aggiudicazione del servizio per i prossimi dodici anni.

Va adottato il nuovo Disciplinare tipo per le attività di stoccaggio che sostituisca quello esistente, divenuto obsoleto a causa della intervenuta separazione societaria tra le attività di coltivazione e di stoccaggio, in precedenza obbligatoriamente condotte in modo congiunto.

Entro i primi mesi del 2002 dovranno essere stabiliti con decreto i requisiti dei soggetti che intratteranno svolgere attività di vendita, a partire dall'1.1.2003, quando tutti i clienti saranno idonei.

Anche per tale tipo di autorizzazione occorrerà considerare attentamente gli aspetti legati alla reciprocità con i paesi europei che non hanno adeguatamente aperto il loro mercato.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas predisporrà i criteri per l'allocatione delle capacità di trasporto, per la quale la società SNAM rete gas ha emesso i criteri provvisori.

La stessa Autorità dovrebbe emettere quanto prima due documenti di consultazione, il primo relativo alle tariffe per il servizio di stoccaggio, il secondo relativo ai criteri per la redazione dei codici di rete da parte delle imprese di trasporto.

*Sviluppo delle infrastrutture* - Occorre incentivare il potenziamento delle infrastrutture esistenti e la costruzione di nuove per l'importazione per consentire l'ingresso di nuovi soggetti nel sistema ed accrescere la sicurezza degli approvvigionamenti e l'offerta di gas sul mercato. In particolare risulta strategica la realizzazione di nuovi terminali di GNL che permettano maggiore flessibilità d'approvvigionamento. Attualmente è in fase di realizzazione, da parte dell'Edison Gas, un terminale *off-shore* presso Rovigo, mentre sono state presentate tre nuove richieste per la realizzazione di altrettanti terminali di GNL, dei quali due da parte dell'ENEL SpA, a Taranto e a Vado ligure, e uno da parte della British Gas, a Brindisi. Infine è stato preannunciato l'invio di un'ulteriore richiesta da parte di ENEL SpA per la realizzazione di un terminale GNL a Muggia, in provincia di Trieste; parallelamente è necessario completare il programma di metanizzazione del Mezzogiorno introducendo, ove necessario, ulteriori adattamenti normativi per progetti in particolari situazioni. In ambito legge finanziaria 2002 sono previste delle misure di incentivazione per il potenziamento della rete nazionale di gasdotti e per la progettazione di un nuovo gasdotto dall'Algeria via Sardegna.

*Occupazione* - La ristrutturazione conseguente alla nuova normativa, in particolare nell'ambito della distribuzione, ove operano numerose imprese di dimensione spesso molto ridotta che entro breve tempo dovranno separare societa-



riamente l'attività di vendita e competere tra di loro, potrebbe creare effetti negativi sull'occupazione. Il decreto legislativo 164/2000 prevede che il Ministero delle Attività Produttive effettui un'attività di monitoraggio del settore, che è stata già avviata, e che stabilisca, di concerto col Ministero del Lavoro, le condizioni minime al cui rispetto è obbligato il gestore che subentra mediante gara al concessionario esistente, nei confronti dell'occupazione locale.

*Applicazione a livello europeo della direttiva 98/30/CE* - L'amministrazione sta inoltre attentamente monitorando gli sviluppi dell'applicazione della Direttiva 98/30/CE da parte degli altri Stati membri, con l'ottica di giungere in modo coordinato ad un unico mercato europeo del gas naturale, superando gli ostacoli all'interscambio, ma anche evitando che imprese di Stati che aprono al livello minimo i loro mercati, o che ancora non hanno recepito la direttiva, come la Francia, sulla quale pende una procedura di infrazione, possano avvantaggiarsi delle aperture dei mercati energetici italiani.

#### **3.2.5.4 Sviluppi della normativa dell'Unione Europea**

La Commissione ha recentemente presentato una proposta di nuova direttiva, per emendare sia la direttiva 96/92/CE (mercato interno dell'energia elettrica), sia la direttiva 98/30/CE (mercato interno del gas naturale); tale proposta, nel vertice europeo di Stoccolma dell'aprile 2001, ha incontrato l'opposizione della Francia e della Germania, che hanno ottenuto il rinvio della data prevista per l'approvazione. È attualmente in corso presso il Gruppo energia del Consiglio la prima lettura del testo, nel corso della quale l'Italia dovrà formulare le proprie osservazioni. Relativamente alle modifiche previste per il settore gas la nuova proposta è molto vicina al "modello italiano" di apertura del mercato per cui di fatto, con il recepimento della direttiva 98/30/CE effettuato in modo così avanzato, l'attuale sistema italiano del gas naturale risulta sostanzialmente già rispondente alle nuove disposizioni della proposta della Commissione.

In merito ai singoli punti va senz'altro notato che l'attuale versione della proposta di direttiva contiene anche alcuni aspetti che non sono condivisibili e sui quali l'Italia sta già formalizzando le proprie osservazioni.

Si ritiene infine necessario che la nuova direttiva affronti alcuni problemi che emergono in sede di prima applicazione delle nuove legislazioni emanate dai vari Stati membri per l'attuazione della direttiva 98/30/CE. In particolare, sistemi diversi di accesso e tariffazione causano ovvi inconvenienti per il trasporto di gas naturale lungo le reti europee: un cliente idoneo, per rifornirsi da un produttore europeo, deve infatti acquisire diritti di transito lungo uno stesso gasdotto con metodologie diverse a seconda del paese attraversato; esiste poi la necessità che la Commissione compia un attento monitoraggio del reale grado di apertura del mercato, seguendo, ad esempio, la quota di clienti che cambia fornitore, o l'andamento dei prezzi agli utenti finali: potrebbe, infatti, non essere sufficiente aver dichiarato idonei tutti i tipi di cliente per garantire l'accesso effettivo al sistema del gas naturale.

### **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>26</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 riatti-

<sup>26</sup> La riserva in situ è di circa 128 milioni di t con produzione a regime fino a 3,3 milioni di t/anno di grezzo (40% di ceneri).

vato 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 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. Recentemente è stato definito un accordo tra ENEL Produzione e la società Carbosulcis<sup>27</sup> che ha in gestione la miniera per il ritiro di 300.000 tonnellate annue di carbone che verranno conferite in quantità mensili di 20-25.000 tonnellate compatibilmente con le esigenze produttive dell'ENEL.

### 3.3.2 Importazione

Le importazioni totali di combustibili solidi fossili sono aumentate dell'11%, passando dai 17,6 milioni di tonnellate del 1999 ai 19,5 del 2000: il contributo maggiore è derivato dal carbone da vapore (+16%) e dal carbone da coke (+5%). Le importazioni di combustibili solidi dall'America, che pesano per il 32% del totale, hanno subito una flessione dell'8% (da 6,7 a 6,1 milioni di tonnellate), mentre quelle dall'Africa, che pesano per il 19%, e dall'Oceania, che pesano per il 18%, hanno avuto rispettivamente una limitata diminuzione ed un incremento del 9%. Le importazioni provenienti dai paesi europei sono cresciute del 28%, ma il loro contributo sul totale è solo dell'11% (tabella 3.14).

Dopo aver raggiunto nel 1985 il 10,5% dei consumi complessivi di energia, i combustibili solidi sono ritornati nel 2000 ad una quota del

**Tabella 3.14 - Disponibilità di combustibili solidi in Italia (Mtep)**

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
2000	0,4	13,1	0,1	0,6	12,5

Fonte: Elaborazione ENEA di dati MICA

<sup>27</sup> La società fa capo all'Ente Minerario Sardo in via di privatizzazione con organico complessivo a regime di 800 minatori, di cui oltre la metà attualmente in CIG in attesa dell'avvio definitivo del progetto di gassificazione.

6,9% al netto dei combustibili di origine vegetale. Sempre nel 2000 i consumi di combustibili solidi in Italia sono stati pari a 14,6 milioni di tep (compresi i consumi di combustibili vegetali), in prevalenza destinati alla produzione di energia elettrica (41% del totale), in massima parte nelle centrali termoelettriche ENEL, ma anche in quelle di Aziende Municipalizzate, ed alla produzione di coke (36% del totale), 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 1994-2000.

### 3.3.3 Esportazione

Nel 2000 si è registrata in Italia una limitata attività di esportazione di combustibili solidi, poco più di 161.000 tonnellate (contro 154.000 tonnellate nel 1999) di cui 111.000 tonnellate indirizzate verso i paesi UE ed il resto verso paesi terzi, da ascrivere per il 76% al flusso di coke metallurgico.

### 3.3.4 Prezzi

La crisi energetica che allarma gli Stati Uniti ha creato nuove prospettive per il carbone. Infatti il più antico dei combustibili fossili, fortemente ridimensionato in molti paesi per problemi ambientali, è tornato a svolgere un ruolo determinante soprattutto negli USA ed in Gran Bretagna. Tuttavia anche l'espansione dei consumi di carbone può comportare alcuni problemi, nonostante la sua disponibilità teorica in termini di offerta sia molto ampia. Infatti chi non ha accantonato adeguate scorte si trova ora in difficoltà.

Negli USA oggi il 51% dell'energia elettrica deriva dal carbone, ma le giacenze presso le

centrali sono molto basse: in gennaio 2001 il Dipartimento dell'Energia USA le calcolava a 94 milioni di tonnellate, il 27% in meno di dodici mesi prima; inoltre i consumi USA all'inizio del 2001 sono cresciuti del 6%, favoriti dal forte rincaro dei combustibili alternativi, in particolare del gas naturale. Tutto questo si è tradotto in una certa tensione sui prezzi alla quale il settore non era abituato. In ogni caso l'imperativo è quello di stimolare la realizzazione di centrali con tecnologia *clean coal* (carbone pulito): il Dipartimento dell'Energia vuole che le 450 centrali USA a carbone producano di più ed inquinino di meno, ed in tale prospettiva sono stati stanziati 440 milioni di dollari per i prossimi otto anni. Analoga politica di sostegno al settore è stata decisa in Gran Bretagna, dove è stato definito un pacchetto di stanziamenti del valore di 110 milioni di sterline per interventi diversificati su miniere e centrali.

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). Il costo medio "CIF" (Cost, Insurance and Freight) del carbone importato in Italia nel corso del 2000, sospinto dai rincari determinati dal forte sviluppo della domanda estera nel settore termoelettrico, dopo una breve pausa a novembre, ha ripreso la sua crescita: in dicembre tale costo è cresciuto di oltre 31.000 lire/tonnellata (contro le 24.000 di novembre), con un incremento di quasi il 42% rispetto al dicembre 1999 e del 3,4% in confronto al mese precedente (tabella 3.15). Su base annua il confronto mostra un incremento superiore a 16.500 lire/tonnellata corrispondenti ad un tasso percentuale di quasi il 22%. A tale proposito occorre tuttavia rilevare il deterioramento valutario intercorso nel periodo rispetto al dollaro, risultato di poco inferiore al 13% nel mese, con punte nell'anno superiori al 20%. In dicembre l'import è aumentato di oltre 434.000 tonnellate e del 30% rispetto al 1999 raggiungendo 1.879.436 tonnellate, con un esborso di quasi 201 miliardi di lire (+14%). Nell'intero 2000, come si è visto nel paragrafo 3.3.3, gli acquisti hanno raggiunto complessiva-

**Tabella 3.15 - Costo medio CIF del carbone importato in Italia nel 2000 e confronto con il 1999 (lire/t)**

	1999	2000	Variazione 2000/99 (%)
Gennaio	74.570	78.600	+5,4
Febbraio	75.703	76.077	+0,5
Marzo	71.176	83.170	+16,8
Aprile	77.886	86.335	+10,8
Maggio	75.503	92.300	+22,2
Giugno	72.376	90.680	+25,3
Luglio	75.745	87.880	+16,0
Agosto	78.565	95.808	+21,9
Settembre	78.279	99.786	+27,5
Ottobre	72.773	101.472	+39,4
Novembre	79.353	103.358	+30,2
Dicembre	75.455	106.844	+41,6
Media annuale	75.585	92.099	+21,8

Fonte: "Carbone Informazioni", n. 13 del 21/4/2001

mente 19.526.000 tonnellate di carbone (+11% rispetto al 1999), con un controvalore di tali acquisti pari a circa 1.755 miliardi, espandendosi di 437 miliardi, e del 33,2% rispetto al 1999.

Per quanto riguarda il carbone Sulcis, le 300.000 tonnellate/anno concordate nell'ambito dell'accordo tra ENEL Produzione e Carbo-sulcis verranno riconosciute ad un prezzo pari a 62.000 lire/tonnellata che verrà a sua volta indicizzato al prezzo del carbone russo "Black Sea" integrato dell'ammontare della carbon tax esentata per il carbone Sulcis dalla legge finanziaria 2001.

Nella valutazione dell'impatto dei prezzi sui costi di generazione dell'energia elettrica, occorre rilevare come il carbone presenti un costo variabile di combustibile significativamente 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 a 42,13 lire/kWh nel bimestre gennaio-febbraio 2001. Lo stesso costo per l'olio

combustibile è passato nello stesso periodo da 39,28 lire/kWh a 106,78 lire/kWh, e per il gas naturale è passato da 43,11 lire/kWh a 122,77 lire/kWh (tabella 3.16).

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 3.17).

Tutto questo potrebbe avere in prospettiva 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 nei prossimi anni il carbone fuori mercato. Inoltre la delibera CIPE per l'attuazione del Proto-

collo 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.

Nel corso del 2000, tuttavia, allo scopo di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei

prezzi internazionali del petrolio, con il decreto legge n. 268 del 30/9/2000 sono stati sospesi per il 2000 gli aumenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali, sul carbone, sul coke di petrolio e sull'orimulsion 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, 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

**Tabella 3.16 - 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
Gennaio-febbraio 2001	42,13	106,78	122,77

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas, Assocarboni

**Tabella 3.17 - Aliquote di carbon tax**

Combustibile	Costo	Aliquote ante-carbon tax	Aliquote per il 1999	Aliquote a regime (2005)
Olio combustibile, lire/kg	310	28,4	29,686	41,26
Carbone, lire/kg	93	-	5,084	41,84
Gas naturale, lire/m <sup>3</sup>	374	-	0,870	8,70

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

2001, ha confermato le aliquote di accisa introdotte dal decreto n. 268. Inoltre la legge finanziaria 2001 ha introdotto l'esenzione dalla carbon tax per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di rigassificazione, che si aggiunge all'esenzione dal pagamento dell'imposta di consumo.

### 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" (vedi riquadro), 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% e 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. In questa prospettiva 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 e la gassificazione del carbone che hanno raggiunto un 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.

A livello nazionale sono inoltre proseguite le attività di ENEL Produzione nell'ambito del programma di prove in centrale per l'impiego del carbone per il recupero energetico dai rifiuti, come illustrato nel Rapporto Energia e Ambiente 2000. Un limitato rilancio delle attività di ricerca sulle tecnologie pulite del carbone si è avuto nel corso del 2000 a seguito del decreto legislativo n. 79 del 26/3/1999 (decreto Bersani) che ha incluso tra gli oneri generali del sistema elettrico anche i costi della ricerca afferenti al sistema elettrico. Successivi decreti assegnavano al CESI, a cui l'ENEL aveva trasferito all'inizio del 2000 le competenze prima coinvolte nello sviluppo delle ricerche di interesse per il Sistema Elettrico, le risorse per le attività (l'equivalente di 0,5 lire/kWh consumato dai clienti finali). In tale contesto sono state rilanciate anche alcune attività svolte in collaborazione con ENEL Produzione che riguardano i cicli ultrasupercritici ed i cicli combinati a combustione esterna nel quadro più generale delle tecnologie innovative di generazione.

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 realizza-



## LE TECNOLOGIE PULITE DEL CARBONE

### **Polverizzazione del carbone (Pulverised Fuel - PF)**

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  $\text{NO}_x$  che utilizzano carboni sempre più finemente polverizzati.

### **Tecnologia ultrasupercritica (Ultra Super Critical - 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  $\text{CO}_2$  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). A livello nazionale, oltre al già citato Progetto Sulcis, si segnala l'impegno dell'ENEL nell'ambito del Progetto europeo di gassificazione di Puertollano (Spagna) che vede coinvolte le maggiori imprese elettriche europee (EDF, EDP, ENDESA, NP); l'impianto è entrato in servizio nel 1996 ed ha richiesto un investimento di circa 1.500 miliardi di lire con impiego di Project Financing.

### **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  $\text{SO}_x$  al 90% come residui gassosi stabili e di ridurre gli  $\text{NO}_x$  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 a causa delle alte temperature e dei fumi fortemente aggressivi. In Europa significative attività di R&S sugli scambiatori ceramici sono in corso su iniziativa di Ansaldo, ENEA, ENEL, in collaborazione con altre primarie imprese europee quali la tedesca Balcke-Durr ed il CEA-CEREM francese, con il sostegno finanziario della Commissione Europea; un prototipo industriale di scambiatore a tubi ceramici verrà sperimentato nel 2003 presso il Centro di ricerca ENEL di Santa Gilla in Sardegna.

Fonte: Conferenza Nazionale Energia e Ambiente, novembre 1998

zioni per l'utilizzo del carbone maggiormente richieste sui mercati. L'Ansaldo ad esempio ha sviluppato "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>28</sup>.

#### 3.3.6 Organizzazione industriale del mercato

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. I principali paesi d'importazione sono gli USA, il Sud Africa, l'Australia, l'Indonesia e la Colombia, con quote significative provenienti anche dal Canada e dal Venezuela.

Attualmente si registra una perdurante 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 maggiore accettabilità sociale.

A livello di mercato in Italia opera l'Asso-carboni (Associazione Generale Operatori Carboni) che 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

<sup>28</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".



fonti primarie di alimentazione correlata alle risorse più convenientemente disponibili. Nel 2000 sono stati prodotti circa 26,1 miliardi di kWh da carbone (12% della produzione termoelettrica totale, con un aumento del 9,6% rispetto al 1999) corrispondenti a 9.300 migliaia di tonnellate (con un aumento del 9% rispetto ai consumi contabilizzati nel 1999; 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 esercitate 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.

L'ENEL, come già illustrato nel Rapporto Energia e Ambiente 2000, ha avviato un programma di miglioramento ambientale delle centrali termoelettriche a carbone con l'obiettivo di abbattere le emissioni inquinanti e prevenire la loro formazione. 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 2000, rappresenterebbero il 16% circa. L'ENEL 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), ancorchè limitato, che contribuiscano alla sicurezza degli approvvigionamenti in caso di crisi che potrebbero generare tensioni sui prezzi di petrolio e gas.

Recentemente l'ENEL ha anche proposto la riconversione a carbone della centrale di Torvaldaliga Nord (Civitavecchia) attualmente alimentata ad olio combustibile, che con i suoi 2.640 MW rappresenta il maggiore sito italiano di produzione di energia elettrica. Secondo l'ENEL le mutate condizioni del mercato elettrico renderanno entro il 2004 l'impianto poco competitivo nella sua configurazione attuale, che ha già comportato una riduzione della produzione da 16,3 miliardi di

kWh nel 1996 a 11,4 nel 2000, con la prospettiva di arrivare a 2 miliardi di kWh nel 2004 ed un esubero di 500 addetti. L'ENEL ritiene pertanto che, con un investimento complessivo di 1.600 miliardi di lire, comprensivo di nuove tecnologie, l'impianto possa rimanere competitivo con un dimezzamento delle emissioni inquinanti ed un consumo annuo di 5 milioni di tonnellate di carbone. Il progetto di riconversione a carbone ha suscitato varie reazioni contrastanti che hanno portato alla costituzione di una commissione tecnico-scientifica da parte del Comune di Civitavecchia, che ha avviato una serie di verifiche anche su impianti già esistenti in Italia ed in Europa per valutare la compatibilità ambientale dell'impianto ed il suo impatto sul territorio circostante anche in termini occupazionali. In questo contesto si inserisce anche la vertenza in atto sul destino della centrale di Brindisi Nord, conferita da ENEL ad Eurogen, di cui è prevista la prossima chiusura per consentire la successiva realizzazione di una centrale a ciclo combinato alimentata a gas.

Infine, come già anticipato nei precedenti punti, nel quadro complessivo dell'organizzazione del mercato per il settore del carbone in Italia, occorre considerare il Progetto Sulcis (vedi riquadro), che prevede 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 circa 70 km da Cagliari), e prevede prevalentemente l'utilizzo del carbone estratto dalle locali miniere. I principali attori industriali del progetto sono le società italiane SONDEL SpA (Gruppo Montedison, ora sotto il controllo di Italenergia) ed Ansaldo Energia SpA (Gruppo Finmeccanica), che hanno costituito un'associazione per garantire un'adeguata sinergia in campo nazionale tra il settore privato della produzione di energia e quello dell'impiantistica energetica, visti i rischi connessi con una operazione industriale a carattere fortemente innovativo.

## 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-De-stec (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 circa 210 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 desolficatori) nella misura di 300.000 t/anno fino all'avvio del Progetto ad un prezzo indicativo da corrispondere di 62.000 lire/t ;
- è stato approvato dalla Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente lo Studio di Impatto Ambientale (SIA);
- è stata costituita la società Sulcis Energia, per ricevere i finanziamenti tramite Project Financing;
- sono state acquisite le autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto;
- la società inglese AMCO 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;
- la società SNAM progetti sarà l'EPC Contractor: il responsabile della realizzazione "chiavi in mano" dell'impianto di gassificazione;
- l'ATI nel marzo 2001 ha richiesto uno slittamento di 6 mesi nella presa in carico della gestione della miniera come inizialmente previsto a causa di un imprevisto aggravio dei costi, passati dai 1.920 miliardi inizialmente previsti in vista dell'accordo preliminare con SNAM progetti agli attuali 2.400 miliardi notificati dall'EPC Contractor;
- lo sbilancio rischierebbe di inficiare il bilanciamento finanziario dell'iniziativa e pertanto per ridurlo è stata avviata una intensa attività di revisione dei costi; la causa principale dell'incremento dei costi sarebbe dovuta al passaggio dalla tecnologia Texaco a quella Shell a maggior rendimento che, oltre che più costosa, avrebbe fatto aumentare la potenza a circa 600 MW, 150 MW in più rispetto ai 450 MW previsti dal DPR del 28/1/1994, con conseguente necessità di poter usufruire del prezzo del kWh agevolato anche per i 150 MW in eccedenza;
- nel giugno 2001 gli istituti di credito capofila del finanziamento (Paribas e Mediobanca) hanno espresso parere negativo circa la bancabilità del progetto attraverso il Project Financing, sottolineandone il profilo di rischio sulla base delle valutazioni emerse.

Fonte: Elaborazione informazioni Sotacarbo, SONDEL, Staffetta Petrolifera

Lo sviluppo del Progetto Sulcis previsto dal DPR del 28/1/1994 rispondeva 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. 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 pra-

ticamente 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.

### 3.4 Energia elettrica

#### 3.4.1 Produzione

La richiesta di energia elettrica ha toccato nel 2000 il valore di 297,7 miliardi di kWh (tabella 3.18), con un aumento di circa il 4,1% sull'anno precedente (285,8 miliardi di kWh), di 1,2 punti superiore alla crescita del PIL. Si tratta di un incremento superiore a quello registrato nel 1999 (2,3%) e più elevato di quello medio nel decennio 1988-98 (2,4%).

Nello stesso anno la produzione lorda di energia elettrica è stata di 275,8 miliardi di

**Tabella 3.18 - Bilancio dell'energia elettrica in Italia. Anni 1999-2000 (GWh)**

Flussi	1999	2000	Variab. 2000/99 (%)
Produzione idrica lorda	51.777	50.925	-1,6
Produzione termica lorda	209.068	219.800	5,1
Produzione geotermica lorda	4.403	4.705	6,9
Produzione eolica e fotovoltaica lorda	409	451	10,3
Totale produzione lorda	265.657	275.881	3,8
Energia per servizi	12.920	13.455	4,1
Totale produzione netta	252.737	262.426	3,8
Ricevuta da fornitori esteri	42.539	44.831	5,4
Ceduta a clienti esteri	529	484	-8,3
Destinata ai pompaggi	8.903	9.067	1,8
Richiesta totale Italia	285.844	297.706	4,1

Fonte: GRTN (dati provvisori 2000)

kWh, il 3,8% in più del 1999. Complessivamente la produzione idrica è diminuita dell'1,6%, la geotermica è cresciuta del 6,9% e quella eolica e fotovoltaica del 10,3%. La produzione termica tradizionale è cresciuta del 5,1% ed 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 eolico e fotovoltaico che nel 2000 ha raggiunto i 451 GWh.

Le quote di mercato dei vari operatori nella generazione si sono lievemente modificate nel corso del 2000. Rispetto al 1999 la quota di mercato del Gruppo ENEL nella produzione è passata a circa il 75%, mentre le altre quote sono suddivise tra Edison (7,3%), SONDEL (2,7%), Gruppo ENI ed imprese elettriche locali che insieme assommano a circa il 12,7%. A seguito delle dismissioni previste il Gruppo ENEL, con quote di mercato e di consumo invariate a quelle osservate alla fine del 2000, rappresenterebbe oltre il 56% della produzione nel 2001 (al netto degli autoconsumi).

Nel corso del 2000 si è rafforzata la crescita dei consumi di gas naturale tra le fonti primarie per la produzione di energia ter-

moelettrica che ha ulteriormente distanziato i consumi di prodotti petroliferi. Dei quasi 220 TWh termici prodotti in Italia, oltre 100 provengono infatti dal metano, 86 da prodotti petroliferi, oltre 26 dal carbone e quasi 8 da altre fonti (comprendenti, in ordine d'importanza, orimulsion, gas d'alto forno, gas residui di raffinazione, gas di cokeria e altro) (tabella 3.19). Nel 2000 i prodotti petroliferi hanno coperto il 39% della produzione termoelettrica convenzionale (la quota era del 50,6% nel 1998), evidenziando un calo rispetto al 1999 di oltre il 6%. Al contrario, il consumo di gas naturale, che soddisfa il 45,5% della produzione di elettricità (41,3% nel 1999), è cresciuto di oltre il 16%, dando luogo ad una maggior produzione di energia elettrica pari a quasi 14 miliardi di kWh rispetto all'anno precedente. Anche l'utilizzo di carbone, pari all'11,9% del fabbisogno della produzione termoelettrica (11,4% nel 1999), è lievemente aumentato, passando da 23,7 TWh del 1999 ai 26,1 TWh nel 2000.

Gli altri combustibili hanno evidenziato un forte aumento rispetto all'anno precedente, in gran parte dovuto alla notevole crescita registrata dall'orimulsion<sup>29</sup>, il cui consumo

**Tabella 3.19 - Consumi di combustibili nella produzione termoelettrica in Italia**

Fonte	Consumi di combustibile <sup>1</sup>		Produzione lorda di elettricità <sup>2</sup>		
	2000	Variazione 2000/99 (%)	2000	Quota %	Variazione 2000/99 (%)
Carbone	9.300	9,0	26.100	11,9	9,6
Prodotti petroliferi <sup>3</sup>	19.000	-6,9	85.700	39,0	-6,2
Gas naturale	22.700	14,8	100.100	45,5	16,1
Gas derivati <sup>4</sup>	9.500	-3,1	4.300	2,0	-2,6
Altri combustibili	3.200	8,0	2.900	1,3	11,9
Altre forme di energia			700	0,3	6,5
Totale			219.800	100,0	5,1

<sup>1</sup> Migliaia di m<sup>3</sup> standard per il gas naturale ed i gas derivati, migliaia di tonnellate per gli altri combustibili

<sup>2</sup> GWh

<sup>3</sup> Olio, gasolio, distillati leggeri, coke di petrolio e gas residui di raffinazione

<sup>4</sup> Gas d'altoforno, gas di cokeria, gas da acciaieria a ossigeno

Fonte: Elaborazioni su dati GRTN

<sup>29</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.

nel 2000 è ulteriormente aumentato rispetto al 1999.

La riduzione dei consumi di prodotti petroliferi a vantaggio dei consumi di gas naturale nella produzione termoelettrica e delle fonti rinnovabili 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 2000 ha ulteriormente interessato i prezzi internazionali dei combustibili petroliferi e coinvolto in misura più ridotta il gas naturale.

Nel 2000 oltre il 72% del parco di generazione nazionale è costituito da impianti termoelettrici tradizionali (56.700 MW di potenza installata) (tabella 3.20). Gli impianti idroelettrici rappresentano una quota pari a circa il 26% della potenza complessiva installata, quelli geotermoelettrici lo 0,8%, quelli eolici e fotovoltaici lo 0,5%.

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 genera-

zione 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 quasi il 67%. Il margine di flessibilità nell'utilizzo di diversi mix di combustibili fossili è dunque consistente.

Al 31 agosto 2001 sono state presentate al GRTN richieste di connessione alla rete di trasmissione nazionale (vedi riquadro) per una potenza complessiva di 89.900 MW che superano anche l'entità dell'intero parco elettrico italiano. Se da un lato questo dato testimonia la dinamicità del mercato dell'offerta di energia elettrica in Italia a seguito dell'avvio del processo di liberalizzazione, dall'altro non può essere significativo ai fini di una corretta quantificazione della crescita attesa in quanto non attesta la concreta volontà dei produttori di realizzare tali impianti ed alcune proposte sono tra l'altro considerate alternative fra di loro dagli stessi proponenti.

**Tabella 3.20 - Potenza efficiente di generazione in Italia. Anni 1999-2000 (MW)**

	Potenza		Variazione 2000/99	
	2000	1999	MW	%
Potenza idrica lorda	20.600	20.564	36	0,2
Potenza termica lorda	56.700	54.808	1.892	3,5
Potenza geotermica lorda	631	621	10	1,6
Potenza eolica e fotovoltaica lorda	400	238	162	68,1
<b>Totale potenza lorda</b>	<b>78.331</b>	<b>76.231</b>	<b>2.100</b>	<b>2,8</b>
Potenza idrica netta	20.480	20.444	36	0,2
Potenza termica netta	54.400	52.584	1.816	3,5
Potenza geotermica netta	595	585	10	1,7
Potenza eolica e fotovoltaica netta	400	238	162	68,1
<b>Totale potenza netta</b>	<b>75.875</b>	<b>73.851</b>	<b>2.024</b>	<b>2,7</b>

Fonte: GRTN (valori 2000 provvisori)

## **RICHIESTE DI CONNESSIONE ALLA RETE DI TRASMISSIONE NAZIONALE**

Alla fine di agosto 2001 il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN) ha ricevuto richieste di connessione alla rete di trasmissione per 425 impianti per una potenza complessiva di 89.900 MW. Alcune richieste (69.700 MW) hanno riguardato connessione effettive, altre (20.200 MW) studi preliminari di fattibilità delle connessioni stesse. Il 90% della potenza riguarda impianti di produzione termoelettrica (79.900 MW) ed il rimanente impianti a fonte rinnovabile (10.000 MW); per 25.400 MW di essi è già stata presentata al Ministero dell'Industria la domanda di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio.

La distribuzione geografica delle richieste appare equamente suddivisa tra le regioni del nord (33%), del centro (32,3%) e del sud comprensivo delle isole (34,7%).

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 (ENEL Produzione, Eurogen, Elettrogen, Interpower), 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**

Nel 2000 l'energia elettrica importata dall'estero ha quasi raggiunto il valore di 45 TWh. Tale valore, che costituisce un massimo storico, è stato determinato dalla notevole richiesta di accesso alla rete di interconnessione internazionale che i clienti idonei hanno effettuato per l'acquisto di energia a prezzi competitivi rispetto al mercato italiano.

Le importazioni nette, pari a 44,3 TWh, sono cresciute del 5,6 % rispetto al 1999. La metà di tali importazioni è affluita dalla Svizzera, il 35,6% dalla Francia, il 10,1% dalla Slovenia e il restante 4,4% dall'Austria. Le importazioni nette provenienti dalla Svizzera e dalla Francia, che nel 1999 erano pari rispettivamente al 51,5% e al 36,5% del totale, sono diminuite a vantaggio di quelle affluite dall'Austria, che nel 1999 rappresentavano il 4%, e soprattutto dalla Slovenia, la cui quota nel 1999 era dell'8% (tabella 3.21).

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 per il periodo 2001-2003 circa 500 interventi relativi a stazioni, raccordi ed elettrodotti (tabella 3.22).



Secondo i programmi presentati dal GRTN la rete sarà incrementata di circa 1200 km risultanti da un aumento della rete a 380 kV (1.100 km in più) e della rete a 132-150 kV (1.400 km in più) e dalla contemporanea riduzione della rete a 220 kV (1.300 km in meno). La capacità di interconnessione con l'estero verrà aumentata lungo tutti i confini, per un incremento totale di 4.300 MW trasmissibili in sicurezza entro il 2003. Oltre agli interventi illustrati è allo studio un elettrodotto tra Italia e Slovenia il cui completamento è previsto entro dicembre 2004.

### 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 pesan-

ti. 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'auto-produzione) 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 in termini di contributo percentuale alle emissioni complessive provocate dalla combustione dei combustibili fossili. In relazione ai vari combustibili utilizzati nella

**Tabella 3.21 - Importazioni nette di energia elettrica in Italia (TWh)**

Paese	1999	2000	Quota %	Variazione 2000/99 (%)
Francia	15.329	15.771	35,5	2,9
Svizzera	21.632	22.157	50,0	2,4
Austria	1.686	1.958	4,4	16,1
Slovenia	3.362	4.461	10,1	32,7
Totale	42.009	44.347	100,0	5,6

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Tabella 3.22 - Interventi di incremento della capacità di interconnessione con l'estero**

Da	A	Tipo	Capacità di trasmissione (MW)	Lunghezza di cui in Italia) (km)	Completamento previsto
Galatina	Arachtos (GR)	c.c.	500	160 (0)	01/01/2002
S. Fiorano	Robbia (CH)	Doppia terna	1.500	50 (35)	31/12/2002
Cordignano	Lienz (A)	Semplice terna	800	180 (80)	31/12/2003
Piossasco	Grand Ile (F)	Doppia terna	1.500	180 (55)	31/12/2004

Fonte: GRTN



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  $\text{kgCO}_2/\text{kWh}$ . Nel 1996 il settore elettrico in Italia ha emesso in media 522  $\text{gCO}_2$  per ogni kWh prodotto, risultando ampiamente al di sopra della media europea (pari a 370  $\text{gCO}_2$ ). 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. In tale prospettiva l'accelerazione del processo di dismissione e di rinnovo del parco termoelettrico nazionale rivestirà 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  $\text{CO}_2$  al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale.

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.

L'ENEL in particolare ha messo in atto una serie di interventi (vedi riquadro "Accordo volontario tra Ministero dell'Ambiente, Ministero dell'Industria ed ENEL") 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 desolfuratori e 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 2000 ENEL, sono in corso di progressiva riduzione (tabella 3.23).

Anche nel corso del 2000 l'ENEL ha proseguito nell'introduzione nei siti produttivi dei sistemi di gestione ambientale certificati secondo le norme ISO 14001 ed EMAS<sup>30</sup>, che si prevede verrà estesa ad 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 le centrali termoelettriche di La Casella, Gavazzano, Torvaldaliga Nord e Sud, Turbigio e per gli impianti idroelettrici del Cordevole, che avevano già ottenuto la conformità alla normativa ISO 14001 sui Sistemi di Gestione Ambientale. Nel corso del 2000 e nei primi mesi del 2001 sono state certificate ISO le centrali termoelettriche di Fusina, Monfalcone, Porto Marghera, Porto Tolle, Sulcis e gli impianti idroelettrici sull'Avisio; le centrali sono inoltre in attesa della registrazione EMAS.

Una particolare attenzione richiede anche la gestione dei rifiuti provenienti dalle attività di produzione dell'energia elettrica. Ad esempio nel 2000 l'attività elettrica dell'ENEL ha pro-

<sup>30</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.

dotto 1.812.000 tonnellate di rifiuti, di cui il 98% sono rifiuti speciali non pericolosi ed il restante sono rifiuti speciali pericolosi. Rispetto al 1999 c'è stato un aumento di circa il 9%. In particolare tra i rifiuti non pericolosi le ceneri da carbone rappresentano il 56% del totale; esse hanno registrato un aumento dell'11% rispetto al 1999, dovuto ad un maggiore impiego di carbone come combustibile nelle centrali ENEL. Gli altri principali rifiuti non pericolosi in crescita sono i gessi ed i fanghi provenienti dai nuovi impianti di desolfurazione dei fumi. Nel 2000 il recupero dei rifiuti pericolosi e non pericolosi operato dall'ENEL è stato pari al 96%

del quantitativo prodotto, derivante soprattutto dal totale conferimento per recupero delle ceneri di carbone e dei gessi provenienti dagli impianti di desolfurazione: le ceneri in particolare trovano impiego nella produzione del cemento e nelle pavimentazioni stradali. I rifiuti speciali pericolosi (soprattutto ceneri da olio combustibile) sono diminuiti nel 2000 da circa 54.000 a 39.000 tonnellate, a causa del minore impiego di olio combustibile come fonte di alimentazione delle centrali.

È proseguito inoltre il dibattito sulla regolamentazione dell'esposizione ai campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici. Il Parlamento ha

**Tabella 3.23 - Emissioni specifiche nette negli impianti termoelettrici ENEL (g/kWh)**

Emissioni	1997	1998	1999	2000	Variazione 2000-99 (%)
SO <sub>2</sub>	3,5	3,5	2,9	2,5	-15,0
NO <sub>x</sub>	1,6	1,3	1,1	0,9	-13,4
Polveri	0,16	0,1	0,11	0,1	-14,0
CO <sub>2</sub>	723	719	707	702	-0,7

Fonte: ENEL SpA

### ACCORDO VOLONTARIO TRA MINISTERO DELL'AMBIENTE, MINISTERO DELL'INDUSTRIA ED ENEL

Il 20 luglio 2000 è stato siglato tra il Gruppo ENEL, il Ministero dell'Industria (oggi Ministero delle Attività Produttive) ed il Ministero dell'Ambiente un accordo volontario per la riduzione delle emissioni di gas serra. Si tratta del primo e più importante protocollo sottoscritto attualmente in Italia sulla riduzione delle emissioni a seguito della delibera CIPE del 1998 che ha assegnato ai diversi settori industriali gli obiettivi per la riduzione dei gas serra.

In particolare è previsto che ENEL si impegni 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:

- trasformazione in ciclo combinato di molte centrali con aumento complessivo di efficienza;
- sviluppo della produzione da fonti rinnovabili;
- riduzione delle perdite della rete di distribuzione;
- incremento dell'efficienza energetica negli usi finali.

Altri strumenti chiave dell'accordo sono la realizzazione di progetti internazionali nell'ambito dei meccanismi previsti dal Protocollo di Kyoto per la cooperazione internazionale (Joint Implementation e Clean Development Mechanism) e lo scambio di diritti di emissione (Emission Trading).

recentemente approvato "la legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici e elettromagnetici" (22 febbraio 2001, n. 36). Tale legge detta i principi fondamentali per assicurare la tutela della salute dei lavoratori, delle lavoratrici e della popolazione dagli effetti dell'esposizione a determinati campi elettromagnetici. Inoltre definisce il limite di esposizione, il valore di attenzione e gli obiettivi di qualità, rimandando ad appositi decreti attuativi la determinazione dei relativi valori.

#### 3.4.4 Prezzi

Il 1999 ed il 2000 (in particolare i primi nove mesi) sono stati caratterizzati da un'eccezionale pressione al rialzo sui prezzi dell'energia, che non si verificava da circa vent'anni. Il prezzo internazionale del petrolio, al quale sono indicizzati i contratti di approvvigionamento del gas naturale ed i prezzi di gran parte dei combustibili impiegati nella generazione elettrica, è aumentato da 11 dollari al barile nel gennaio 1999 a 35 dollari nel novembre 2000: espresso in lire ciò ha significato che il prezzo di un barile di petrolio Brent è salito dalle 18.000 lire del gennaio 1999 ad un massimo di circa 75.000 lire, pressoché quadruplicandosi. L'Unione Petrolifera nel dicembre 2000 comunicava che la bolletta energetica italiana (incluso oltre al petrolio anche gas, carbone, elettricità) era salita a 53.000 miliardi di lire, con un incremento del 77% rispetto al 1999. La spinta al rialzo prodotta dall'impennata del prezzo del petrolio ha determinato in Italia, più che in altri paesi dell'Unione Europea, una revisione al rialzo dei prezzi dell'elettricità.

I confronti di prezzo dell'energia elettrica a livello internazionale vengono effettuati sulla base sia della metodologia del prezzo medio, utilizzata dall'AIE, 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.

Per quanto riguarda le utenze domestiche i dati del luglio 2000 mostrano che gli utenti con livelli di consumo più bassi (600-1.200 kWh annui) sostengono un prezzo inferiore sia al lordo sia al netto delle imposte, pari a circa la metà di quelli prevalenti negli altri paesi europei. Di contro, le utenze con livelli di consumo più elevati sostengono un prezzo sia al lordo, sia al netto delle imposte ben al di sopra della media europea, con scostamenti dell'ordine del 61%. 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 3.24). Mediamente, lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata (in base ai volumi di consumo per paese e alla loro distribuzione per le classi considerate) dei prezzi italiani può essere stimato pari al 23%. Tale divario è in linea con quello sopportato dalla famiglia media italiana, con potenza installata di 3 kW e consumi annui di 2.700 kWh, attorno alla quale si addensa gran parte dell'utenza domestica.

I prezzi dell'energia elettrica per le utenze industriali, sia al lordo che al netto delle imposte, risultano invece tra i più elevati in Europa (tabella 3.25), con scostamenti che, a differenza di quanto era stato rilevato lo scorso anno, tendono ad aumentare al crescere del livello di consumo di riferimento. Il divario è massimo (oltre il 54%) nel caso della classe di consumo di 2 GWh annui. Il divario crescente con la media europea riflette anche l'aumento della componente relativa agli oneri di sistema inseriti nella tariffa elettrica per tutte le tipologie di consumo ed in particolare per quelle più elevate. Al netto delle imposte il divario con il valore medio è più contenuto per le tipologie con consumi più bassi e più elevato per i grandi consumatori, a causa della degressività dell'incidenza fiscale che diminuisce in funzione dei consumi.

L'andamento dei prezzi nel corso del 2000 mostra i primi effetti sui prezzi dell'elettricità dei cambiamenti strutturali in atto sui mercati europei, culminati con il recepimento della di-

**Tabella 3.24 - Prezzi dell'energia elettrica per le utenze domestiche in alcuni paesi europei (1 luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti)**

Paese	Consumo annuo 1.200 kWh			Consumo annuo 3.500 kWh		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte
	(lire/kWh)	Var. 2000/99 (%)	(lire/kWh)	(lire/kWh)	Var. 2000/99 (%)	(lire/kWh)
Austria	219,5	-3,7	298,3	184,3	-3,0	256,1
Belgio	281,3	-9,8	343,7	226,1	-0,8	277,0
Danimarca	204,9	5,3	463,1	138,9	5,8	380,6
Francia	215,7	-0,7	275,9	177,1	-1,5	223,4
Germania	288,8	-9,1	360,8	234,8	-6,3	298,3
Italia	151,1	19,2	169,5	320,7	-2,0	405,7
Olanda	225,1	10,9	288,5	176,7	11,8	263,2
Regno Unito	273,5	-7,7	287,1	199,6	-5,2	209,5
Spagna	221,7	-2,1	270,3	173,3	-2,1	211,3
Svezia	203,2	0,4	298,2	126,2	0,4	201,9
Media UE <sup>1</sup>	236,7	-2,4	292,5	198,6	-2,1	251,4
Italia: scostamento dalla media UE (%)	-36,2		-42,1	61,5		61,4

<sup>1</sup> Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

**Tabella 3.25 - Prezzi dell'energia elettrica per usi industriali in alcuni paesi europei (1 luglio 2000; prezzi in lire/kWh a cambi correnti)**

Paese	2 GWh anno (500 kW, 4000 ore)			4 GWh anno (4000 kW, 6000 ore)		
	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte <sup>2</sup>	Al netto delle imposte		Al lordo delle imposte <sup>2</sup>
	lire/kWh	Var. 2000/99 (%)	lire/kWh	lire/kWh	Var. 2000/99 (%)	lire/kWh
Austria	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd	Nd
Belgio	147,4	3,4	147,4	118,8	4,5	118,8
Danimarca	96,3	5,1	109,3	Nd	Nd	Nd
Francia	106,0	-3,5	106,0	91,2	-4,1	91,2
Germania	130,8	-14,8	143,2	100,1	-18,2	112,5
Italia	166,7	26,4	199,3	147,8	36,5	156,2
Olanda	61,3	-7,2	61,3	42,2	-8,2	42,2
Regno Unito	123,5	11,8	135,8	111,3	Nd	Nd
Spagna	123,1	1,9	129,4	103,8	2,1	109,0
Svezia	75,1	5,9	75,1	58,4	3,9	58,4
Media UE <sup>1</sup>	121,9	3,2	129,1	98,7	2,4	104,4
Italia: scostamento dalla media UE %	36,8		54,3	49,7		49,7

<sup>1</sup> Media ponderata sul volume dei consumi nazionali registrati nel 1997

<sup>2</sup> I prezzi sono al netto dell'IVA in quanto recuperabile dalle imprese

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

rettiva 96/92/CE e con la conseguente apertura del mercato in molti paesi. Alcuni paesi, tuttavia, hanno risentito fortemente dell' apprezzamento del petrolio sui mercati internazionali riportando significativi incrementi. Per le utenze domestiche, la flessione della media europea riguarda tutte le tipologie di consumo, risultando compresa fra il 2 e il 3%; la riduzione appare più intensa per i paesi di più estesa o recente liberalizzazione, come la Germania, il Regno Unito e la Spagna, ma significativa anche per paesi non ancora ampiamente liberalizzati come il Belgio e la Grecia. L'Italia registra una crescita tendenziale dei prezzi per le tipologie con consumi più bassi ed una flessione per quelle con consumi più elevati. Tale andamento va attribuito anche alla riforma tariffaria introdotta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas a partire dal 1° gennaio 2000, che ha teso a riequilibrare l'onere complessivo anche attraverso un graduale ripristino della responsabilità di costo e un progressivo riassorbimento del divario negativo fra prezzi e costi nel caso delle utenze domestiche agevolate.

Per le utenze industriali la diminuzione dei prezzi in Europa non ha riguardato tutte le tipologie di consumo. Anche in questo caso il valore medio ponderato europeo per ogni tipologia riflette la crescita dei prezzi nei paesi più grandi per entità del consumo, come l'Italia che, assieme a Olanda e Danimarca, ha risentito maggiormente dell'innalzamento dei prezzi del petrolio. Il maggior decremento dei prezzi

in Europa si è invece registrato in Germania, dove tradizionalmente si sono riscontrati i prezzi più elevati.

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 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 3.26).

**Tabella 3.26 - 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	Cogenerazione	Produzione	Cogenerazione	Produzione	Cogenerazione
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
Orimulsion	-	-	3,983	3,983	30,83	30,83

Fonte: Legge Finanziaria 1998 e 1999

Con la legge finanziaria per l'anno 2001 (legge 23 dicembre 2000, n. 388) sono state introdotte importanti novità relative alla fiscalità sull'energia elettrica. In primo luogo, sono state apportate modificazioni al sistema impositivo sul consumo, con l'introduzione di elementi di razionalizzazione a partire dal 1 gennaio 2001.

Le modifiche riguardano il consumo di energia elettrica in locali e luoghi diversi dalle abitazioni:

- è stata eliminata l'addizionale erariale istituita con decreto legge 30 settembre 1989, n. 332;
- il regime agevolativo previsto per la soppressa addizionale erariale è stato applicato all'imposta erariale;
- è stata eliminata la diversificazione delle aliquote dell'imposta erariale, con l'introduzione di un'aliquota unica di 6 lire per kWh in luogo delle due precedentemente in vigore (4,10 lire per consumi fino a 200.000 kWh/mese e 2,5 lire per consumi ulteriori);
- è stata introdotta una nuova esenzione basata sul quantitativo di energia elettrica consumata mensilmente negli stabilimenti industriali: qualora venga superato il consumo di 1.200 GWh, l'intero consumo (e non solo il consumo ulteriore) risulterà esente dall'imposta; per la determinazione dell'esenzione sarà preso a riferimento il consumo nei soli mesi in cui il limite suddetto verrà superato;
- è stata prevista l'esclusione dalla base imponibile dell'imposta l'energia elettrica impiegata nei processi industriali elettrochimici, elettrometallurgici ed elettrosiderurgici; pertanto in questi impieghi non potrà essere applicata, oltre all'imposta erariale, l'addizionale provinciale;
- è stata prevista l'esenzione dall'imposta di consumo dell'energia elettrica prodotta da impianti di gassificazione alimentati anche con carbone di origine nazionale.

Nel complesso, gli interventi introdotti con la legge finanziaria 2001 hanno comportato una riduzione del carico fiscale per le categorie non soggette a ulteriori e specifiche esenzioni o

agevolazioni che varia da quasi il 10% a oltre il 53% a seconda della potenza assorbita e del livello dei consumi.

Allo scopo di compensare le variazioni dell'incidenza sui prezzi al consumo derivanti dall'andamento dei prezzi internazionali del petrolio, nell'ambito del DL n. 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. Le aliquote introdotte dal decreto n. 268 sono state confermate per il periodo 1° gennaio 2001-30 giugno 2001 dalla legge finanziaria per il 2001. Alla fine del 1999 il Governo aveva deciso di rimandare la fissazione delle nuove aliquote di carbon tax per il 2000 in considerazione della dinamica dei prezzi del petrolio nel corso dell'anno e delle conseguenti ripercussioni sui prezzi dei derivati e quindi sui prezzi al consumo.

Con il decreto legge n. 268 è stato altresì disposto che per l'anno 2000 non venisse emanato il DPCM che, in attuazione di quanto stabilito dall'art. 8 della legge 23 dicembre 1998, n. 448, avrebbe dovuto fissare gli adeguamenti intermedi delle aliquote delle accise sugli oli minerali, sul carbone, sul coke di petrolio e sull'orimulsion, in vista del raggiungimento delle aliquote obiettivo entro il 1° gennaio 2005. Inoltre, la legge finanziaria per il 2001 ha introdotto l'esenzione dalla carbon tax per il carbone di origine nazionale impiegato per la produzione di energia elettrica in impianti di gassificazione, che si aggiunge alla già citata esenzione dal pagamento dell'imposta di consumo.

### 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 tecno-



logie 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%. 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. Il rinnovo del parco si scontra con ostacoli di natura finanziaria: le compagnie elettriche, ed in particolare l'ex monopolista pubblico, chiamate a ritornare utili agli azionisti, trovano meno prioritario investire nel rinnovamento della capacità di generazione.

L'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, perché probabilmente la internalizzazione dei costi sociali è ancora limitata. Di contro, la graduale apertura del mercato elettrico alla concorrenza potrebbe costituire uno stimolo ad una più veloce sostituzione degli impianti esistenti; tuttavia le convenienze economiche in questo nuovo assetto andrebbero incrociate con la necessità di ritorni a breve per gli azionisti.

L'adeguamento alla direttiva europea 96/61/CE sul controllo integrato e la prevenzione dell'inquinamento è estremamente importante per muoversi decisamente lungo 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 a recupero, permette già oggi rendimenti superiori al 55% e promette per i prossimi anni valori del 60%; inoltre, grazie alla standardizzazione, questi impianti sono oggi i più economici da costruire. La maggior parte degli oltre 140 nuovi impianti termoelettrici proposti recentemente al GRTN (v. paragrafo 3.4.1) prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero assai limitato di tali iniziative si trasformeranno in centrali elettriche a causa sia della difficoltà di reperire nuovi siti, sia dell'onerosità dei processi autorizzativi, ma in ogni caso tale dato rappresenta un indicatore significativo del potenziale di redditività connesso all'impiego di tale opzione tecnologica sul mercato italiano. Nella prospettiva di inserimento di nuovi operatori si apre altresì 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. Ulteriori approfondimenti sulle tecnologie per la produzione di energia elettrica e sulla loro evoluzione vengono illustrati nel capitolo 6.

### **3.4.6 Organizzazione industriale del mercato**

Il mercato elettrico, secondo quanto individuato dalla Commissione Europea per l'analisi delle posizioni dominanti, si suddivide in quattro segmenti: generazione di energia elettrica, trasmissione sulla rete ad alta tensione, distribuzione su reti a media e bassa tensione e fornitura dell'energia elettrica al consumatore finale.

Il decreto legislativo n. 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 state illustrate nel Rapporto Energia e Ambiente 2000. L'attuazione del decreto 79/99 ha richiesto una serie di interventi che hanno coinvolto in modo significativo sia il lato dell'offerta – definizione del piano e delle modalità di cessione degli impianti da parte dell'ENEL SpA, regolamentazione delle importazioni, nuovi meccanismi di promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, disciplina degli oneri di sistema, definizione degli obblighi per gli operatori – sia la definizione dei clienti idonei e delle clausole negoziali per il mercato libero.

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 Ita-

lia, 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 approvato dal Governo secondo lo schema riportato in tabella 3.27.

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>31</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

**Tabella 3.27 - 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
Totale A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084	
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

<sup>31</sup> 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 basso rendimento.

alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio.

Nel mercato della generazione il Gruppo ENEL controlla attualmente circa il 75% della potenza netta ed il 77,4% della produzione netta (tabella 3.28). Al termine della dismissione delle tre società e con quote di mercato e di consumo invariate a quelle registrate nel corso del 2000, il Gruppo ENEL rappresenterà oltre il 56% della produzione 2000 (al netto degli autoconsumi).

Nel corso del 2000 è stata avviata la procedura per la cessione della società Elettrogen. Sono state presentate manifestazioni di interesse da parte di molti operatori nazionali ed esteri del settore, utenti industriali di grandi dimensioni, banche e società finanziarie, per un totale di 27 società italiane e estere. È stata presentata un'offerta vincolante da parte di quattro contendenti: Itaipower (promossa dalle municipalizzate ACEA, AEM-Milano e AEM-Torino, e dalla svizzera Atel), Edigen (società tra Edison e Sondel del Gruppo Montedison), Sinergia (che associa Energia Italiana, controllata dalla CIR e partecipata dall'austriaca Verbund e dalla municipalizzata bolognese Seabo, con l'americana Mirant ed il Monte Paschi), la cordata guidata dalla spagnola Endesa (cui partecipano l'ASM di Brescia ed il Banco Santander Central Hispano). La partecipazione degli operatori fi-

nanziari mostra un diffuso interesse verso le opportunità di reddito del settore che si aggiungono a quelle di mercato costituite dalla crescente domanda di consulenza finanziaria e di prestiti, legati sia ai collocamenti azionari, sia ai nuovi investimenti. Nel luglio 2001, al termine della procedura concorsuale, la cordata guidata da Endesa ha prevalso su Edigen, aggiudicandosi Elettrogen per un importo di circa 5.070 miliardi di lire, ai quali occorre aggiungere gli oneri derivanti dall'indebitamento della società (circa 2.000 miliardi di lire) ed i costi di investimento necessari per la riconversione ambientale e tecnologica degli impianti: in definitiva oltre 1,6 miliardi di lire/MWe, una cifra ritenuta troppo elevata da molti operatori del settore se confrontata con i costi necessari per la costruzione di un nuovo impianto.

Chiusa la gara per Elettrogen, il Governo ha avviato nel settembre 2001 la procedura per la cessione della società Eurogen, la più grande delle tre società da dismettere: al momento risulta che sono 20 le società che hanno presentato la manifestazione di interesse. L'iter è stato accelerato rispetto al precedente e dovrebbe concludersi entro i primi mesi del 2002. Tra le novità emerse nell'evoluzione del mercato è da segnalare la costituzione del consorzio Italennergia guidato dal Gruppo FIAT e da EDF

**Tabella 3.28 - Mercato della produzione netta nel 2000**

Società	GWh	%
ENEL Produzione	125.204	53,1
ERGA	7.513	3,2
VALGEN	127	0,1
EUROGEN	22.471	9,5
ELETTROGEN	7.576	3,2
INTERPOWER	19.636	8,3
Totale GenCo	49.683	21,1
Totale Gruppo ENEL	182.527	77,4
Totale ENEL senza GenCo	132.844	56,3
Gruppo EDISON	17.254	7,3
Gruppo SONDEL	6.265	2,7
Altri (ENI, Municipalizzate)	29.880	12,7
<b>Totale produzione netta</b>	<b>235.926</b>	<b>100,0</b>

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

(l'ente elettrico francese), che ha acquisito il controllo di Montedison e delle controllate Edison e SONDEL, con l'obiettivo di svolgere un ruolo significativo nell'ambito dell'apertura del mercato italiano della produzione di energia elettrica. Al momento il Gruppo FIAT detiene meno del 2% del mercato, cui si aggiunge il 10% di Montedison.

Per quanto riguarda la costruzione e l'allacciamento di nuovi impianti, come si è visto in precedenza, alla fine di agosto 2001 erano pervenute al GRTN richieste per complessivi 89.900 MW. Anche se non tutte le richieste presentate si tradurranno in investimenti effettivi, tutto questo non può che favorire le condizioni per un più equilibrato gioco competitivo nel settore della generazione in Italia, che sconta al momento la mancanza dei requisiti strutturali per una effettiva concorrenza, con evidenti conseguenze anche sul futuro funzionamento della Borsa elettrica. In tale prospettiva va anche la decisione dell'Autorità garante per la concorrenza ed il mercato che, a chiusura dell'istruttoria per l'approvazione dell'operazione ENEL-Infostrada, ha autorizzato la suddetta operazione di concentrazione solo a condizione della cessione di ulteriori 5.500 MW della propria capacità di generazione da parte dell'ENEL entro 90 giorni dalla cessione delle tre società scorporate dal Gruppo ENEL.

L'efficienza del parco di generazione rappresenta un altro elemento critico ai fini di un corretto sviluppo del mercato elettrico. Infatti, il listino della futura Borsa elettrica sarà guidato dalle centrali meno efficienti: ogni giorno il GRTN e la Borsa faranno entrare inizialmente in servizio gli impianti più efficienti, in grado di offrire il prezzo più basso, e per coprire le punte della domanda saranno successivamente fatte entrare in servizio le centrali più costose (e meno efficienti). In definitiva il prezzo finale della Borsa sarà determinato presumibilmente da-

gli impianti più obsoleti ed inefficienti, con tutte le conseguenze del caso sulla concorrenza e sulla spinta al rinnovo del parco. In tale prospettiva è da segnalare con favore il dato secondo il quale la maggior parte dei nuovi impianti proposti preveda l'impiego di cicli combinati a gas ad alto rendimento.

In definitiva non sembra tuttavia esserci per l'Italia un "rischio California"<sup>32</sup> immediato, anche se nell'estate del 2001 l'impiego prolungato dei condizionatori ha costretto il GRTN ad adottare misure di emergenza per evitare il collasso della rete. In particolare il GRTN ha utilizzato una parte delle linee di riserva messe a disposizione dall'industria siderurgica con i cosiddetti contratti a "interrompibilità". In ogni caso il Governo ha allo studio provvedimenti legislativi in grado di semplificare i passaggi necessari ad ottenere le autorizzazioni per la realizzazione dei nuovi impianti, allo scopo di allontanare il rischio dell'insufficienza energetica, creare le condizioni per un effettivo decollo del mercato dell'energia e ridurre in ultima analisi il costo dell'energia per gli utenti.

Nel segmento della distribuzione ENEL Distribuzione è proprietaria di oltre l'80% della rete a media e bassa tensione. Nel corso del 2000 sono state completate le operazioni relative alla dismissione delle porzioni di rete di distribuzione dell'ENEL in alcuni territori comunali. Allo scopo di razionalizzare la rete di distribuzione il decreto 79/99, art. 9, comma 3 prevede, infatti, il rilascio di una sola concessione di distribuzione per ciascun ambito comunale. Le cessioni sono state completate nei casi dei comuni di Trieste e Parma. Alla fine del 2000 e nei primi mesi del 2001 sono stati avviati i negoziati per la cessione della rete elettrica nei comuni di Torino, Milano, Roma, Verona, Torino, Modena e Brescia. Negli altri casi gli accordi sono in via di definizione o di trattativa. Le cessioni già completate hanno compor-

<sup>32</sup> Tra il dicembre 2000 ed il gennaio 2001 si sono verificati in California *black-out* preventivi a rotazione e fenomeni di crescita abnorme dei prezzi all'ingrosso dell'energia, aventi come comune denominatore il cronico deficit di margine di riserva di generazione del sistema californiano. Tale situazione senza precedenti, che rischia di minare l'economia dello Stato con potenziali riflessi economici e finanziari per tutti gli USA, ha aperto dibattiti in vari paesi industrializzati sui modelli di sviluppo dei mercati energetici avanzati in grado di coniugare liberalizzazione, sviluppo, riduzione delle tariffe e protezione dell'ambiente.

tato per ENEL Distribuzione una perdita di oltre 40.000 utenze, che è stata bilanciata da un aumento del numero totale di clienti rispetto al 1999, che è passato a 29.840.000.

Per quanto riguarda il mercato della fornitura, si distinguono vendite al mercato libero e vendite al mercato vincolato. Nell'anno 2000 le vendite al mercato libero sono state pari a circa 51 TWh (al netto degli autoconsumi), di cui quasi la metà è stata coperta da ENEL Trade seguita a grande distanza da Edison Energia SpA (tabella 3.29). I dati mettono in evidenza una tendenza dei clienti idonei a rivolgersi agli acquirenti grossisti per la fornitura di energia, piuttosto che approvvigionarsi direttamente. Per l'anno 2001 la quota di ENEL Trade dovrebbe ridursi rispetto al 2000, sia per la maggior concorrenza, sia per la cessione, avvenuta tramite asta, dell'energia proveniente dagli impianti CIP 6/92. I concorrenti hanno acquistato circa il 50-60% dell'energia messa all'asta (circa 35 TWh), contro il 40-50% di ENEL Trade. Le quantità vendute ai clienti idonei comprendono anche energia acquistata all'estero per un totale di circa 23 TWh. Gli operatori del mercato libero mostrano una diversa attenzione ai diversi segmenti di clientela, alcuni concentran-

dosi sulle grandi imprese industriali, altri sulle piccole e medie imprese che acquistano energia attraverso i consorzi. Si configurano pertanto differenti strategie di offerta in funzione delle opportunità del mercato di riferimento e delle relative competenze.

Nel mercato vincolato le quantità vendute sono state pari a circa 208 TWh, coperte largamente da ENEL Distribuzione, che ha fornito circa il 92% dei clienti vincolati, in lieve calo rispetto al 1999 (92,8%). La seconda impresa elettrica che opera nel segmento della distribuzione a livello locale controlla circa l'1,5% delle vendite del mercato vincolato.

### 3.5 Fonti energetiche rinnovabili

Il contributo delle fonti energetiche rinnovabili (FER) al bilancio energetico nazionale è cresciuto dai circa 12,7 Mtep del 1990 ai 16,7 Mtep del 2000, con un aumento di quasi il 32%. Nello stesso periodo, l'energia prodotta dalle FER non tradizionali è aumentata del 72% (tabella 3.30). Nel seguito si fornisce una descrizione dell'evoluzione registrata negli ultimi anni nell'utilizzo delle principali tecnologie.

**Tabella 3.29 - Vendite sul mercato libero nel 2000 (incluse importazioni)**

Operatore	Energia venduta (GWh)	Quota di mercato (%)
ENEL Trade	20.761	40,5
Edison Energia	8.109	15,8
Lumenenergia	3.964	7,7
Electraitalia	2.020	3,9
ASM Energia e Ambiente	1.764	3,4
Dalmine Energie	1.485	2,9
Energia	1.369	2,7
Altri	4.026	7,9
<b>Totale vendite intermedie</b>	<b>43.498</b>	<b>85,0</b>
<b>Vendite non intermedie <sup>1</sup></b>	<b>7.702</b>	<b>15,0</b>
<b>Totale vendite mercato libero</b>	<b>51.200</b>	<b>100,0</b>

<sup>1</sup> Stima

Fonte: Autorità per l'energia elettrica e il gas

### 3.5.1 Quantità

#### 3.5.1.1 Elettricità

Come noto, la risorsa idroelettrica rappresenta di gran lunga la più importante delle risorse energetiche nazionali ed è stata uno dei principali motori di sviluppo economico del Paese. Il grado di utilizzazione del potenziale idroelettrico nazionale è già molto elevato (più del 70%). Il contributo percentuale alla produzione di elettricità, preminente agli inizi degli anni sessanta, è progressivamente diminuito, attestandosi attualmente a meno del 20%. Si prevede che iniziative dell'ENEL e degli altri produttori-distributori possano aumentare nei prossimi anni il grado di utilizzazione di piccoli impianti idroelettrici, con potenza installata fino ai 10 MW, che meritano un discorso a parte. 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, non ultimo in termini di impatto complessivo, degli impianti di piccola taglia per la fornitura di energia elettrica.

La situazione italiana è riassunta nella tabella 3.31 dove si considera solo l'energia idroelettrica da apporti naturali (escludendo la produzione da pompaggio)<sup>33</sup>. Rispetto ai 1952 impianti idroelettrici in funzione in Italia a fine 1998 (e ad una potenza efficiente lorda di 16.238 MW), nel 1999 si sono aggiunti 24 impianti per una potenza complessiva di 330 MW (14 piccoli, 5 medi, 5 grandi).

Il contributo delle altre fonti rinnovabili (eolico, solare, RSU, legna e derivati, biogas) in termini di GWh prodotti negli anni 1990-2000 è riportato nella figura 3.7.

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

**Tabella 3.30 - Energia da fonti energetiche rinnovabili in Italia in equivalente fossile sostituita. Anni 1990-2000 (ktep)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000 <sup>4</sup>
Idroelettrica <sup>1</sup>	6.958	8.312	9.248	9.152	9.067	9.979	9.816
Eolica	0	2	7	26	51	89	98
Solare	6	10	10	10	13	13	15
Geotermia	909	969	1.041	1.072	1.140	1.182	1.248
RSU	191	124	134	172	267	382	520
Legna e assimilati <sup>2</sup>	4.578	4.661	4.638	4.654	4.687	4.696	4.696
Biocombustibili	0	65	45	0	80	80	80
Biogas	9	19	59	95	142	167	200
<b>Totale</b>	<b>12.652</b>	<b>14.162</b>	<b>15.183</b>	<b>15.182</b>	<b>15.447</b>	<b>16.587</b>	<b>16.673</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>	<b>2.009</b>

<sup>1</sup> Solo elettricità da apporti naturali

<sup>2</sup> La serie, che include il risultato dell'indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni è stata consolidata rispetto a quanto riportato nel REA 2000 alla luce di una nuova indagine che ha ridimensionato la stima del consumo di legna da ardere nel settore residenziale da 5,2 a 3,6 Mtep

<sup>3</sup> Eolico, solare, RSU, teleriscaldamento a legna, legna ed assimilati per la produzione di energia elettrica e calore in impianti industriali (l'utilizzo della legna da ardere nel settore residenziale, stimato in 3,6 Mtep, è escluso perché impiego tradizionale), biocombustibili, biogas

<sup>4</sup> Dati provvisori e stime

Fonte: Elaborazioni ENEA su dati di origine diversa

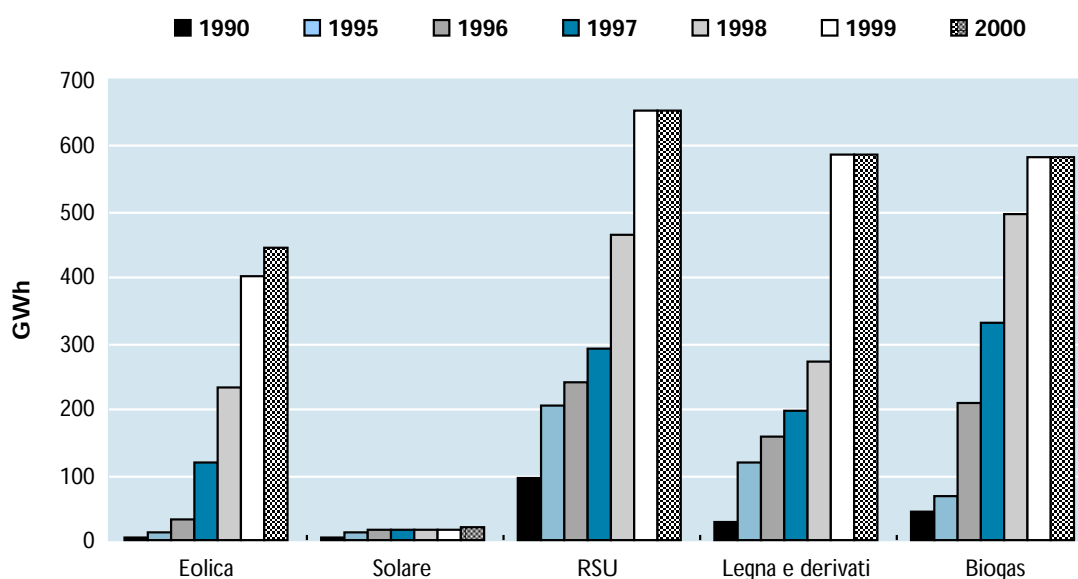
<sup>33</sup> Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 1998, ENEL, Roma (1999). Dati statistici sull'energia elettrica in Italia, 1999, GRTN, Roma (2000).

**Tabella 3.31 - Numero di impianti, potenza installata e produzione di energia idroelettrica**

A - Totale idroelettrica Italia	1998	1999	2000
Numero impianti	1952	1976	Nd
Potenza efficiente lorda (MW)	16238	16570	Nd
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	41214	45358	44617
Fattore di capacità medio (%)	30	32	
B - Potenza efficiente lorda fino a 1 MW	1998	1999	2000
Numero impianti	1149	1163	Nd
Potenza efficiente lorda (MW)	406	414	Nd
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	1718	1762	1733
Fattore di capacità medio (%)	49	49	
C - Potenza efficiente lorda tra 1 e 10 MW	1998	1999	2000
Numero impianti	519	524	Nd
Potenza efficiente lorda (MW)	1804	1787	Nd
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	6602	6840	6728
Fattore di capacità medio (%)	43	45	
D - Potenza efficiente lorda oltre 10 MW	1998	1999	2000
Numero impianti	284	289	Nd
Potenza efficiente lorda (MW)	14028	14370	Nd
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	32893	36756	36155
Fattore di capacità medio (%)	27	30	

La ripartizione fra le diverse categorie è stata effettuata in base al totale di produzione idroelettrica provvisorio, assumendo le stesse quote dell'anno precedente

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999 e 2000)

**Figura 3.7 - Elettricità da fonti rinnovabili non tradizionali. Anni 1999-2000 (GWh)**


Fonte: Elaborazione ENEA di dati ENEL (fino al 1998), GRTN (1999 e 2000)

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, 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 dei generatori eolici sia meno avanzata rispetto a quella di altri paesi europei, negli ultimi 3-4 anni si è registrata una crescita significativa, passando dai circa 164 MW di fine 1998 ai quasi 430 MW del 2000 (tabella 3.32). Nel corso del 2000 4 nuovi impianti, per una potenza installata totale di circa 125 MW, sono entrati in servizio (nelle province di Avellino, Campobasso e Foggia). Nello stesso periodo, la produzione di energia elettrica è passata da circa 118 a quasi 450 milioni di kWh.

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 a base di celle al silicio (a cristallo singolo o multi-cristallino).

A fine 2000 la potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia vale 19 MW con un incremento sull'anno precedente del 3%<sup>34</sup> (18,5 MW nel 1999).

A fine 2000 la potenza geotermoelettrica installata in Italia valeva quasi 640 MW (tabella 3.33). A parte una diminuzione registrata nel 1994, nell'ultimo decennio l'energia elettrica prodotta è sempre aumentata, passando dai 3200 GWh del 1990 ai 4700 GWh del 2000.

Su un totale di più di 40 impianti di trattamento dei rifiuti operativi sul territorio nazionale a fine 1999, in 4 si recupera solo energia termica (vapore), in 10 si produce energia termica ed elettrica in cogenerazione e nei restanti 20 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) con un avvio al trattamento di quasi 2 milioni di tonnellate di RSU.

Nel corso del 2000 sono stati allacciati alla rete due nuovi impianti di generazione elettrica da rifiuti solidi urbani nelle province di Milano e Pavia, per quasi 75 MW totali.

**Tabella 3.32 - Contributo dell'energia eolica in Italia**

	1998	1999	2000
Potenza installata, MW	164	232	430
Energia elettrica prodotta, GWh	231,1	402,5	500 <sup>1</sup>
Fattore di capacità medio, %	16	20	14

<sup>1</sup> Stima ENEA dai dati di produzione riferiti da Italian Vento Power Corporation (IVPC), Edison e altri operatori  
Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999 e 2000)

**Tabella 3.33 - Energia geotermoelettrica**

	1998	1999	2000
Numero di impianti	30	32	33
Potenza efficiente lorda (MW)	579	621	638
Energia elettrica prodotta lorda (GWh)	4214	4403	4705
Fattore di capacità medio (%)	85	82	86

Fonte: ENEL (dati 1998), GRTN (dati 1999 e 2000)

<sup>34</sup> *Trends in Photovoltaic Applications*, Report IEA-PVPST1-10:2001.



### 3.5.1.2 Calore

La produzione di calore proviene da: collettori solari termici (circa 11 ktep); utilizzi diretti dell'energia geotermica (214 ktep); calore recuperato in impianti di termotrattamento di RSU (14 ktep); impianti di teleriscaldamento che utilizzano legna, localizzati in Piemonte e nella provincia autonoma di Bolzano (circa 9 ktep); impianti industriali che utilizzano residui della lavorazione (legna ed assimilati) per la produzione di calore (943 ktep); 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 3,6 Mtep). Questo dato è risultato da una nuova indagine statistica sulle famiglie italiane condotta, per conto dell'ENEA, da una società specializzata. L'indagine ha indicato un consumo di circa 14 Mt di legna da ardere nelle abitazioni. Questo è un dato diverso da quello emerso dall'indagine precedente che indicava, invece, in 21 Mt l'ammontare di legna da ardere.

La diffusione di pannelli solari per acqua calda in Italia è stata recentemente valutata in 244.000 m<sup>2</sup> installati alla fine del 1999, per una produzione complessiva di 400 TJ. L'incremento del 40% previsto per il 2000 porterebbe il contributo complessivo a 560 TJ<sup>35</sup>.

### 3.5.1.3 Biocombustibili

Ad oggi, la produzione di biocombustibili in Italia non ha ancora superato le dimensioni di nicchia. Per indisponibilità di etanolo dal 1996 ad oggi non si è avuta alcuna produzione industriale di ETBE, mentre una limitata produzione di biodiesel è 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 relativa-

mente 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 di biodiesel. Nel 1997, causa la ritardata reiterazione del decreto che istituiva il contingente defiscalizzato, unita alla sempre maggiore difficoltà di approvvigionamento della materia prima, si è avuto un blocco pressoché totale della produzione, ripresa solo verso la fine del 1998. 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. Il consumo annuo di biodiesel nel 1998, 1999 e 2000 è stimato in un equivalente di energia fossile sostituita di circa 80 ktep, nell'ipotesi che l'intero contingente defiscalizzato sia stato sfruttato. Nella finanziaria per l'anno 2001 il contingente di biodiesel esentato da accisa passa da 125.000 tonnellate a 300.000 tonnellate.

È stato recentemente attivato un accordo volontario fra tutti gli operatori della filiera biodiesel - associazioni degli agricoltori, Unione Petrolifera, amministrazioni pubbliche e organizzazioni sindacali - per introdurre progressivamente nella rete di distribuzione nazionale di carburanti miscele biodiesel-gasolio, con percentuali di biodiesel fino al 5%, ed utilizzare miscele biodiesel-gasolio, ma con percentuali di biodiesel maggiori, nelle flotte di trasporto pubblico e in quelle dei servizi di pubblica utilità. Un maggiore utilizzo di sostituti del gasolio di origine vegetale offre una serie di benefici di differente natura: contribuendo a contenere la domanda di gasolio, concorrerà alla stabilità dei mercati energetici e a ridurre le emissioni di CO<sub>2</sub> e di altri inquinanti, potrà avere un effetto positivo sull'occupazione nel settore agricoltura e renderà possibile il recupero di aree marginali.

<sup>35</sup> *European Solar Thermal Market*, "Renewable Energy Focus", June 2001, p. 32.

### 3.5.2 Prezzi

Per la determinazione del prezzo d'offerta sul mercato dei certificati verdi si deve considerare che, almeno in una fase iniziale, la maggiore quantità di produzione rinnovabile utile al soddisfacimento dell'obbligo del 2% sarà quella generata dagli "impianti CIP 6/92". Questi impianti producono un'energia cui viene riconosciuto un valore determinato secondo il criterio del costo evitato.

A prescindere dalla validità di tale criterio nello stabilire un "giusto valore" alla produzione da fonti rinnovabili, bisogna considerare che chi comprerà tale energia al prezzo amministrato dal CIP 6/92 dovrà ricevere dalla sua vendita un introito almeno pari al costo sostenuto per acquistarla.

Il GRTN è titolare dei certificati verdi afferenti la produzione degli "impianti CIP 6/92". Dunque oltre al ricavo della vendita di questa energia sul mercato, il GRTN potrà ottenere un ricavo aggiuntivo dalla vendita dei relativi certificati verdi.

Il prezzo con cui tali certificati verdi saranno collocati sul mercato sarà pari al costo medio di acquisto da parte del GRTN delle "cessioni destinate" da fonti rinnovabili (ossia escluse le assimilate), al netto dei ricavi di cessione dell'energia sul mercato. Pertanto, almeno inizialmente, il prezzo dei certificati verdi sarà stabilito dal GRTN e soltanto in seguito verrà deciso dal mercato.

Nel 2002, il costo medio di acquisto da parte del GRTN dell'energia elettrica prodotta da sole fonti rinnovabili sarà pari a circa 260 lire/kWh. Nell'ipotesi che la cessione di energia si realizzi in base alla normativa attuale ad un prezzo medio di 140 lire/kWh, il prezzo di offerta del GRTN per i certificati verdi di sua disponibilità sarebbe di circa 120 lire/kWh.

### 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 quale 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 R&D potrebbero produrre nel settore nel medio periodo.

Questi i risultati dell'analisi, anche se si sottolinea il fatto che essa 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 coerente 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, comporterebbe una riduzione del 20% nei costi. La competitività di quest'ultima tecnologia per la generazione di energia elettrica è attesa nel medio periodo;

- attualmente sul mercato internazionale, per il pannello fotovoltaico, si ritiene raggiungibile un costo di circa 3,3 euro/Wp, al quale si somma la cifra di circa 2,2 euro/Wp per il BOS, per un totale di 5,5 euro/Wp.

### 3.5.4 Organizzazione industriale del mercato

Al fine di favorire lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili (FER), posto che tali fonti non sono ancora competitive rispetto alle tradizionali tecnologie di produzione, è necessario assicurare ai produttori che dovranno realizzare gli impianti alimentati da FER un'adeguata remunerazione degli investimenti tramite qualche forma di sostegno pubblico.

L'attuale legislazione europea consente ai paesi membri di "concedere sostegni a favore delle energie rinnovabili mediante meccanismi di mercato, quali ad esempio i certificati verdi o i sistemi basati su bandi di gara"<sup>36</sup>.

#### 3.5.4.1 Certificati di efficienza energetica

Uno strumento che potrebbe essere utilizzato per la valorizzazione delle FER è stato introdotto con i decreti del Ministero dell'Industria del 24 aprile 2001 che individuano gli "obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali" a carico delle società che operano la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale. In virtù di tali decreti gli esercenti la distribuzione devono conseguire riduzioni dei consumi di energia primaria nella misura indicata in tabella 3.34.

Ai decreti sono allegati degli elenchi sulle tipologie di intervento attuabili per ottemperare all'obbligo; le liste sono tassative per gli eser-

centi fatta salva la possibilità per le regioni di ampliare quelli rivolti ai distributori di gas (in relazione a questi i decreti prevedono una maggiore autonomia regionale). Lo scopo dei decreti non è l'incentivazione delle FER; nondimeno tra le tipologie di intervento proposte troviamo l'installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali e, in particolare, l'impiego di pannelli solari per la produzione di acqua calda, gli impianti fotovoltaici, l'uso del calore geotermico o impianti cogenerativi alimentati da prodotti vegetali e rifiuti organici.

In quale misura i decreti avranno effetto sulla diffusione delle FER dipenderà dalle scelte operate dai singoli esercenti e dalle Regioni, che hanno l'autorità per specificare ulteriormente gli interventi. Nondimeno va osservato come l'installazione di impianti FER sia ritenuta concorrenziale rispetto ad altri interventi.

L'ottenimento delle riduzioni viene certificato dall'AEEG che emette dei certificati commerciabili a favore dell'esercente. Ogni anno la stessa AEEG verifica che ciascun esercente possieda certificati in misura sufficiente a soddisfare l'obbligo a suo carico.

#### 3.5.4.2 Il mercato dei certificati verdi

Un altro schema, comune tra l'altro a diversi paesi, consiste nel porre in capo ad uno degli operatori della filiera elettrica l'obbligo di includere una certa quota di elettricità da fonti rinnovabili nella quantità trattata, potendo soddisfare all'obbligo anche acquistando l'energia necessaria ovvero i "certificati verdi" che la rappresentano da altri soggetti (privati o pubblici).

**Tabella 3.34 - Obiettivi di riduzione dei consumi di energia primaria (Mtep)**

	2002	2003	2004	2005	2006
Elettricità	0,1	0,5	0,9	1,2	1,6
Gas	0,1	0,4	0,7	1,0	1,3

Fonte: Decreti MICA del 24 aprile 2001

<sup>36</sup> Disciplina comunitaria degli aiuti di Stato per la tutela dell'ambiente, Comunicazione della Commissione Europea, Gazzetta ufficiale n. C037 del 3/2/2001, pag. 3-15 (2001/C 37/03)

Nell'ambito di questo meccanismo, le modalità per il funzionamento del sistema variano sensibilmente da paese a paese (anche all'interno dell'UE). La legislazione comunitaria si limita infatti a prevedere che il prezzo dei certificati non sia determinato in anticipo ma discenda dalla legge della domanda e dell'offerta, lasciando alle legislazioni nazionali di determinare i soggetti obbligati, il tipo di impianti ammissibili, i meccanismi di commercio e di flessibilità (tabella 3.35).

In Italia, in base al decreto legislativo 79/99 e successive integrazioni (decreto 11/11/99, noto come "decreto 2%"), 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 immessa (prodotta e importata) nell'anno pre-

cedente da fonti convenzionali<sup>37</sup>. Essi potranno soddisfare all'obbligo, in tutto o in parte, acquistando l'energia necessaria alla copertura della suddetta quota o i relativi diritti da altri soggetti.

Lo strumento per la negoziazione della produzione da FER è il certificato verde: un titolo al portatore che attesta la produzione di una certa quantità di energia da fonte rinnovabile.

I certificati verdi vengono attribuiti dal GRTN ai produttori in base all'energia generata e alla producibilità attesa degli impianti da FER entrati in esercizio in data successiva al 1° aprile 1999. In aggiunta a quelli attribuiti ai produttori il GRTN può emettere certificati a proprio favore relativi alla produzione degli impianti assoggettati al regime CIP 6/92 ovvero

**Tabella 3.35 - Stato di attuazione del mercato dei certificati verdi in alcuni paesi dell'Unione Europea**

	Italia	Belgio	Danimarca	Regno Unito	Svezia	Olanda	Austria
Inizio	2001	2001	2001-2	10/2001	2003	2001	2001
Soggetti obbligati	Produttori e importatori	Venditori	Consumatori finali	Venditori	Consumatori finali / distributori	Volontaria	Consumatori finali
Esclusioni	Idro da pompaggio	RSU	RSU Idro>10 MW	RSU Idro>10 MW	Idro>10 MW <sup>3</sup>	RSU	In discussione
Prezzo minimo	Prezzo vendita GRTN	Nessuno	0,1 DKK/kWh	Nessuno	In discussione	Non si applica	In discussione
Sanzioni per il mancato adempimento	Esclusione dal mercato	2-5 FB/kWh	0,27 DKK/kWh	5 €/kWh e compliance bonus	In discussione	Non si applica	In discussione
Validità	1 anno	2 anni	Illimitata	Illimitata	In discussione	Non si applica	In discussione
Banking <sup>1</sup>	No	Si	Si	Si, con limite quantitativo	In discussione	Non si applica	In discussione
Borrowing <sup>2</sup>	A prezzo definito	No	Con deposito cauzionale	Si, con limite quantitativo	In discussione	Non si applica	In discussione
Commercio internazionale	Si, legato a importazioni	Limitato ai Flanders (A)	Si, con restrizioni <sup>2</sup>	Si, con restrizioni	Si, dal 2005 <sup>3</sup>	Si	No

<sup>1</sup> Possibilità di accantonare certificati e utilizzarli per adempiere ad obblighi futuri

<sup>2</sup> Possibilità di adempiere all'obbligo attraverso la produzione futura di generazione rinnovabile

<sup>3</sup> Probabilmente

<sup>4</sup> Fino alla conclusione degli accordi bilaterali

Fonte: AEEG

<sup>37</sup> L'obbligo si applica alle importazioni e alle produzioni di energia elettrica, al netto della cogenerazione, degli autoconsumi di centrale e delle esportazioni eccedenti i 100 GWh. La finanziaria 2001 esclude dall'obbligo anche la generazione elettrica per processi di massificazione del carbone nazionale, una misura irrilevante nella definizione della domanda di certificati verdi e finalizzata all'incentivazione dell'impianto nel Sulcis, tra l'altro non ancora operativo.

certificati non coperti da nessuna produzione reale (che devono essere "coperti" entro tre anni).

I produttori di energia convenzionale dovranno annualmente rendere conto al GRTN dell'energia prodotta in modo convenzionale e da FER ed eventualmente acquistare certificati verdi in misura sufficiente a coprire l'obbligo del 2%.

In definitiva i produttori di energia rinnovabile potranno cedere la propria produzione alla rete con priorità rispetto alle fonti fossili, ricevendo il prezzo di mercato. Nello stesso tempo cederanno ai produttori da energia fossile, su un mercato ad hoc, i certificati verdi relativi alla propria produzione di energia da fonte rinnovabile, integrando così i propri guadagni.

La "sede delle contrattazioni" dei certificati verdi sarà organizzata dall'Operatore di Mercato (OM) (tale società è stata costituita nel giugno scorso dal GRTN e presiederà la Borsa dell'energia a partire dal 1 gennaio 2001). Saranno affidati all'OM i compiti di gestione economica del mercato e di organizzazione del sistema delle offerte per la contrattazione dell'energia sulla base di una disciplina definita da un apposito decreto del Ministro dell'Industria. A questa disciplina si conformeranno anche i criteri della organizzazione della contrattazione dei certificati verdi.

Il prezzo dei certificati potrà essere soggetto anche a variazioni legate alle trattative internazionali necessarie all'acquisto di certificati verdi in altri paesi europei; infatti il decreto 14 novembre 1999 prevede che l'obbligo del 2% possa essere soddisfatto anche importando energia elettrica derivante da impianti ubicati in paesi esteri che adottano gli stessi strumenti di incentivazione e finanziamento riconosciuti per gli impianti in Italia.

I principali operatori internazionali hanno avviato l'iniziativa RECS (Renewable Energy Certificates System) che si pone l'obiettivo di costituire un mercato internazionale dei certificati verdi caratterizzato da trasparenza, efficienza e affidabilità. La fase pilota del sistema

dovrebbe concludersi entro il 2002; per il momento sono stati preparati diversi documenti riguardanti:

- l'insieme di regole comuni per l'emissione e il commercio dei certificati;
- i protocolli per adattare le regole comuni ai mercati nazionali;
- il contratto tipo per il trasferimento dei certificati tra paesi.

La domanda di certificati verdi per il 2002 sarà di circa 4,9 miliardi di kWh mentre per il 2003 e il 2004 il GRTN prevede una domanda pari a 5,1 e 5,3 miliardi di kWh, rispettivamente; un contributo cospicuo che, a seconda delle tecnologie di produzione, corrisponde a una potenza installata fra diverse centinaia e più di un migliaio di MW.

L'offerta dei certificati è composta dai certificati relativi ai 120 impianti CIP 6 entrati in esercizio dopo l'1 aprile 1999 e da quelli relativi agli impianti di privati che hanno ottenuto dal GRTN la qualifica di impianto a fonti rinnovabili. Per questi ultimi impianti è prevista un'offerta di energia pari a 0,8 TWh (anche se attualmente è sospesa per accertamenti tecnici una capacità produttiva pari a 0,4 TWh). Il GRTN prevede per gli impianti CIP 6 un'offerta pari 1,8 TWh nel 2002, 2,7 TWh nel 2003, 2,9 TWh nel 2004 e 3,5 TWh nel 2005.

Agli impianti già dichiarati idonei dal GRTN potrebbero essere aggiunti altri 240 impianti (con una produzione prevista pari a 6,9 TWh nel 2002 e 8,3 TWh nel 2003) attualmente in corso di valutazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Il costo medio di acquisto da parte del GRTN dell'energia elettrica prodotta da sole fonti rinnovabili sarà pari, nel 2002, a circa 260 lire/kWh. Nell'ipotesi che la cessione di energia si realizzi in base alla normativa attuale ad un prezzo medio di 140 lire/kWh, il prezzo di offerta del GRTN per i certificati verdi di sua disponibilità sarebbe di circa 120 lire/kWh.

Lo stato di attuazione del mercato dei certificati verdi in alcuni paesi dell'Unione Europea è fornito in tabella 3.35.

### 3.5.4.3 Solare termico

Nel 2001 partiranno alcuni programmi per la realizzazione di impianti solari termici a bassa temperatura presso edifici pubblici e privati per produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento degli ambienti e riscaldamento delle piscine.

Il Programma "Comune Solarizzato" è rivolto ad enti locali e Regioni del centro sud, che vogliono installare impianti solari per la produzione d'acqua calda in edifici pubblici. Il programma prevede anche la formazione di 400 giovani. Per il Programma sono stati impegnati 18 miliardi di lire che porteranno all'installazione di circa 35.000 m<sup>2</sup> di collettori solari. Gli impianti saranno realizzati da lavoratori di pubblica utilità organizzati in un sistema di micro-imprese ambientali di tipo di società miste e cooperativo, con la partecipazione di soggetti pubblici e privati, in grado di creare nuova occupazione per giovani disoccupati.

Il Programma "Solare termico per tutti i Comuni" con popolazione superiore ai 50.000 abitanti prevede un co-finanziamento pari al 30% del costo degli impianti solari da installare su edifici pubblici. Per questo programma sono stati impegnati 8 miliardi di lire con una previsione di una superficie installata di 30.000 m<sup>2</sup>.

Il Programma "Solare termico per Aziende comunali" distributrici di gas naturale che, ai sensi del decreto di liberalizzazione del mercato del gas, devono soddisfare a partire dal 2002 una quota definita di riduzione delle emissioni di anidride carbonica attraverso interventi di innalzamento dell'efficienza energetica e l'utilizzo dell'energia solare. Il Programma prevede, a fronte di uno stanziamento di 4 miliardi di lire, incentivi del 30% per l'installazione di 5.000 m<sup>2</sup> di collettori solari per utenze pubbliche e private. Il contributo del Ministero sarà pari al 30% del costo degli impianti (IVA esclusa).

Il Programma "Solare termico Regione Lombardia" prevede l'installazione di 10.000 m<sup>2</sup> di collettori solari termici da parte di soggetti privati. Per questo programma il Ministero dell'Ambiente ha impegnato 2 miliardi di lire e altrettanto ha fatto la Regione Lombardia con un contributo del 15%.

Il progetto pilota gestito in collaborazione

con il Ministero della Giustizia prevede l'installazione nel 2001 di 600 m<sup>2</sup> di collettori solari.

I programmi dovrebbero consentire di installare circa 90.000 m<sup>2</sup> nell'arco di un biennio, più che triplicando nel 2001 la superficie installata nel 2000 (25.000 m<sup>2</sup>).

### 3.5.4.4 Tetti fotovoltaici

Il Programma "Tetti Fotovoltaici" si propone la realizzazione di impianti di taglia compresa tra 1 e 50 kW collegati alla rete elettrica e integrati nelle strutture edili (tetti, terrazze, facciate, elementi di arredo urbano). Esso è articolato in due fasi nell'arco di 6 anni: la prima prevede l'installazione di 10.000 impianti per complessivi 50 MW, la seconda consentirà la realizzazione di ulteriori 40.000 impianti per una potenza complessiva di oltre 200 MW (investimento totale circa 1.900 miliardi).

Nel 2001 sono partiti quindi tre progetti specifici:

- impianti fotovoltaici di taglia compresa tra 1 e 20 kWp per i soggetti pubblici (Comuni capoluogo di Provincia, Comuni facenti parte di aree protette, Province, università ed enti nazionali di ricerca) (20 miliardi stanziati);
- impianti fotovoltaici da 1 a 20 kWp per i privati e i soggetti pubblici non ricadenti nel primo programma (40 miliardi stanziati che verranno gestiti dalle Regioni);
- impianti fotovoltaici di grande taglia, almeno 30 kWp da integrare in edifici di alta valenza architettonica (3 miliardi stanziati).

I fondi destinati all'avvio dei primi due progetti sono stati già impegnati dal Ministero dell'Ambiente con decreto firmato lo scorso dicembre ed approvato dalla Corte dei Conti alla fine di febbraio.

### 3.5.4.5 Solare termodinamico

Il 31 agosto 2001 l'ENEA ha presentato al Ministero delle Attività Produttive il progetto di massima del Programma Solare termico ad alta temperatura di cui all'art. 111 della legge finanziaria 2001, che assegna all'ENEA un contributo straordinario di 200 miliardi.

Il progetto prevede la creazione del Laboratorio Solare Avanzato (LASA), dove nell'ambito



del Programma verrà installato un impianto di prova da 4 MWe. Sono in corso negoziati con alcune regioni del Mezzogiorno per la localizzazione e il co-finanziamento del prototipo di impianto industriale, costituito da uno o più moduli da 40 MWe ciascuno. È inoltre in fase di conclusione la selezione dei *partner* industriali per la realizzazione di componenti e sistemi degli impianti.

In particolare, all'art. 111 della legge 23 dicembre 2000 n. 388 (legge finanziaria 2001), ai commi 1, 2 e 3 si prescrive:

- 1) l'ENEA, anche in cooperazione con altri soggetti, attua un programma di ricerca, sviluppo e produzione dimostrativa alla scala industriale di energia elettrica a partire dall'energia solare utilizzata come sorgente di calore ad alta temperatura. L'ENEA attua altresì un programma di ricerca per lo sviluppo delle celle a combustibile ad alto rendimento, al fine di sviluppare e di sperimentare, in collaborazione con produttori di impianti, con produttori di energia e con soggetti utilizzatori della stessa, prototipi a scala industriale e per le applicazioni stazionarie.
- 2) per le finalità di cui al comma 1 è assegnato all'ENEA un contributo straordinario di complessivi 200 miliardi di lire, attribuito nella misura di lire 40 miliardi di lire per il 2001, 70 miliardi per il 2002 e 90 miliardi per il 2003. Il programma può beneficiare degli incentivi previsti dalla legislazione vigente in materia di ricerca scientifica e tecnologica e di produzione di energia rinnovabile. Il costo complessivo degli investimenti realizzati nell'ambito del programma può essere coperto sino e non oltre il 40% con il contributo di cui al presente comma. L'ENEA presenta entro il 31 agosto 2001 al Ministero dell'Industria (ora Ministero delle Attività Produttive) il progetto di massima che definisce le caratteristiche tecniche dell'impianto, la localizzazione e la stima dei costi di realizzazione e di gestione dello stesso impianto e indica, altresì, i soggetti con i quali sarà sviluppato il programma.
- 3) il Ministro dell'Industria, sentito il Ministro dell'Ambiente (ora Ministro dell'Ambiente e

della Tutela del Territorio), valuta il progetto di massima, liquida l'importo di 30 miliardi di lire quale corrispettivo per il progetto di massima e liquida il contributo residuo entro il 30 settembre per l'anno 2001 ed entro il 31 luglio per gli anni 2002 e 2003. L'ENEA presenta ogni sei mesi una relazione sull'andamento delle attività di ricerca, sperimentazione, progettazione, esecuzione del progetto e profittabilità della gestione.

Le raccomandazioni del citato comma 1 della legge 388 si materializzano nei due seguenti programmi tra loro strettamente correlati:

- a) nel primo si prevede la realizzazione, dimostrativa alla scala industriale, di impianti per la generazione di energia elettrica a partire dall'energia solare utilizzata come sorgente di calore ad alta temperatura con metodi convenzionali, e cioè con generatore di vapore e susseguente turbina e alternatore, elementi questi prodotti commercialmente;
- b) nel secondo programma e con i finanziamenti sopra previsti si sviluppano le tecnologie necessarie alla produzione di energia elettrica con pile a combustibile, con particolare rilevanza alla generazione ed accumulazione di idrogeno prodotto dall'energia solare, che come ben noto, è il necessario combustibile. La produzione di idrogeno da sorgenti rinnovabili è una premessa necessaria alle emissioni zero dell'intero processo energetico. Anche se il processo all'interno della pila a combustibile di per sé produce virtualmente emissioni zero, la produzione di idrogeno a partire ad esempio da combustibili fossili produce quantità sostanziali di CO<sub>2</sub>, del tutto confrontabili con la combustione diretta del combustibile fossile iniziale, vanificando molti dei vantaggi potenziali della pila a combustibile.


Mentre il programma a) permette una relativamente immediata realizzazione di impianti industriali di taglia progressiva, il programma b) richiede la messa a punto in laboratorio di delicati processi che permettano l'utilizzazione dell'energia solare per la dissociazione dell'acqua in idrogeno ed ossigeno, che richiedono in particolare temperature solari più elevate.





*Capitolo 4*

# Il sistema energetico nazionale e l'ambiente





## CAPITOLO 4

## IL SISTEMA ENERGETICO NAZIONALE E L'AMBIENTE

In questo capitolo sono 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 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, ozono troposferico, eutrofizzazione, inquinanti tossici e persistenti, polveri sottili) ed emissioni di gas che condizionano la qualità dell'aria a livello locale. La relazione tra energia e ambiente è approfondita nel successivo paragrafo 4.4 che affronta le problematiche connesse alla valutazione di impatto ambientale degli impianti energetici e la loro localizzazione sul territorio nazionale.

#### 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.

Il dettaglio delle emissioni in Italia per il 1999 è riportato nella tabella 4.1 dove sono indicate le emissioni nazionali dei principali inquinanti atmosferici<sup>1</sup> calcolate secondo la metodologia e le definizioni IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change). Per comprendere il metodo utilizzato per la stima delle emissioni si veda il riquadro "Inventario delle emissioni".

Le emissioni di anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), monossido di carbonio (CO), ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>) e ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>), escluse quelle di origine naturale, sono prevalentemente dovute alla combustione di combustibili fossili. Il settore energetico nel suo complesso è altresì responsabile di circa il 60% delle emissioni di composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) e di particelle sospese totali o particolato (PST). Quote inferiori si rilevano per altre sostanze climalteranti, quali il protossido d'azoto (N<sub>2</sub>O) ed il metano (CH<sub>4</sub>), alle cui emissioni i processi energetici contribuiscono per circa il 19%. Le considerazioni suddette sono rappresentate in figura 4.1.

Più della metà delle emissioni di COVNM e del PST è dovuta 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. Il settore maggiormente responsabile per le emissioni di protossido di azoto è l'agricoltura con oltre il 60% delle emissioni totali; la restante parte delle emissioni è dovuta ai settori energetici e all'industria chimica. Il settore agricolo (allevamento di bestiame) è responsabile

<sup>1</sup> L'unica eccezione tra gli inquinanti citati è costituita dal particolato primario 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<sub>10</sub>).

## INVENTARI DELLE EMISSIONI

Le emissioni di anidride carbonica e degli altri gas ad effetto serra dovute all'impiego dei combustibili fossili possono essere stimate utilizzando approcci metodologici diversi.

Una prima metodologia è il cosiddetto *Sectoral approach* (di tipo bottom-up). Essa si basa sulla classificazione di tutte le attività che emettono in atmosfera e sugli usi finali dei combustibili fossili nei singoli settori di impiego. Tale stima richiede una elevata quantità di dati disaggregati e tiene conto delle tecnologie impiegate; pertanto consente di seguire l'evoluzione delle emissioni inquinanti al mutare delle tecnologie.

Una seconda metodologia è il *Reference approach* (di tipo top-down). Questo metodo si basa sui Bilanci Energetici, ovvero sugli aggregati nazionali di produzione, import, export e variazione delle scorte dei combustibili. Tale tipo di stima è tanto più affidabile quanto più le emissioni dipendono strettamente dalle caratteristiche del combustibile e siano dovute ad attività di combustione.

I due metodi forniscono risultati lievemente diversi, nell'ambito di pochi punti percentuali.

Nel tempo sono stati operati aggiornamenti delle serie storiche calcolate, relative ai valori delle emissioni di CO<sub>2</sub>; pertanto si possono trovare apparenti incongruenze tra serie prodotte in anni differenti. Ciò è dovuto al fatto che vi sono stati sia un affinamento dei fattori di emissione utilizzati per il calcolo che, in alcuni casi, modifiche sostanziali nella definizione degli aggregati.

In Italia, ad esempio, si era inizialmente ritenuto che nella voce bunkeraggi del nostro bilancio energetico fossero inclusi solo i combustibili per i trasporti marittimi internazionali che, a norma delle convenzione internazionale adottata, non devono essere considerati nell'inventario nazionale.

Successivamente si è verificato che la voce bunkeraggi riporta anche una quota di cabotaggio nazionale, da includere, quindi, nell'inventario delle emissioni. Questo fatto ha comportato una revisione a posteriori della serie delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

In questo documento le emissioni sono state valutate secondo la metodologia *Sectoral approach*.

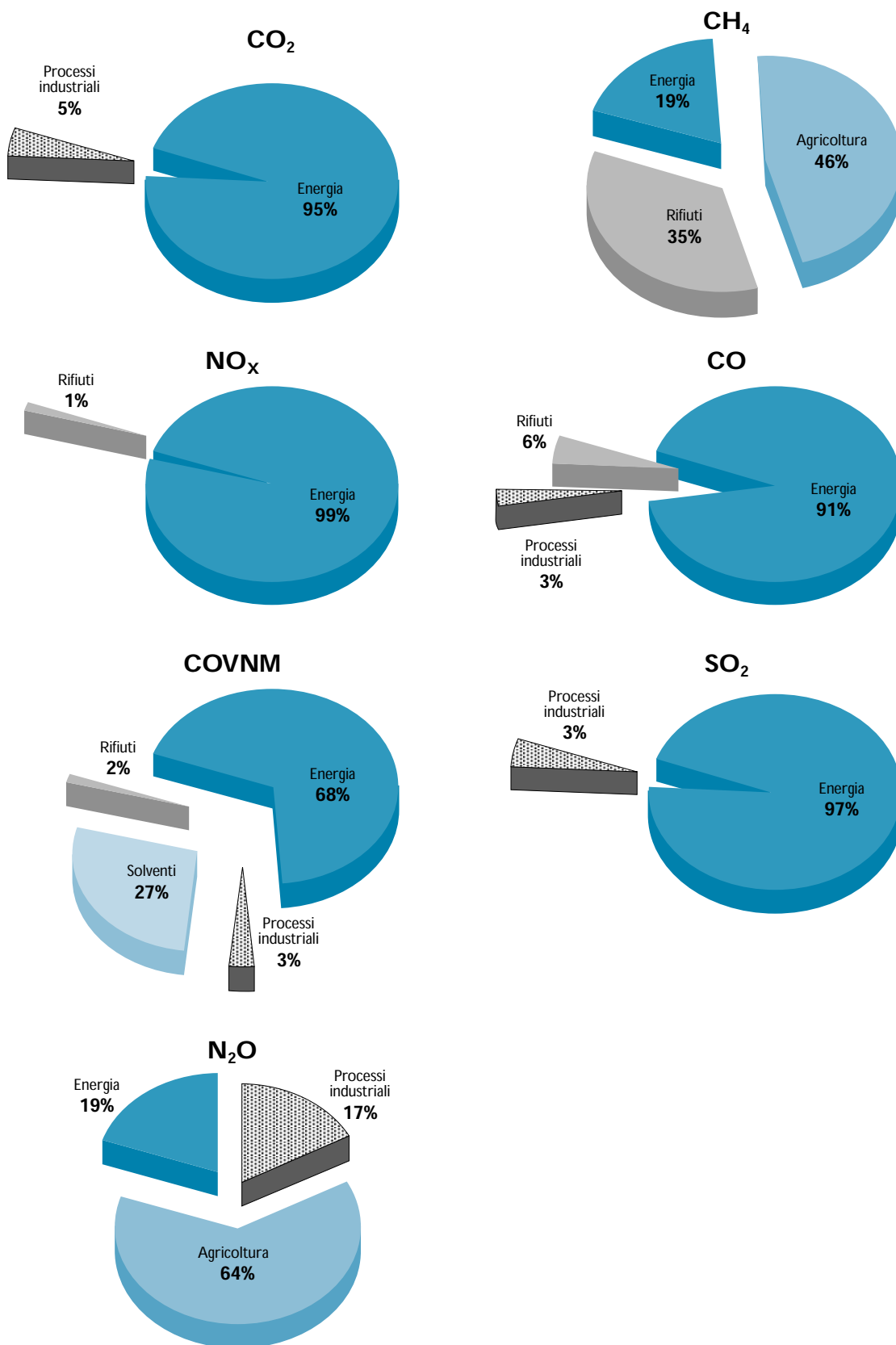
**Tabella 4.1 - Inventario nazionale delle emissioni in atmosfera. Anno 1999**

Settori (Classificazione IPCC)	SO <sub>x</sub> (Gg)	NO <sub>x</sub> (Gg)	COVNM (Gg)	CO (Gg)	CO <sub>2</sub> (Tg)	N <sub>2</sub> O (Gg)	CH <sub>4</sub> (Gg)
Energia	894	1.467	1.136	5.521	431	25	366
Industrie energetiche	555	183	8	37	147	5	4
Industrie manifatturiere e costruzioni	142	223	19	434	81	2	13
Altri settori (Commerciale, Domestico, Agricoltura)	44	200	94	594	81	8	23
Trasporti	111	853	932	4.447	121	10	44
Emissioni diffuse da carburante <sup>1</sup>	43	8	83	9	1	0	282
Processi industriali	29	4	50	161	22	22	5
Solventi	0	0	453	0	1	0	0
Agricoltura	0	1	2	25	0	82	903
Suolo e foreste	0	1	3	22	-16	0	3
Rifiuti	1	18	30	344	0	1	684
<b>Totale</b>	<b>924</b>	<b>1.490</b>	<b>1.674</b>	<b>6.072</b>	<b>457</b>	<b>129</b>	<b>1.965</b>

<sup>1</sup>Derivanti da produzione, processamento, distribuzione, immagazzinamento ed uso di carburanti. Non include le evaporazioni dai veicoli

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

Figura 4.1 - Ripartizione settoriale delle emissioni totali in Italia. Anno 1999



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

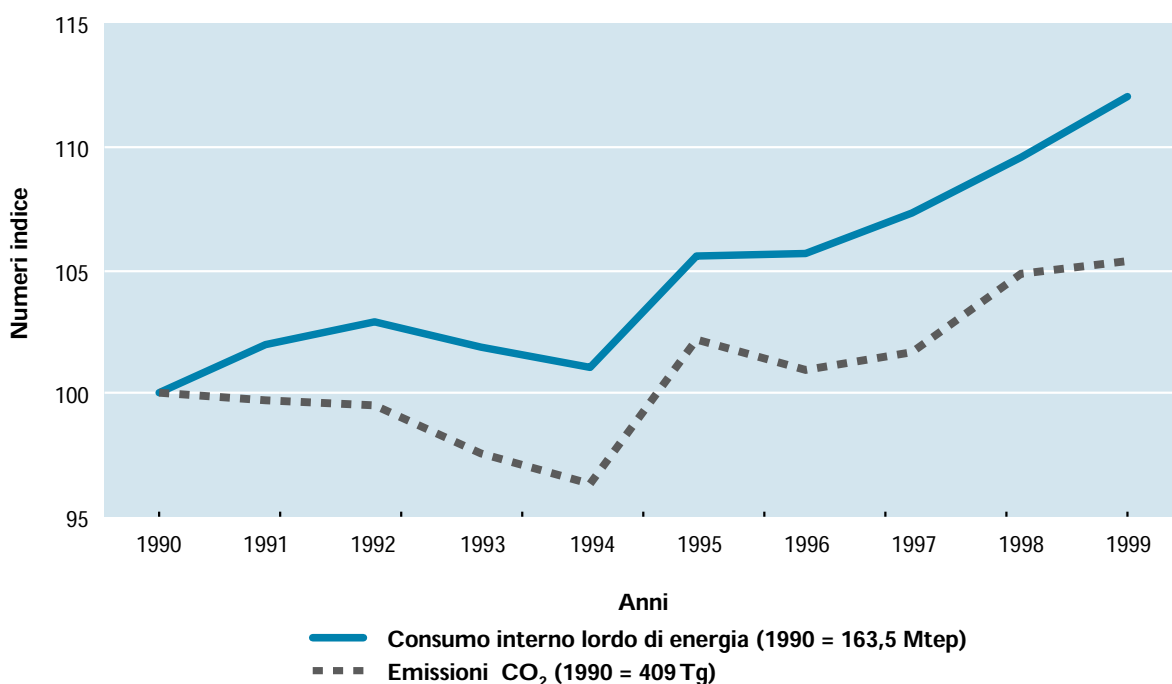
per circa il 46% delle emissioni complessive di metano, mentre un 20% è dovuto al settore energetico per emissioni diffuse da carburante ed il restante quantitativo è da imputare al settore dei rifiuti (sia quelli interrati che trattati).

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<sub>2</sub> e per gli SO<sub>x</sub> i processi energetici consentono di spiegare la quasi totalità delle relative emissioni. Tra queste due sostanze esiste peraltro una notevole differenza: le emissioni di ossidi di zolfo sono significativamente correlate alla qualità dei combustibili, segnatamente alla percentuale di zolfo presente; le emissioni di anidride carbonica dipendono direttamente dalla quantità e dal tipo di combustibile consumato. Su quest'ultimo aspetto, tenendo conto dell'importanza della CO<sub>2</sub> per il fenomeno del cambiamento climatico (cfr. par. 4.2), risulta utile espli-

citare, così come riportato in figura 4.1, la stretta relazione tra consumi energetici e relative emissioni di anidride carbonica.

La figura 4.2 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 sugli 8 considerati, si è verificato che ad un aumento del consumo interno lordo è corrisposto un aumento delle emissioni di anidride carbonica. Questo evidenzia che la dipendenza nazionale dai combustibili fossili rimane, nel periodo considerato, sempre rilevante e che l'aumento dell'impiego del gas naturale, che ha un coefficiente di emissione per unità di energia inferiore a quello del carbone e del petrolio, non è stato sufficiente ad arrestare la crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>.

**Figura 4.2 - Consumi energetici nazionali ed emissioni di CO<sub>2</sub> (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: ENEA, ANPA

## 4.2 I Cambiamenti climatici

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, Intergovernmental Panel on Climate Change), 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 (vedi riquadro "Cambiamenti climatici") sono notevolmente aumentate rispetto all'epoca preindustriale e che la temperatura media globale dei bassi strati dell'atmosfera è 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 pie-

ne 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 saranno:

- l'aumento sia della frequenza degli eventi meteorologici ed idrologici estremi sia della differente disponibilità di acqua fra Nord e Sud Europa, con 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 e 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

### CAMBIAMENTI CLIMATICI

Per quanto non ancora definitivamente provato, esistono i presupposti per collegare il cambiamento climatico, riconducibile al riscaldamento del Pianeta, alle crescenti emissioni di origine antropica di gas che condizionano l'assorbimento e la riflessione delle radiazioni solari. Il Protocollo di Kyoto (1997) pone l'attenzione su sei gas ad effetto serra: l'anidride carbonica (CO<sub>2</sub>), il metano (CH<sub>4</sub>), il protossido d'azoto (N<sub>2</sub>O), gli idrofluorocarburi, i perfluorocarburi e l'esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>).

All'effetto serra contribuiscono anche altri gas, ad esempio i clorofluorocarburi che sono stati oggetto di processi negoziali precedenti a Kyoto e per i quali si sono già raggiunti risultati di diminuzione significativi.

Alla determinazione del clima globale contribuiscono un insieme complesso di gas e di fenomeni ad essi associati che possono avere effetti opposti. A titolo di esempio si può dire che l'ozono troposferico (O<sub>3</sub>) e la variazione dei flussi di energia solare incidente contribuiscono in termini di riscaldamento globale mentre l'ozono stratosferico e gli aerosol atmosferici, compresi gli inquinanti urbani, provocano un raffreddamento. Tali effetti opposti di riscaldamento e raffreddamento producono un risultato netto quasi nullo o un leggero raffreddamento (-2%).

Nel computo complessivo dei gas serra è importante tener conto anche di quelle sostanze che sono precursori (CO, NO<sub>x</sub>, COVNM e SO<sub>x</sub>) dei gas ad effetto serra.



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>2</sup>.

I gas climalteranti producono, per le loro caratteristiche chimico-fisiche, effetti prevalentemente su scala globale e non possono essere assimilati a sostanze inquinanti vere e proprie. Per questo motivo, lo schema valutativo classico normalmente utilizzato non può essere agevolmente applicato alla scala nazionale e tanto meno regionale-locale. Nella pratica corrente le verifiche degli accordi di riduzione giustificano le stime effettuate a livello nazionale; l'applicazione delle politiche di abbattimento delle emissioni, tipicamente di competenza delle autorità locali, ha portato ad inserire la stima dei gas climalteranti in inventari su scala regionale e addirittura urbana. Il prevalere delle emissioni dei gas climalteranti dai processi energetici spiega il rilievo dato nel presente lavoro alle emissioni di tali sostanze. Le emissioni di idrofluorocarburi non sono state considerate in quanto le stime fanno riferimento al solo sistema energetico nazionale. Sono incluse invece le emissioni di protossido di azoto e soprattutto di metano, anche per via del rispettivo ruolo sul clima che va

molto al di là delle quantità relative<sup>3</sup>.

Il monitoraggio sistematico delle concentrazioni d'anidride carbonica 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. Questa stazione è collocata in Provincia di Modena a 2165 metri sul livello del mare.

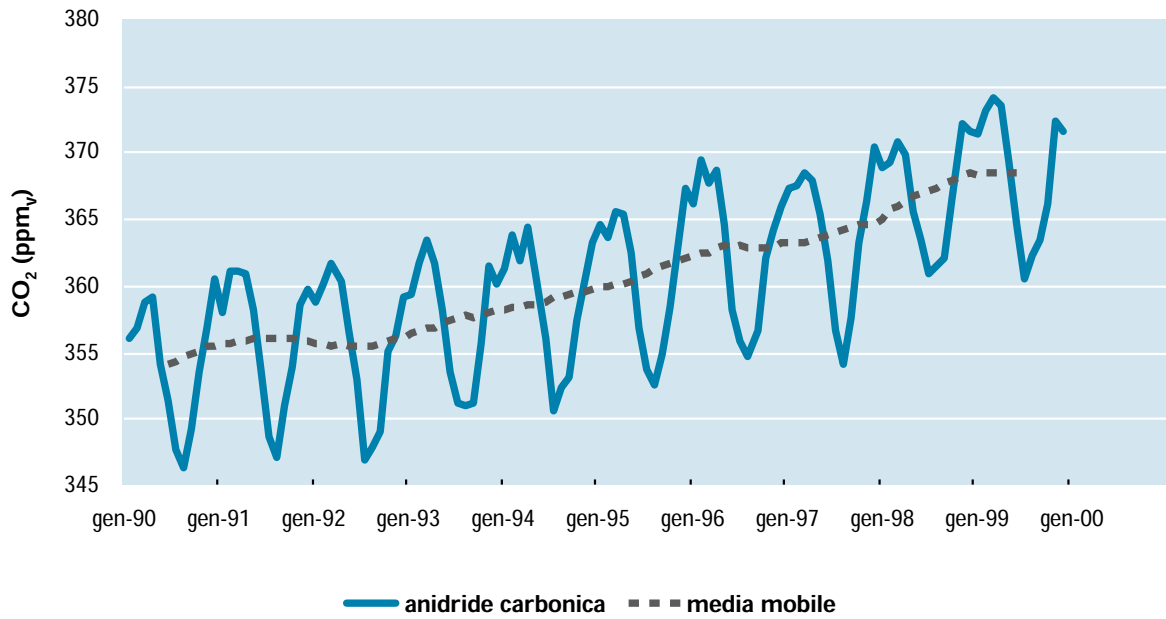
La figura 4.3 riporta la serie disponibile per il periodo 1990-99. La media annuale delle concentrazioni in atmosfera di CO<sub>2</sub>, calcolata come parte per milione in volume (ppm<sub>v</sub>), è pari a 360,5. Questo valore di sintesi decennale va accompagnato con informazioni sull'andamento del periodo, che presenta un'evidente crescita valutabile intorno al 4%, passando dai 354,2 ppm<sub>v</sub> del 1990 ai 368,6 del 1999. 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.

Dalla seconda stazione, funzionante dal maggio 1992 e ubicata a Lampedusa (in Provincia di Trapani) ad un'altezza di 70 metri sul livello del mare, è stata rilevata una serie di dati per il periodo 1992-2001, riportata in figura 4.4. Il valore di sintesi del periodo analizzato è di 365,5 ppm<sub>v</sub>, con una crescita del 3%, passando da 360,8 del 1993 a 372,5 dei primi nove mesi del 2001. Questa crescita è accompagnata da una stagionalità che rispecchia quanto detto per la stazione di Monte Cimone.

<sup>2</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.

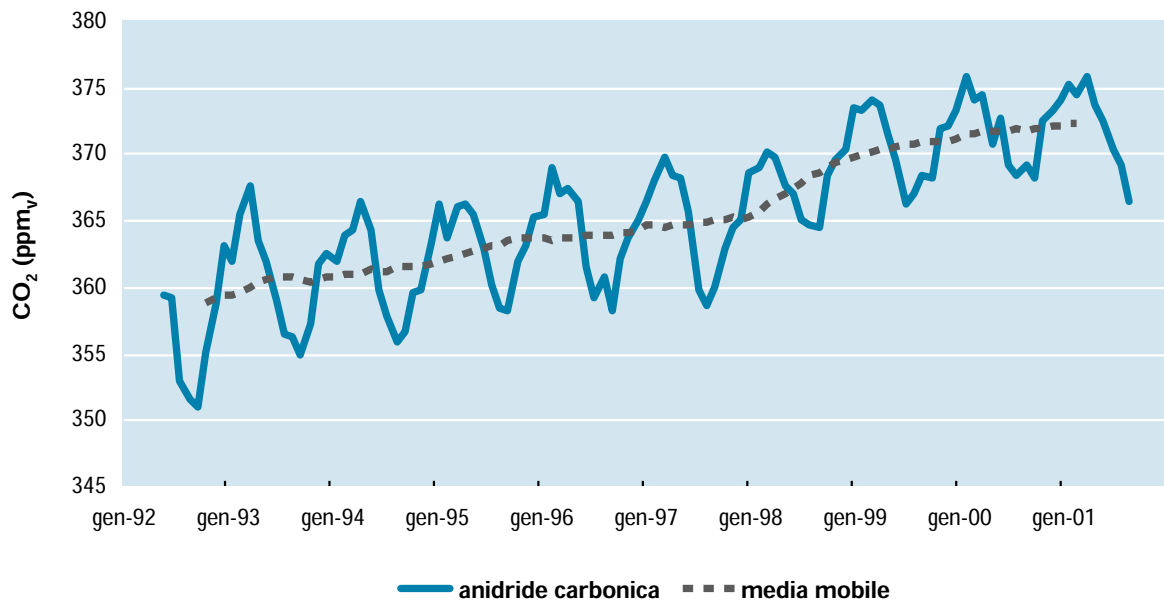
<sup>3</sup> Per il computo complessivo dei gas serra (CFC esclusi) si ricorre, tenendo conto del diverso ruolo potenzialmente climalterante dei singoli inquinanti, alla seguente formula che esprime le emissioni in anidride carbonica equivalente: CO<sub>2</sub>eq = (CO<sub>2</sub>) + 24,5(CH<sub>4</sub>) + 320(N<sub>2</sub>O).

**Figura 4.3 - Concentrazioni di CO<sub>2</sub>. Stazione di Monte Cimone. Anni 1990-1999 (ppm<sub>v</sub>)**



Fonte: World Meteorological Organization

**Figura 4.4 - Concentrazioni di CO<sub>2</sub>. Stazione di Lampedusa. Anni 1992-2001 (ppm<sub>v</sub>)**



Fonte: ENEA

Nella stazione di Lampedusa vengono rilevati altri due gas serra: il metano e il protossido di azoto. Il metano (figura 4.5), rilevato dal maggio del 1992, in otto anni ha seguito un andamento oscillante, con una media nel periodo di 1.823 parti per miliardo in volume (ppb<sub>v</sub>). La media annuale più elevata si registra nel 1999 con 1.842 ppb<sub>v</sub>. In figura 4.6 viene raffigurato l'andamento del protossido di azoto da giugno del 1996 a giugno del 2000. In questo caso i dati sono troppo esigui per poter effettuare una valutazione, anche se si può stimare superiore all'1% la diminuzione della media annuale nel periodo 1997-98 e un ulteriore calo dello 0,3% nell'anno successivo. La media nel periodo analizzato è di 310 ppb<sub>v</sub> con una deviazione standard di 5,6 ppb<sub>v</sub>.

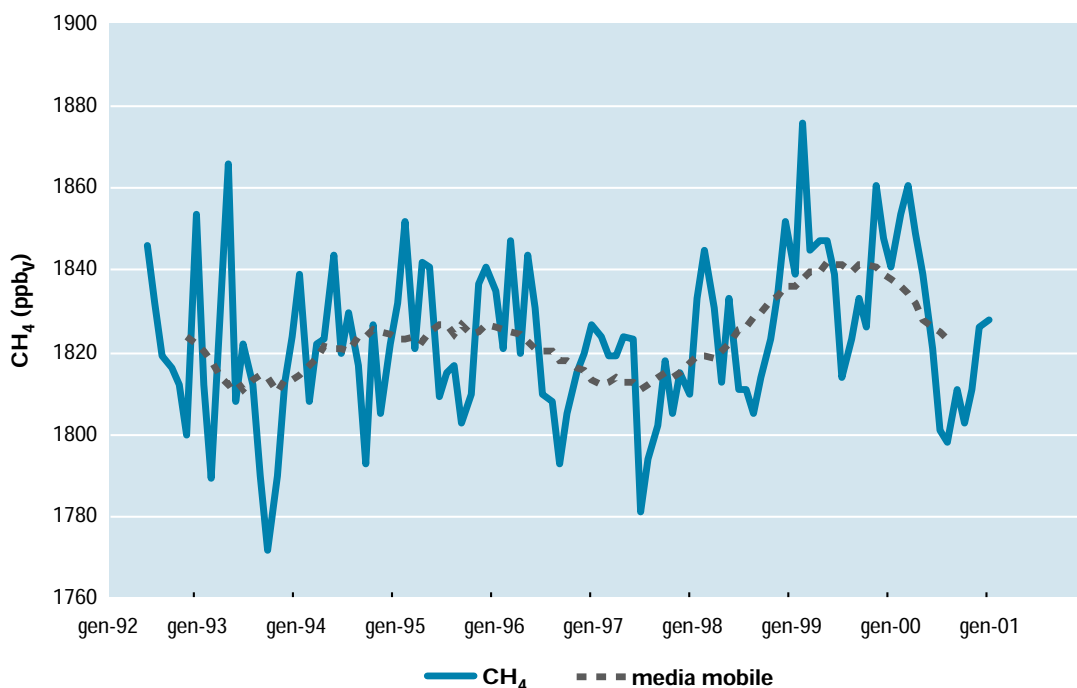
Nell'analizzare i dati di queste due stazioni abbiamo fatto ricorso alla media mobile per attenuare la variabilità dei fenomeni e poterne studiare meglio gli andamenti.

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 esemplificabile con una semplice relazione li-

neare di causa-effetto. La costante crescita delle concentrazioni di CO<sub>2</sub> in atmosfera registrata nelle due stazioni trova, almeno a partire dal 1994, una conferma anche dai dati nazionali. Questi, che ricordiamo riguardano la sola componente energetica, peraltro come già detto la più rilevante, diminuiscono tra il 1990 e il 1994 del 5%. L'aumento che riguarda i cinque anni successivi è ben più cospicuo: 10% tra il 1994 e il 1999, ultimo anno per il quale sono disponibili le stime. Solamente un serio intervento di politica energetico-ambientale in questo settore, quindi, potrebbe consentire di rispettare il Protocollo di Kyoto che ci impegna a ridurre le emissioni dei sei gas serra entro il 2012 del 6,5% rispetto al 1990.

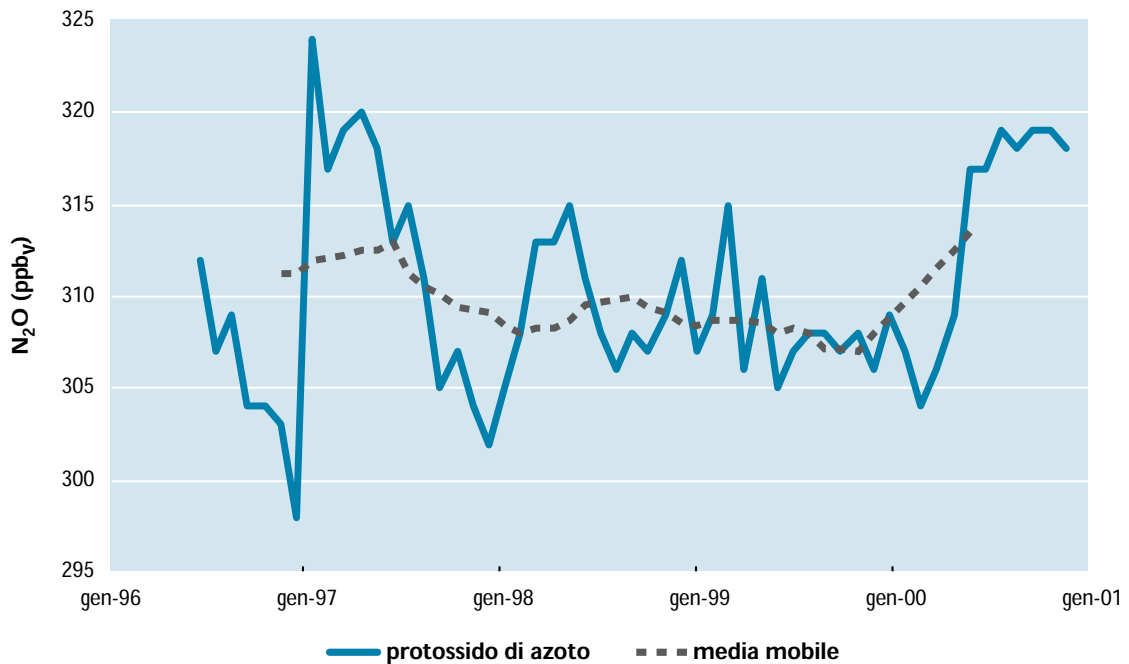
In figura 4.7 è riportato l'andamento dei quattro paesi che hanno maggiormente contribuito alla emissione di anidride carbonica nel contesto dell'Unione Europea. Si nota il costante calo della Germania e del Regno Unito, rispettivamente del 16% e del 9% rispetto al dato del 1990. Questi sono gli unici due paesi che hanno ridotto le loro emissioni rispetto al 1990 (tabella 4.2), mentre tutti gli altri paesi europei le hanno aumentate, anche se in maniera differenziata. Germania e Regno Unito sono re-

**Figura 4.5 - Concentrazioni di CH<sub>4</sub>. Stazione di Lampedusa. Anni 1992-2001 (ppb<sub>v</sub>)**



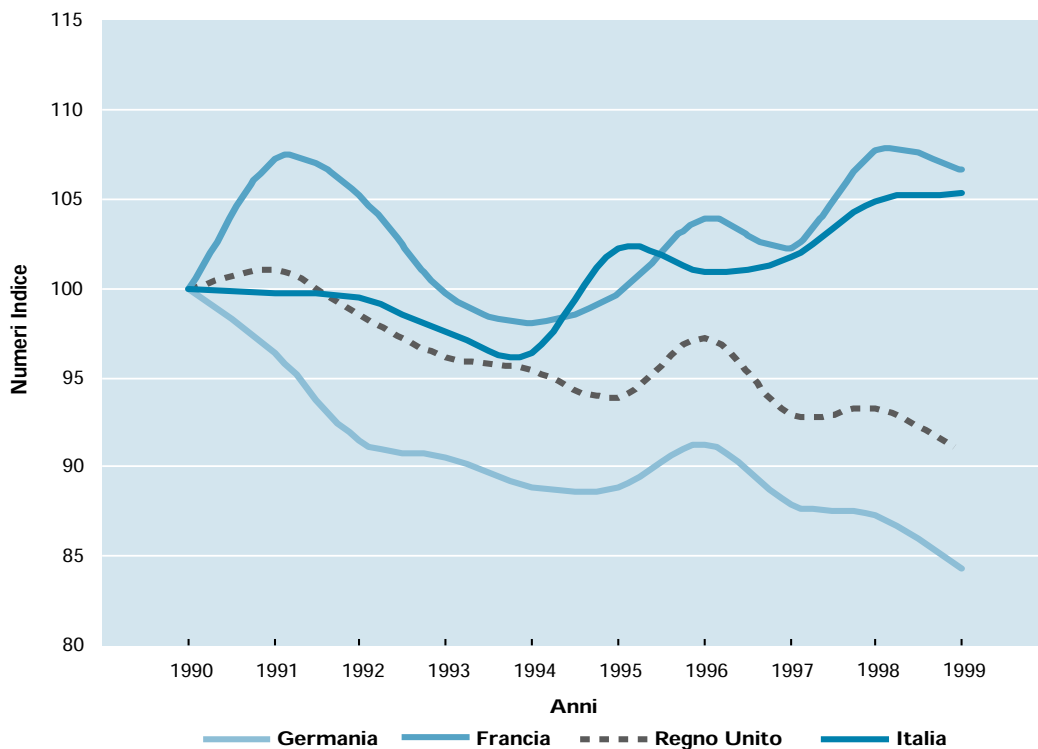
Fonte: ENEA

**Figura 4.6 - Concentrazioni di N<sub>2</sub>O. Stazione di Lampedusa. Anni 1996-2001 (ppb<sub>v</sub>)**



Fonte: ENEA

**Figura 4.7 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea. Anni 1990-1999 (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

sponsabili da sole di oltre il 40% delle emissioni ad effetto serra di tutta l'Unione e ciò spiega il leggero decremento dell'Unione Europea nel suo complesso (figura 4.8). L'Italia, con un aumento del 5%, è il paese che ha incrementato

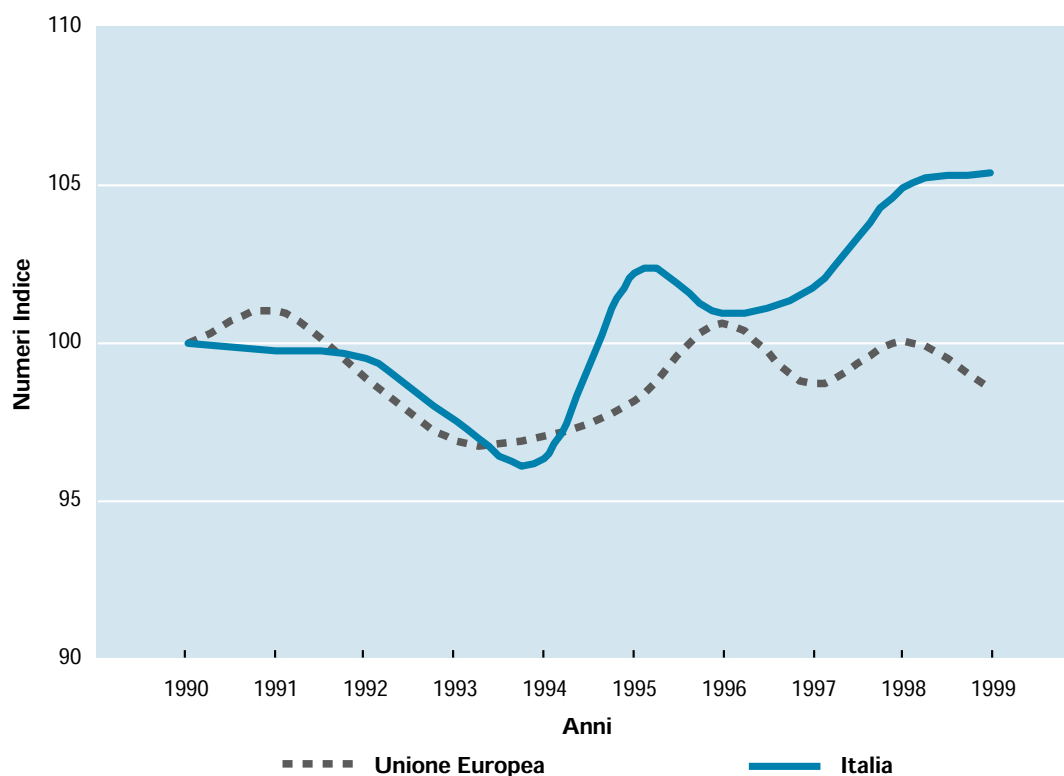
meno le sue emissioni subito dopo la Svezia; gli altri 10 paesi hanno tutti incrementato la loro quota di oltre il 4% rispetto al 1990. La notevole performance della Germania è da attribuirsi, con tutta probabilità, alla dismissione di vecchi im-

**Tabella 4.2 - Emissioni di CO<sub>2</sub> dal settore energetico. Anno 1990 (Tg)**

Austria	49	Germania	987	Olanda	159
Belgio	104	Regno Unito	569	Portogallo	40
Danimarca	52	Grecia	76	Spagna	207
Finlandia	57	Irlanda	30	Svezia	52
Francia	360	Italia	409	Unione Europea	3.160

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.8 - Emissioni di CO<sub>2</sub> da processi energetici: Italia verso Unione Europea. Anni 1990-1999 (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

pianti della Germania orientale energeticamente inefficienti. A questo va aggiunto un maggiore uso del gas metano, un minor utilizzo di carbone ed un miglioramento dell'efficienza energetica sia in Germania che nel Regno Unito.

Nella valutazione di tali risultati occorre considerare la riduzione del consumo domestico di energia - e la conseguente riduzione delle emissioni - in coincidenza di inverni più miti.

A livello europeo le tendenze peggiori sono quelle di Spagna, Portogallo, Grecia e Irlanda, che hanno aumentato le emissioni di anidride carbonica di circa un 30%.

Nel 1999 le emissioni complessive di ani-

dride carbonica per l'Italia sono state di 457 milioni di tonnellate, ossia il 14% circa delle emissioni totali dei paesi dell'Unione Europea. Tale valore, rapportato alla popolazione, si discosta in modo non trascurabile dalla media europea: l'Italia presenta infatti nel 1999 emissioni di CO<sub>2</sub> pro capite pari a circa 8 tonnellate contro un valore europeo di 8,7 (figura 4.9). Questo risultato ci colloca all'11° posto di una graduatoria guidata dalla Finlandia (dove per ogni individuo vengono emesse 12 tonnellate di anidride carbonica l'anno) e chiusa dalle 6 tonnellate annue dei portoghesi.

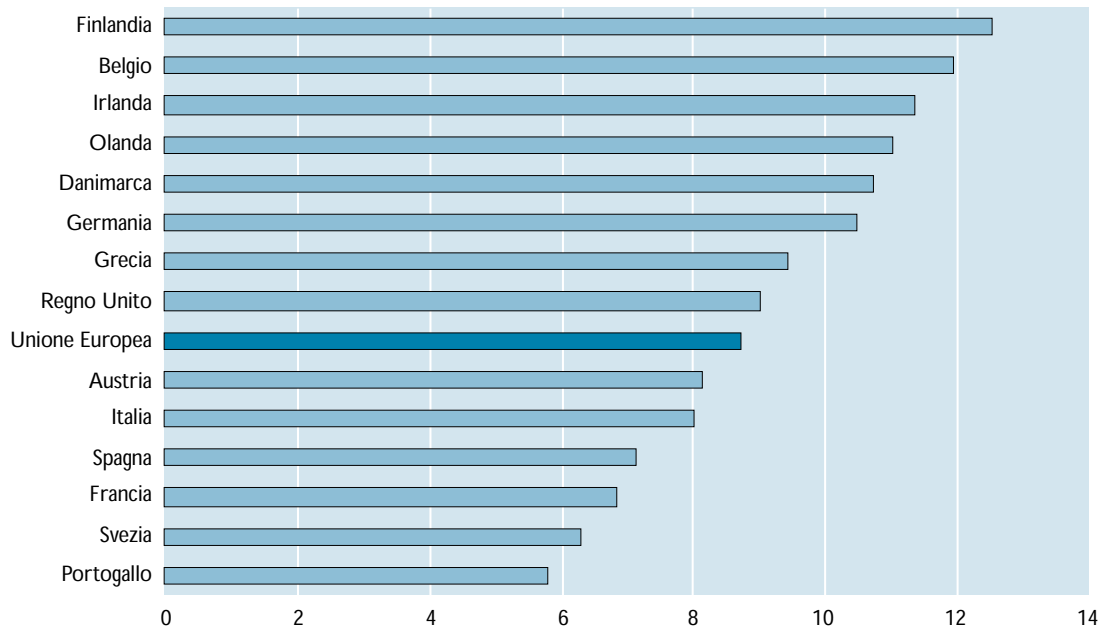
In Italia le emissioni complessive di anidride

carbonica sono aumentate del 4% nel decennio a causa del contributo notevole apportato dal settore energetico (+4%) responsabile del 95% delle emissioni complessive. Nel settore industriale manifatturiero e delle costruzioni si è avuta una flessione dell'11% che ha contribuito

solo in minima parte al risultato complessivo (figura 4.10). I settori dei rifiuti e dei solventi sono rimasti invariati nel periodo con le emissioni di circa 1 Gg all'anno.

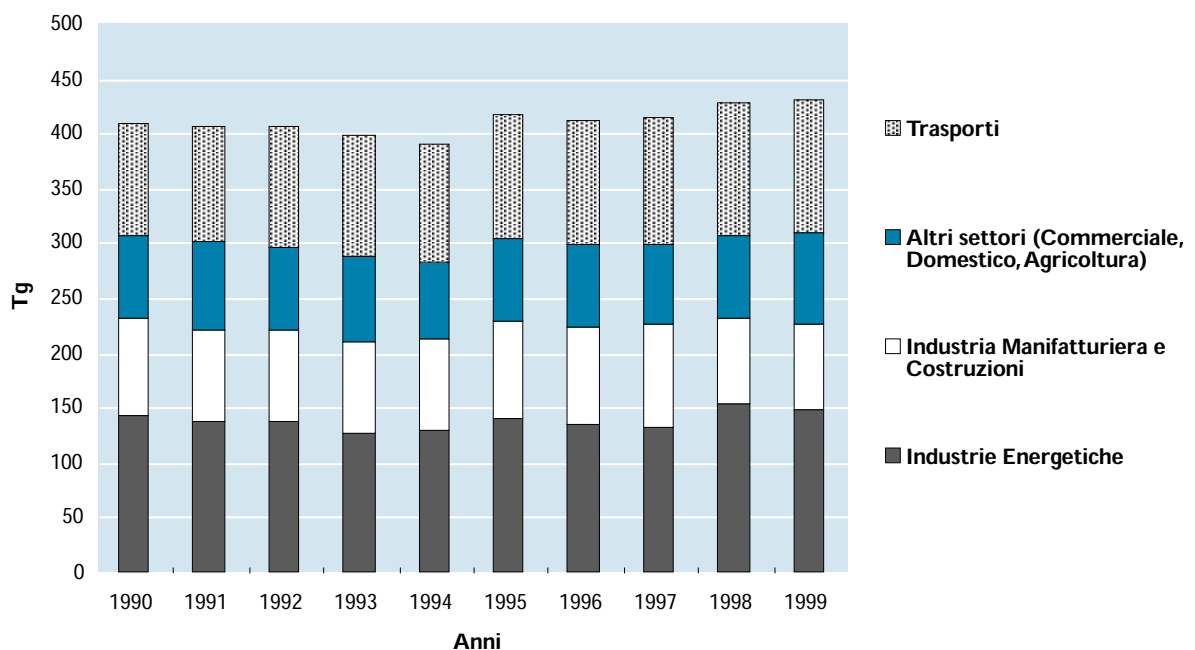
Le emissioni di metano (figura 4.11) dovute ai macrosettori energetici hanno avuto nei die-

**Figura 4.9 - Emissioni di CO<sub>2</sub>. Anno 1999 (tonnellate pro-capite)**



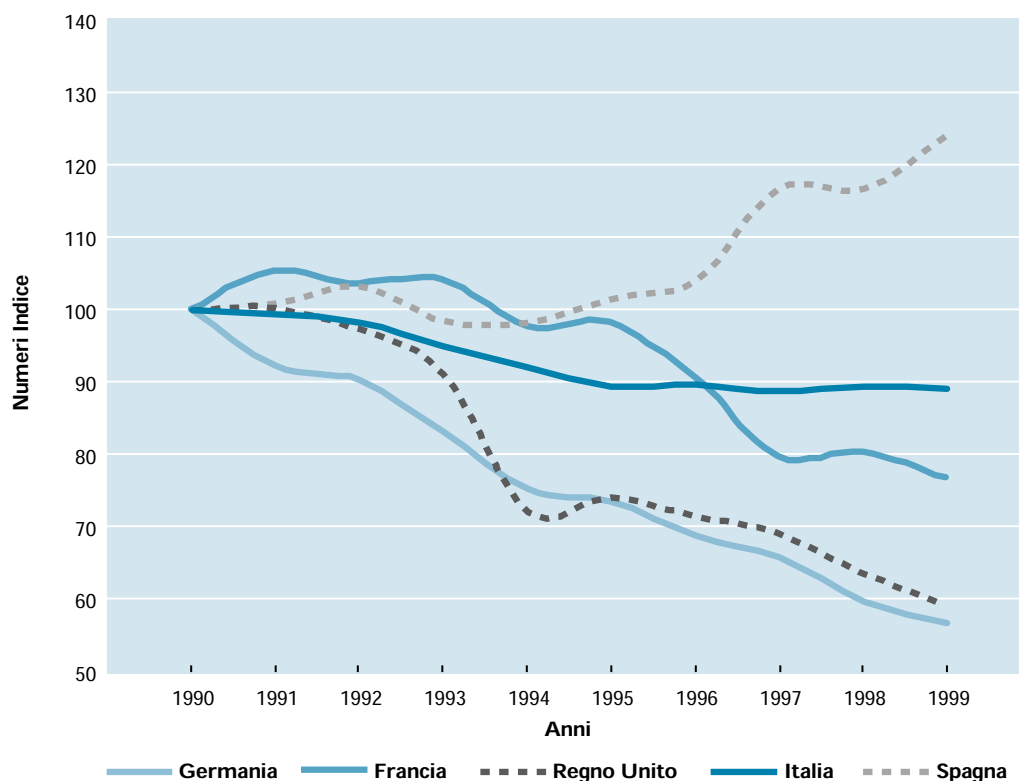
Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

**Figura 4.10 - Emissioni di CO<sub>2</sub> per macrosettori energetici in Italia (Tg)**



Fonte: ANPA

**Figura 4.11 - Emissioni di CH<sub>4</sub> da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

ci anni in esame un andamento decrescente sia a livello europeo con un -31% (figura 4.12), che a livello di singolo paese. I risultati migliori sono stati ottenuti dal Regno Unito e dalla Germania che hanno diminuito le emissioni di oltre il 40% rispetto al 1990 (tabella 4.3). I settori energetici degli altri paesi dell'Unione hanno ridotto le loro emissioni di un 10-15% tranne Grecia (+27%), Spagna (+24%), Finlandia (+14%) e Danimarca (emissioni raddoppiate).

I dati pro capite (figura 4.13) dicono che per ogni italiano vengono emessi in atmosfera 34 kg di metano all'anno: in Europa solo gli sve-

desi fanno meglio emettendo per il settore energetico 33 kg, mentre tutti gli altri paesi dell'Unione emettono tra i 40 e 60 kg annui. Ricordiamo che solo 1/5 delle emissioni di metano dipende da processi energetici e che peraltro la gran parte delle emissioni che riguardano tali processi non si riferisce alla combustione ma, in misura rilevante, all'estrazione ed alle perdite della rete di distribuzione.

La figura 4.14 evidenzia che le emissioni diffuse da carburante sono responsabili di circa l'80% delle emissioni per il settore energia e quindi la loro diminuzione ha fortemente con-

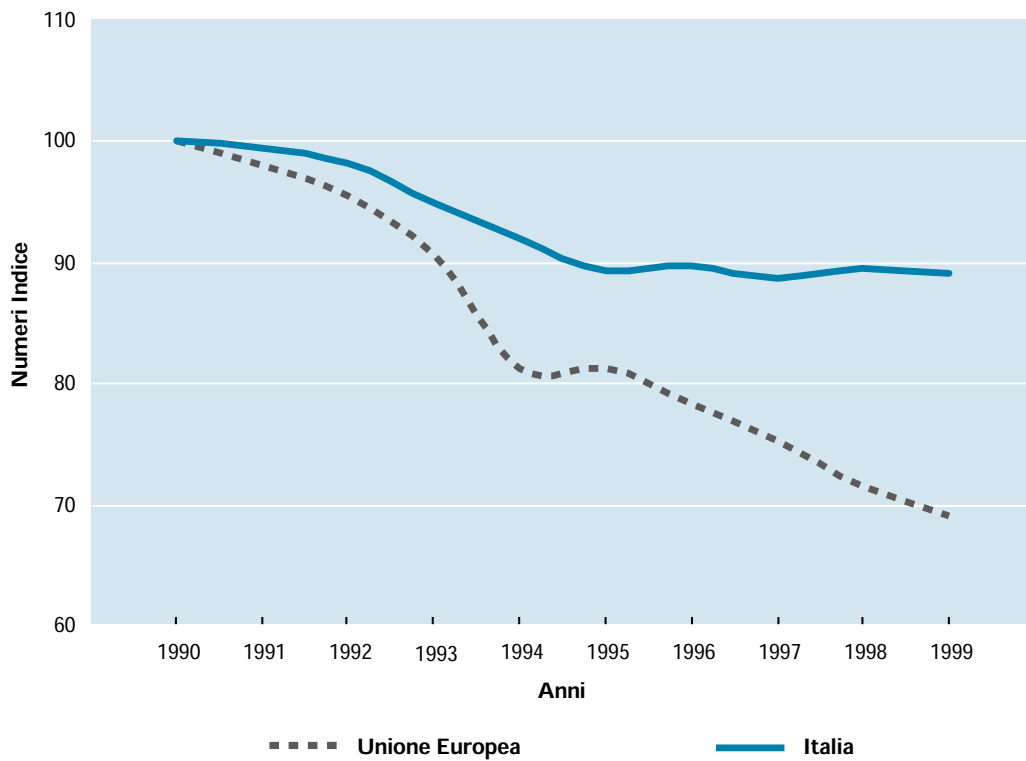
**Tabella 4.3 - Emissioni di CH<sub>4</sub> dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	25	Germania	1.775	Olanda	214
Belgio	45	Regno Unito	1.480	Portogallo	29
Danimarca	23	Grecia	59	Spagna	215
Finlandia	21	Irlanda	12	Svezia	37
Francia	484	Italia	411	Unione Europea	4.832

Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

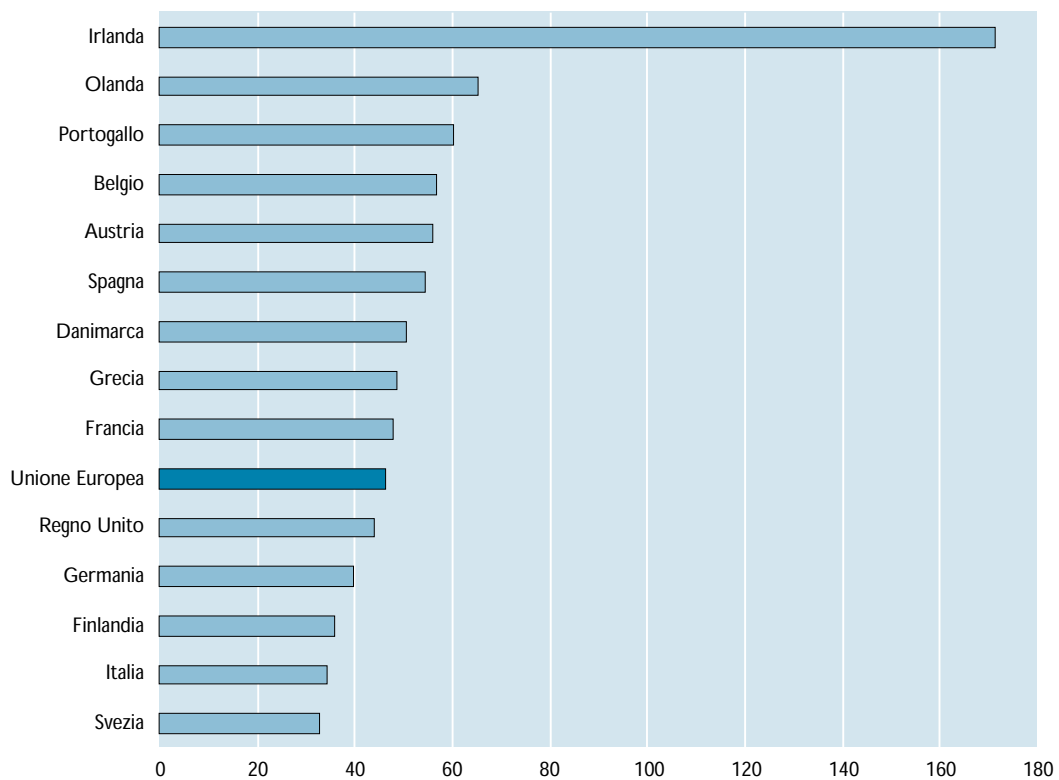


**Figura 4.12 - Emissioni di CH<sub>4</sub> da processi energetici: Italia verso Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



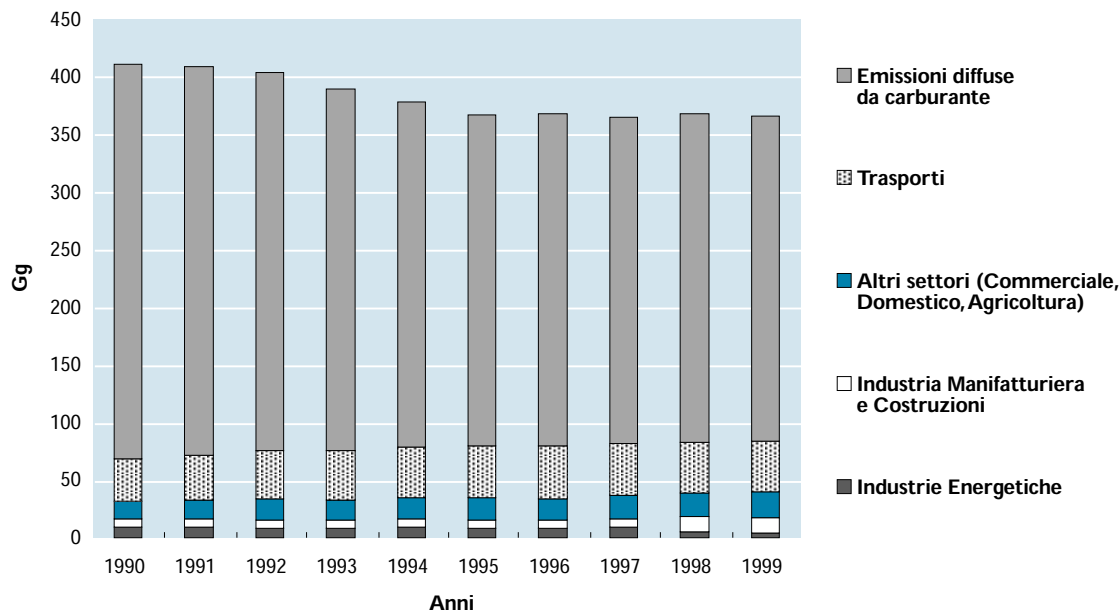
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.13 - Emissioni di CH<sub>4</sub>. Anno 1999 (kg pro-capite)**



Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

**Figura 4.14 - Emissioni di CH<sub>4</sub> per macrosettori energetici in Italia (Gg)**



Fonte: ANPA

tribuito alla riduzione di tutto il settore. Gli altri componenti del settore energia hanno aumentato le loro emissioni; basti pensare che i trasporti sono aumentati del 19% e l'industria manifatturiera e le costruzioni hanno raddoppiato le loro emissioni. Il dato complessivo per l'Italia è meno incoraggiante visto che le emissioni sono aumentate del 3% rispetto al 1990: tutto ciò in un quadro di tendenziale calo delle emissioni in tutta l'Unione ad eccezione di Spagna, Grecia e Irlanda. L'unico responsabile dell'aumento delle emissioni complessive è il settore dei rifiuti (+19%), mentre per tutti gli altri settori esse hanno subito una diminuzione.

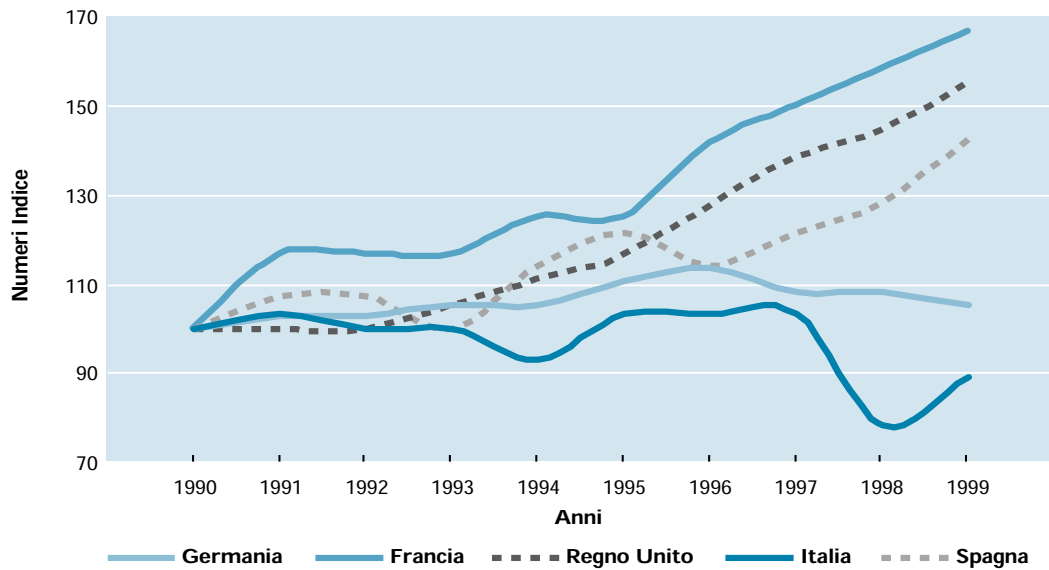
Le emissioni di protossido di azoto, riferite al settore energetico ed ai paesi dell'Unione Europea nel loro complesso (figure 4.15 e 4.16), hanno registrato un incremento del 21% rispetto ai dati del 1990 (tabella 4.4). I consistenti aumenti verificatisi nei settori energetici in tutti i paesi dell'Unione, ad eccezione dell'Italia, sono in controtendenza con le emissioni totali per le quali si è verificato un abbattimento di oltre il 15%. Questo risultato si spiega con la incidenza del settore energetico

rispetto a quella del settore agricolo. In dieci anni l'Italia ha aumentato dell'1% le emissioni totali riducendo l'apporto del settore energetico di un 11% ed aumentando del 5% quello del settore agricolo. Anche in questo caso occorre ricordare come le emissioni complessive di N<sub>2</sub>O siano influenzate dai macrosettori energetici per circa un 20%. In termini di emissioni complessive la Germania e il Regno Unito hanno diminuito le loro emissioni di un 30%, in contrasto con gli aumenti registrati in questi paesi nel settore energetico.

Il computo pro capite ci dice che per ogni italiano sono emessi 2,2 kg all'anno, cioè circa 700 g in meno rispetto alla media dell'Unione (figura 4.17). Questo ci colloca tra i paesi più virtuosi, insieme ad Austria e Germania, mentre l'Irlanda emette 6 kg in più rispetto al valore di riferimento europeo.

All'interno del settore energetico (figura 4.18), il peso maggiore è assunto dai trasporti - responsabili del 40% delle emissioni del settore - che nell'arco degli anni novanta hanno aumentato il loro apporto di 2/3, passando da 6 Gg del 1990 ai 10 Gg del 1999.

**Figura 4.15 - Emissioni di N<sub>2</sub>O da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



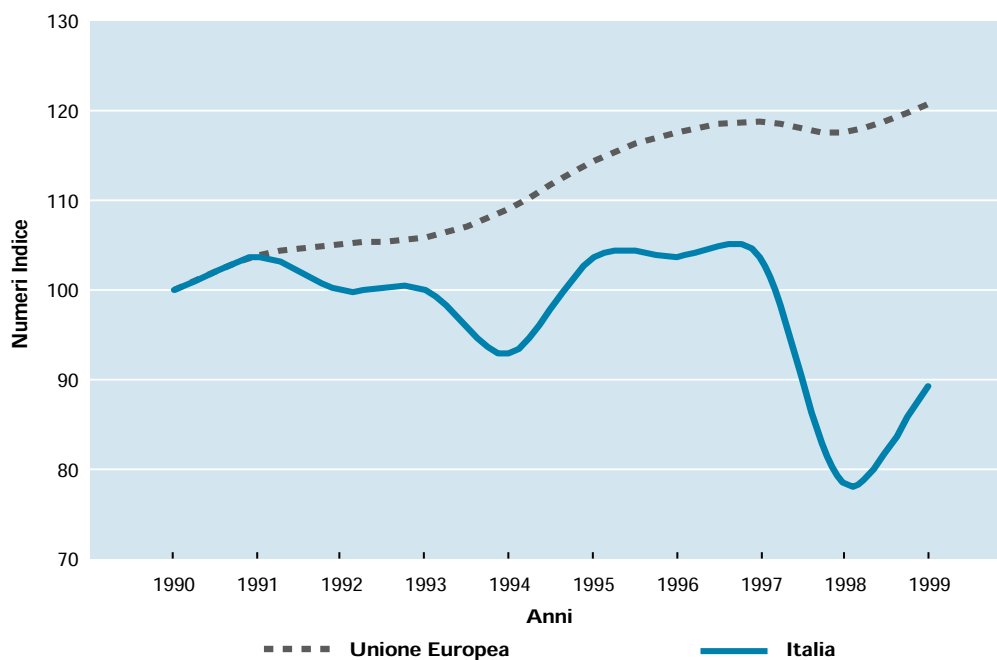
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Tabella 4.4 - Emissioni di N<sub>2</sub>O dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	2	Germania	37	Olanda	5
Belgio	7	Regno Unito	18	Portogallo	3
Danimarca	2	Grecia	10	Spagna	14
Finlandia	6	Irlanda	3	Svezia	6
Francia	12	Italia	28	Unione Europea	154

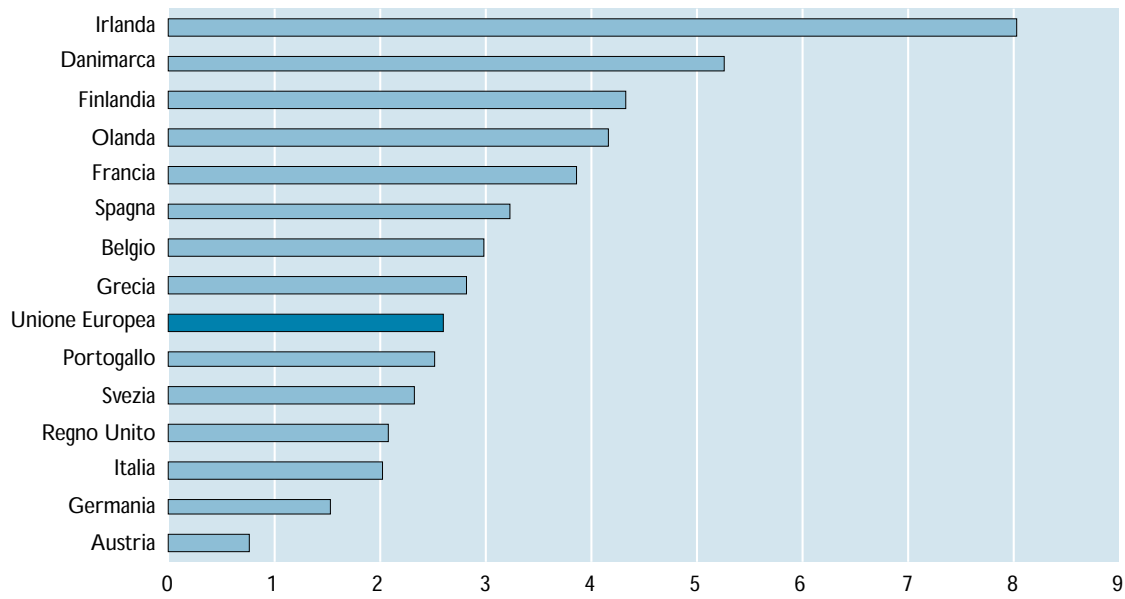
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.16 - Emissioni di N<sub>2</sub>O da processi energetici: Italia verso Unione Europea. Anno 1999 (numeri indici, 1990=100)**



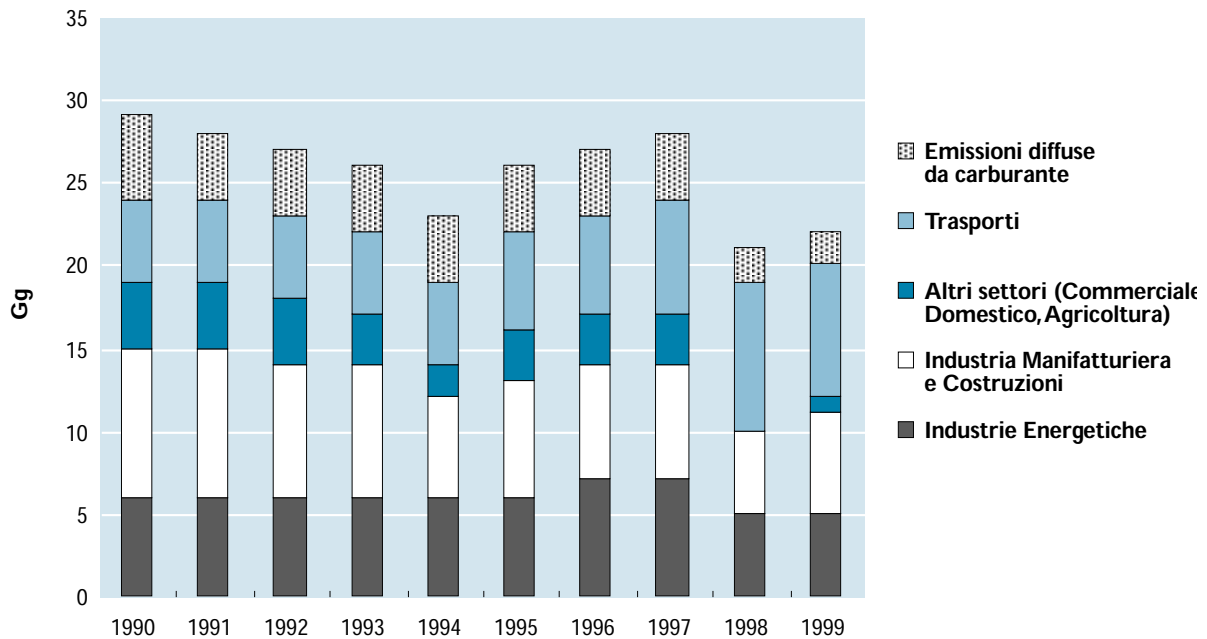
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.17 - Emissioni di N<sub>2</sub>O. Anno 1999 (kg pro-capite)**



Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

**Figura 4.18 - Emissioni di N<sub>2</sub>O per macrosettori energetici in Italia (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 alle pratiche agricole; essa è causa di danni all'ecosistema forestale, ai laghi, alle acque sotterranee e di superficie, ai suoli, al patrimonio artistico e culturale ed ai materiali in genere.

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  $\text{SO}_x$  (vedi riquadro "Biossido di zolfo") e gli  $\text{NO}_x$ , 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.

Gli impegni assunti e i risultati ottenuti in ambito europeo contro le piogge acide sono illustrati nel riquadro.

Nell'ultimo decennio tutti i paesi dell'Unione hanno ridotto le loro emissioni complessive di oltre il 45% rispetto all'anno 1990 (tabella 4.5), grazie anche al consistente contributo del settore energetico (figure 4.19 e 4.20). Per il 1999 sono state stimate per l'Italia emissioni pari a 924 Gg di biossido di zolfo, dovute per circa il 97% al settore energetico.

Va segnalata l'ottima performance della Germania, che in dieci anni ha ridotto le sue emissioni complessive dell'84%, passando da 5.321 Gg a 831 Gg (figura 4.19); questo risultato è confermato se si pone l'attenzione solo sul settore energetico. Come per l'anidride carbonica, la consistente riduzione di  $\text{SO}_2$  in Germania trova, molto probabilmente, una spiegazione nella chiusura di molti impianti altamente inquinanti, situati nella ex-Germania dell'Est.

Il dato emissivo italiano per il 1999, pari a poco più del 13% dell'anidride solforosa emessa dall'insieme dei paesi dell'Unione, corrisponde a circa 16 kg per abitante; tale valore è di poco inferiore alla media europea, pari a 18 kg per abitante. Questo risultato ci pone in una situazione intermedia insieme a Belgio e Finlandia. L'Austria emette 5 kg per abitante mentre Portogallo, Spagna, Grecia e Irlanda superano i 35 kg (figura 4.21).

#### BIOSSIDO DI ZOLFO

Il biossido di zolfo ( $\text{SO}_2$ ), o anidride solforosa, 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.

Si forma dalla combinazione dell'ossigeno con lo zolfo presente come impurità nei combustibili fossili (carbone, petrolio); la quantità di inquinante emessa dipende pertanto dal tenore di zolfo del combustibile, 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  $\text{SO}_2$ .

### GLI IMPEGNI E I RISULTATI CONTRO LE PIOGGE ACIDE

L'Unione Europea ha già raggiunto nel 1994 l'obiettivo del Quinto programma d'azione ambientale, relativo ad una riduzione del 35% delle emissioni di SO<sub>x</sub> rispetto ai livelli 1985, in quanto la riduzione effettiva di emissioni nel periodo 1985-1994 è stata del 40%.

La riduzione delle emissioni di SO<sub>x</sub> 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 l'obiettivo al 2000 è costituito da una riduzione delle emissioni del 62% rispetto ai livelli 1980.

Il primo obiettivo fissato per gli NO<sub>x</sub>, ovvero quello di stabilizzare nel 1994 le emissioni ai livelli 1987, è stato globalmente raggiunto in Europa: nel periodo 1987-1994 le emissioni di NO<sub>x</sub>, 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 NO<sub>x</sub> nel periodo 1990-2000. Anche se le emissioni di NO<sub>x</sub> nel periodo 1990-99 sono state ridotte del 24%, non sembra probabile che tale obiettivo possa essere raggiunto. Ciò è dovuto a vari motivi, tra cui la prevista forte crescita del traffico stradale.

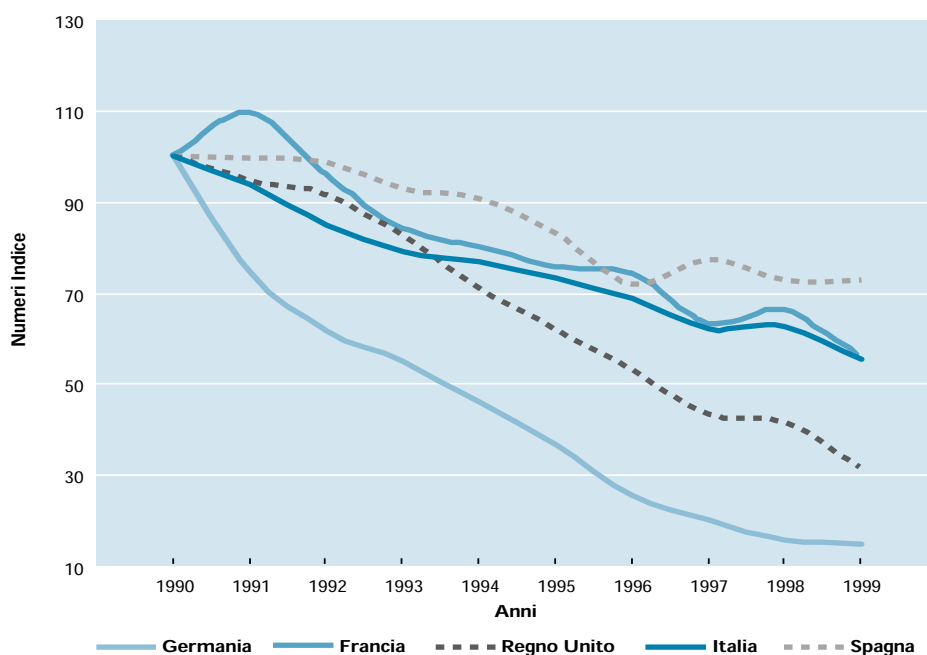
L'importanza relativa del contributo dell'azoto rispetto a quello dello zolfo nelle deposizioni potenzialmente acidificanti è in aumento. Ciò è principalmente dovuto al fatto che, negli ultimi 10-15 anni, le emissioni di SO<sub>2</sub> sono state ridotte in maniera più massiccia rispetto a quelle di NO<sub>x</sub> e NH<sub>3</sub>.

**Tabella 4.5 - Emissioni di SO<sub>2</sub> dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	80	Germania	5.264	Olanda	167
Belgio	272	Regno Unito	3.720	Portogallo	323
Danimarca	183	Grecia	467	Spagna	2.117
Finlandia	160	Irlanda	167	Svezia	85
Francia	1.275	Italia	1.611	Unione Europea	15.905

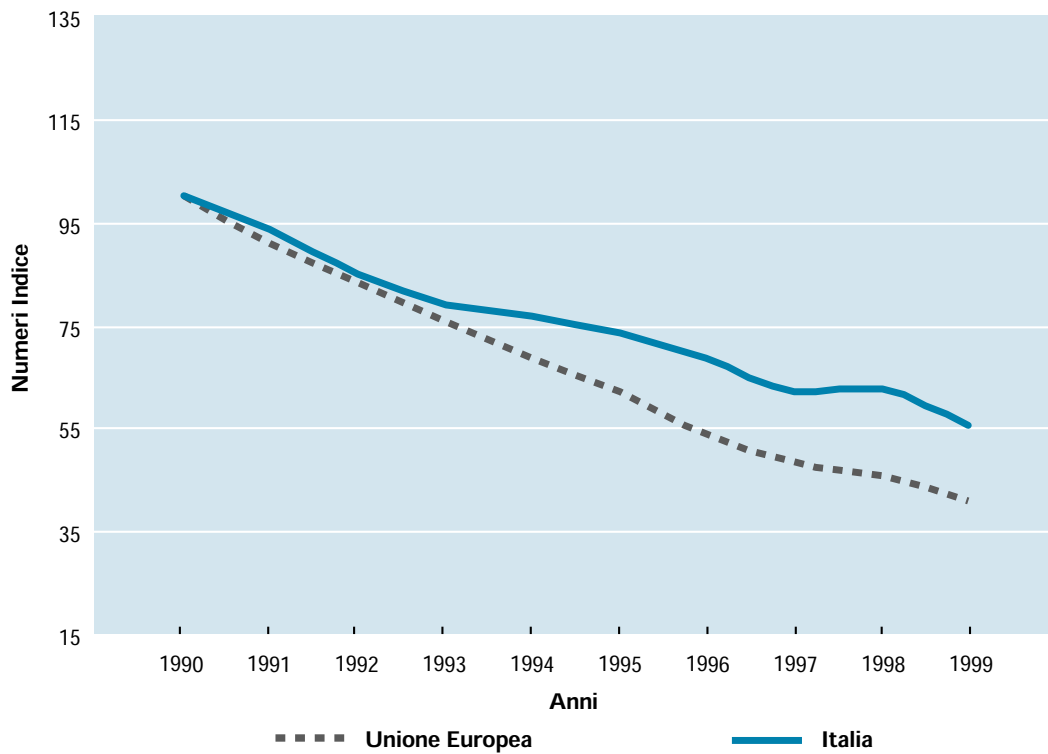
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.19 - Emissioni di SO<sub>2</sub> da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



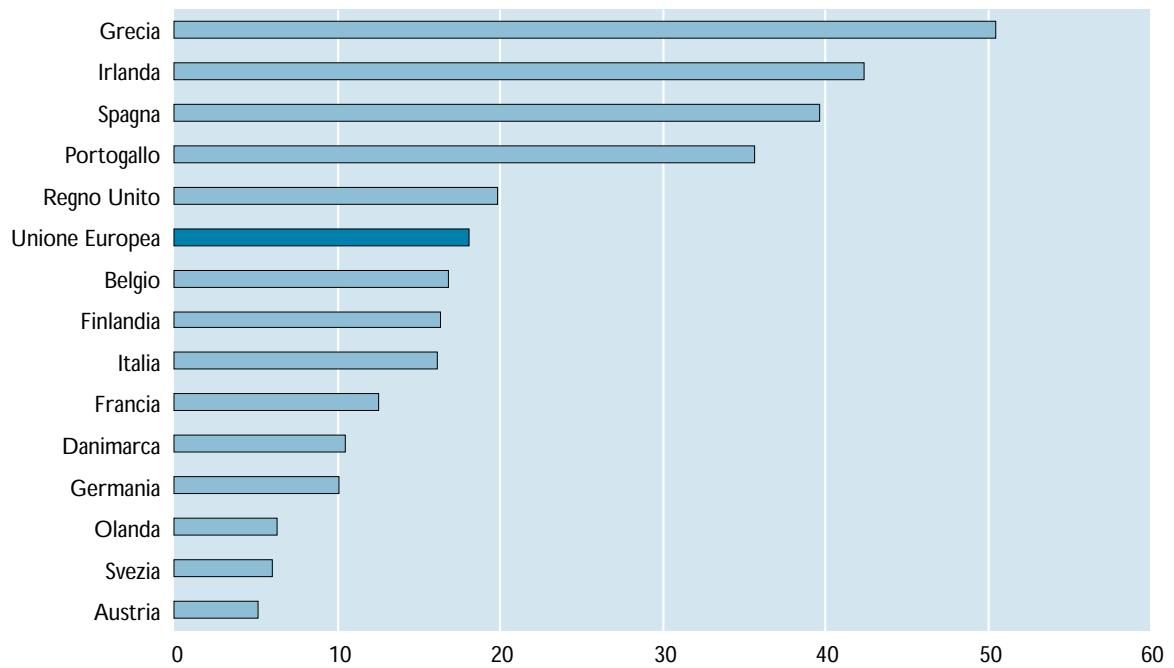
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.20 - Emissioni di SO<sub>2</sub> da processi energetici: Italia verso Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.21 - Emissioni di SO<sub>2</sub>. Anno 1999 (kg pro-capite)**



Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente



In Italia, nel decennio, sono diminuite del 44% le emissioni totali di anidride solforosa grazie alla riduzione del settore energetico (-44,5%) e del settore dell'industria manifatturiera e costruzioni (-26%). All'interno del settore energetico hanno un elevato peso le industrie energetiche, responsabili per oltre il 60% delle emissioni del settore, seguite dalle industrie manifatturiere e costruzioni che hanno visto diminuire il loro peso dal 20% al 16% nei dieci anni (figura 4.22).

Le emissioni totali di ossidi di azoto (vedi riquadro) stimate per l'Italia ammontano nel

1999 a circa 1.467 Gg, pari a poco meno del 15% del totale europeo. Il settore energetico è responsabile per quasi la totalità di tali emissioni. L'andamento temporale delle emissioni nazionali è tendenzialmente decrescente; in dieci anni si è registrata una diminuzione del 24% grazie ad una riduzione di pari peso del settore energetico (figura 4.23). L'aumento dell'80% delle emissioni degli NO<sub>x</sub> dovute ai rifiuti non ha influito sulla diminuzione complessiva, vista l'esigua importanza di questo settore tra quelli principalmente responsabili di tali emissioni.

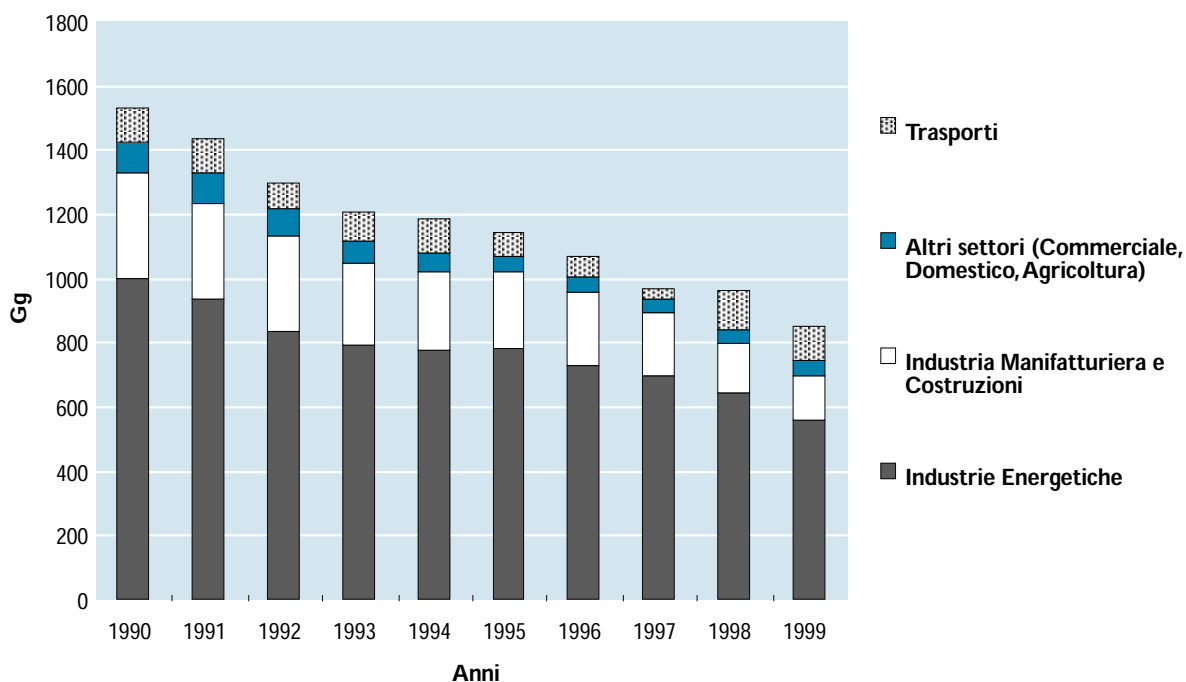
**OSSIDI DI AZOTO**

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 seconde 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 impianti di riscaldamento domestici – e sorgenti mobili (autoveicoli sia a benzina che diesel).

Le attività produttive responsabili di emissioni di NO<sub>x</sub> sono l'industria dell'acciaio, del cemento, del vetro, dei metalli non ferrosi, così come l'utilizzo e la produzione di acido nitrico, la produzione di fertilizzanti azotati e le saldature.

**Figura 4.22 - Emissioni di SO<sub>2</sub> per macrosettori energetici in Italia (Gg)**



Fonte: ANPA

L'Unione Europea ha ridotto le sue emissioni complessive del 24% (figura 4.24) grazie ad un costante calo negli anni, registrato in tutti i paesi dell'Unione ad esclusione di Spagna, Irlanda, Portogallo e Grecia, che invece hanno aumentato le loro emissioni. Un contributo notevole alla buona *performance* dell'Europa viene da Germania e Regno Unito con oltre il 40% di abbattimento rispetto al 1990 (figura 4.23 e tabella 4.6) mentre gli altri paesi hanno avuto riduzioni del 20%.

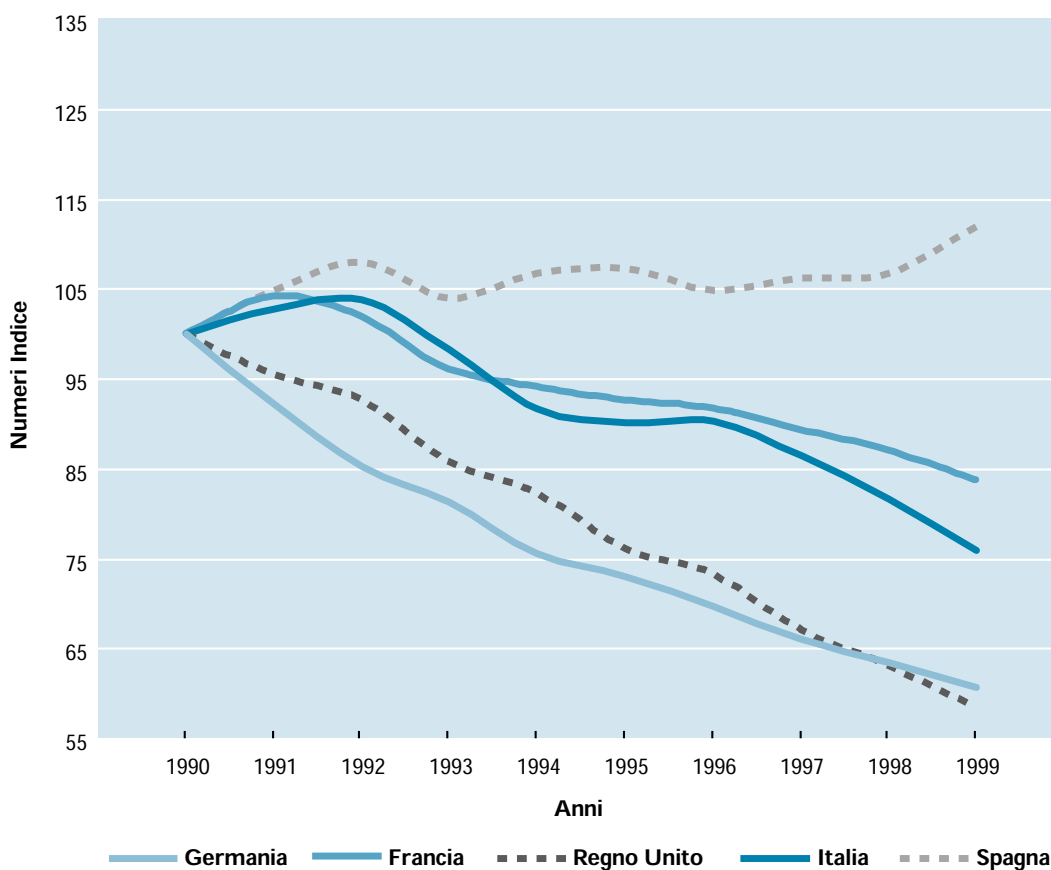
Per quanto riguarda il dettaglio dei macrosettori energetici per l'Italia si nota come al settore trasporti è ascrivibile la maggiore quota di emissioni; segue il settore dell'industria manifatturiera e delle costruzioni (figura 4.25). In particolare gli NO<sub>x</sub> sono emessi per circa il 60% dal settore dei trasporti, che ha ridotto le sue emissioni del 12% nel periodo. Le industrie energetiche tra il 1990 e il 1999 hanno più che dimezzato il loro contributo in termini assoluti.

**Tabella 4.6 - Emissioni di NO<sub>x</sub> dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	167	Germania	2.675	Olanda	549
Belgio	307	Regno Unito	2.732	Portogallo	275
Danimarca	267	Grecia	274	Spagna	1.188
Finlandia	311	Irlanda	99	Svezia	335
Francia	1.885	Italia	1.932	Unione Europea	13.019

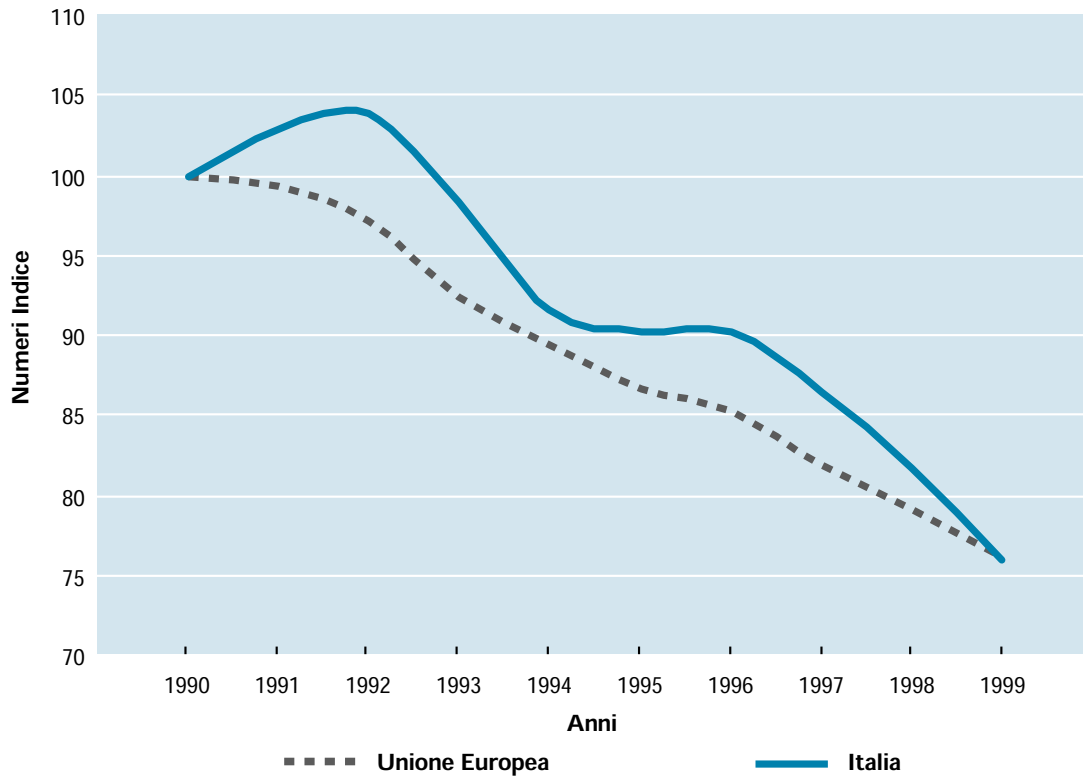
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.23 - Emissioni di NO<sub>x</sub> da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



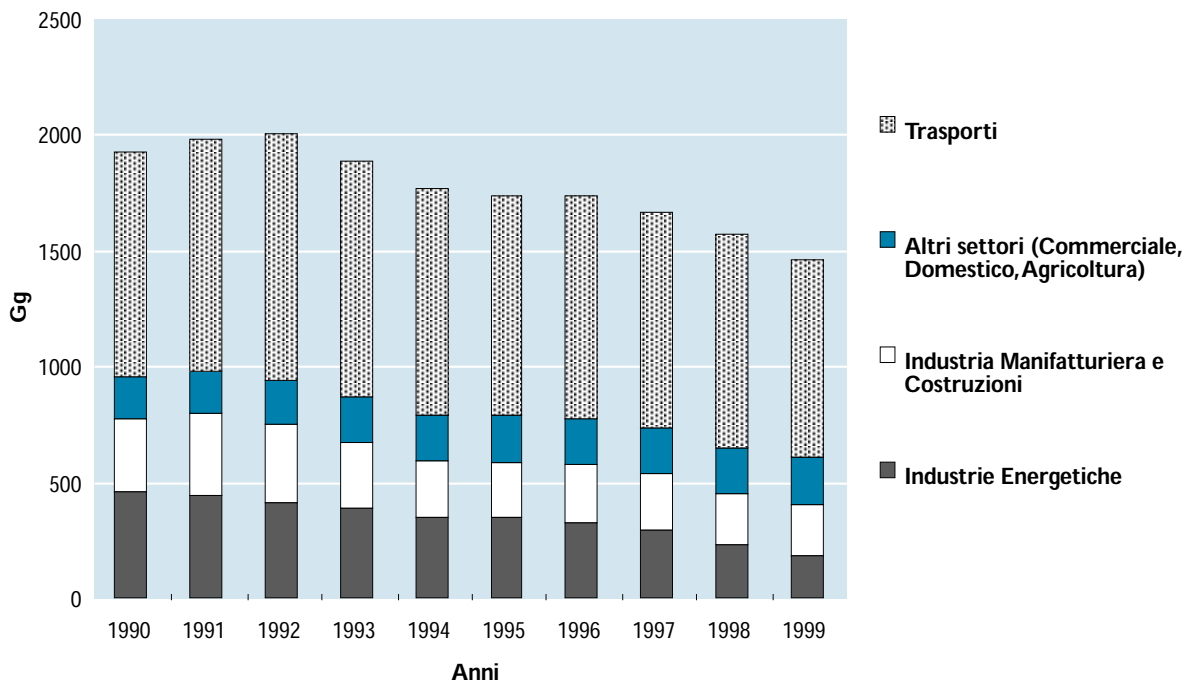
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.24 - Emissioni di NO<sub>x</sub> da processi energetici: Italia verso Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.25 - Emissioni di NO<sub>x</sub> per macrosettori energetici in Italia (Gg)**



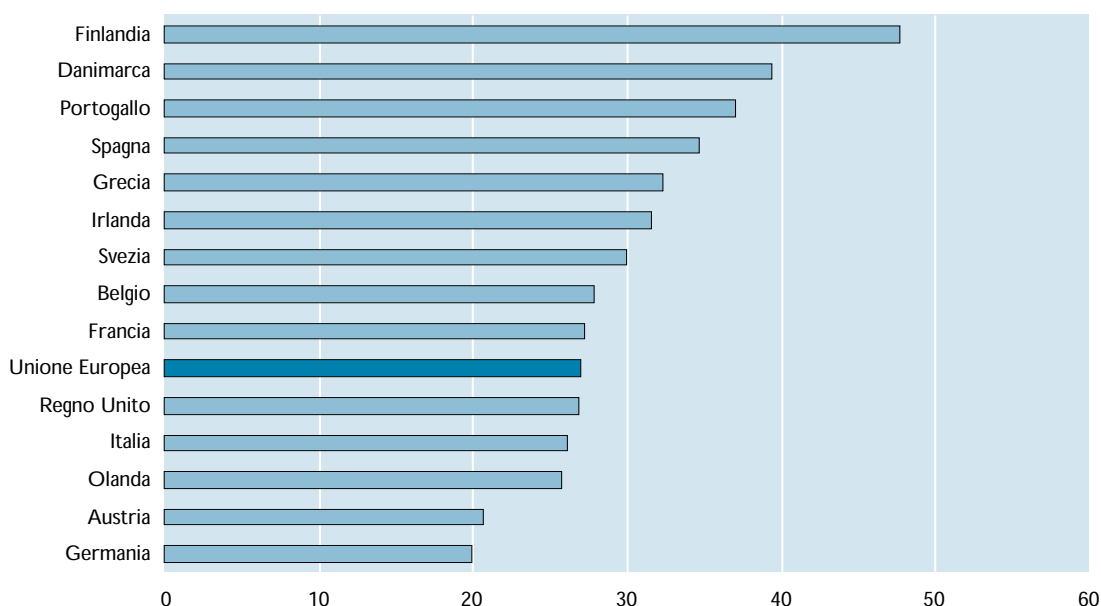
Fonte: ANPA

In termini relativi, l'Italia emette quasi 26 kg per abitante, circa 1 kg in meno della media europea (figura 4.26). La Finlandia emette quasi il doppio della media europea mentre la Germania, con poco meno di 20 kg pro capite, presenta il valore più basso tra tutti i paesi dell'Unione.

Sia gli SO<sub>x</sub> che gli NO<sub>x</sub> sono inquinanti

multi-effetto, nel senso che sono in grado di causare molteplici effetti negativi sull'ambiente; essi meritano attenzione sia perché coinvolti in fenomeni di inquinamento su grande scala (piogge acide) sia perché sono tra i principali responsabili della bassa qualità dell'aria nelle aree urbane (vedi riquadro).

**Figura 4.26 - Emissioni totali di NO<sub>x</sub> nei paesi europei. Anno 1999 (kg pro-capite)**



Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo

Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

### LA QUALITÀ DELL'ARIA

Nelle città europee dotate di stazioni di misurazione, il 70% della popolazione (circa 37 milioni) è esposta a livelli di SO<sub>2</sub> che superano il valore guida inferiore stabilito dall'UE (massimo della media sulle 24 h: 100 µg/m<sup>3</sup>). 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 gli andamenti temporali delle concentrazioni di SO<sub>2</sub> e NO<sub>2</sub> negli ultimi anni. Nel periodo 1988-1993 si è registrato un calo costante delle concentrazioni di SO<sub>2</sub>, con una riduzione 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'impiego di combustibili di qualità migliore e l'introduzione delle marmitte catalitiche per le automobili. Per il materiale particolato non si hanno dati sufficienti a stabilire un quadro rappresentativo su scala europea. La quantità di materiale particolato di piccole dimensioni (PM<sub>10</sub>, 98° per centile) 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 sua natura cancerogena.

Gli inquinanti che hanno rilevanza, sia per se stessi sia come precursori di altri inquinanti per la qualità dell'aria, sono molti. Tra quelli per cui si dispone di dati sulle emissioni per un arco temporale sufficientemente ampio sono da considerare i composti organici volatili diversi dal metano (COVNM, vedi riquadro) e il monossido di carbonio (CO, vedi riquadro).

Per l'Italia sono state stimate, per il 1999, emissioni pari a 1.674 Gg di COVNM, ma solo per un 68% la responsabilità è riconducibile ai

macrosettori energetici con 1.136 Gg, corrispondenti a circa il 14% del totale europeo. Per questo inquinante non si è avuta la forte riduzione delle emissioni che si è osservata per altri inquinanti ed alcuni paesi, tra cui l'Italia, la Norvegia e la Finlandia, hanno fallito i propri obiettivi di riduzione, mentre altri, come la Grecia (+11%) e il Portogallo (+31%), le hanno addirittura aumentate.

La tendenza alla diminuzione del dato complessivo è comunque confermata anche dalle

### COMPOSTI ORGANICI VOLATILI DIVERSI DAL METANO

I composti organici volatili diversi dal metano (COVNM) sono sostanze che, in condizione normale, 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 sono oltremodo complesse. 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, dotato di potere narcotico, non produce effetti dannosi più gravi di momentanei mal di testa o irritazione della pelle.

Alcuni COVNM contribuiscono inoltre all'assottigliamento dello strato di ozono stratosferico (buco dell'ozono) e, combinandosi con gli ossidi di azoto in presenza di luce solare, giocano un ruolo importante nel processo di formazione dell'ozono troposferico.

### 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.

emissioni nel settore energetico dei paesi più significativi; come si nota in figura 4.27 le emissioni di COVNM sono fortemente diminuite in Germania (-70%) e in Francia e Regno Unito (-30%) rispetto al 1990 (tabella 4.7).

In Italia la riduzione delle emissioni non è stata costante nel tempo: si può infatti individuare una tendenza al rialzo fino al 1995 con un aumento del 4%, e una diminuzione lenta nel biennio 1996-97 e molto più rapida negli ultimi due anni (figura 4.28).

Nel nostro Paese le emissioni nel settore

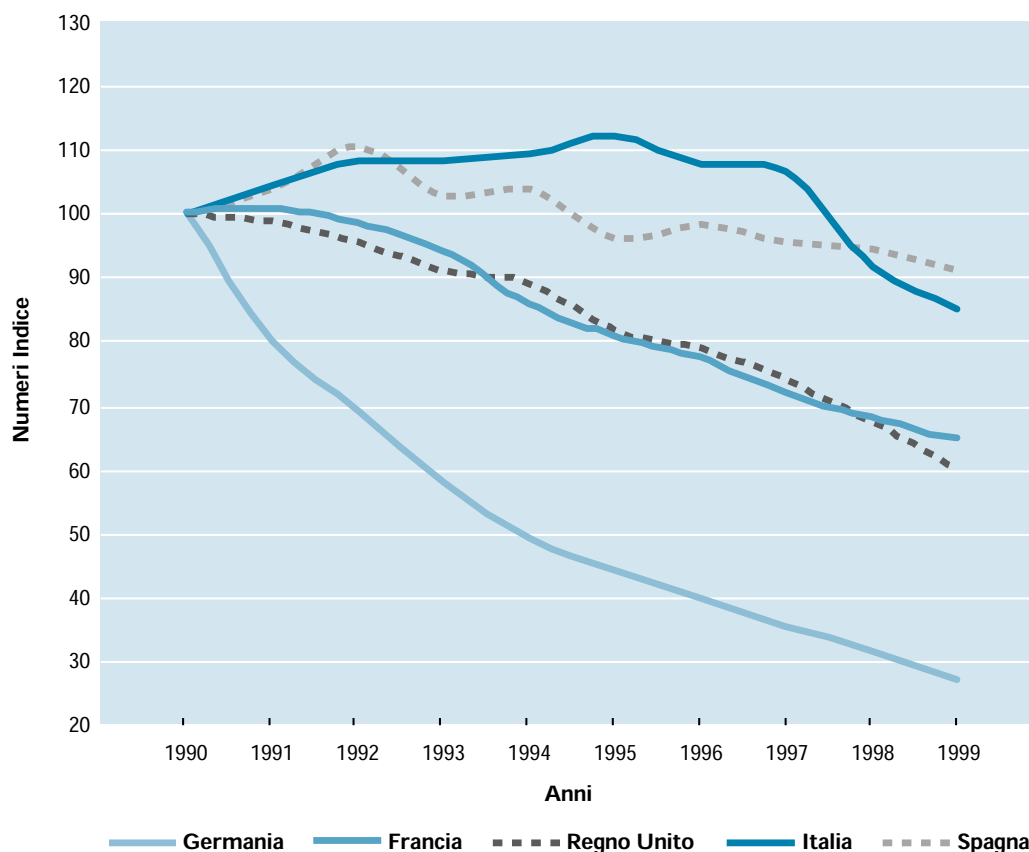
energetico di COVNM sono nella quasi totalità (83% circa) dovute al settore dei trasporti (figura 4.29). Quest'ultimo è diminuito dell'11% nel periodo 1990-1999, contribuendo alla generale riduzione di tutto il settore energia. Alla riduzione delle emissioni totali hanno comunque contribuito, con pesi differenti, tutti i settori e non solo quello energetico. Unica eccezione è il settore dei rifiuti, aumentato in termini percentuali del 58%, ma ininfluente perché in termini assoluti il suo contributo conta meno del 2%.

**Tabella 4.7 - Emissioni di COVNM dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	157	Germania	1.971	Olanda	268
Belgio	145	Regno Unito	1.520	Portogallo	183
Danimarca	122	Grecia	185	Spagna	559
Finlandia	165	Irlanda	77	Svezia	394
Francia	1.669	Italia	1.333	Unione Europea	8.760

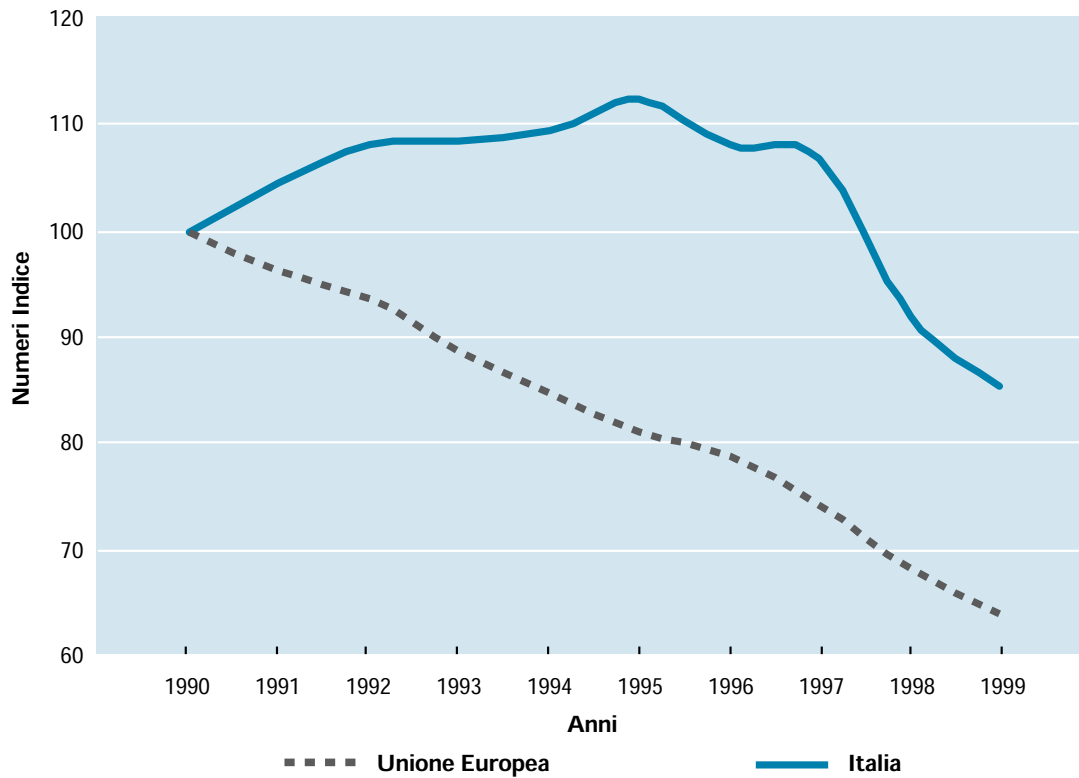
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.27 - Emissioni di COVNM da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea. Anni 1990-1999 (numeri indici, 1990=100)**



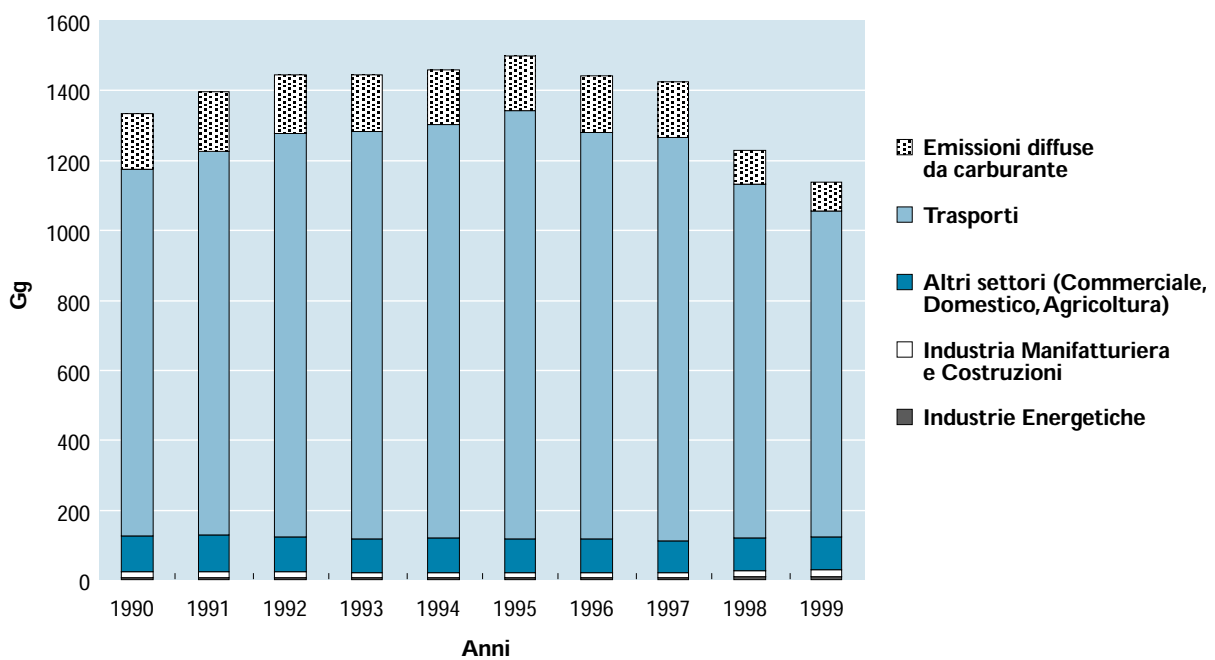
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.28 - Emissioni di COVNM da processi energetici: Italia verso Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.29 - Emissioni di COVNM per macrosettori energetici in Italia (Gg)**



Fonte: ANPA



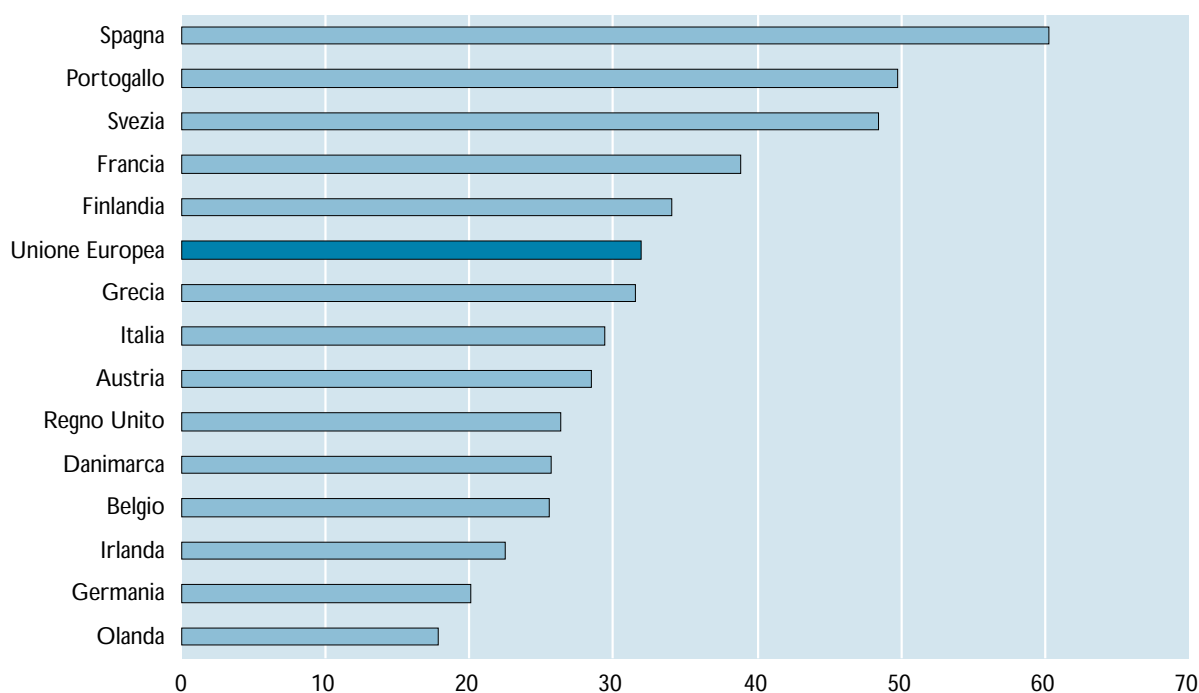
Il dato pro capite vede l'Italia emettere 2 kg in meno della media europea che è pari a 32 kg pro capite (figura 4.30). Gli olandesi emettono solo 18 kg pro capite mentre la Francia, la Svezia il Portogallo emettono più del doppio degli olandesi e la Spagna più del triplo.

Per quanto i paesi dell'Unione Europea la Germania ha più che dimezzato le emissioni di CO dal 1990 (figura 4.31 e tabella 4.8), mentre tutti gli altri paesi le hanno ridotte di oltre il 15% ad eccezione di Portogallo (+31%) e Grecia (+11%).

L'Italia nel periodo di riferimento ha ridotto le emissioni dal settore energetico di circa il 25% (figura 4.32). Nel 1999 sono state emesse

sul territorio nazionale poco meno di 6.071 Gg di CO, poco più del 18% del totale europeo. Oltre il 90% delle emissioni nazionali di CO, 5.521 Gg in termini assoluti, si deve al settore dell'energia (figura 4.33). In particolare, nel nostro Paese il maggiore responsabile dell'emissione di monossido di carbonio è il settore trasporti, con l'80% delle emissioni (figura 4.33). L'andamento nel tempo di questo macrosetto- re ha condizionato le emissioni complessive di questo inquinante, che presenta un andamento crescente nei primi sei anni e poi un calo sostanziale negli ultimi quattro anni analizzati. Nei dieci anni di analisi il settore dei trasporti ha abbattuto le sue emissioni di circa un 22%. Il

**Figura 4.30 - Emissioni totali di COVNM. Anno 1999 (kg pro-capite)**



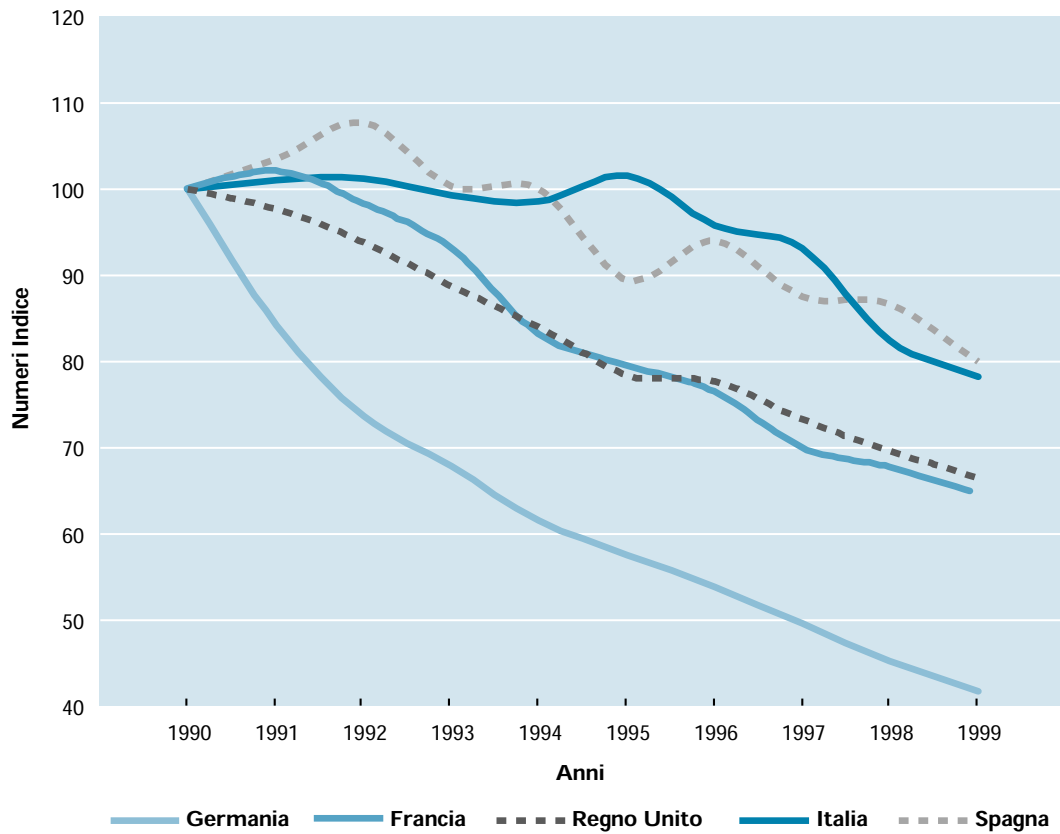
Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

**Tabella 4.8 - Emissioni di CO dal settore energetico. Anno 1990 (Gg)**

Austria	1.009	Germania	10.531	Olanda	982
Belgio	760	Regno Unito	6.479	Portogallo	1.062
Danimarca	681	Grecia	1.172	Spagna	3.362
Finlandia	549	Irlanda	398	Svezia	1.099
Francia	9517	Italia	7.050	Unione Europea	44.805

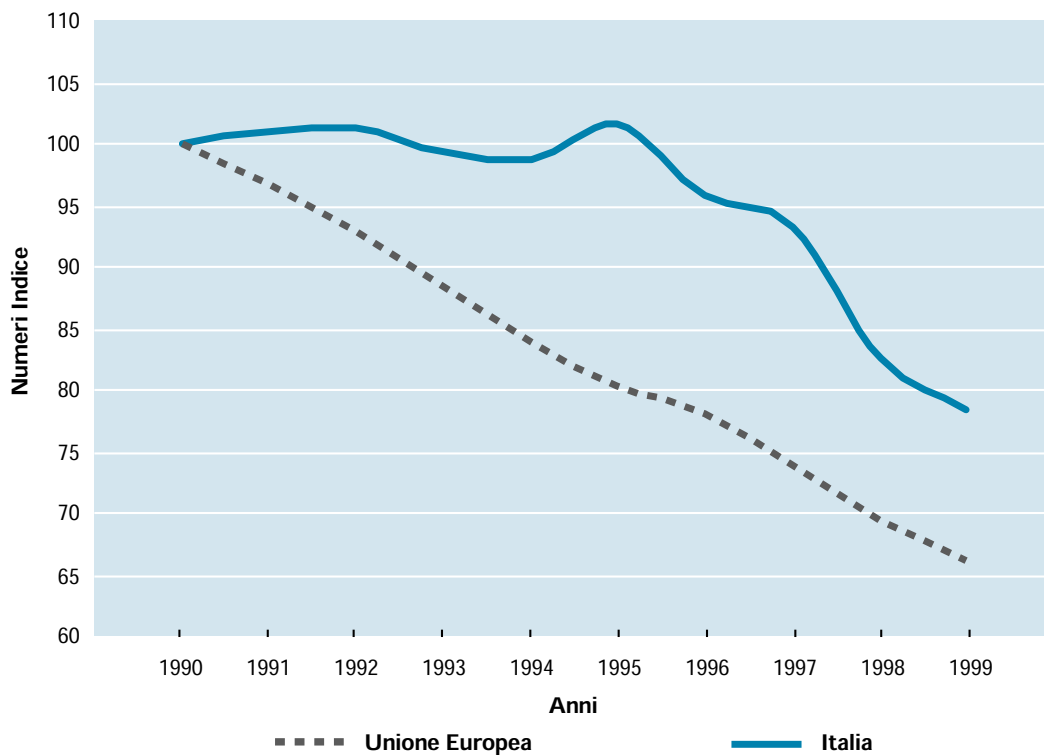
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.31 - Emissioni di CO da processi energetici in alcuni paesi dell'Unione Europea (numeri indice, 1990=100)**



Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

**Figura 4.32 - Emissioni di CO da processi energetici: Italia verso Unione Europea (numeri indici, 1990=100)**



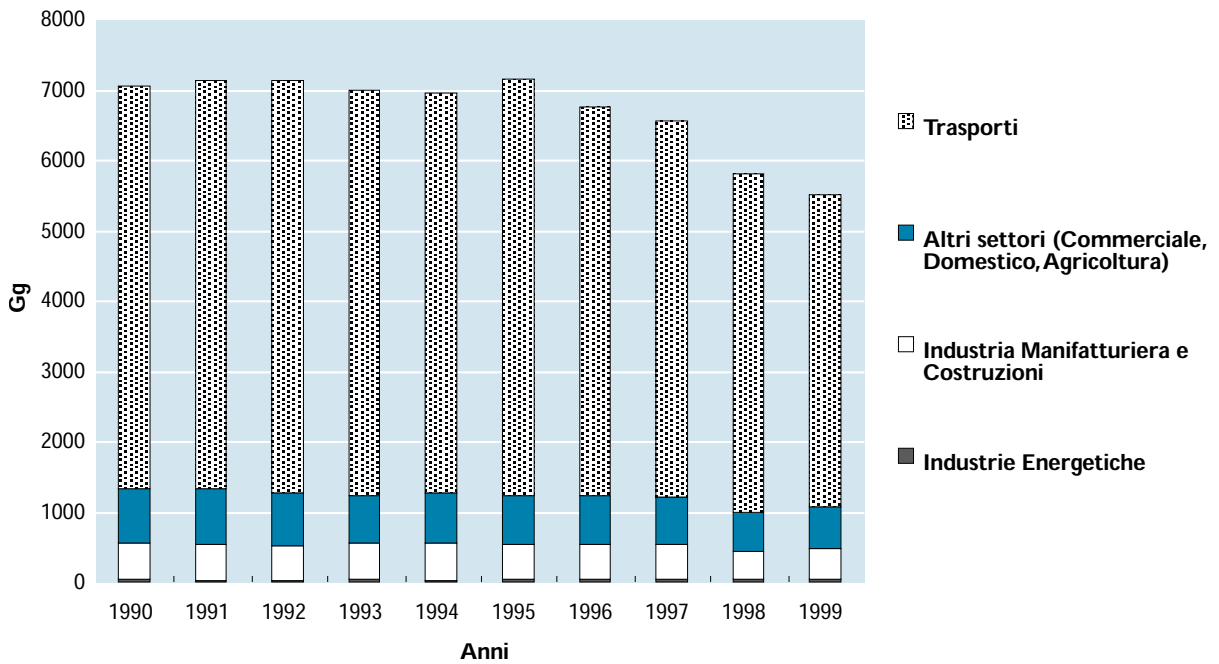
Fonte: Agenzia Europea dell'Ambiente, 2001

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 emissio-

ni di questa sostanza. La quantità pro capite nazionale di 106 kg è nettamente superiore al dato europeo, pari a 89 kg (figura 4.34).

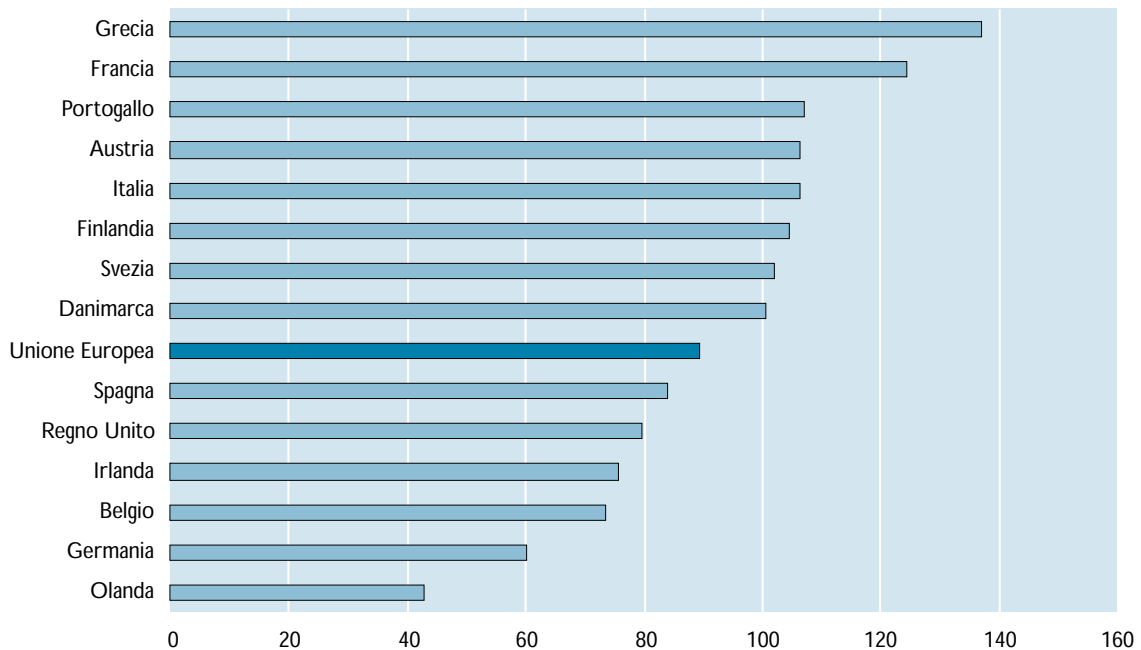
Per avere ulteriori informazioni sulla qualità dell'aria si vedano i riquadri "L'ozono troposferico" e "Le polveri".

**Figura 4.33 - Emissioni di CO per macrosettori energetici in Italia (Gg)**



Fonte: ANPA

**Figura 4.34 - Emissioni totali di CO. Anno 1999 (kg pro-capite)**



Il dato dell'Unione Europea comprende anche il Lussemburgo

Fonte: Elaborazione ENEA di dati dell'Agenzia Europea dell'Ambiente

## L'OZONO TROPOSFERICO

Nella stratosfera l'ozono ( $O_3$ ) 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  $O_3$  per il loro forte impatto sulla salute dell'uomo e sull'ambiente. Alte concentrazioni di ozono provocano danni alle coltivazioni (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 primari 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 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, coniughino diversi scenari emissivi a corrispondenti distribuzioni delle concentrazioni di ozono troposferico, fornendo anche un'analisi comparativa dei costi legati ai vari scenari.

## 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 ( $SO_x$ ), ossidi di azoto ( $NO_x$ ) 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 ( $\mu m$ ) hanno maggiore probabilità di interessare l'apparato respiratorio rispetto alle particelle con dimensioni 1,0-2,5  $\mu m$ . 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  $\mu m$  ( $PM_{10}$ ), mentre sono rare le misure di particolato con diametro inferiore a 2,5  $\mu m$  ( $PM_{2,5}$ ); in entrambi i casi non si dispone di serie di dati estese.

$PM_{10}$  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  $PM_{10}/PTS$ : 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  $\mu m$ . In tal modo, pur con la dovuta cautela, è possibile ricavare l'andamento del  $PM_{10}$  a partire da serie di dati relative a PTS. Per quanto riguarda la stima delle emissioni di queste sostanze si veda il riquadro "Inventari delle emissioni".

## 4.4 La valutazione di impatto ambientale delle centrali termoelettriche

### 4.4.1 L'attuale procedura

#### Istruttoria tecnica

La Valutazione di Impatto Ambientale (VIA), per le centrali termoelettriche di potenza termica di almeno 300 MW, fa riferimento all'Allegato IV del DPCM 27/12/1988.

Per le centrali tra i 50 MW elettrici fino alla soglia dei 300 MW termici si applica la VIA di competenza statale, secondo la procedura ordinaria.

La normativa speciale introduce, rispetto alla procedura ordinaria, una fase che prevede la designazione formale di un considerevole numero di esperti di amministrazioni centrali e locali e la formalizzazione della Commissione dell'Inchiesta pubblica, di cui si fornisce ampio approfondimento nel paragrafo 4.4.5.

Se richiesto dalla società proponente, si effettua la nomina di Osservatori ministeriali che partecipano ad incontri preliminari nel corso dei quali si evidenziano gli aspetti salienti del progetto rispetto alle problematiche territoriali ed ambientali e gli approfondimenti eventualmente necessari, senza che si pervenga ad alcun giudizio di merito.

Lo scopo del legislatore, tenuto conto delle rilevanti problematiche connesse, è quello di permettere da un lato la più completa partecipazione di esperti nell'ambito dell'istruttoria tecnica, dall'altro di garantire, attraverso la procedura di Inchiesta pubblica, il coinvolgimento formalizzato del pubblico interessato.

I lavori delle due Commissioni (Commissione tecnica VIA e Commissione di inchiesta pubblica) partono contestualmente dalla data di pubblicazione dell'avviso al pubblico con il quale il proponente informa della richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale e del deposito della relativa documentazione tecnica negli uffici preposti alla libera consultazione.

La documentazione consta di:

- uno studio di impatto ambientale che descrive la coerenza dell'intervento con la realtà locale o le eventuali criticità preesi-

stenti, definendo, per ciascuna delle componenti ambientali, l'impatto derivante dall'inserimento della centrale e delle opere connesse (metanodotto od eventualmente altre opere di approvvigionamento del combustibile, elettrodotto, opere di presa e scarico acque);

- il progetto dell'opera;
- una sintesi non tecnica destinata all'informazione del pubblico.

La suddetta documentazione è formalmente presentata ai Ministeri dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e dei Beni ed Attività Culturali, nonché alla Regione territorialmente competente ed alle altre diverse amministrazioni centrali e locali che devono esprimere il proprio parere, ed è messa a disposizione del pubblico.

Per le centrali di potenza pari o superiore a 300 MW termici l'istruttoria prevede, quindi, il coinvolgimento formale anche di diverse altre amministrazioni (Ministeri delle Infrastrutture e dei Trasporti, della Salute, Provincia e Comune territorialmente competenti) attraverso l'espressione di pareri obbligatori e vincolanti per la conclusiva formulazione del giudizio di compatibilità ambientale.

L'esame dei pareri da parte della Commissione VIA in sede istruttoria, in linea con i più recenti orientamenti, è utile per evidenziare eventuali problematiche locali non adeguatamente esposte nella documentazione del proponente e non conosciute su scala nazionale e per garantire il formale coinvolgimento delle Amministrazioni con competenze ambientali e territoriali attraverso l'espressione del proprio parere e di eventuali specifiche prescrizioni.

I lavori istruttori della Commissione VIA trovano in itinere momenti di confronto e di discussione con i rappresentanti della società proponente e delle amministrazioni coinvolte.

#### Chiarimenti e integrazioni

Si evidenzia che l'acquisizione delle necessarie integrazioni nel corso delle istruttorie VIA costituisce uno dei principali motivi di prolungamento delle istruttorie.

Le integrazioni ed i chiarimenti formulati al-

le società proponenti nell'ambito dell'istruttoria tecnica hanno riguardato in particolare alcuni aspetti ricorrenti, qui di seguito elencati:

- valutazioni e motivazioni per le alternative di localizzazione;
- riferimenti alla programmazione energetica e territoriale aggiornata anche in relazione agli obiettivi del Protocollo di Kyoto;
- motivazione della scelta della potenzialità dell'impianto rispetto alla domanda prevedibile a livello regionale;
- studio sugli effetti inquinanti complessivi di tutti gli impianti industriali esistenti e in progetto nell'area vasta;
- valutazione degli effetti sulla salute;
- effetti sul microclima derivanti dalle torri evaporative;
- motivazioni di tale scelta impiantistica con particolare riferimento al prelievo idrico;
- proposte di cogenerazione e di teleriscaldamento, laddove realizzabili;
- rappresentatività dei dati meteorologici, dei dati delle centraline di monitoraggio e delle analisi modellistiche per il calcolo delle concentrazioni di ricaduta;
- valutazioni della componente rumore e rappresentatività delle campagne di rilevamento acustico;
- inquinamento elettromagnetico;
- documentazione relativa ai ricettori sensibili nell'area della centrale;
- caratterizzazione dei suoli ai sensi del DM Ambiente 471/99;
- procedure relative alla VIA per le opere connesse, e relativa documentazione (metanodotto ed elettrodotto);
- individuazione e studio di aree riconosciute come Siti di Interesse Comunitario (SIC);
- piano di dismissione della centrale in relazione alla vita dell'impianto;
- analisi dell'impatto sul paesaggio.

La conclusione dell'istruttoria tecnica, che è preceduta dalla valutazione degli elementi scaturiti dalle osservazioni pervenute in sede di Inchiesta pubblica, si formalizza con la discussione in sede di riunione plenaria dei membri del-

la Commissione VIA, che esprime il suo parere.

Qualora il parere della Commissione sia positivo, questo comprende anche le prescrizioni vincolanti come di seguito precisato.

### **Le prescrizioni VIA**

Le prescrizioni rappresentano le eventuali indicazioni proposte dalla Commissione per la Valutazione dell'Impatto Ambientale alla conclusione dell'istruttoria tecnica. Esse costituiscono parte integrante dei pareri con esito positivo espressi dalla Commissione e vengono recepite integralmente nel decreto interministeriale di compatibilità ambientale sull'opera proposta.

Le prescrizioni sono vincolanti per tutti i successivi atti autorizzativi a valle della Valutazione dell'Impatto Ambientale, e costituiscono un riferimento per la verifica della corretta realizzazione degli interventi progettati in ottemperanza al decreto di VIA.

Costituiscono, in particolare, condizioni migliorative di un progetto che la Commissione ritiene ambientalmente compatibile, per garantirne la compatibilità ambientale sia nella fase di realizzazione che in quella di esercizio e per minimizzare gli impatti residui sull'ambiente.

In tal senso, il progetto dovrà essere adeguato ad una serie di specifiche prescrizioni tese a:

- superare alcune carenze o situazioni di criticità ambientale non risolte nello Studio di Impatto Ambientale e dalle eventuali integrazioni;
- ridurre gli ambiti di indeterminatezza di alcune categorie di impatto, per una più esatta definizione delle risorse finanziarie necessarie per gli interventi di mitigazione;
- precisare le soluzioni e le misure per l'inserimento ambientale dell'opera;
- definire una corretta gestione degli eventuali imprevisti, eventi incidentali o malfunzionamenti;
- ottimizzare la gestione del controllo e della caratterizzazione chimico-fisica ante/post *operam* tramite opportune modalità di monitoraggio ambientale.

Oltre alle prescrizioni, nel parere di VIA si ritrovano anche riferimenti a collaborazioni/sinergie tra la società presentatrice del progetto ed istituzioni pubbliche (ARPA, Regione, Provincia) per la progettazione e messa in opera di campagne di controllo e monitoraggio indicate come necessarie, nonché l'eventuale definizione di interventi di compensazione da concordare con le amministrazioni locali interessate.

Quanto appena ricordato, il parere di VIA contiene essenzialmente norme ed elementi comportamentali e tecnologici che l'azienda proponente il progetto deve attuare; sono pertanto attinenti sia al progetto (ad esempio approfondimenti in sede di progettazione esecutiva, interventi sui corpi idrici, opere minori, piano particellare di esproprio e capitolati) che alle tecnologie (ad esempio opere provvisorie, cantierizzazione e condizioni particolari per la sicurezza in esercizio). A queste si aggiungono quelle per il controllo e la mitigazione degli impatti (inquinamento atmosferico, acustico ed elettromagnetico, impianti verdi e ricomposizione fondiaria ecc.).

Di seguito si riportano, in sintesi, i prevalenti ambiti di interesse in cui sono state raggruppate le prescrizioni relative alle centrali termoelettriche contenute nei pareri finora emessi dalla Commissione VIA del Ministero dell'Ambiente, sulla base di un'apposita elaborazione volta alla sistematicizzazione delle prescrizioni stesse e ad evidenziare la significatività del loro contenuto in base alla ricorrenza.

Si tratta di ottimizzazioni funzionali, progettuali e gestionali che tendono alla minimizzazione degli impatti ed al monitoraggio delle diverse matrici ambientali:

- acque sotterranee e superficiali: ottimizzazione del ciclo delle acque, contenimento del consumo di risorse, contenimento e controllo degli scarichi, monitoraggio;
- aria: misure di contenimento delle emissioni, monitoraggio ante e post operam;
- assetto geologico e idro-geomorfologico: misure di contenimento del rischio;
- misure di contenimento degli impatti in fase di cantiere;
- modalità particolari di tutela di eventuali

ecosistemi interessati, di salvaguardia della fauna e flora protette;

- interventi in situazioni di emergenza e sicurezza;
- interventi di dismissione, ripristino;
- inserimento paesaggistico e tutela dei beni culturali;
- misura e contenimento delle radiazioni ionizzanti e non ionizzanti;
- garanzie di smaltimento rifiuti, modalità di riutilizzo di prodotti residui;
- misure di contenimento del rumore, tutela dei ricettori sensibili, monitoraggio;
- eventuali interventi sulla viabilità.

### **Interventi di compensazione**

È prassi consolidata che lo studio di impatto ambientale sia integrato da interventi di compensazione. È infatti inevitabile che la realizzazione di un progetto, per il quale siano state comunque privilegiate le alternative di minore impatto, determini in ogni caso un impatto residuo.

Per compensazione si intende la realizzazione ed il ripristino di aree naturali in zone esterne a quelle occupate dalla centrale e dalle opere connesse, in compensazione all'impatto derivante dalla impermeabilizzazione delle superfici destinate alla costruzione degli edifici e degli impianti nel sito prescelto per la centrale.

Altro è l'intervento di mitigazione, volto ad integrare l'impianto, dal punto di vista paesaggistico e visivo, con l'ambiente circostante, ovvero ad ottimizzare il progetto tramite le migliori tecnologie disponibili, di processo, tecnologiche o gestionali, per il contenimento di emissioni nell'ambiente o per la riduzione del consumo di risorse naturali.

Gli interventi di compensazione possono interessare o meno terreni di proprietà della società realizzatrice della centrale e non necessariamente devono collocarsi in prossimità della stessa o all'interno dell'eventuale area industriale. È auspicabile che siano realizzati nell'ambito del territorio della collettività che "subisce" più direttamente l'impatto ambientale derivante dall'inserimento della centrale.

Questi interventi possono consistere nella



bonifica e rinaturalizzazione di aree precedentemente destinate ad attività industriali:

- centrali termoelettriche già dismesse o da dismettere;
- cave abbandonate, che possono peraltro essere utilizzate per collocare i terreni rimossi nei lavori di fondazione;
- versanti deforestati da piantumare secondo moderni criteri che tengano conto della realtà ecologica locale;
- habitat umidi e prati polifiti devastati da precedenti interventi antropici;
- discariche o terreni contaminati da recuperare e bonificare.

### **Il giudizio di compatibilità ambientale**

Il parere positivo della Commissione VIA è inviato alla Regione territorialmente competente che, sentito il Comune, si esprime in merito alla conformità del progetto anche rispetto agli aspetti di natura urbanistica. L'eventuale dissenso compromette il perfezionamento del successivo giudizio di compatibilità ambientale.

Nel caso invece che i pareri espressi dalle amministrazioni coinvolte siano sfavorevoli, discordanti o mancanti, anche in presenza di un parere positivo della Commissione VIA che ha ritenuto superabili le relative motivazioni, la decisione è rimessa al Presidente del Consiglio dei Ministri, secondo quanto previsto dalla normativa vigente in materia di Conferenza dei Servizi.

Nel periodo in esame in un solo caso, tuttora in corso di procedura, una amministrazione (provinciale) ha espresso parere sfavorevole ritenendo di non poter superare le motivazioni addotte con le considerazioni e le prescrizioni della Commissione VIA.

I pareri della Commissione VIA e della Regione consentono di redigere un decreto che, se positivo, sulla base della discrezionalità tecnica e motivata dei Ministri dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e dei Beni ed Attività Culturali, costituisce il giudizio di compatibilità ambientale favorevole al proseguo dell'iter autorizzativo della centrale.

### **4.4.2 Evoluzione della normativa e prospettive**

#### **Attuale normativa di riferimento**

La carenza normativa che ha caratterizzato il sistema autorizzativo dei grandi impianti industriali (legge 615/66, DPR 322/71), unitamente ad un'espressa esigenza di tutela dell'ambiente dai gravi eventi di inquinamento, ha condotto, sul finire degli anni 80, ad una consistente produzione normativa a livello comunitario, nazionale e locale. Tale impianto normativo è nel complesso poco chiaro nell'attribuzione di competenze e anche eccessivamente "burocratico" per i soggetti richiedenti, risultando così inefficace rispetto alle necessità di controllare l'effettiva sostenibilità dello sviluppo.

Per gli impianti industriali che possono dar luogo ad emissioni in atmosfera, la competenza autorizzativa è delle Regioni e Province autonome, ma la domanda (completa delle informazioni relative alle emissioni in atmosfera) va trasmessa anche al Ministero dell'Ambiente e, allegata alla richiesta di concessione edilizia, al Sindaco.

Per l'autorizzazione delle nuove centrali termoelettriche, invece, come già detto, il procedimento fa essenzialmente riferimento al combinato disposto del DPR 203/88 e dell'allegato IV al DPCM 27/12/88 in materia di valutazione di impatto ambientale.

Il sistema delineato risulta particolarmente complesso, ma trovava una giustificazione in presenza di un unico concessionario che operava attraverso grandi impianti, localizzati spesso in vicinanza di zone abitate, e caratterizzati da impatti rilevanti per:

- la dimensione (altissimi camini, estesi carbonili e parchi serbatoi, considerevoli volumi per le sale macchine e per gli impianti di abbattimento degli inquinanti, occupazione di diversi ettari di superficie);
- le caratteristiche del combustibile convenzionale utilizzato (carbone e/o olio combustibile);
- le emissioni inquinanti di ossidi di zolfo, ossidi di azoto e polveri;

- il consumo di risorse naturali (acqua, territorio).

Il processo risultava, prima della liberalizzazione del mercato dell'energia, accentrato a livello di Governo e di pianificazione energetica nazionale, ma i programmi pluriennali venivano approvati dal CIPE, d'intesa con le Regioni e i Comuni interessati per la determinazione dei siti. La competenza per le autorizzazioni alla costruzione e all'esercizio delle centrali termoelettriche e delle raffinerie di oli minerali è riservata (art. 17 del DPR 203/88) al Ministro delle Attività Produttive, previo parere dei Ministri dell'Ambiente e della Sanità, sentita la Regione interessata.

All'interno di questo procedimento autorizzativo, l'allegato IV inserisce la procedura di VIA che, a sua volta, come si è detto in precedenza, consta di diverse fasi sulle quali si innescano interventi di diverse amministrazioni, centrali e locali aventi competenza settoriale e/o territoriale, portatrici dei vari interessi meritevoli di tutela.

In particolare, l'art. 12 dell'allegato IV, anticipando un primo tentativo di semplificazione delle procedure, intendeva il provvedimento conclusivo di autorizzazione del Ministero delle Attività Produttive, comprensivo della VIA, come:

- dichiarazione di pubblica utilità, urgenza e indifferibilità delle opere;
- variante di piano regolatore comunale, portuale e ASI, anche in presenza di vincoli di qualsiasi genere;
- sostitutivo della concessione edilizia comunale;
- sostitutivo dei provvedimenti previsti dalla normativa riguardante scarico acque (leggi 319/76 e 650/79), igiene del lavoro, servizi militari, ostacoli al volo, vincoli paesistici (legge 431/85), fasce di rispetto, licenza di agibilità comunale, attivazione di impianto industriale, VIA;

mentre l'art. 16 estendeva la semplificazione alle "opere connesse", intendendo i pareri espressi nel procedimento sostitutivo delle autorizzazioni per:

- depositi combustibili e oleodotti;
- opere di presa e scarico delle acque;
- opere portuali.

In realtà tale semplificazione è rimasta sulla carta, in quanto lo strumento normativo di allegato al DPCM non ha una valenza tale da poter modificare competenze autorizzative che fanno riferimento ad atti normativi di livello superiore, perciò la necessità di attivare procedimenti aggiuntivi di amministrazioni differenti è rimasta.

D'altra parte, il coinvolgimento di diverse autorità risponde all'esigenza di tutela dei vari interessi, che non può essere superata ricorrendo ad un unico procedimento promosso dal Ministero delle Attività Produttive: sono necessari strumenti diversi e più efficaci che contemporaneamente rispondano all'esigenza di tutelare i diversi interessi coinvolti con la necessità di snellire e semplificare le procedure. Lo strumento individuato dalla più recente normativa è la Conferenza dei Servizi.

Come risulta dalla tabella 4.9, è la stessa procedura di VIA, inserita come fase subprocedimentale - obbligatoria e vincolante - nel procedimento principale di competenza del Ministero delle Attività Produttive, ad essere lunga e complessa, investendo diverse autorità (figura 4.35).

Si nota che:

- l'acquisizione (entro 90 giorni) nell'ambito della procedura di VIA di 8 pareri, obbligatori e vincolanti a differenza dei 2 consultivi di una procedura ordinaria, da parte di diverse amministrazioni centrali e locali interessate, è difficilmente tempestiva e, qualora tali pareri siano discordanti o mancanti, si introduce una procedura aggiuntiva, con la decisione del Presidente del Consiglio dei Ministri a seguito di apposita Conferenza dei Servizi;
- il parere conclusivo della Regione, sentito il Comune, "anche relativamente agli aspetti di natura urbanistica", era finalizzato a superare la concessione edilizia, ma è rimasto solo un obbligo aggiuntivo perché giuridicamente non sostituisce l'atto.

Risulta urgente in tale contesto la necessità

di una nuova definizione ed integrazione delle varie procedure di competenza di diverse amministrazioni, alla luce del nuovo quadro normativo modificato nei termini della "liberalizza-

zione del mercato dell'energia", della "semplificazione delle procedure" e della loro "integrazione".

**Tabella 4.9 - Schema indicativo dei tempi procedurali attuali per la VIA, per le centrali termoelettriche con potenza superiore a 300 MW termici**

Procedura attuale	Tempi
Eventuali contatti preliminari da parte della società presso amministrazioni locali, Ministero delle Attività Produttive, Gestore rete	Indeterminati
Comunicazione di inizio studi con la presentazione a Ministero dell'Ambiente, Regione, Provincia e Comune della stessa documentazione presentata al Ministero delle Attività Produttive, contestuale avvio delle richieste di designazione per decreti di nomina commissione inchiesta pubblica (per la cui costituzione si richiede la designazione e la nomina da parte dei 3 livelli di amministrazioni territoriali e locali interessate, la designazione del Presidente da parte del Consiglio di Stato ed il relativo ulteriore assenso della Regione) e integrazione commissione VIA da 6 esperti di 6 amministrazioni centrali e 3 della Regione interessata	Indeterminati (da qualche mese a oltre un anno)
Domanda di pronuncia e contestuale istruttoria tecnica e inchiesta pubblica	120 giorni di cui 90 per inchiesta pubblica e pareri di altre amministrazioni (di prassi oltre un anno per acquisizione di integrazioni e chiarimenti dal proponente e di tutti i pareri vincolanti)
Parere conclusivo della Regione sentito il Comune per gli aspetti urbanistici (art. 8 all. IV)	15 gg + 30 gg
Decreto VIA comunicato a tutte le amministrazioni coinvolte	60 gg dal termine dell'istruttoria
Decreto Ministero delle Attività Produttive	Entro ulteriori 60 gg
Totale	Da 12 a 24 mesi, a cui si aggiungono le altre procedure autorizzative delle amministrazioni competenti con tempi indeterminati

Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

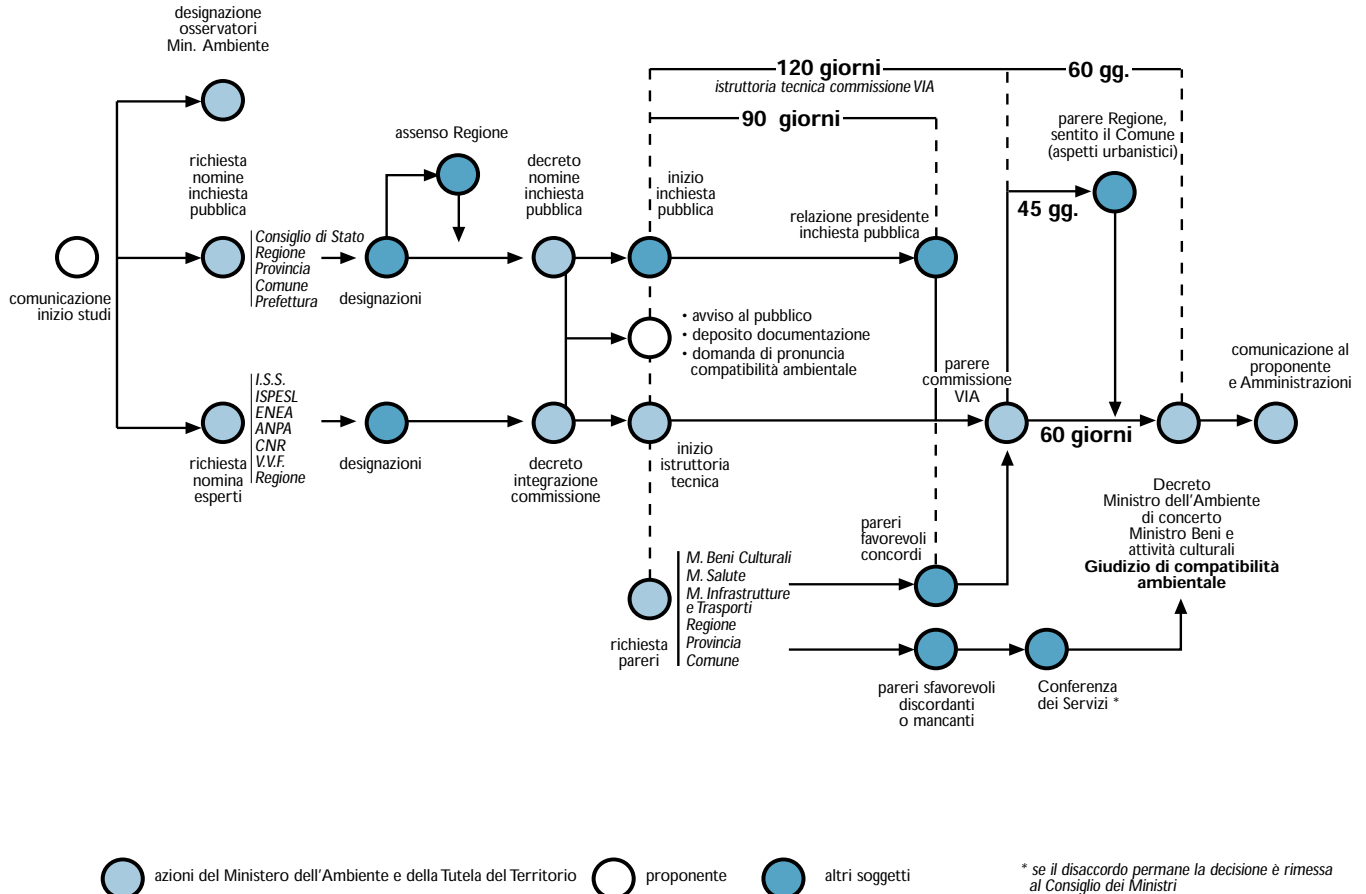
**La nuova procedura in corso di emanazione**

La liberalizzazione del mercato dell'energia avviata dalla direttiva 96/92/CE del 19/12/1996 ed attivata in Italia in particolare con il decreto legislativo 79 del 16 marzo 1999 e successivi decreti attuativi, ha comportato di fatto il superamento e l'inapplicabilità delle precedenti modalità procedurali per la localizzazione degli impianti di produzione di energia che facevano riferimento a decisioni a livello di Governo centrale tramite delibere CIPE, sulla base di programmi pluriennali elaborati comunque d'intesa con le Regioni e "nell'ambito delle linee fondamentali dell'assetto del territorio nazionale" (art. 2 legge 180/73), nonché tramite una procedura regionale d'intesa con i Comuni interessati per la determinazione dei siti (art. 3 legge 180/73), integrata dal 1988 con le procedure autorizzative previste dall'art. 17 del DPR 203/88 e con la procedura di VIA secondo l'allegato IV del DPCM 27/12/1988.

Il decreto legislativo 79/99, in attuazione della suddetta direttiva comunitaria, prevedeva all'art. 8 comma 3 che, ferma restando la disciplina relativa alla valutazione di impatto ambientale, entro il 1 aprile 2000 doveva essere emanato (secondo l'art. 17 della legge 400/88) un regolamento attuativo per "disciplinare l'autorizzazione alla costruzione e all'esercizio di nuovi impianti ... o la modifica o il ripotenziamento di impianti esistenti", conformandosi principalmente al principio della "unificazione e semplificazione" delle procedure.

Nell'attuale contesto normativo così modificato e deregolamentato, in attesa del necessario decreto attuativo del Ministero delle Attività Produttive, sono pervenute al Servizio VIA solo dall'aprile 1999 oltre 150 comunicazioni di inizio studi, di cui risultano attivate in procedura VIA circa 25 domande di pronuncia attualmente in corso. Se si aggiungono le verifiche di esclusione della VIA risultano oltre una trenti-

**Figura 4.35 - Schema dell'attuale procedura di VIA per le centrali termoelettriche di potenza superiore a 300 MWt**



Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, Servizio VIA

na di centrali nuove o in potenziamento sottoposte in quasi due anni all'esame della Commissione VIA.

Ai fini dell'unificazione e semplificazione delle procedure, si è convenuto tra gli uffici tecnici del Ministero dell'Ambiente, dello stesso Ministero delle Attività Produttive e del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti che non si può prescindere da un importante coinvolgimento del Ministero dell'Ambiente.

Pertanto si è avviata una fase tecnica di concreta collaborazione tra gli uffici competenti dei tre Ministeri per concordare, di concerto e nelle forme più opportune, l'elaborazione del previsto decreto di competenza del Ministero delle Attività Produttive.

Sulla base di tale collaborazione è stato prodotto un testo che, nella forma di regolamento a firma del Presidente della Repubblica, ha carattere di provvedimento amministrativo; sottoposto al vaglio legislativo previsto, era stato approvato con preliminare deliberazione del Consiglio dei Ministri in data 23 febbraio 2001, ed aveva acquisito il parere favorevole con alcuni parziali emendamenti dalla Conferenza unificata Stato/Regioni/Città (istituita con il DL 281/97). Una nuova stesura è stata ora proposta al nuovo Consiglio dei Ministri, ripercorrendo l'iter di approvazione anche alla luce delle recenti modifiche al quadro delle competenze.

Nell'incertezza del testo definitivo, ci si limita qui a sottolineare gli aspetti più problematici ed a prospettare le possibili soluzioni normative.

### **Programmazione e localizzazione**

La modifica del regime di mercato comporta per i nuovi progetti di centrali una notevole rilevanza del quadro di riferimento programmatico il cui esame (in particolare riguardo alla motivazione della scelta del sito, al coerente inserimento nella vigente programmazione territoriale, infrastrutturale e di settore, ed alle linee di assetto del territorio in essere o programmate, a scala regionale e locale, nonché alle possibili alternative esaminate) acquista una valenza importante nella valutazione della compatibilità ambientale del progetto rispetto alla

precedente considerazione del quadro programmatico come più semplice riferimento indicativo e descrittivo.

### **Valutazione preliminare in fase di scoping**

Secondo le disposizioni della II direttiva comunitaria del 1997 sulla VIA, attualmente in vigore e obbligatoriamente applicabile, è prevista una fase di esame preliminare dei progetti sottoposti a VIA da effettuare prima dell'attivazione della procedura.

Per le centrali, quindi, la nuova normativa proposta prevede di sostituire all'attuale fase di "inizio studi" una verifica sulla base di un "progetto preliminare" corredata di un sintetico quadro di riferimento programmatico e di una approfondita "analisi di alternative". La documentazione preliminare dovrebbe fornire informazioni sintetiche che consentano valutazioni di massima sulla base di alcuni criteri, definiti dallo schema di decreto in corso, relativi alla programmazione e pianificazione regionale e locale, alla presenza di aree già industrializzate o infrastrutturate, alla ottimizzazione delle opere connesse ed al collegamento con la rete elettrica, agli standard di qualità ambientale, alle vocazioni territoriali prevalenti e destinazioni d'uso, alla presenza di vincoli.

Tale documentazione dovrebbe essere fornita al Ministero delle Attività Produttive, al Gestore della rete, al Servizio VIA, al Ministero delle Infrastrutture, alla Provincia ed al Comune ove si propone di realizzare un impianto, alla Regione interessata (che potrebbe esprimersi anche sentite le Soprintendenze ed altri enti locali eventualmente interessati), al fine di acquisire nell'ambito e con le modalità di una Conferenza dei Servizi, entro tempi determinati, una "verifica preliminare". Tale verifica ha la valenza di un nulla osta di procedibilità, riguardante anche le opere connesse e le infrastrutture indispensabili; tale verifica non condizionerebbe in alcun modo la successiva procedura di VIA che si dovrebbe sviluppare conseguentemente secondo la più agile forma ordinaria, ma consentirebbe di far emergere in anticipo eventuali problemi connessi alla scelta localizzativa e quelli che si presentano fin dall'inizio difficil-

mente superabili, ovvero consentirebbe di segnalare subito problematiche connesse a scelte di fondo che potrebbero essere poi corrette nella fase della progettazione definitiva da sottoporre a VIA, evidenziando "gli aspetti che dovranno essere maggiormente approfonditi".

### Semplificazione delle procedure di inchiesta pubblica

Nel mantenere la garanzia della più ampia partecipazione del pubblico al procedimento di valutazione, in sostituzione dello strumento dell'Inchiesta pubblica - attualmente più formale che utile per le valutazioni tecniche, rigido ed oneroso nei tempi e modalità di formalizzazione - potrebbe essere in alternativa prevista una fase di pubbliche audizioni degli enti locali interessati da parte del gruppo istruttore della Commissione VIA, presieduta dal referente incaricato, da effettuarsi nell'ambito del sopralluogo che accompagna ogni istruttoria.

Potrebbe inoltre essere utile consentire la visione del progetto e dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) presso gli uffici di deposito per tutta la durata dell'istruttoria, ed acquisire direttamente presso la Commissione VIA le memorie e

le osservazioni del pubblico, senza l'intermediazione della Commissione di inchiesta pubblica, come avviene per le procedure ordinarie.

### Integrazione delle procedure

Il nuovo provvedimento proposto prevede contestualmente ed, a valle della procedura di VIA, il coordinamento delle procedure autorizzative in campo ambientale previsto dalla direttiva IPPC (Integrated Prevention Pollution Control, direttiva 96/61/CE, legge 128 del 24/4/98, DL 372 del 4/8/99). Tale necessaria integrazione renderebbe finalmente fattibile quanto già la precedente normativa tentava di attuare senza la sufficiente forza giuridica per una riduzione dei tempi procedurali.

Il coordinamento potrebbe essere effettuato anche senza modifica o alterazione delle competenze autorizzative vigenti, tramite acquisizione di pareri dalle stesse amministrazioni ed eventuali conferenze di servizi, a seguito di apposita domanda da parte del proponente, corredata della documentazione di VIA, eventualmente integrata con quei documenti specifici che sarebbe comunque tenuto a produrre alle varie amministrazioni (tabella 4.10). Così

**Tabella 4.10 - Schema indicativo dei tempi procedurali previsti per la nuova VIA delle centrali integrata con la IPPC**

Procedura prevista	Tempi
Eventuali contatti preliminari facoltativi da parte della Società	Indeterminati
Presentazione del progetto preliminare e conferenza per nulla osta di procedibilità	2 mesi
Domanda di VIA e avvio istruttoria tecnica ed eventuali audizioni	4 mesi (di cui 2 per acquisire osservazioni e pareri IPPC, nonché eventuali richieste di chiarimento, che farebbero decorrere i 2 mesi rimasti dalla loro presentazione)
Decreto VIA/Ministero delle Attività Produttive compresi pareri IPPC tramite eventuale conferenza con valenza di approvazione, localizzazione e costruzione	2 mesi
Autorizzazione ambientale integrata (IPPC), all'esercizio compresa verifica di ottemperanza	Da 1 a 3 mesi
Totale	Da 9 a 12 mesi, comprese tutte le autorizzazioni ambientali

Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio



facendo, i tempi procedurali potrebbero accorciarsi a 9-12 mesi.

Nei contenuti dovrebbe essere dato esplicito spazio alla dimostrazione da parte del proponente ed alla valutazione da parte delle amministrazioni competenti delle migliori tecnologie disponibili.

#### 4.4.3 Distribuzione territoriale delle proposte di nuovi impianti

Il gran numero di proposte di realizzazione di centrali di produzione di energia elettrica avanzate a seguito del processo di liberalizzazione del mercato, richiede la disponibilità di siti idonei, la cui scelta è determinata da molteplici aspetti, tra i quali hanno un gran peso quelli relativi a intese sociopolitiche tra organismi locali e proponenti stessi. Di conseguenza, la distribuzione dei siti sul territorio nazionale non risponde più al criterio di razionalizzazione tra luogo di produzione, trasporto e distribuzione dell'energia prodotta, adottato dall'unico ente nazionale, bensì, come accennato sopra, risponde alla disponibilità ad accettare sul proprio territorio un grande impianto da parte delle comunità locali e, da parte dei proponenti, alla disponibilità, nelle vicinanze, di infrastrutture di approvvigionamento del combustibile e di trasporto dell'energia (gasdotto e linee di trasmissione ad elevata tensione, generalmente 380 kV). Ciò fa sì che siano interessate da proposte di nuovi impianti quasi tutte le Regioni italiane con

disponibilità di siti sia in aree industriali che in aree diverse, anche prettamente agricole.

Le richieste di nuovi impianti richiedenti VIA sull'intero territorio nazionale ammontano, al 25 luglio 2001, a complessivi 121 progetti (tabella 4.11). In questo numero sono compresi sia i nuovi impianti che le modificazioni di impianti vecchi con nuovi impianti di potenza pari o diversa, ma collocati negli stessi siti.

La rappresentazione cartografica corrispondente alla distribuzione dei territori comunali direttamente interessati dalle proposte di impianto è illustrata in figura 4.36.

Si nota, in una visione d'insieme, la notevole concentrazione dei siti scelti per gli impianti in alcune macroaree del Paese, particolarmente: l'asse Nord-Est/Nord-Ovest dal Friuli fino al Piemonte e l'asse litoraneo Nord-Sud da Pescara fino a Brindisi (figure 4.37 e 4.38).

La collocazione dei progetti appare coincidere con le zone settentrionali del Paese che hanno dimostrato maggiore vivacità produttiva, sia dal punto di vista del PIL procapite, sia per numero di imprese produttive insediate sui loro territori. Il 35% del PIL del Nord-Ovest è imputabile al settore industriale. Per la fascia costiera adriatica, la zona appare caratterizzata dalla formazione di alcuni grandi nuovi distretti industriali che, distribuiti sul territorio, hanno sostituito, in termini di produzione di reddito e capacità di sviluppo, la tradizione petrolchimica presente nella Regione Puglia.

In aggiunta a queste grandi distribuzioni per macro aree, si nota un'ulteriore tipologia di agglomerazione degli impianti proposti. A livello comunale, spiccano le concentrazioni di richieste nei territori di Udine, Pavia, Torino, Brescia, Caserta e lungo la costiera foggiana.

Come sopra accennato, dall'analisi delle richieste, a livello dei dati sintetici disponibili, non essendo ancora avviata la procedura di VIA per tutti gli impianti proposti, non è possibile desumere motivazioni palesi di sistema relative alla scelta dei siti nella dislocazione degli impianti, né sono state avviate le analisi delle richieste

**Tabella 4.11 - Stato della situazione formale delle procedure di VIA al 25 luglio 2001**

Progetti presentati	121
Fase preliminare (scoping)	91
Procedure VIA in corso	24
Procedure VIA sospese	1
Verifiche esclusione procedure VIA	5

Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio



complessive di mercato e/o le modalità di gestione della rete di distribuzione a fronte delle nuove produzioni di energia effettuate: rimane quindi ancora non esplorata la correlazione tra

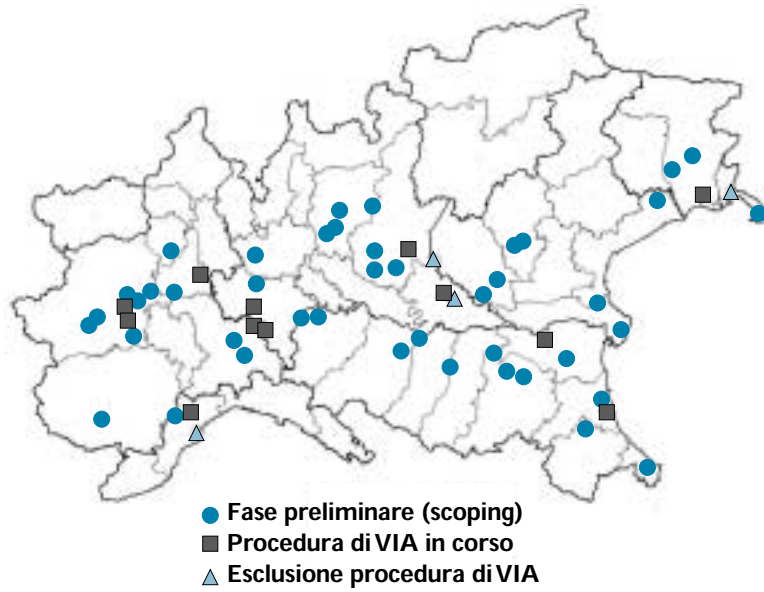
necessità espresse dal territorio e opportunità derivate dalla disponibilità di capitali, siti e reti di distribuzione.

**Figura 4.36 - Comuni interessati da proposte di impianti per la produzione di energia elettrica**



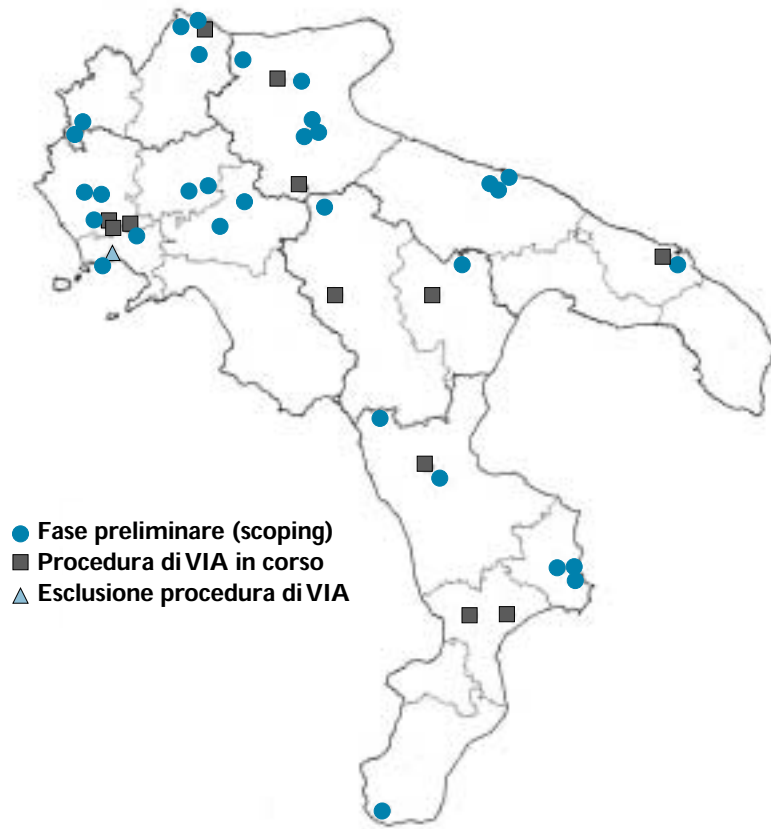
Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

**Figura 4.37 - Distribuzione territoriale delle proposte di impianti e stato della procedura (Area Nord)**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

**Figura 4.38 - Distribuzione territoriale delle proposte di impianti e stato della procedura (Area Sud)**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

L'importanza del rapporto tra attuale rete di distribuzione e futuro assetto di produzione emerge anche dalla figura 4.39, nella quale si comprende come la concentrazione nelle Regioni Puglia, Campania, Lombardia, Piemonte e

Veneto imponga attente progettazioni della gestione della distribuzione, pena la insufficienza delle reti, con conseguenti necessità di modifiche strutturali e difficoltà di vettoriamento delle potenze installate.

**Figura 4.39 - Distribuzione regionale delle potenze stimate (MWe) relative alle proposte di nuovi impianti**



Per il calcolo delle potenze, ove necessario, si è assunto un rendimento medio degli impianti pari al 55%  
 Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

#### 4.4.4 Sviluppo tecnologico: rendimenti e consumi idrici

Dall'analisi delle tipologie impiantistiche proposte negli ultimi anni si evidenzia come si sia affermata una unica filiera, quella del turbogas in ciclo combinato, con una potenza di riferimento di circa 400 MWe. Tale scelta è determinata in primo luogo dagli sviluppi tecnologici sulle turbine a gas, che ad oggi hanno riguardato le potenze raggiungibili di 250 MWe con impianti molto compatti e affidabili, i cui combustori (dry low NO<sub>x</sub>) sono stati studiati e realizzati per rispettare le sempre più stringenti normative ambientali per le emissioni. L'accoppiamento di una turbina a vapore da circa 150 MWe completa il "ciclo combinato" (di Brayton per il gas e di Rankine per il vapore), portando il rendimento complessivo dell'impianto a valori che raggiungono mediamente il 55%. La ricerca tecnologica in corso prevede ancora riduzioni delle emissioni di NO<sub>x</sub>, nonché ulteriori aumenti di rendimento termodinamico attribuibili all'uso di materiali ceramici resistenti a più alte temperature.

In sostanza, gli impianti proposti presentano uno schema che può essere considerato *standard*, basato sui seguenti componenti:

- compressore dell'aria;
- combustori e turbina a gas;
- alternatore;
- generatore di vapore a recupero;
- turbina a vapore e condensatore;
- sistema di refrigerazione del condensatore.

Proprio per quanto riguarda questo ultimo sistema è possibile effettuare scelte tecnologiche diverse, che di fatto comportano riflessi ambientali quantitativamente e qualitativamente differenti.

Tale scelta è infatti legata alla disponibilità di acqua di raffreddamento nel sito di realizzazione. Se si escludono i siti sulle coste, che permettono l'utilizzo di acqua di mare nel rispetto della normativa specifica, o sui fiumi con portate notevoli, l'impiego dell'acqua è oggetto di profonda analisi in sede progettuale e comporta frequentemente la scelta delle tecnologie che ne minimizzano l'uso. Senza scendere in particolari, le tecnologie principali proposte al

momento per il raffreddamento del condensatore della turbina a vapore sono:

- le torri ad umido (*wet*);
- le torri miste ad umido e aria (*wet and dry*);
- i refrigeratori ad aria diretta forzata.

Le differenze tra i sistemi proposti hanno risvolti ambientali ed impiantistici che cambiano significativamente l'ordine di grandezza del consumo della risorsa acqua.

Per una centrale da 400 MWe il consumo stimato di acqua si aggira intorno ai 4.000.000 m<sup>3</sup>/anno per il sistema *wet* e circa 3.000.000 m<sup>3</sup>/anno per il sistema *wet and dry*, ed è legato alle condizioni climatiche. Per soddisfare tali consumi si ricorre a prelievi sia da corsi d'acqua vicini al sito, sia nel sito stesso tramite prelievi in falda. Appare quindi evidente, specie in questo ultimo caso, che debba essere valutato attentamente un utilizzo improprio di tale risorsa.

Le ulteriori interferenze ambientali legate alle torri che usano acqua per il raffreddamento sono legate al "pennacchio" che si forma sopra le stesse per la trasformazione in vapore di una parte dell'acqua in ciclo (ciò avviene solo in alcune condizioni climatiche nei sistemi misti):

- impatto visivo da lunga distanza;
- trascinarsi di goccioline (*drift*) di acqua che durante la stagione invernale possono cadere e gelare provocando aree di rischio alla circolazione autoveicolare;
- coni d'ombra e riduzione della visibilità sulle strade vicine specie nella stagione invernale;
- additivi chimici presenti nell'acqua per la corretta gestione del sistema.

Sulla base di dette considerazioni, è sempre più diffusa la scelta di impianti che raffreddano l'acqua del condensatore con aria a tiraggio forzato. Rispetto ai sistemi ad umido, tali impianti di raffreddamento hanno lo svantaggio di ridurre il rendimento termodinamico complessivo di circa l'1% e di essere leggermente più grandi (sono strutture le cui dimensioni, a titolo puramente esemplificativo, raggiungono, per una centrale a ciclo combinato da 400 MWe, circa 3.000 m<sup>2</sup> in pianta con uno sviluppo verticale di circa 25 m).

La conseguenza dello sviluppo tecnologico in funzione delle proposte di realizzazione di impianti che il processo di liberalizzazione in tema di energia ha messo in atto, è che il numero di siti potenzialmente idonei, a parità di altre condizioni di compatibilità ambientale, può aumentare sensibilmente.

Anche per quanto riguarda il contenimento di emissioni di rumore, dovute soprattutto ai sistemi di movimentazione delle ventole, si sono raggiunte riduzioni significative; non va dimenticato che la componente rumore pesa sempre di più nel condizionare le scelte progettuali definitive.

#### 4.4.5 Gestione della partecipazione: le inchieste pubbliche

##### Introduzione

La presente analisi, relativa allo svolgimento ed ai contenuti delle inchieste pubbliche, si basa sulla lettura degli atti amministrativi connessi a quindici dei venticinque progetti (di realizzazione o modifica di centrali termoelettriche e turbogas) presentati tra il 1 gennaio 1999 ed il 30 giugno 2001 e sottoposti per legge a procedura di VIA da parte del Ministero dell'Ambiente, le cui fasi di inchiesta erano concluse al 25 luglio 2001.

La distribuzione territoriale delle proposte di intervento copre quasi tutto il territo-

rio nazionale, ad eccezione delle Regioni del centro, con una tendenza a concentrarsi intorno alle altre infrastrutture del settore energetico (elettrodotti, metanodotti, raffinerie, miniere). I quindici comuni direttamente interessati dalle proposte di impianto sono distribuiti come mostrato nella tabella 4.12 e nella figura 4.40.

Tutti i progetti presentati, esclusi quelli di Ferrara, Altomonte e Candela, hanno suscitato notevoli reazioni, sia da parte del pubblico che delle istituzioni locali, dando luogo all'attivazione dell'Audizione pubblica. All'interno delle inchieste sono stati rintracciati tre contesti fondamentali per la caratterizzazione dei conflitti: i soggetti promotori (figura 4.41), i contenuti delle osservazioni (figura 4.42), il supporto scientifico utilizzato.

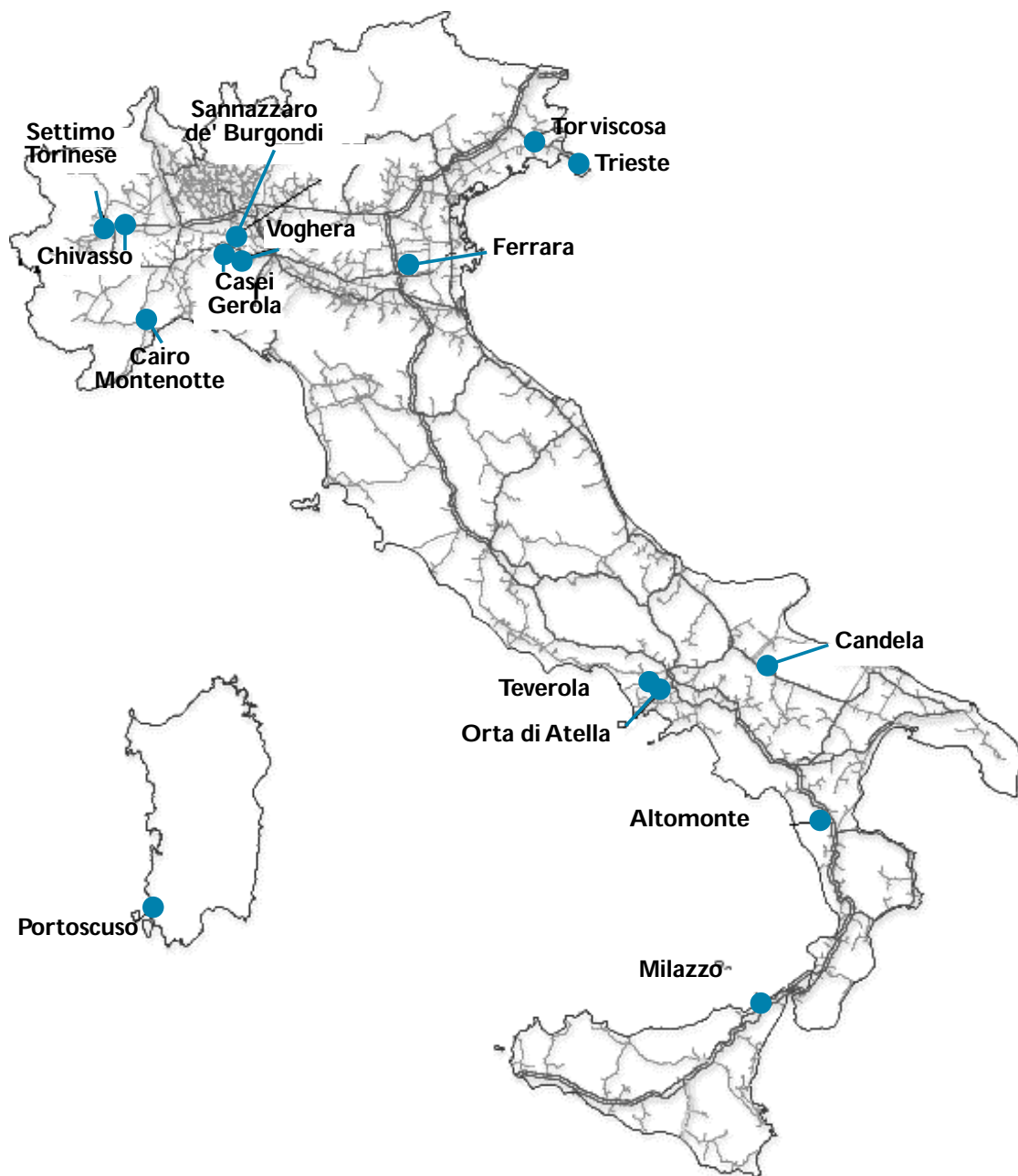
L'analisi dei conflitti indica che i soggetti sociali che maggiormente si sono opposti alla realizzazione degli impianti sono individuabili nelle associazioni ambientaliste e nei comitati di cittadini (permanenti o appositamente creati), seguiti dai consigli comunali dei comuni limitrofi, dai partiti politici e dalle associazioni di categoria. Più rari i casi in cui l'opposizione al progetto è stata sostenuta anche dai sindacati e da organi della Regione. In due soli casi si è mostrata contraria anche l'amministrazione provinciale.

**Tabella 4.12 - Distribuzione territoriale dei progetti analizzati**

Area	Numero progetti	Comuni
Nord-Ovest	6	Casei Gerola, Sannazzaro de' Burgondi <sup>1</sup> , Voghera (PV), Chivasso, Settimo Torinese (TO), Cairo Montenotte (SV)
Nord-Est	3	Trieste-Servola (TS), Torviscosa (UD), Ferrara (FE)
Sud	4	Candela (FG), Orta di Atella, Teverola (CE), Altomonte (CS)
Isole	2	Portoscuso (CA), Milazzo (ME)
Totale	15	

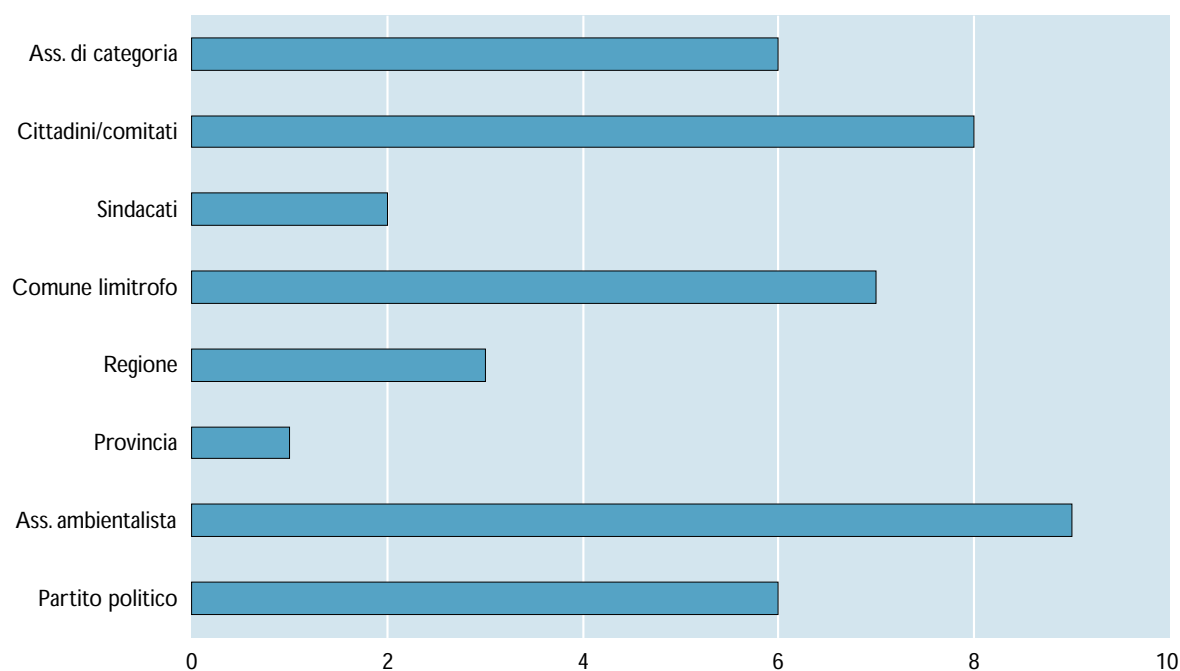
<sup>1</sup> Per Sannazzaro de' Burgondi si intende la località denominata Sannazzaro de' Burgundi Ferrera Erbogognone (PV)  
Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

**Figura 4.40 - Distribuzione territoriale dei progetti analizzati per le inchieste e rete gas Italia**



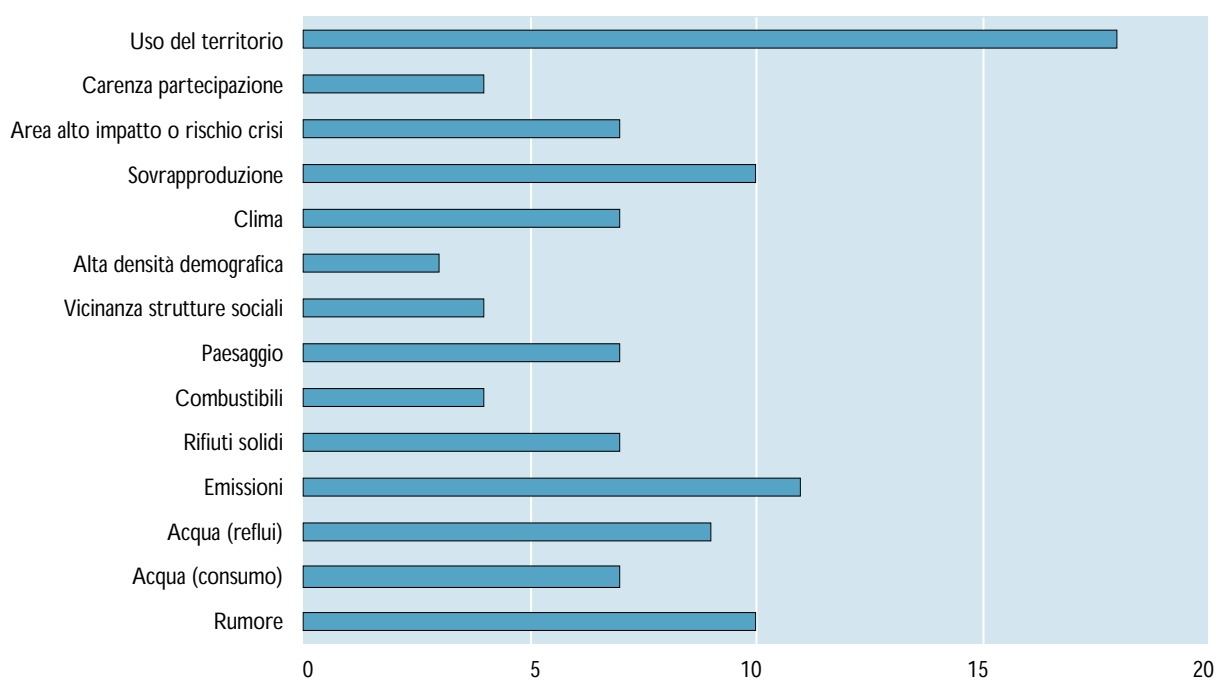
Fonte: Elaborazione ENEA di dati SNAM e Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

**Figura 4.41 - Soggetti promotori**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

**Figura 4.42 - Oggetto delle osservazioni**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio



Per quanto riguarda i contenuti, vanno rilevate alcune tipicità di merito nelle motivazioni espresse dai diversi soggetti, evidenziando come nella partecipazione all'inchiesta ogni soggetto tenda a privilegiare ambiti specifici di rappresentanza, sulla base degli interessi/bisogni o delle proprie competenze.

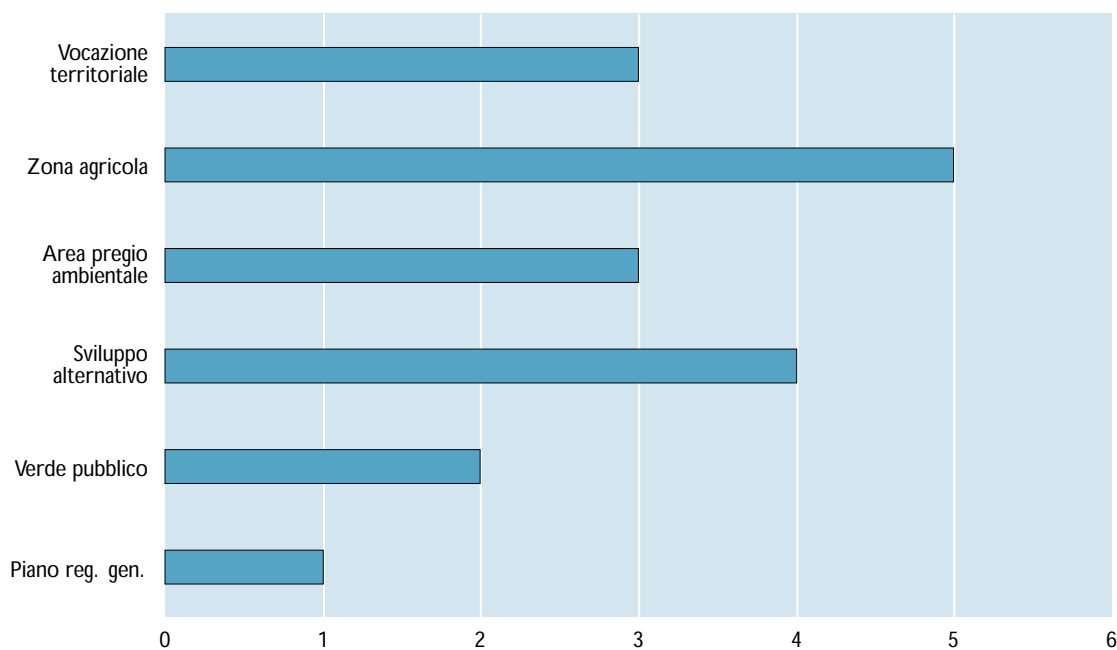
Infatti, mentre le associazioni ambientaliste hanno spesso centrato le loro osservazioni su questioni di ordine più strettamente ambientale (ad esempio emissioni, rifiuti, clima), includendo spesso considerazioni sul carattere globale di alcuni impatti, le associazioni di categoria, i partiti politici ed i comitati hanno basato con più frequenza i loro pareri su questioni relative all'uso del territorio e/o alla vicinanza all'impianto di strutture sociali, zone residenziali e zone di produzione, in particolare dei settori agricolo ed alimentare o del turismo (figura 4.43).

Nell'insieme, le preoccupazioni maggiori e più frequentemente espresse riguardano l'uso del territorio nelle sue diverse forme. Le motivazioni sottostanti a questa classe di osservazioni non riguardano l'aspetto strettamente tecnico-scientifico o tecnologico-produttivo; tuttavia esse assumono spesso un'importanza

centrale fra i temi delle inchieste pubbliche. In particolare, i soggetti locali contestano l'opportunità di costruire un impianto di produzione di energia elettrica in zone storicamente dedite ad altre attività o nelle quali vi siano processi di sviluppo in corso basati su attività economiche diverse da quella industriale.

Le associazioni di categoria più presenti nelle inchieste sono quelle dei produttori agroalimentari, rappresentative di attività economiche i cui processi produttivi sono strettamente legati all'uso del territorio ed allo stato dell'ambiente, sia in termini di superficie utilizzata che di qualità del microclima e del livello di inquinamento. Si nota come molte delle preoccupazioni espresse riguardino i possibili effetti negativi sulla tipologia delle coltivazioni e sull'efficienza dei processi produttivi agricoli locali, determinati dai cambiamenti climatici e dalle emissioni di inquinanti causati dall'attività della centrale. Va sottolineato come le preoccupazioni di carattere socioeconomico, relative alle conseguenze a breve termine sulla produttività degli investimenti effettuati nel settore, prevalgano rispetto a quelle relative ad eventuali fenomeni di inquinamento a medio/lungo periodo.

**Figura 4.43 - Osservazioni sull'uso del territorio**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio

Si osserva come tra le associazioni di categoria, quelle degli operatori turistici ricorrono con più frequenza a fianco di quelle degli operatori agricoli.

I due casi più evidenti e più fortemente motivati sono, infatti, quelli relativi alla Province di Pavia, dove la produzione agricola-alimentare risulta essere un settore determinante e in forte crescita (e dove sono in corso processi di certificazione biologica della produzione), e quello di Milazzo, dove i soggetti del settore turistico contestano la scelta di espandere le attività industriali legate alle attività della già presente raffineria che, secondo l'opinione degli operatori del settore, rappresentano un vincolo allo sviluppo delle attività turistiche.

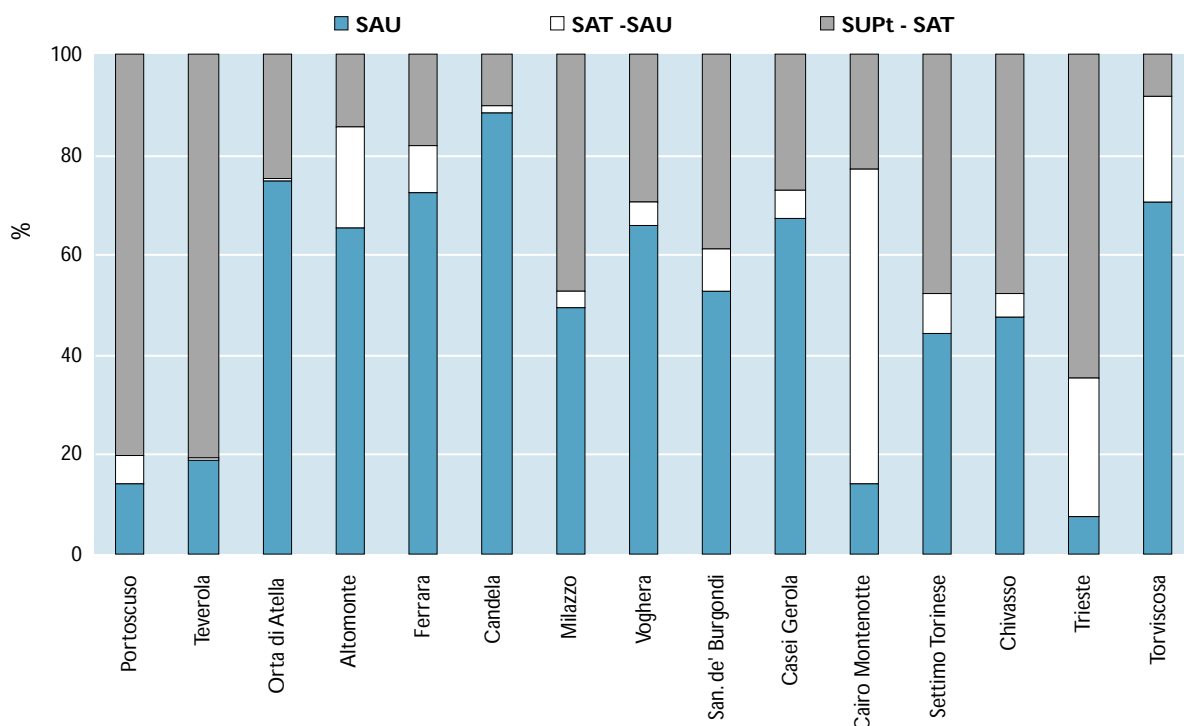
Non appare casuale che i soggetti economici locali appartenenti a questi due settori siano fortemente conflittuali, perché entrambi sono stati sottoposti ad un forte processo di modificazione degli impianti, delle strutture pro-

duttive e della conseguente immagine. Negli ultimi anni, infatti, l'agricoltura è stata soggetta ad una revisione critica dal punto di vista della qualità e dello sfruttamento del territorio, mentre il turismo è entrato di prepotenza tra i settori a più alto tasso di sviluppo e con notevoli implicazioni ambientali, che li pongono entrambi, diversamente dai periodi precedenti, in posizione non residuale rispetto alle attività industriali.

Dal punto di vista del settore agroalimentare, segnalando la nascita di veri e propri distretti di qualità, l'analisi dei siti destinatari dei progetti vede percentuali molto elevate di utilizzazione della superficie agricola disponibile (figura 4.44) e la compresenza dei vari Comuni nel medesimo sistema locale del lavoro (SLL), a testimonianza di una sinergia territoriale nel settore.

Appare chiaramente che si hanno casi di limitata superficie agricola, ma totalmente utilizza-

**Figura 4.44 - Superficie agricola totale (SAT) e utilizzata (SAU) rispetto alla superficie totale (SUP<sub>t</sub>) fatta 100**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati ISTAT 1991

ta (Teverola), di grande superficie agricola tutta utilizzata (Candela), di grande superficie agricola non utilizzata (Cairo Montenotte), di scarsa superficie agricola non utilizzata (Trieste).

Altri casi evidenti di contestazione dei progetti, basati sulle opportunità di altre forme di sviluppo locale, riguardano aree caratterizzate dalla presenza di zone di alto pregio ambientale o culturale, o di aree degradate in corso di bonifica. Anche in questi casi, i soggetti locali ritengono la scelta di costruire una centrale elettrica in conflitto con le risorse del territorio e con i processi di sviluppo locale in corso o da progettare.

Tali motivazioni, prettamente territoriali, appaiono uniformemente presenti nei casi analizzati, sia al Nord che al Sud, ed indicano chiaramente come la "pianificazione condivisa" sia conflittuale rispetto ai principi informativi delle cosiddette "realizzazioni di libero mercato".

I soggetti istituzionali sono invece quelli che hanno con più frequenza lamentato la carenza di partecipazione e comunicazione o l'esistenza di conflitti di competenze sulla definizione dei vincoli e delle destinazioni d'uso del territorio; i Comuni limitrofi, in particolare, hanno rivendicato la necessità di un maggiore coinvolgimento nel processo decisionale di tutti i territori interessati dagli impatti locali dell'impianto e della presenza di eventuali elettrodotti e/o impianti di sezionamento.

Spesso la decisione di costruzione/ampliamento dell'impianto viene contestata sulla base di una asserita inutilità dell'energia prodotta rispetto al fabbisogno regionale, ma viene anche contestata, soprattutto dagli ambientalisti e dai partiti politici, l'assenza di piani territoriali, energetici e di sviluppo, che pongano regole e limiti allo sviluppo del settore energetico. All'interno di queste osservazioni, la carenza di un coordinamento regionale/nazionale e la devoluzione al mercato della funzione regolativa, cioè della definizione delle scelte produttive, sono considerate possibili cause di processi di sviluppo dannosi, non equilibrati e non sostenibili, diventando fonte di conflitto.

Le osservazioni di carattere più stretta-

mente tecnologico-produttivo sostengono soprattutto le preoccupazioni relative all'uso dei combustibili e sono riassumibili in tre casi tipici di osservazione:

- la modificazione del ciclo produttivo con il passaggio dai derivati del petrolio, più o meno pesanti, al gas naturale. Tipico delle inchieste pubbliche meno recenti e degli interventi di trasformazione, la preoccupazione è relativa all'incertezza che l'uso del gasolio venga realmente abbandonato. Su questo scenario si sovrappongono le notevoli fluttuazioni dei prezzi dei combustibili verificatesi nell'ultimo biennio, che hanno contribuito a mantenere tali preoccupazioni;
- la possibilità di incidenti. Il rischio di incidenti negli impianti, sversamenti, incendi o esplosioni o di incidenti dovuti all'incremento dei volumi di traffico veicolare, è una preoccupazione presente in molte inchieste e cresce al crescere della "pericolosità" del combustibile usato;
- le emissioni di inquinanti associate al trasporto del combustibile. Tali preoccupazioni riguardano non solo gli effetti dell'inquinamento diffuso nel territorio dovuto a eventuali perdite dalle linee di trasporto del combustibile, ma anche alla dispersione di polveri nel caso specifico del trasporto del carbone verso gli impianti di gassificazione.

A supporto delle osservazioni presentate, i soggetti hanno spesso utilizzato dati e analisi scientifiche relative allo stato dell'ambiente nel territorio interessato dal progetto o agli impatti degli impianti di produzione di energia. I documenti utilizzati come elemento di sostegno alle osservazioni sono, soprattutto, produzioni scientifiche provenienti da istituti di ricerca, per la maggior parte privati e università. In rari casi sono stati utilizzati documenti prodotti dalle ASL o, in misura ancora minore, dalla rete ANPA/ARPA o da altri enti pubblici di ricerca. Questo induce a pensare che i conflitti, pur basandosi in modo prevalente su considerazioni di carattere tecnico/scientifico, non vedano come soggetto di supporto la rete pubblica di ri-

cerca. La particolare difficoltà all'interpretazione scientifica dei dati induce però molti soggetti a corredare le osservazioni con una richiesta di coinvolgimento di terze parti all'interno del processo decisionale. In particolare, le richieste più frequenti sono state quelle relative alla partecipazione delle Regioni e degli istituti di ricerca, seguite da quelle che richiedevano l'intervento del Ministero delle Attività Produttive e dell'ANPA.

Va comunque rilevato come le osservazioni prodotte da alcune associazioni risultino in genere sostenute da dati scientifici così come le osservazioni prodotte dalle associazioni di categoria risultano solitamente ben supportate scientificamente.

### Conclusioni

Il procedimento dell'inchiesta pubblica presenta caratteristiche positive laddove si configura come una procedura di semplice e facile accesso, che contribuisce alla pubblicità delle decisioni ed allo sviluppo di metodi di partecipazione democratici parimenti fruibili su tutto il territorio nazionale. Anche dal punto di vista dei costi sostenuti dal soggetto promotore delle osservazioni, la procedura appare efficiente ed accessibile.

Tuttavia, dall'analisi fin qui svolta è possibile evidenziare alcuni momenti problematici, esaminati nel seguito, relativi sia allo svolgimento ed all'efficacia dell'inchiesta pubblica, che all'intero processo decisionale, così come attualmente strutturati.

*Rapporto locale/globale* - L'inchiesta analizza il singolo progetto e non tiene conto del processo generale pianificatorio del sistema produttivo, distributivo e dei consumi energetici: ciascun impianto è analizzato come a sé stante e non è collocato all'interno del processo generale di programmazione dello sviluppo. Dalle inchieste emerge, infatti, l'assenza di attenzione al rapporto tra quantità di energia prodotta ex-novo (nell'ipotesi che tutti i progetti presentati giungano a realizzazione) e quantità attualmente importate. Analogamente non è affrontato il rapporto tra quantità prodotte ex-novo e ri-

chieste aggiuntive del sistema produttivo nazionale e dei sistemi produttivi possibili destinati di surplus. In terzo luogo, appare eluso il tema della capacità della rete distributiva e delle sue modifiche in relazione alle modificazioni dei consumi interni e dell'import/export. Nel medesimo ambito si collocano le ridistribuzioni relative alle nuove capacità di autoproduzione dovute ad impianti produttivi in grado di soddisfare la richiesta energetica di grandi imprese o distretti industriali. Le carenze sopra evidenziate appaiono peraltro contraddittorie con la oramai avviata sperimentazione delle procedure di VAS, applicate in Italia (in attesa dell'approvazione definitiva della direttiva europea in merito, prevista entro il 2001) al Piano Nazionale Trasporti, alla Programmazione Fondi Strutturali 2000-2006, al Piano Territoriale connesso con le Olimpiadi invernali di Torino del 2004.

*Visione sistemica del territorio* - La necessità di analizzare gli impatti dei progetti sull'intero sistema territoriale locale, e non solo sul territorio immediatamente circostante, è stata più volte sostenuta, sia dai Comuni limitrofi a quello direttamente interessato dal progetto che dagli organi regionali. In alcuni casi, i soggetti locali hanno chiesto di ridefinire i limiti territoriali su cui valutare gli impatti, basandosi sul concetto di "area vasta". A supporto di ciò sono stati riportati numerosi esempi tendenti a dimostrare come i valori di criticità ambientale possano cambiare notevolmente al variare del raggio della superficie considerata. In altri casi, invece, è stato mostrato come alcuni impatti diretti, oppure una parte delle strutture necessarie (elettrodotti, impianti di sezionamento), ricadono fuori dal territorio comunale ed a volte in Province o Regioni diverse.

*Rapporto con il territorio* - Oltre alla visione sistemica territoriale si evidenziano anche "viste" territoriali più macroscopiche e specifiche, relative a scelte di sviluppo locale già definite, progettate ed organizzate, quindi o in uno stato di pianificazione avanzata, o in un stato di storica attuazione. In alcuni casi i soggetti loca-

li, attraverso uno sforzo di progettazione auto-finanziato, hanno orientato e ridefinito lo sviluppo locale, abbandonando il processo di industrializzazione ed espandendo altri settori (ad es. turismo, pesca, produzione alimentare di qualità e certificata). In questi casi, la scelta di costruire una centrale determina un elevato livello di conflittualità rispetto a piani già esistenti di valorizzazione ambientale o a processi economici in corso, nei quali è forte la garanzia di impegno dei capitali locali, di occupazione per i residenti e di controllo del processo di sviluppo.


*Partecipazione pubblica e confronto* - Il momento partecipativo, che ha il suo culmine nello svolgimento dell'inchiesta pubblica, avviene in una fase avanzata del processo, in cui le decisioni di carattere politico/strategico sono già state prese. Le osservazioni dei soggetti locali che, come visto in precedenza, riguardano spesso l'opportunità strategica di introdurre/ampliare il settore energetico nel processo di sviluppo locale, sono quindi destinate a giungere in ritardo rispetto ai tempi del processo decisionale, e a non avere spazio nel dibattito. Le risposte a questo tipo di osservazioni, presenti

nelle controdeduzioni, si basano sempre, infatti, sull'impossibilità da parte dell'azienda proponente di rispondere a questioni che riguardano scelte che sono prettamente strategiche (politiche) e non tecniche (aziendali). Inoltre, va rilevato come la struttura stessa dell'inchiesta pubblica, che si configura di fatto come un contraddittorio tra i promotori delle osservazioni e l'impresa proponente, mentre conduce ad un esauriente confronto sui temi tecnologici, non aiuta a risolvere altre difficoltà. L'assenza di un momento di confronto partecipato in cui la controparte sia l'istituzione locale, cioè il soggetto che decide ed attua le scelte strategiche lascia, infatti, inevitabilmente insoddisfatte le richieste di confronto, ed in parte i bisogni, di molti soggetti. Quanto detto finora riguarda non solo le scelte relative al processo di sviluppo ed all'uso del territorio, ma anche le osservazioni relative al paesaggio, tema centrale nella tutela ambientale, generalmente presente nelle competenze della commissione VIA. Analoghe considerazioni possono essere fatte rispetto alla vocazione territoriale ed, in generale, a tutti i casi in cui sia in discussione l'attribuzione di un valore del territorio non direttamente legato al suo uso.



*Capitolo 5*

# Le politiche energetico- ambientali regionali e locali







## CAPITOLO 5

## LE POLITICHE ENERGETICO-AMBIENTALI REGIONALI E LOCALI

## 5.1 Introduzione: nuovo ruolo di Regioni ed enti locali

L'attuazione del DL 112/98 a livello delle Regioni italiane ha segnato un grosso passo avanti nel nuovo modello ordinamentale complessivo delle competenze dello Stato italiano.

Nel lungo processo che ha visto l'impegno della Conferenza dei Presidenti prima e della Conferenza Unificata poi, le Regioni, da sempre, hanno stimolato l'apparato centrale ad un assetto capace già nell'ambito della Costituzione del 1948 ad assicurare un equilibrio avanzato ed efficiente delle competenze e dei ruoli delle Regioni nell'interesse complessivo del Paese.

L'opportunità offerta dall'intesa prevista dalla legge 59/97 fu colta in pieno dalle Regioni, e nel campo dell'ambiente e dell'energia ha assunto una sua peculiarità ancor più marcata e strategica.

La politica energetica diffusa e complessiva trova nel livello locale la sede idonea e vocazionale per ricercare le condizioni, fornire le occasioni, le opportunità e i presupposti per gli operatori e soprattutto consente di elaborare le strategie coordinate per dare gambe alla nuova politica energetica, attuabile in forme e modalità diversificate, coerenti con le peculiarità del territorio.

Queste scelte passano attraverso un raccordo forte con le politiche e le scelte del territorio governato dalle Regioni e sono attivate con il coinvolgimento delle amministrazioni locali e dei protagonisti a livello locale, per essere efficaci.

L'intesa da cui è scaturito il DL 112/98 ha creato questi presupposti sulla spinta regionale e le Regioni, nelle leggi di attuazione, hanno disegnato un sistema articolato e armonico sul territorio. Tale sistema risulta differenziato a se-

conda delle caratteristiche regionali, per essere in grado di incidere strutturalmente sulla riforma delle procedure e sulla certezza e sull'unicità dei ruoli. Questa appare al momento la via per la semplificazione amministrativa perché consente di allestire strumenti di confronto, partecipazione e raccordo con la società civile, la concretezza delle scelte e la garanzia dei risultati nel processo di promozione dell'efficienza delle imprese, di stimolo alla formazione, alla ricerca, all'innovazione tecnologica avanzata.

L'attuazione legislativa del DL 112/98 è stata infatti per le Regioni l'occasione per ricomporre in un quadro unitario le proprie competenze, quelle delle Province, dei Comuni singoli e associati, delle Comunità Montane, stabilendo alcuni principi comuni all'intero assetto, ovvero a comparti tra loro interconnessi, tra i quali l'ambiente e l'energia.

In questo scenario molte Regioni, utilizzando i vigenti ordinamenti giuridici, hanno ridisegnato l'assetto ordinamentale al loro interno riservando:

- alle Province l'intero sistema pianificatorio nel campo ambientale ed energetico, sulla base del presupposto che i piani provinciali di coordinamento territoriale, previsti dall'allora vigente legge 142, rafforzati dalla previsione dell'art. 57 del DL 112/98, sono deputati alla tutela delle risorse ambientali e alla valorizzazione delle risorse energetiche; ad esse, di conseguenza, è riservato il sistema autorizzatorio complessivo per tutte le attività produttive e terziarie;
- ai Comuni l'intera competenza nel campo dei servizi ai cittadini e delle iniziative a livello comunale, agganciando agli strumenti urbanistici comunali le scelte di assetto di tutela ambientale ed energetica (zonizzazione acustica, interventi di risanamento, di te-

leriscaldamento, risparmio energetico);

- alle Regioni il ruolo di concertazione con lo Stato delle scelte di fondo, di indirizzo normativo e amministrativo, di programmazione strategica concordata con gli enti locali confrontata con le forze economiche, sociali, scientifiche, ambientali del territorio, la definizione di obiettivi di qualità e la verifica dei risultati.

L'incrocio tra pianificazione ed attività amministrativa in capo agli enti locali consente, infatti, di raccordare le scelte ambientali ed energetiche con quelle degli altri settori, realizzando in concreto gli obiettivi di sviluppo sostenibile.

Un obiettivo raggiunto è quello della semplificazione sostanziale e della accelerazione delle procedure, garantendo per una medesima attività l'individuazione della competenza in capo ad un unico ente.

L'assetto realizzato nella sede regionale consente a ciascun ente la visione complessiva sui problemi del proprio territorio e sugli effetti della singola attività. In tal modo, la logica della semplificazione per procedimenti, che ha determinato di fatto il consolidamento delle competenze a livello centrale, è stata superata rendendo possibile la ricomposizione delle funzioni che ispirava la legge 59/97.

Questo disegno complessivo di riordino e di semplificazione si è anche accompagnato ad una legislazione sulla valutazione di impatto ambientale (VIA) regionale, abbastanza diffusa tra le Regioni più avanzate, anche questa all'insegna dell'integrazione delle conoscenze e della semplificazione delle procedure.

È stato infatti previsto l'inserimento della VIA in un percorso articolato, definito nei tempi, con il coinvolgimento di diversi soggetti territoriali interessati e la partecipazione dei cittadini, che sfocia nelle autorizzazioni, non solo ambientali ed urbanistiche, nella considerazione che la valutazione a monte degli effetti ambientali diventa il naturale presupposto dei conseguenti atti di consenso.

Anche in questo caso per molte Regioni,

tra cui il Piemonte, l'autorità competente per la valutazione è lo stesso soggetto istituzionale competente alle autorizzazioni ambientali ed energetiche.

Appare evidente come la potestà legislativa delle Regioni abbia contribuito alla modernizzazione del Paese, offrendo anche la ricchezza delle idee e delle proposte provenienti dalla propria società civile e gli elementi di approfondimento derivanti dalle peculiarità del proprio territorio.

Proprio in base a tali presupposti la Conferenza dei Presidenti ha potuto approvare il Protocollo d'Intesa di Torino (vedi riquadro) sul raggiungimento degli obiettivi di riduzione dei gas climalteranti, contribuendo così a garantire l'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi dell'Unione Europea e degli accordi internazionali.

Tale obiettivo, consacrato nell'accordo di Torino, era già stato perseguito da molte Regioni, proprio in virtù di un assetto legislativo e programmatico volto all'integrazione delle politiche, alla previsione di un piano energetico-ambientale, alla promozione della innovazione tecnologica e della cooperazione internazionale delle imprese, alla collaborazione con gli enti e le autorità di garanzia nazionali, al coinvolgimento del mondo tecnico scientifico, ivi compreso quello delle proprie agenzie e del sistema agenziale nazionale, del mondo produttivo, delle associazioni ambientaliste e dei cittadini.

Infatti, solo una sinergia tra Regioni e Stato, strettamente connessa ad una sinergia all'interno del territorio regionale, può garantire la concreta attuazione delle scelte di fondo, delle strategie e degli impegni internazionali assunti dal nostro Stato.

Nei riquadri seguenti sono presentati le "Principali fonti normative sul decentramento in campo energetico", la ripartizione delle "Competenze delle Amministrazioni dello Stato, delle Regioni e degli enti locali" e un "Prospetto delle leggi regionali di recepimento del DL 112/98".

Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome

**PROTOCOLLO D'INTESA DELLA CONFERENZA DEI PRESIDENTI DELLE REGIONI E DELLE PROVINCE AUTONOME PER IL COORDINAMENTO DELLE POLITICHE FINALIZZATE ALLA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DEI GAS SERRA NELL'ATMOSFERA**

Le Regioni e le Province Autonome dato atto:

- che le proprie azioni in essere, tese alla protezione dell'ambiente, della salute e della qualità della vita delle popolazioni dei propri territori, sono state, tra l'altro, rivolte al contenimento dell'inquinamento atmosferico;
- che ai sensi dell'art. 69 del DL 112/98 le funzioni relative alla produzione delle tecnologie pulite e di politiche di sviluppo sostenibile sono concorrenti con quelle dello Stato;
- che appare necessario pervenire alla riduzione dei gas serra, contribuendo così all'impegno assunto dallo Stato italiano nell'ambito degli obblighi della UE stabiliti dagli accordi internazionali e consacrato con delibera CIPE 137/98 del 19/11/98;
- che tale obiettivo è stato peraltro perseguito con politiche e azioni diversificate in relazione alle singole realtà territoriali in particolare nel campo dell'energia, competenza generalizzata in capo alle Regioni e alle Province autonome;

considerata peraltro la necessità di concordare impegni unitari su alcune fondamentali esigenze, al fine di rendere più efficace l'azione complessiva derivante da una sinergia condivisa;

sottolineato che tali impegni possono risultare più significativi ove le azioni a livello nazionale, che incidono direttamente su quelle comunitarie, vengano a loro volta concordate con le Regioni e le Province autonome, imprescindibile tramite di collegamento con le iniziative avviate dagli enti locali e dalle realtà socio-economiche del proprio territorio;

dato atto che il principio di integrazione delle politiche e dei soggetti è alla base della strategia di sviluppo sostenibile più volte riaffermata dalla UE;

consapevoli che le politiche di innovazione tecnologica svolgono un ruolo decisivo nella sostenibilità;

si impegnano a garantire:

- l'orientamento delle diverse politiche alla riduzione, quanto più possibile, dei gas serra;
- il coordinamento degli interventi e dei finanziamenti sia statali sia locali per il prioritario obiettivo della sostenibilità;
- l'individuazione, nell'ambito dei Piani di Tutela e Risanamento della Qualità dell'aria, delle strategie ottimali per la riduzione dei gas serra;
- l'elaborazione entro l'anno 2002 di un Piano Energetico-Ambientale, sulla base dei singoli bilanci energetici che privilegino:
  - le fonti rinnovabili e l'innovazione tecnologica;
  - la razionalizzazione della produzione elettrica;
  - la razionalizzazione dei consumi energetici, con particolare riguardo al settore civile anche attraverso l'introduzione della Certificazione Energetica;
- il raccordo dei diversi settori di programmazione ai fini della sostenibilità complessiva;
- la valorizzazione del ruolo delle politiche di sostegno dell'innovazione tecnologica nonché degli strumenti macroeconomici fiscali, tariffari ed incentivanti;
- la promozione nel settore produttivo dell'eco-efficienza e della cooperazione internazionale.

Torino, 5 giugno 2001

## 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 e alle fonti rinnovabili.

*Legge 10/91:* assegna 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 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, AR-PA).

*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.

## COMPETENZE DELLE AMMINISTRAZIONI DELLO STATO, DELLE REGIONI E DEGLI ENTI LOCALI

### *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 e 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.

*Competenze delle Regioni*

- Predisposizione dei Piani Energetici Regionali.
- Funzioni amministrative in tema di energia, ivi comprese quelle relative alle fonti rinnovabili, 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 2001-2006, incentivazione della competitività delle piccole e medie imprese, fondi carbon tax, 1% accise benzine ecc.).
- Normativa (emanazione normativa di indirizzo e coordinamento degli enti locali per le funzioni loro delegate, attuativa di leggi nazionali, standard di qualità per livelli di inquinamento ambientale in aree critiche, livelli di prestazione servizi, sistemi e impianti, specifiche tecniche, qualificazioni tecnologiche ecc.).
- Sistema informativo regionale e compatibilità con il sistema informativo e statistico nazionale.
- Sistema di monitoraggio regionale e sistemi a rete (v. alta tecnologia).
- 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.

*Competenze delle Province*

- 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 di competenza: inquinamento atmosferico, rifiuti, acque, scuole secondarie.
- Valorizzazione delle risorse idriche ed energetiche, programmazione interventi risparmio energetico e promozione fonti rinnovabili di energia.
- Banche dati (aria, acqua, rifiuti ecc.) compatibili con il sistema informativo regionale.
- Controlli impianti termici nei comuni con meno di 40.000 abitanti.

*Competenze dei Comuni*

- 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 (per Comuni con più di 40.000 abitanti), sicurezza impianti legge 46/90.
- Monitoraggio dell'ambiente cittadino.
- Eventuale adesione all'Agenda XXI.
- Rapporti con le aziende municipalizzate.

**PROSPETTO DELLE LEGGI REGIONALI DI RECEPIMENTO  
DEL DL 112/98**

Regione	Industria	Energia	Tutela ambientale
Abruzzo LR 11/99 LR 57/00 LR 110/00	Funzioni regionali svolte con coordinamento dell'Agenzia promozione delle attività produttive.	Alle Province la certificazione energetica degli edifici e la formazione attività 412/93.	Il PTCP ha valore di Piano di tutela. Alla Provincia il VIA per le opere all. B DPR 12/4/96.
Basilicata LR 7/99	Sportello regionale per le attività produttive (art. 16). Tutta la competenza regionale.	Le Province osservano le indicazioni del PER, abilitano alla conduzione degli impianti termici e corsi di formazione.	Province competenti su inquinamento atmosferico, acque e più rifiuti. ARPA a supporto per Regione ed enti locali.
Emilia Romagna LR 3/99	Alle Province il coordinamento della rete degli sportelli unici. La Regione realizza azioni per la capitalizzazione delle PMI.	La Regione adotta il PER e sostiene gli impianti innovativi. Convenzione con l'ENEA. Alle Province l'autorizzazione alle reti di trasporto. Ai Comuni la riqualificazione energetica urbana e il teleriscaldamento.	Programma regionale tutela ambiente (art. 99). Piano regionale tutela delle acque. Direttive regionali per la gestione unitaria dei rifiuti.
Lazio LR 14/99	La Regione mantiene la gestione delle agevolazioni di qualsiasi genere all'industria. Disciplina interventi sostegno alle imprese (art. 85).	Alla Regione diagnosi energetiche, studi fattibilità, progetti e impianti idro. Alle Province contributi art. 8, 10 e 13 legge 10/91 e verifica di compatibilità dei piani comunali. Ai Comuni la certificazione energetica degli edifici.	La Regione esercita le funzioni di VIA attraverso l'ARPA. Alla Provincia le autorizzazioni agli scarichi, il rilevamento delle acque, l'adozione dei piani di intervento.
Liguria LR 3/99 LR 5/99 LR 9/99 LR 18/99 LR 6/00 LR 29/00 LR 39/00	LR 9/99 - La Regione riconosce come ambiti di prioritario interesse i sistemi produttivi locali, approva un piano di interventi in aree industriali avvalendosi della finanziaria regionale. Integrazione sportelli unici-progetto "Liguria in rete".	LR 18/99, Titolo IV - Progetto di trasformazione dell'Agenzia regionale in struttura societaria. Le Province individuano le aree per il teleriscaldamento e quelle non idonee alla derivazione di acqua per fini energetici. Ai Comuni la certificazione energetica degli edifici.	LR 18/99 - La Regione adotta i principi dello sviluppo sostenibile (art. 11 Agenda 21). Autorizzazione unica ambientale (art. 19). Articolata definizione di competenze e procedure nel settore dei rifiuti (art. da 21 a 50).
Lombardia LR 1/00	Attuazione della programmazione negoziata tramite i contratti di sviluppo	Il PER è lo strumento di attuazione della politica energetica regionale. La Regione promuove l'uso del finanziamento tramite terzi e la creazione di agenzie locali per l'energia. Le Province definiscono i programmi di intervento e i criteri per il finanziamento.	Centralità del Piano Territoriale di Coordinamento provinciale come indirizzo strategico di assetto del territorio a livello sovracomunale.
Marche LR 10/99 LR 12/99	Contributi ai Comuni per l'attivazione degli sportelli unici (art. 36). Piano regionale per le attività industriali (art. 21).	Ai Comuni la certificazione energetica degli edifici e la concessione dei contributi per risparmio energetico.	Alla Regione le funzioni di coordinamento derivanti dalla soppressione del Piano di risanamento del mare Adriatico. Alle Province l'inquinamento atmosferico.
Molise LR 34/99		Alle Province vengono attribuite funzioni di programmazione e controllo nell'ambito delle fonti rinnovabili. Programmazione energetica, a livello regionale, sulla base di accordi e convenzioni con l'ENEA.	Articolazione di poteri tra Regione, Province e Comuni relativamente all'inquinamento delle acque, acustico, atmosferico ed elettromagnetico. Alle Province il VIA.



Regione	Industria	Energia	Tutela ambientale
Piemonte LR 44/00	Alla Regione la concessione degli incentivi, l'individuazione dei sistemi produttivi locali. Osservatorio regionale settori produttivi industriali. Sportello unico strumento di promozione del sistema produttivo locale	I Comuni possono promuovere l'istituzione di agenzie locali per l'energia raccordate con l'ARPA. Alle Province le autorizzazioni, anche per depositi e lavorazione oli.	Alle Province i rifiuti e l'inquinamento dell'aria e delle acque. L'ARPA dà il supporto tecnico-scientifico ed esegue il monitoraggio delle risorse ambientali.
Puglia LR 17/99 (ambiente) LR 19/99 (energia) LR 24/99 (industria) LR 25/99 (territorio)		La Regione destina per le attività relative all'energia la quota dell'1% delle accise sulle benzine, svolge funzioni di coordinamento verso gli enti locali per l'attuazione del DPR 412/93 e ne riferisce annualmente alla Conferenza unificata	La Regione fissa gli standard di qualità dell'aria, indirizza e coordina i sistemi di controllo, emana avvalendosi dell'ARPA direttive alle Province per le autorizzazioni e il controllo delle emissioni, i Comuni ricevono le comunicazioni per attività ad inquinamento poco significativo.
Toscana LR 85/98 LR 87/98 LR 88/98	LR 87/98 - Possibilità di deleghe dalle province ai "circondari". Disciplinata con legge la programmazione degli interventi. La Regione si riserva la concessione degli incentivi all'industria. Alle Province la formazione degli operatori	LR 88/98, Capo VII - Alla Regione il PER, anche in relazione agli incentivi di cui agli artt. 11, 12, 13, 14 della legge 10/91, le concessioni elettriche, le linee elettriche da 100 a 150 kV. Alle Province gli oleodotti e gasdotti, la coltivazione e lo stoccaggio di idrocarburi.	LR 88/98 - La Regione si riserva i criteri generali, gli indirizzi, la verifica dei piani di risanamento, l'individuazione delle aree critiche. Alle Province tutte le funzioni non riservate alla Regione.
Umbria LR 3/99	Alle Province tutte le agevolazioni all'industria anche se derivanti da interventi comunitari. La Regione stabilisce i criteri per la concessione dei contributi.	La Regione adotta il PER. La Regione concorre alla stipula dell'A.d.P. di cui all'art. 30 della legge 9/91. Ai Comuni il contenimento dei consumi di energia (art. 33, 34 e 35 legge 10/91). Alle Province i contributi art. 8, 10 e 13.	Alle Province l'inquinamento dell'aria e delle acque, avvalendosi del supporto ARPA. Alle Province anche la difesa del suolo e la valorizzazione delle risorse idriche.
Veneto LR 11/01		Alle Province la concessione ed erogazione contributi in edilizia, il controllo sul rendimento energetico per i Comuni con meno di 30.000 abitanti e le funzioni di polizia mineraria in geotermia. Ai Comuni la certificazione energetica degli edifici ed i controlli impianti termici quando hanno più di 30.000 abitanti.	Alla Regione il parere art. 17 DPR 203/88 per gli impianti >300 MW. Alle Province la decisione dei ricorsi contro i dinieghi delle autorizzazioni comunali all'installazione degli impianti termici. La Regione approva entro 2 anni un testo unico di disciplina.



## 5.2 Le leggi di recepimento del DL 112/98

Le Regioni a statuto ordinario hanno provveduto (ad eccezione di Campania e Calabria per le quali continua a valere il DL 96/99 con potere sostitutivo) ad emanare le leggi di recepimento ed attuazione del DL 112/98.

In generale si nota da parte di tutte le Regioni una diffusa attuazione di deleghe di funzioni agli enti locali sottostanti, soprattutto Province, in applicazione del principio di sussidiarietà e del principio del mantenimento all'Ente Regione delle funzioni di indirizzo e coordinamento e del trasferimento delle funzioni di programmazione e gestione al livello amministrativo sottostante.

### 5.2.1 Decentramento energia

*Funzioni trasferite:*

- art. 30 DL 112/98: comma 1: funzioni amministrative in materia di energia; comma 2: funzioni di cui agli art. 12 e 14 - incentivi - e 30 - certificazione energetica
- art. 34 DL 112/98 - miniere e risorse geotermiche
- art. 105 DL 112/98 - concessioni esercizio impianti autostradali
- DPCM 12 ottobre 2000, GU 30/12/2000, s.o.224 - individuazione risorse.

### 5.2.2 Decentramento ambiente

*Funzioni trasferite:*

- art. 70 lett.a) - protezione e osservazione delle coste
- art. 73 - interventi ambientali (in sostituzione programma triennale soppresso)
- art. 74 - disciplina delle aree a rischio di crisi ambientale
- art. 81 - acque superficiali
- art. 84 - inquinamento atmosferico
- DPCM 12 ottobre 2000, GU 30/12/2000, s.o.224 - individuazione risorse.

### 5.2.3 Decentramento incentivi alle imprese

DPCM 26/5/2000, GU 28/6/2000 - individuazione risorse

Le Regioni provvedono alle incentivazioni

ad esse conferite con legge regionale; in generale hanno istituito un Fondo regionale per interventi a sostegno delle imprese e sono impegnate nella definizione dei criteri e delle modalità per la gestione unitaria delle infrastrutture e dei servizi per le aree ecologicamente attrezzate.

In relazione alle funzioni di sportello unico per le attività produttive conferite ai Comuni, le Regioni provvedono in via generale al coordinamento dei servizi e dell'assistenza alle imprese in relazione alla localizzazione e autorizzazione degli impianti produttivi e alla creazione di aree industriali.

Alcune Regioni hanno direttamente istituito uno Sportello unico regionale per le attività produttive.

Nella tabella 5.1 sono riportati i trasferimenti finanziari che annualmente si renderanno disponibili nei bilanci regionali relativamente ai settori dell'ambiente, dell'energia e degli incentivi alle imprese.

## 5.3 Promozione delle fonti rinnovabili di energia e del risparmio energetico

Conclusosi il processo di decentramento previsto dal DL 112/98 con l'emanazione dei vari DPCM regolanti il trasferimento delle risorse finanziarie e di personale dallo stato alle Regioni ed enti locali sono stati emanati alcuni decreti ministeriali riguardanti programmi ed incentivi per l'utilizzo delle fonti rinnovabili e l'adozione di interventi di uso razionale dell'energia, attualmente all'esame dei Coordinamenti Interregionali di Energia e Ambiente.

### 5.3.1 Implicazioni regionali del Programma Tetti fotovoltaici

Come già richiamato nel paragrafo 3.5 di questo volume, la seconda fase del Programma Tetti fotovoltaici sarà gestita direttamente dalle Regioni. Questa fase del programma renderà possibile la realizzazione di circa 2000 sistemi fotovoltaici per una potenza di circa 5 MWp.

Le Regioni e le Province Autonome hanno emanato i loro bandi con le disponibilità derivanti dalla ripartizione effettuata dal Ministero dell'Ambiente e da proprie destinazioni di bilancio (tabella 5.2) e prevedono di completare l'assegnazione dei contributi entro l'anno 2001.

Le procedure e le modalità dei bandi regionali sono state definite sulla base di specifiche tecniche concordate in seno al Coordinamento Interregionale Energia anche con il supporto dell'ENEA.

Gli stanziamenti del Ministero dell'Ambiente per il Sottoprogramma Regioni è di 40 miliardi di lire, mentre altri 18 miliardi sono stanziati dalle Regioni.

L'ENEA sovrintende alle attività tecnico-scientifiche nella fase di avvio del programma e svolge test e monitoraggio dei sistemi.

### 5.3.2 Sistemi solari termici

Come già richiamato nella sezione 3.5 di questo volume, nel 2001 sono stati avviati alcuni programmi specifici per la realizzazione di impianti solari termici a bassa temperatura presso edifici pubblici e privati per la produzione di acqua calda sanitaria, riscaldamento degli ambienti e riscaldamento delle piscine. Si tratta, in sostanza, di un programma di incentivazione di sistemi solari termici per la produzione di calore a bassa temperatura rivolto ai Comuni.

Lo stanziamento del Ministero per il biennio 2001-2002 è di 12 miliardi di lire.

È inoltre previsto l'impegno dell'ENEA a garantire l'assistenza tecnico-scientifica all'attuazione del programma.

Le tipologie di intervento sono quelle relative ad impianti per la produzione di acqua cal-

**Tabella 5.1 - Previsione di trasferimenti annuali previsti alle Regioni e alle Province autonome per energia, ambiente, incentivi alla PMI (milioni di lire)**

Regione	Carbon tax	Energia	1% accisa benzine	Totale energia	Ambiente	Incentivi PMI	Totale
Abruzzo	4.072	1.465	1.980	7.517	23.294	35.912	66.724
Basilicata	2.639	798	641	4.078	15.859	16.482	36.419
Calabria	3.824	1.277	2.368	7.469	27.975	40.736	76.179
Campania	7.529	2.376	6.042	15.946	58.948	117.786	192.680
Emilia Romagna	12.960	2.918	7.530	23.408	60.302	109.880	193.590
Friuli Venezia Giulia	4.829	1.655	-	6.484	20.741	22.110	49.334
Lazio	10.530	3.041	9.307	22.878	60.314	48.776	131.968
Liguria	5.706	1.598	2.720	10.024	20.207	23.182	53.413
Lombardia	24.721	9.136	15.075	48.933	112.160	227.398	388.490
Marche	4.602	1.359	2.350	8.311	24.695	43.684	76.690
Molise	2.212	657	342	3.210	8.486	11.390	23.086
Piemonte	12.269	4.766	7.041	24.075	66.537	118.724	209.336
Puglia	9.851	2.652	4.760	17.263	49.104	85.224	151.591
Sardegna	5.458	1.574	-	7.031	32.808	88.038	127.877
Sicilia	9.555	2.742	-	12.297	63.444	89.780	165.521
Toscana	9.450	2.681	6.848	18.979	55.280	97.552	171.811
Umbria	3.762	1.353	1.377	6.491	17.318	20.636	44.445
Valle d'Aosta	2.281	1.185	-	3.465	6.026	2.814	12.305
Veneto	12.777	4.293	7.833	24.903	63.907	133.732	222.542
PA Bolzano	2.903	1.952	-	4.855	13.636	3.082	21.573
PA Trento	3.071	1.680	-	4.751	13.636	3.082	21.469
<b>Totale</b>	<b>155.000</b>	<b>51.155</b>	<b>46.265</b>	<b>252.420</b>	<b>814.675</b>	<b>1.340.000</b>	<b>2.437.044</b>

Fonte: Elaborazione ENEA dai DPCM di trasferimento di fondi dallo Stato alle Regioni

da sanitaria per edifici, impianti sportivi, per riscaldamento acqua piscine e per riscaldamento ambienti tramite pannelli radianti.

Gli interventi sono finanziati con un contributo massimo del 30%. È richiesta la sottoscrizione da parte dell'installatore di un contratto "Garanzia del risultato solare".

### 5.3.3 Ripartizione dei finanziamenti ai programmi regionali sulla Carbon Tax

Con la ripartizione finanziaria dei 155 miliardi stanziati nel 1999 tra le 21 Regioni e Province Autonome (PA) si avvia l'attuazione dei programmi regionali per la riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> (tabella 5.3).

Entro 60 giorni dalla pubblicazione sulla GU (decreto 21 maggio 2001, GU n. 205 del 4/9/2001), Regioni e PA dovranno definire le priorità di intervento e le modalità procedurali di attuazione dei loro programmi nell'ambito delle risorse trasferite.

Le Regioni faranno pervenire al Ministero dell'Ambiente una informativa semestrale sull'attuazione dei programmi.

Il monitoraggio dei vari interventi sarà effettuato sulla base di indicatori di prestazioni energetiche ed ambientali individuati per ciascuna delle fonti utilizzate (tabella 5.4).

**Tabella 5.2 - Ripartizione delle disponibilità finanziarie dei programmi regionali Tetti fotovoltaici (milioni di lire)**

Regione	Finanziamenti		
	Ministero Ambiente	Regione	Totale
Abruzzo	880	377	1.257
Basilicata	430	184	614
Calabria	1.458	625	2.083
Campania	3.967	1.700	5.667
Emilia Romagna	2.754	1.500	4.254
Friuli Venezia Giulia	844	362	1.206
Lazio	3.621	1.552	5.173
Liguria	1.181	506	1.687
Lombardia	6.239	2.674	8.913
Marche	1.007	432	1.439
Molise	233	100	333
Piemonte	3.031	1.300	4.331
Puglia	2.840	1.000	3.840
Sardegna	1.161	498	1.659
Sicilia	3.499	1.500	4.999
Toscana	2.487	1.800	4.287
Umbria	572	245	817
Valle d'Aosta	83	40	123
Veneto	3.086	1.329	4.415
PA Bolzano	310	133	443
PA Trento	317	136	453
<b>Totale</b>	<b>40.000</b>	<b>17.993</b>	<b>57.993</b>

Fonte: Ministero dell'Ambiente

**5.3.4 Programma nazionale carbon tax**

Gli interventi individuati dal Ministero dell'Ambiente (decreto 21 maggio 2001) sono distinti nei due Programmi nazionali di ricerca per la riduzione delle emissioni (per complessi-

vi 50 miliardi) e di cooperazione internazionale nell'ambito dei meccanismi di Kyoto (per 35 miliardi).

Il Ministero dell'Ambiente provvederà al trasferimento delle risorse ai soggetti pubblici

**Tabella 5.3 - Ripartizione dei finanziamenti nei programmi regionali carbon tax**

Regione	Finanziamento (lire)	Quota sul totale (%)	Tipologie interventi
Abruzzo	4.072.451.000	2,6	Biomasse - fotovoltaico - riduzione consumi civili e industriali - mobilità
Basilicata	2.638.608.000	1,7	Fotovoltaico - riduzione consumi civili
Calabria	3.824.123.000	2,5	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civili
Campania	7.528.792.000	4,9	Rinnovabili - riduzione consumi civili e industriali
Emilia Romagna	12.960.076.000	8,4	Fotovoltaico - riduzione consumi industriali - teleriscaldamento - trasporti ibridi e gas
Friuli Venezia Giulia	4.828.874.000	3,1	Biomasse - cogenerazione - riduzione consumi industriali - teleriscaldamento - trasporti
Lazio	10.529.843.000	6,8	Biomasse - eolico - teleriscaldamento - cogenerazione - biogas
Liguria	5.705.926.000	3,7	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento - metanizzazione trasporti
Lombardia	24.721.107.000	15,0	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi industriali ed agricoli - teleriscaldamento - trasporti
Marche	4.602.208.000	3,0	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civili ed industriali - mobilità
Molise	2.211.653.000	1,4	Fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civili
Piemonte	12.268.598.000	7,9	Biomasse - fotovoltaico - cogenerazione - teleriscaldamento - metanizzazione - trasporti - riduzione consumi civili e industriali
Puglia	9.850.852.000	6,4	Riduzione consumi civili e industriali - mobilità
Sardegna	5.457.657.000	3,5	Biomasse - energia isole minori - trasporti
Sicilia	9.555.051.000	6,2	Biomasse - fotovoltaico - solare termico energia isole minori
Toscana	9.450.281.000	6,1	Biomasse - fotovoltaico - cogenerazione
Umbria	3.761.526.000	2,4	Biomasse - eolico - fotovoltaico - cogenerazione - biogas - mobilità
Valle D'Aosta	2.280.663.000	1,5	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - riduzione consumi civili - cogenerazione - biogas
Veneto	12.777.313.000	8,2	Fonti rinnovabili - riduzione consumi industriali - mobilità
PA Bolzano	2.903.034.000	1,9	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - teleriscaldamento
PA Trento	3.071.365.000	2,0	Biomasse - fotovoltaico - solare termico - cogenerazione - metanizzazione trasporti - riduzione consumi
<b>Totale</b>	<b>155.000.001.000</b>	<b>100,0</b>	

Fonte: Ministero dell'Ambiente

**Tabella 5.4 - Indicatori di risparmio energetico e di riduzione di emissività di CO<sub>2</sub>**

	Geotermia		Biomasse			Solare termico	Eolico
	elettrico	telerisc.	elettrico	termico	cogen.		
Costo kW installato (Mlire)	2,5	5	5	0,5	6	1,3 (ML/m <sup>2</sup> )	2,5
Emissione CO <sub>2</sub> evitate (tCO <sub>2</sub> /Mlire)	1,6	0,4	0,8	1,3	0,45	0,19	0,45
Risparmio energetico (tep/Mlire)	0,5	0,2	0,25	0,52	0,15	0,075	0,14
	Cogenerazione (comb. fossili)			Biogas		Fotovoltaico	Mini idro
	telerisc.	industria	terziario	elettrico	cogen.		
Costo kW installato (Mlire)	7	1,5	1,7	2,5	3,5	15,5	2,5
Emissione CO <sub>2</sub> evitate (tCO <sub>2</sub> /Mlire)	0,27	1,1	0,65	1,6	1,6	0,055	0,45
Risparmio energetico (tep/Mlire)	0,24	0,22	0,22	0,5	0,54	0,018	0,14

Fonte: ENEA

responsabili dell'attuazione dei programmi (Ministeri, Regioni, Province e Comuni, enti di ricerca).

L'ENEA è coinvolto, tra l'altro, nell'organizzazione dell'archivio nazionale sulle emissioni e in programmi dimostrativi di applicazione di sistemi fotovoltaici e di intervento per ridurre le emissioni climalteranti nelle industrie chimiche.

### 5.3.5 Decreti efficienza energetica

Due decreti (decreto MICA, di concerto con Min. Amb., 24 aprile 2001 per i distributori di gas metano e decreto MICA, di concerto con Min. Amb., 24 aprile 2001 per i distributori di energia elettrica), di rilevanza nazionale, stabiliscono gli obiettivi di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili che devono essere conseguiti dalle imprese di distribuzione di gas naturale e dalle imprese di distribuzione di energia elettrica con più di 100.000 clienti finali. A parte una diversa individuazione e valorizzazione delle tipologie di intervento previste nei programmi di efficienza energetica, i due decreti hanno la stessa struttura. Regioni e Province Autonome determinano con provvedimenti di programmazione i rispettivi obiettivi e le relative modalità per il loro raggiungimento, nel cui rispetto operano le imprese di distribuzione.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas, sentite le Regioni, fornisce le linee guida e le modalità per il rilascio dei titoli di efficienza energetica, di valore pari alla riduzione dei consumi certificata, ed effettua anche a campione i controlli per accertare la realizzazione dei progetti.

L'Autorità e le Regioni attraverso accordi si coordinano nelle rispettive verifiche.

Gli obiettivi di risparmio fissati per le aziende sono già riportati nella sezione 3.5 di questo volume.

21 società di distribuzione di gas metano e 7 società di distribuzione di energia elettrica sono interessate da questi due decreti.

L'obiettivo dei due decreti del MICA è quantificato al 2006 complessivamente in 2,9 Mtep e corrisponde al 35-40% dell'obiettivo stabilito per quella scadenza dalla delibera CIPE

137/98 (obiettivi Kyoto) per le due categorie di intervento: produzione di energia da fonti rinnovabili e riduzione dei consumi energetici nei settori industriale/abitativo/terziario (7-9 MtCO<sub>2</sub> + 12-14 MtCO<sub>2</sub>: in totale 19-23 MtCO<sub>2</sub> corrispondenti a circa 7-8 Mtep di riduzione nel consumo di combustibili).

Viene quindi affidata alle società di distribuzione di energia elettrica e gas una rilevante percentuale delle azioni e dei programmi di uso razionale dell'energia e di utilizzo di fonti energetiche rinnovabili previste dal Paese per rispettare gli impegni di Kyoto.

Analoga rilevanza risulteranno avere i programmi di risparmio energetico delle società distributrici sugli obiettivi dei corrispondenti Piani Energetici Regionali.

Risulta quindi evidente l'importanza per entrambi i soggetti (Regioni e Aziende distributrici) di realizzare un'intesa, un accordo di programma o quantomeno di verificare la convergenza delle rispettive azioni agli obiettivi comuni.

L'operatività dei decreti è dunque condizionata alla capacità delle aziende di coordinarsi alle programmazioni regionali in campo energetico.

Risulta a tal fine importante che si possa realizzare la corrispondenza tra gli obiettivi delle aziende distributrici ed i programmi di intervento messi in atto dalle stesse direttamente a livello dei bacini di utenza nelle varie Regioni (a differenza di quanto sta verificandosi per l'obiettivo del 2% di produzione elettrica da fonte rinnovabile).

Le Regioni hanno quindi il compito rilevante di integrare nei loro Piani Energetici gli obiettivi di efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili in carico alle aziende distributrici, concordando le rispettive quote regionali ed individuando le opportune sinergie in termini di programmi di intervento e risorse dedicate.

Sulla base dell'energia distribuita a livello regionale è stata effettuata, a titolo indicativo, una ripartizione regionale degli obiettivi dei due decreti (tabella 5.5).

## 5.4 Agenzie locali per l'energia e rete RENAEL

### 5.4.1 Generalità

La Comunità Europea a partire dal 1992 ha supportato nello spazio comunitario, mediante significativi contributi finanziari in conto esercizio, la nascita di agenzie locali per l'energia.

In ambito comunitario, infatti, si ritiene che i problemi energetico-ambientali implicano:

- soluzioni locali (rifiuti, traffico, sviluppo e localizzazione di impianti energetici, sensibilizzazione ed informazione);
- la valorizzazione delle risorse energetiche locali e la vicinanza agli utenti finali (famiglie, imprese, collettività) suggeriscono

funzioni di decentramento;

- le realtà territoriali locali hanno la responsabilità nonché il diritto/dovere di azioni *bottom-up* per creare condizioni di sviluppo sostenibile.

SAVE II è il programma europeo nell'ambito del quale ha trovato collocazione la creazione di dette agenzie locali che, a tutt'oggi, risultano essere in Europa in numero di 140, di cui 33 in Italia (tabella 5.6).

### 5.4.2 La natura ed il ruolo delle agenzie locali

Un'agenzia locale per l'energia è una struttura creata da un'autorità locale con lo scopo di dotarsi di uno strumento di animazione e di

**Tabella 5.5 - Suddivisione regionale degli obiettivi di efficienza energetica (stime)**

Regione	Consumi en. el. 1999 (GWh)	Quota su totale (%)	Obiettivo EE <sup>1</sup> (tep)	Consumi gas 1997 (Mm <sup>3</sup> )	Quota su totale (%)	Obiettivo gas <sup>2</sup> (tep)	Totale <sup>3</sup> (tep)
Abruzzo	5.716	2,2	34.803	547	2,1	27.943	62.746
Basilicata	2.283	0,9	13.901	136	0,5	6.948	20.848
Calabria	4.279	1,6	26.054	142	0,6	7.254	33.308
Campania	14.247	5,4	86.746	555	2,2	28.352	115.098
Emilia Romagna	21.614	8,2	131.602	3.716	14,6	189.830	321.432
Friuli Venezia Giulia	8.197	3,1	49.909	709	2,8	36.219	86.128
Lazio	18.426	7,0	112.191	1.640	6,4	83.779	195.969
Liguria	5.812	2,2	35.388	724	2,8	36.985	72.373
Lombardia	55.271	21,0	336.530	6.691	26,3	341.807	678.336
Marche	5.758	2,2	35.059	646	2,5	33.001	68.059
Molise	1.170	0,4	7.124	89	0,3	4.547	11.670
Piemonte	23.759	9,0	144.662	3.088	12,1	157.749	302.411
Puglia	15.036	5,7	91.550	674	2,6	34.431	125.981
Sardegna	10.165	3,9	61.892	0	0,0	0	61.892
Sicilia	16.690	6,4	101.621	281	1,1	14.355	115.976
Toscana	17.594	6,7	107.125	1.746	6,9	89.194	196.319
Umbria	5.161	2,0	31.424	.402	1,6	20.536	51.960
Valle d'Aosta	857	0,3	5.218	17	0,1	868	6.086
Veneto	25.948	9,9	157.990	3.275	12,9	167.302	325.292
PA Bolzano	2.292	0,9	13.955	90	0,4	4.598	18.553
PA Trento	2.506	1,0	15.258	280	1,1	14.304	29.562
<b>Totale</b>	<b>262.781</b>	<b>100,0</b>	<b>1.600.000</b>	<b>25.448</b>	<b>100,0</b>	<b>1.300.000</b>	<b>2.900.000</b>

<sup>1</sup> Obiettivo regionale distributori energia elettrica (tep)

<sup>2</sup> Obiettivo regionale distributori gas naturale (tep)

<sup>3</sup> Totale obiettivi regionali distributori energia elettrica e gas naturale (tep)



coordinamento.

Le azioni di animazione e coordinamento sono relative a tutte quelle iniziative, studi, e programmi che risultano finalizzati alla razionalizzazione e riduzione sia dei consumi energetici e relativo impatto ambientale che alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili.

Lo scopo di un'agenzia non risulta pertanto essere quello di porsi sul mercato in contrapposizione all'attività condotta da studi professionali privati ma piuttosto quello di stabilire rapporti proficui con un certo numero di partner locali e di stimolare ed indirizzare il "sistema" verso quelle azioni che siano in grado di

concretizzare gli "indirizzi politici locali".

In questo suo ruolo risultano fondamentali, nell'assetto dell'agenzia, i seguenti tre aspetti:

- la presenza nei suoi organi direttivi dell'autorità locale che l'ha voluta e che deve svolgere un ruolo di spicco;
- un'autonomia operativa dall'autorità locale stessa in modo che essa non finisca col divenire un suo ufficio periferico;
- la presenza nella stessa di partner (una parte di attività dell'agenzia può essere ad essi delegata) in modo da coinvolgere attivamente i principali soggetti locali.

A tale riguardo si segnala, ad esempio, come

**Tabella 5.6 - Agenzie nate con finanziamenti comunitari**

Località	Tipo	Stato giuridico	Partner
Agrigento	Provinciale	Azienda spec.le	Provincia
Biella	Provinciale	Consorzio	Provincia, Unione Ind.li, CNA, Conf.to, azienda trasporti e sanitaria, Coll. CE
Bologna	Urbana	Associazione no profit	1 comune, 1 provincia, azienda gas/acqua/rifiuti, azienda trasporti pubblici
Brescia, Como, Cremona, Pavia, Varese	Agenzie provinciali	Associazione no profit	Regione Lombardia, 5 province
Calabria	Provinciale	Consorzio	
Carbonia	Comunale	srl	
Cuneo	Provinciale	srl	
Ferrara	Comunale	SpA	
Firenze	Urbana	srl	Provincia, 3 comuni, CCIAA, 3 SpA, Ass.ne Ind.li, ENEL
Liguria	Regionale	Consorzio imprese	Finanziaria regionale, 1 privato (Cesen)
Livorno	Provinciale	srl	4 comuni, Ass.ni consumatori, Ass.ne. indust.li, azienda gas/acqua, Italgas, Società per il polo tecnologico
Lucca	Provinciale	srl	Provincia, 4 comuni, Federconsumatori. CCIAA, Ass.ne Ind.li, 1 società elettrica, 1 banca
Modena	Comunale		
Napoli	Comunale	Associazione no profi	Comune, azienda mobilità, consorzio trasporti pubblici, ENEL, Unione Ind.li, Napoletanagas, azienda risorse idriche.
Palermo	Comunale	Consorzio	
Perugina	Provinciale	SpA	19 soci
Pisa	Provinciale	srl	Provincia, comune, azienda gas, CCIAA, Unione ind.li, Università, 1 consorzio, CNR, Federconsumatori
Roma	Circoscrizionale		
Sassari	Provinciale	SpA	
Terni	Provinciale	SpA	Provincia, Azienda Munic.ta servizi, Istituto edilizia res.le pub.ca, azienda trasporti consr.li, società Tecnocentro
Torino	Comunale	Fondazione	
Verona	Comunale	Associazione	



i servizi municipali siano partner privilegiati in quanto senza un loro coinvolgimento risulterebbero difficili interventi relativi alla mobilità, all'illuminazione pubblica ed all'uso energetico di RSU.

Il programma ha trovato in Italia terreno fertile risultando censite, come già detto, 33 agenzie di cui 6 sorte senza finanziamento comunitario. Ulteriori 6 agenzie sono in corso di costituzione.

Al riguardo della competenza operativa territoriale si registrano, oltre che agenzie regionali, provinciali e comunali anche, come nel caso di Roma, agenzie circoscrizionali.

#### 5.4.3 Le attività tipiche di un'agenzia locale

Le attività delle agenzie locali, sia dal punto di vista qualitativo che quantitativo, dipendono largamente dalla rete di rapporti e consensi che l'agenzia stessa è riuscita a crearsi nell'ambito territoriale in cui si trova ad operare. In termini generali e non esaustivi l'attività di una agenzia può riguardare i seguenti argomenti:

- partecipazione a progetti comunitari e supporto alla presentazione di domande a bandi comunitari per conto terzi;
- supporto alla pianificazione energetica locale;
- supporto all'applicazione del DPR 412 e successivi;
- studi locali per l'applicazione di tecniche di teleriscaldamento e biogas;
- supporto ai piani locali di mobilità urbana;
- procedure per la diagnosi e certificazione energetica degli edifici;
- studi ed applicazioni per la contabilizzazione dei consumi energetici degli enti locali;

- studi sulle risorse energetiche locali;
- informazione e comunicazione;
- formazione.

#### 5.4.4 Le reti delle agenzie locali per l'energia

La Commissione Europea ha sempre stimolato l'aggregazione e la cooperazione tra le agenzie sia a livello nazionale che internazionale in quanto la costituzione di reti favoriscono l'armonizzazione delle attività condotte sul medesimo contesto territoriale sia da parte di più agenzie locali (ad es. regionali e provinciali) che da parte di agenzie locali ed enti governativi e/o agenzie nazionali.

In Europa sono state create tre reti di agenzie locali a valenza tematica (Energie cites, Fedarene e Islenet); in Italia è sorta una rete nazionale denominata RENAEL ed una rete locale di Punti Energia in Lombardia (tabelle 5.7, 5.8, 5.9).

**Tabella 5.7 - Agenzie non SAVE**

Aosta  
Varese  
Pavia  
Ferrara  
Palermo  
Lecce

**Tabella 5.8 - Agenzie SAVE in corso di costituzione**

Località	Tipo
Firenze	Comunale
Sicilia	Regionale
Abruzzo	Regionale
Ancona	Provinciale
Foggia	Provinciale
Brindisi	Provinciale

**Tabella 5.9 - Le reti italiane di agenzie**

RENAEL		Rete punti energia della Lombardia	
Cremona	Liguria	Milano	Brescia
Lucca	Messina	Pisa	Como
Pavia	Perugia	Varese	Cremona
Sassari	Torino		Pavia
Carbonia	Livorno		Varese

Il rapporto ENEA/RENAEL è attualmente delineato in un accordo preliminare (atto d'intesa) che è previsto doversi concretizzare in un documento di patto.

Il Patto tra RENAE ed ENEA è esteso alla Conferenza dei Presidenti delle Regioni e delle Province Autonome di Trento e Bolzano, a UPI ed ANCI e alle Comunità Montane (UNCCEM).

Il Patto con l'ENEA prevede una collaborazione sul territorio sui temi propri delle Agenzie, richiamati sopra.

RENAEL assicura all'ENEA il trasferimento delle proprie conoscenze sul territorio e l'ENEA il trasferimento alle agenzie di know-how in materia di pianificazione energetica, risparmio energetico, utilizzo razionale dell'energia e impiego delle fonti rinnovabili, nelle modalità che verranno definite.

## 5.5 Statistiche energetiche regionali

### 5.5.1 Bilanci energetici regionali

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.

I dati regionali, in particolare i Bilanci Energetici Regionali (BER) sono elaborati dall'ENEA adottando una metodologia simile a quella usata dal Ministero dell'Industria per il BEN (Bilancio Energetico Nazionale), in modo da garantire la piena confrontabilità e compatibilità.

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 (tabella 5.10).

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;
- 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.

I bilanci energetici regionali sono riportati nel secondo volume di questo Rapporto, I dati.

## 5.6 Situazione energetica a livello regionale

### 5.6.1 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 ul-

timi 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

**Tabella 5.10 - Bilancio energetico di sintesi della Regione Lazio. Anno 1998 (ktep)**

Disponibilità e impieghi	Fonti energetiche					Totale
	Combustibili solidi <sup>1</sup>	Prod. petrolio <sup>2</sup>	Combustibili gassosi <sup>3</sup>	Rinnovabili <sup>4</sup>	Energia elettrica <sup>5</sup>	
Produzione	20	-	-	326		347
Saldo in entrata	28	20.193	3.667	105		23.994
Saldo in uscita	-	2.757	-		772	3.529
Variazioni scorte	-	7.499	-			7.499
Consumo interno lordo	49	9.936	3.667	432	-772	13.312
Trasf. en. elettrica	-20	-3.077	-1.772	-231	5.101	-
(di cui autoproduzione)	-	(-27)	(-98)	(-9)	(133)	-
Consumi/perdite sett. energia	-	-1.080	-22	-7	-2.773	-3.875
Bunkeraggi internazionali	-	129	-	-	-	129
Usi non energetici	-	177	-	-	-	177
Agricoltura	-	150	3		23	176
Industria	16	316	355	14	369	1.070
(di cui: energy intensive)	(16)	(234)	(254)	(13)	(188)	(705)
Civile	12	513	1.512	180	1.101	3.317
(di cui: residenziale)	(12)	396	1.053	180	528	2.169
Trasporti	-	4.495	3		64	4.562
(di cui: stradali)	-	(3.716)	(3)	-	-	(3.719)
Consumi finali	28	5.474	1.873	194	1.556	9.126

La definizione delle macrofonti energetiche del bilancio di sintesi non corrispondono a quelle del bilancio energetico espanso e sono così definite:

<sup>1</sup> I combustibili solidi comprendono: carbone fossile, lignite, coke da cokeria, prodotti da carbone non energetici e gas derivati

<sup>2</sup> I prodotti petroliferi comprendono: olio combustibile, gasolio, distillati leggeri, benzine, carboturbo, petrolio da riscaldamento, GPL, gas residui di raffineria e altri prodotti petroliferi

<sup>3</sup> I combustibili gassosi comprendono: gas naturale e gas d'officina

<sup>4</sup> Le rinnovabili comprendono: biomasse, carbone da legna, eolico, solare, fotovoltaico, RSU, produzione idroelettrica, geotermica ecc.

<sup>5</sup> L'energia elettrica è trasformata in energia primaria considerando il consumo specifico medio delle centrali italiane, valutato pari a 2.200 kcal/kWh, per il saldo in entrata e in uscita. Per i consumi finali, invece, si adotta la semplice conversione delle unità di misura, ovvero 860 kcal/kWh

A causa dell'arrotondamento automatico dei valori in ktep non sempre le somme coincidono all'unità con i valori esposti.

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.

Le variabili energetiche più rilevanti sono la produzione di energia primaria, il consumo lordo, il consumo complessivo finale, la produzione di energia elettrica, l'autosufficienza energetica, e, in particolare, elettrica; a queste si aggiungono le variabili disaggregate, cioè i consumi per settori e fonti. Tra gli indicatori di efficienza energetica saranno esaminati in particolare quelli calcolati rispetto alle principali variabili economiche e demografiche.

Un primo confronto tra Regioni è mostrato nella tabella 5.11.

Si evidenzia innanzitutto che solo tre picco-

le Regioni (Marche, Molise e Valle d'Aosta) presentano una produzione di energia primaria quasi uguale al proprio consumo.

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 consumo, derivano, infatti, da greggi quasi esclusivamente di importazione e sono conseguentemente contabilizzati nel Bilancio regionale alla voce "saldo in entrata".

La maggior parte delle Regioni consuma più energia di quanta disponibile localmente, in ter-

**Tabella 5.11 - Produzione, consumo lordo e consumi finali di energia per Regione. Anno 1998**

Regione	Produzione di energia primaria (ktep)	Consumo lordo (ktep)	Consumi finali (ktep)	Consumi finali/ consumo lordo %
Abruzzo	1.498	3.160	2.403	76,0
Basilicata	895	1.290	929	72,1
Calabria	1.985	2.771	1.877	67,7
Campania	222	8.767	6.086	69,4
Emilia Romagna	7.794	15.966	12.015	75,3
Friuli Venezia Giulia	377	4.767	3.348	70,2
Lazio	347	13.312	9.126	68,6
Liguria	64	6.013	3.426	57,0
Lombardia	2.627	33.179	23.601	71,1
Marche	3.950	4.219	2.735	64,8
Molise	629	616	457	74,1
Piemonte	4.277	15.176	11.139	73,4
Puglia	1.649	11.715	7.493	64,0
Sardegna	104	6.301	3.440	54,6
Sicilia	1.425	15.193	6.634	43,7
Toscana	1.301	11.722	7.773	66,3
Trentino Alto Adige	2.070	3.061	2.315	75,6
Umbria	378	2.894	2.015	69,6
Valle d'Aosta	556	575	413	71,8
Veneto	965	16.616	11.298	68,0
Italia <sup>1</sup>	33.114	177.314	118.521	66,8

<sup>1</sup> Dati ottenuti come somma dei valori regionali  
Fonte: Elaborazioni ENEA

mini di risorse energetiche primarie.

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 5.12). 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 si registra nelle Marche, in quanto la produzione regionale deriva per lo più da piccole centrali idroelettriche. Nella Regione è installata una sola centrale termoelettrica realizzata per entrare in funzione nelle ore di punta, con una potenza nominale di 100 MWe, mentre quella richiesta è di 1.200 MWe. Anche in Campania si registra un considerevole deficit nella produzione di energia elettrica.

Importante, al fine della caratterizzazione

energetica, è il rapporto tra consumi finali e consumo lordo, indice della quantità di energia primaria trasformata direttamente nella Regione.

In diverse Regioni (Abruzzo, Emilia Romagna, Trentino Alto Adige e altre) i consumi finali costituiscono circa i tre quarti dei rispettivi consumi lordi, mentre in Sardegna e Sicilia ammontano a 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 e per un altrettanto elevato valore di consumi e perdite del settore energia. 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 consumo lordo), e per un più ridotto valore dei consumi e perdite del settore energia (meno del 25% dei rispettivi consumi lordi), indice anche di una scarsa attività di trasformazione.

Il rapporto tra il consumo finale e quello lordo è utile per mettere in evidenza l'autosuf-

**Tabella 5.12 - Superi e deficit di energia elettrica nelle Regioni (%)**

Regione	1990		1995		1997		1998		1999	
	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit	Superi	Deficit
Abruzzo		75,5		67,9		48,9		48,1		43,4
Basilicata		76,5		73,2		58,1		48,4		45,5
Calabria	72,7		54,5		40,2		42,4		25,4	
Campania		97,7		81,0		87,2		86,6		82,9
Emilia Romagna		31,5		38,6		49,7		60,7		54,9
Friuli Venezia Giulia		13,8		6,7	2,0		4,6			33,9
Lazio	27,5		26,0		31,3		17,4		54,9	
Liguria	155,2		149,7		102,0		90,7		77,3	
Lombardia		34,0		36,7		41,2		36,6		37,7
Marche		88,7		85,3		86,2		87,2		85,6
Molise		72,8		57,3		49,1		17,1		9,2
Piemonte		65,3		62,6		53,2		46,2		43,2
Puglia	3,4			5,0	41,9		35,3		29,6	
Sardegna		3,8		0,3	1,2		4,5			6,4
Sicilia	19,7		19,0		15,3		14,5		14,0	
Toscana		17,2		3,0	1,3		7,7			11,1
Trentino Alto Adige	63,4		68,2		68,2		78,5		90,3	
Umbria		61,0		45,1		44,1		43,3		41,1
Valle d'Aosta	196,7		230,1		220,2		142,9		209,9	
Veneto	11,5		25,3		13,9		19,4		9,1	
Italia		14,7		14,3		14,3		14,3		14,7

ficienza 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 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 5.13 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 mostra significative differenze a livello regionale. Per i combustibili solidi spiccano le situazioni del Friuli Venezia Giulia, della Liguria e della Puglia. Per i prodotti petroliferi, quasi tutte le Regioni del Sud, il Trentino Alto Adige e la Valle d'Aosta mostrano dei valori decisamente superiori a quelli medi nazionali (47%). L'impiego di gas naturale a livello nazionale è pari a quasi il 31%. Tale valore è generalmente superato nelle Regioni centrali ed al Nord, ad esclusione di Lazio, Liguria, Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta. 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), in Liguria e in Emilia Romagna, con una quota inferiore per un maggiore utilizzo di carbone e di gas.

**Tabella 5.13 - Consumi finali d'energia per fonte e per Regione. Anno 1998**

Regione	Consumi finali (ktep)					Quote (%)					
	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elettrica	Totale	Combustibili solidi	Petrolio	Gas naturale	Rinnovabili	Energia elettrica
Valle d'Aosta	3	251	57	30	71	413	0,7	60,9	13,9	7,3	17,2
Piemonte	68	4.417	4.475	137	2.041	11.139	0,6	39,7	40,2	1,2	18,3
Lombardia	217	9.487	9.073	215	4.608	23.601	0,9	40,2	38,4	0,9	19,5
Trentino Alto Adige	7	1.331	528	30	419	2.315	0,3	57,5	22,8	1,3	18,1
Veneto	124	4.986	3.973	44	2.171	11.298	1,1	44,1	35,2	0,4	19,2
Friuli Venezia Giulia	328	1.190	1.105	25	700	3.348	9,8	35,6	33,0	0,7	20,9
Liguria	432	1.538	902	51	503	3.426	12,6	44,9	26,3	1,5	14,7
Emilia Romagna	30	4.675	5.440	37	1.833	12.015	0,2	38,9	45,3	0,3	15,3
Toscana	108	3.505	2.600	92	1.468	7.773	1,4	45,1	33,4	1,2	18,9
Umbria	28	880	641	29	437	2.015	1,4	43,7	31,8	1,4	21,7
Marche	4	1.365	873	27	465	2.735	0,1	49,9	31,9	1,0	17,0
Lazio	28	5.474	1.873	194	1.556	9.126	0,3	60,0	20,5	2,1	17,1
Abruzzo	5	1.145	728	44	481	2.403	0,2	47,7	30,3	1,8	20,0
Molise	1	231	112	14	99	457	0,2	50,6	24,6	3,1	21,6
Campania	17	3.584	1.207	63	1.216	6.086	0,3	58,9	19,8	1,0	20,0
Puglia	1.830	2.939	1.462	32	1.230	7.493	24,4	39,2	19,5	0,4	16,4
Basilicata	1	442	285	13	188	929	0,1	47,5	30,7	1,4	20,3
Calabria	10	1.224	229	15	399	1.877	0,5	65,2	12,2	0,8	21,3
Sicilia	55	4.358	964	31	1.226	6.634	0,8	65,7	14,5	0,5	18,5
Sardegna	15	2.617	0	14	795	3.440	0,4	76,1	0,0	0,4	23,1
Italia <sup>1</sup>	3.311	55.639	36.527	1.137	21.907	118.521	2,8	46,9	30,8	1,0	18,5

<sup>1</sup> Dati ottenuti come somma dei valori regionali



L'analisi dei consumi finali di energia, disaggregati per settore economico (tabella 5.14), mostra che il macrosettore agricoltura e pesca ha in alcune Regioni un peso relativamente maggiore (Basilicata, Marche, Molise e Puglia), mentre nella Valle d'Aosta si registra il contributo più ridotto (0,4%), sia per l'assenza del comparto della pesca che per la natura del suo territorio.

Nel settore industria, Puglia e Sardegna 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'11,7% 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, Liguria, Lombardia,

Piemonte e Valle d'Aosta sono le Regioni che presentano la più alta incidenza dei consumi in questo settore; Molise, Puglia e Sardegna hanno invece una bassa incidenza, con un forte scostamento rispetto alla media nazionale (22,8%).

Nel settore terziario (che comprende anche la Pubblica Amministrazione), la Sardegna, presenta ancora una volta il minore peso percentuale (4,8%), inferiore del 50% circa a quello medio nazionale (9,8%). Nello stesso settore, Lazio, Trentino Alto Adige e Valle d'Aosta registrano, invece, le più elevate incidenze percentuali.

Nel settore trasporti, infine, la Calabria risulta la Regione con la più alta incidenza percentuale sui consumi finali (53,0%, quasi venti punti in più rispetto alla media nazionale del 33,5%), dovuta ad un peso ridotto degli altri settori, in particolare del settore industria, che risulta inferiore di quasi la metà rispetto alla media nazionale. Nel Lazio il settore trasporti assorbe la metà dei consumi finali complessivi

**Tabella 5.14 - Consumi finali di energia per settore economico e per Regione. Anno 1998**

Regione	Agric. e pesca	Industria	Residenziale (ktep)	Terziario	Trasporti	Totale	Agric. e pesca	Industria	Residenziale (%)	Terziario	Trasporti
Abruzzo	81	685	536	203	898	2.403	3,4	28,5	22,3	8,5	37,4
Basilicata	36	348	159	91	294	929	3,9	37,5	17,1	9,8	31,7
Calabria	68	290	342	183	995	1.877	3,6	15,4	18,2	9,7	53,0
Campania	161	1.358	1.279	486	2.801	6.086	2,6	22,3	21,0	8,0	46,0
Emilia Romagna	392	3.956	2.778	1.289	3.601	12.015	3,3	32,9	23,1	10,7	30,0
Friuli Venezia Giulia	52	1.510	676	309	790	3.348	1,8	45,1	20,2	9,2	23,6
Lazio	176	1.070	2.169	1.149	4.562	9.126	1,9	11,7	23,8	12,6	50,0
Liguria	74	918	952	372	1.110	3.426	2,2	26,8	27,8	10,9	32,4
Lombardia	483	7.213	6.657	2.583	6.665	23.601	2,0	30,6	28,2	10,9	28,2
Marche	104	606	630	255	1.140	2.735	3,8	22,2	23,0	9,3	41,7
Molise	18	160	54	36	189	457	4,0	35,0	11,8	7,9	41,3
Piemonte	235	3.939	2.950	1.055	2.960	11.139	2,1	35,4	26,5	9,5	26,6
Puglia	378	3.581	1.060	411	2.063	7.493	5,0	47,8	14,2	5,5	27,5
Sardegna	102	1.662	369	164	1.143	3.440	3,0	48,3	10,7	4,8	33,2
Sicilia	245	2.375	938	457	2.618	6.634	3,7	35,8	14,1	6,9	39,5
Toscana	162	2.411	1.692	823	2.684	7.773	2,1	31,0	21,8	10,6	34,5
Trentino Alto Adige	59	496	631	279	850	2.315	2,6	21,4	27,2	12,1	36,7
Umbria	58	823	333	138	663	2.015	2,9	40,8	16,5	6,9	32,9
Valle d'Aosta	2	82	129	68	132	413	0,4	19,8	31,3	16,6	31,9
Veneto	280	3.638	2.661	1.243	3.476	11.298	2,5	32,2	23,6	11,0	30,8
Italia <sup>1</sup>	3.175	37.120	26.996	11.596	39.634	118.521	2,7	31,3	22,8	9,8	33,4

<sup>1</sup> Dati ottenuti come somma dei valori regionali



della Regione e in Campania il 46%, mentre il Friuli Venezia Giulia risulta la Regione con la minore incidenza dei consumi in questo settore, a fronte però di un consumo nel settore industria nettamente al di sopra di quello della media nazionale.

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 industria la situazione appare estremamente diversificata, in quanto si evidenziano notevoli oscillazioni intorno al valore medio nazionale del 31,3%, 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 sui consumi: tutte le Regioni del Nord presentano, ad eccezione del Friuli Venezia Giulia, valori superiori a quello medio nazionale (22,8%). Le Regioni centro-meridionali mostrano invece valori anche sensibilmente inferiori a quello medio, con la sola eccezione del Lazio, dove risulta evidente l'influenza della Capitale.

Anche nel settore terziario si evidenziano notevoli scostamenti dal valore medio nazionale (pari al 9,8%). 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 (33,4% 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.

### 5.6.2 Indicatori di efficienza energetica

Nella tabella 5.15 sono riportate, per ciascuna Regione e per l'Italia nel suo complesso, le intensità energetiche finali (totale ed elettrici)

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 tre volte superiore per il Friuli Venezia Giulia rispetto alla Calabria, e l'intensità energetica dell'industria, con valori intorno a 200 tep/GLit90 (tonnellate equivalenti di petrolio per miliardo di lire di PIL 1990) per la Puglia e per la Sardegna, a fronte di valori inferiori a 50 tep/GLit90 per Calabria, Lazio e Marche, che testimoniano la presenza nelle prime due Regioni di industrie altamente energivore. In agricoltura si evidenzia il divario tra i valori dell'intensità energetica registrati in Lombardia ed in Valle d'Aosta. 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.

Nel 1998 la Puglia registra il più elevato valore dell'intensità energetica finale del PIL, e la Calabria quello più basso. Al valore elevato di questo indicatore per la Puglia contribuisce in modo significativo il valore altrettanto elevato dell'intensità energetica registrato nell'industria.

Una considerazione a parte merita la Valle d'Aosta, che risulta caratterizzata dal più elevato valore dell'intensità energetica dei consumi privati delle famiglie, da una elevata intensità energetica dei trasporti rispetto al PIL, dalla più elevata intensità energetica del terziario e da un elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie. 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 (3,4 tep/abitante), superando di quasi il 50% quello medio nazionale e di oltre tre volte quello della Calabria, il cui valore risulta il più basso in assoluto. Anche il consumo elettrico pro-capite

risulta in Valle d'Aosta il più elevato - dopo quello del Friuli Venezia Giulia - del 50% circa superiore a quello medio nazionale e di circa tre volte più elevato della Regione con il valore più basso.

L'intensità elettrica del PIL più elevata si registra, invece, in Sardegna 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, anche il più elevato valore dell'intensità elettrica dei consumi privati delle famiglie ed uno dei più alti valori del consumo elettrico pro capite. Questa Regione presenta, inoltre, il secondo valore dell'intensità energetica dell'industria dopo la Puglia. Tutto ciò si riflette, ovviamente, anche

sull'intensità energetica del PIL, che registra in Sardegna il valore più elevato dopo la Puglia.

In Umbria l'elevato valore dell'intensità elettrica del PIL, 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, della Liguria, delle Marche e dell'Umbria, presentano un'intensità energetica superiore al valore medio nazionale, mentre quelle meridionali registrano valori decisamente inferiori, ad eccezione della Basilicata.

Particolarmente energivora risulta, infine, l'agricoltura della Lombardia, che presenta un valore dell'intensità energetica notevolmente superiore a quello medio nazionale (55,9 tep/Glit 90).

**Tabella 5.15 - Principali indicatori di efficienza energetica regionale. Anno 1998**

Regione	Intensità energetica finale del PIL (tep/Glit95)	Intensità elettrica del PIL (tep/Glit95)	Consumi energetici pro-capite (tep/ab)	Consumi elettrici pro-capite (kWh/ab)	Intensità energetica dei consumi delle famiglie (tep/Glit95)	Intensità elettrica del cons. priv. delle famiglie (tep/Glit95)	Intensità energetica dei trasporti rispetto al PIL (tep/Glit95)	Intensità energetica dell'industria (tep/Glit95)	Intensità energetica del terziario (tep/Glit95)	Intensità energetica dell'agricoltura (tep/Glit95)
Abruzzo	67,6	13,5	1,9	4.404	23,9	4,32	25,3	72,9	9,5	51,9
Basilicata	64,0	13,0	1,5	3.620	18,7	4,57	20,3	102,2	10,8	36,9
Calabria	46,3	9,8	0,9	2.266	10,8	5,17	24,5	46,7	6,3	30,5
Campania	51,6	10,3	1,1	2.457	15,4	5,40	23,7	56,7	5,8	38,8
Emilia Romagna	73,1	11,1	3,0	5.428	29,7	4,06	21,9	77,6	13,4	67,5
Friuli Venezia Giulia	76,6	16,0	2,8	7.009	26,6	4,31	18,1	122,1	11,2	48,2
Lazio	49,7	8,5	1,7	3.508	19,7	4,80	24,9	34,1	8,0	59,0
Liguria	60,7	8,9	2,1	3.753	25,2	4,00	19,7	91,4	9,0	53,7
Lombardia	61,2	11,9	2,6	6.053	32,9	4,12	17,3	54,1	11,7	69,4
Marche	57,3	9,8	1,9	3.885	21,3	3,90	23,9	42,8	9,0	62,1
Molise	53,7	11,6	1,4	3.510	10,3	4,28	22,2	84,3	6,8	44,8
Piemonte	69,0	12,7	2,6	5.646	32,3	4,22	18,3	72,5	11,4	61,0
Puglia	86,7	14,2	1,8	3.599	16,7	4,99	23,9	202,5	7,2	68,0
Sardegna	84,1	19,4	2,1	5.932	13,3	5,94	27,9	198,8	6,0	52,1
Sicilia	60,1	11,1	1,3	3.094	12,0	5,85	23,7	131,5	6,0	46,1
Toscana	62,0	11,7	2,2	4.940	22,2	4,32	21,4	69,7	10,4	66,7
Trentino Alto Adige	58,1	10,5	2,5	5.280	25,9	3,27	21,3	54,5	10,4	39,2
Umbria	78,5	17,0	2,4	6.121	20,7	4,35	25,8	112,4	8,4	57,6
Valle d'Aosta	78,7	13,5	3,4	6.999	37,1	4,25	25,1	68,9	19,3	23,8
Veneto	65,4	12,6	2,5	5.677	27,1	3,97	20,1	63,7	12,7	49,4
Italia <sup>1</sup>	63,5	11,7	2,1	4.527	23,9	4,51	21,2	71,6	9,8	55,9

<sup>1</sup> Dati ottenuti come somma dei valori regionali

## Appendice 5-A

### Fondi Strutturali, programmi operativi regionali e misure per l'energia e l'ambiente

I Fondi Strutturali contribuiscono a realizzare l'obiettivo della coesione economica e sociale dell'Unione Europea. Le loro risorse sono utilizzate per ridurre il divario tra le regioni dell'Unione e promuovere le pari opportunità professionali dei diversi gruppi sociali. L'azione dei Fondi Strutturali si concentra principalmente su una serie di obiettivi prioritari.

I Fondi Strutturali sono quattro: FESR (Fondo Europeo di Sviluppo Regionale), FSE (Fondo Sociale Europeo), FEOAG (Fondo Europeo Agricolo di Orientamento e Garanzia) e SFOP (Strumento Finanziario di Orientamento della Pesca).

Il Fondo europeo di sviluppo regionale (FESR) è uno dei Fondi Strutturali dell'Unione Europea che cofinanziano le azioni destinate a ridurre il divario di sviluppo socioeconomico tra le diverse regioni degli Stati membri.

Le risorse del FESR sono destinate a determinate regioni svantaggiate e sono utilizzate principalmente per finanziare il miglioramento delle infrastrutture (trasporti, telecomunicazioni ed energia), gli investimenti produttivi, lo sviluppo locale, le risorse umane e la protezione dell'ambiente.

Scopo del FSE è prevenire e combattere la disoccupazione, sviluppare le risorse umane e favorire l'integrazione nel mercato del lavoro, il miglioramento dei sistemi di istruzione e formazione, la promozione di una forza lavoro competente, il rafforzamento del potenziale umano nel settore della ricerca e dello sviluppo.

Il FEOAG si compone di due sezioni, la sezione Orientamento e la sezione Garanzia. Nel quadro della politica europea di coesione economica e sociale, esso promuove lo sviluppo rurale e l'adeguamento delle strutture agricole.

Campi di azione del FEOAG sono: investimenti nelle aziende agricole, ammodernamento, riduzione dei costi di produzione, qualità dei prodotti, ambiente.

Campi d'azione dello SFOP sono l'adeguamento dello sforzo di pesca, l'ammodernamen-

to della flotta, lo sviluppo dell'acquacoltura, la protezione delle zone marine, l'attrezzatura dei porti di pesca, la trasformazione e commercializzazione dei prodotti della pesca, la promozione dei prodotti.

#### Obiettivi

Per il periodo di programmazione 2000-2006 la normativa dei Fondi Strutturali, approvata dal Consiglio il 21 giugno 1999, concentra le azioni strutturali su tre obiettivi prioritari.:

- Obiettivo 1: sviluppo e adeguamento strutturale delle Regioni in ritardo di sviluppo. Le Regioni italiane interessate sono: Basilicata, Calabria, Campania, Puglia, Sicilia, Sardegna e, in regime transitorio, il Molise.
- Obiettivo 2: riconversione socioeconomica delle zone con difficoltà strutturali. In Italia i Comuni interessati sono situati nelle Regioni del Centro-Nord.
- Obiettivo 3: adeguamento e ammodernamento delle politiche e dei sistemi nazionali di istruzione, formazione e occupazione. Esso si inquadra nella strategia europea per l'occupazione e funge da quadro di riferimento per tutte le azioni a favore delle risorse umane. È finanziato dal Fondo Sociale Europeo (FSE). L'Obiettivo 3 si applica all'intero territorio europeo ad eccezione delle zone comprese nell'Obiettivo 1.

#### Risorse finanziarie

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 1, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 21.935 milioni di euro, di cui 187 milioni di euro destinate al programma operativo regionale della Regione Molise. Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 18.274 milioni di euro, di cui 14.285 milioni di euro a valere sulle risorse dello Stato e 3.929 milioni di euro a carico dei bilanci regionali, con

una percentuale di partecipazione, rispettivamente, del 70 e del 30 per cento. Viene proposto di massimizzare il coinvolgimento del settore privato nel finanziamento e nella gestione degli interventi, in particolare nei progetti infrastrutturali. Allo scopo è prevista una partecipazione indicativa del capitale privato per 10.914 milioni di euro. Le risorse comunitarie nazionali e private ammontano, pertanto, a 50.826 milioni di euro (oltre 98 mila miliardi di lire).

Per quanto riguarda gli interventi dell'Obiettivo 2, le risorse comunitarie per il periodo di programmazione 2000-2006 ammontano a 2.522 milioni di euro, di cui 377 milioni destinate al sostegno transitorio. Il cofinanziamento pubblico nazionale è stabilito in via indicativa in 2.522 milioni di euro, con una percentuale di partecipazione dello Stato e delle Regioni stimata in quote del 70% e del 30%.

Per quanto riguarda l'Obiettivo 3 le risorse comunitarie ammontano a 3.887 milioni di euro, mentre quelle regionali e statali ammontano complessivamente a 4.750 milioni di euro.

### **Programmi operativi**

Nell'individuazione dei programmi operativi attuativi della strategia di sviluppo e nella conseguente attribuzione di compiti e funzioni tra i diversi livelli dell'amministrazione, alle Regioni è stato assegnato un ruolo centrale, anche con riferimento alle linee di intervento per la cui formulazione e attuazione vengono mantenuti rilevanti poteri alle amministrazioni centrali.

La scelta di centralità del territorio e, conseguentemente, di modalità di intervento regionalizzate, da un lato è confortata dal complessivo disegno normativo in direzione del decentramento, dall'altro valorizza l'esercizio del ruolo di indirizzo e di coordinamento attribuito alle amministrazioni centrali in tutte le fasi del ciclo: programmazione, gestione e attuazione, monitoraggio e valutazione.

Gli interventi previsti per l'Obiettivo 1 sono contenuti nei sette Programmi Operativi Regionali (POR) e nei relativi Complementi di Programmazione (che contengono informazio-

ni dettagliate utili ai fini dell'attuazione dei programmi operativi). Per l'Obiettivo 1, le linee di intervento settoriali a valenza nazionale, da attuare attraverso sette Programmi Operativi Nazionali (PON) e relativi Complementi di Programmazione, sono: Sicurezza per lo sviluppo del Mezzogiorno; Ricerca Scientifica, Sviluppo Tecnologico, Alta formazione; Trasporti; La Scuola per lo Sviluppo; Pesca; Sviluppo imprenditoriale locale; Assistenza Tecnica e Azioni di sistema. Questi ultimi programmi, redatti dai ministeri interessati, sono formulati ed attuati nel rispetto del principio di partenariato con le Regioni.

Per quanto riguarda l'Obiettivo 2, le Regioni interessate, che sono tutte quelle che non rientrano nell'Obiettivo 1, redigono un Documento Unico di Programmazione detto DOCUP.

I documenti di programmazione dell'Obiettivo 3 sono, come per l'Obiettivo 1, i Programmi Operativi Regionali (POR) e i Complementi di Programmazione e sono redatti come per l'Obiettivo 2 da tutte le Regioni che non rientrano nell'Obiettivo 1. Esistono inoltre interventi a valenza nazionale inseriti in un Programma Operativo Nazionale (PON) redatto dal Ministero del Lavoro e della Previdenza Sociale.

### **Interventi in campo energetico dei Fondi Strutturali**

Gli interventi in campo energetico dei Fondi Strutturali sono contenuti nei Programmi Operativi Regionali (POR) redatti dalle Regioni dell'Obiettivo 1.

Di seguito vengono elencate, in sintesi, le misure in campo energetico di ognuna delle Regioni dell'Obiettivo 1 in Italia (tabella 5.16). I dati riportati nella tabella non tengono conto delle risorse finanziarie che saranno destinate al recupero energetico dei rifiuti, in quanto non disponibili.

*Basilicata* - La misura mira da una parte alla riqualificazione dell'offerta energetica regionale, incentivando la produzione di fonti rinnovabili più rispettose dell'ambiente, e dall'altra al miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica in favore del sistema pro-

duttivo ed al risparmio energetico. In tale contesto gli investimenti che si intendono stimolare concernono:

- la realizzazione di impianti di produzione di energia a partire dalle fonti rinnovabili (impianti a fonte eolica, solare, fotovoltaica, idroelettrica inferiore a 10 MW) e la promozione del suo utilizzo nel campo civile, pubblico e produttivo;
- la promozione di azioni per il contenimento dei consumi energetici attraverso la realizzazione di campagne informative;
- l'incentivazione dell'adozione di forme di risparmio energetico e di miglioramento dell'efficienza da parte degli utenti finali;
- il sostegno al miglioramento dell'affidabilità della rete di distribuzione dell'energia elettrica al fine di contenere i danni indotti sul sistema produttivo dalle frequenti interruzioni accidentali del servizio, incentivando il ricorso a soluzioni tecnologicamente avanzate e rispettose dell'ambiente.

È previsto inoltre, nell'ambito della misura 1.3 dal titolo Rifiuti ed Inquinamento, la realizzazione, attraverso il coinvolgimento anche di operatori e capitali privati, di impianti per la produzione di combustibile da rifiuti (CDR) destinati alla produzione di energia.

*Calabria* - La misura promuove una serie di interventi volti a completare, qualificare e rendere più consono alle compatibilità ambientali il sistema di produzione, trasmissione e uti-

lizzo dell'energia in Calabria. In questa prospettiva la misura agisce su tre macro ambiti:

- il sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili e la promozione di interventi volti a favorire il risparmio energetico sia attraverso la riduzione dei consumi civili e industriali, sia attraverso la razionalizzazione nelle fasi di generazione e distribuzione;
- il completamento e la riqualificazione del sistema di distribuzione dell'energia elettrica al fine di rendere affidabile l'offerta del servizio elettrico a favore del sistema produttivo regionale;
- il completamento della rete di adduzione del metano.

Nell'ambito della misura 1.7 (sistema di gestione integrata dei rifiuti), il piano di gestione dei rifiuti prevede, a valle del processo di riutilizzo e riciclo, l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti.

*Campania* - La misura si propone di accrescere la quota del fabbisogno energetico regionale soddisfatta da energia prodotta da fonti rinnovabili, promuovere lo sviluppo del comparto energetico regionale, migliorare l'affidabilità della distribuzione di energia elettrica a fini produttivi. La misura prevede le seguenti azioni:

- regime di aiuto a sostegno della realizzazione e/o dell'ampliamento di impianti per la produzione di energia elettrica dalle seguenti fonti rinnovabili: eolico, fo-

**Tabella 5.16 - Dati finanziari delle misure in campo energetico**

Regione	Misura	Costo totale (milioni di euro)	Totale risorse pubbliche (milioni di euro)	Risorse comunitarie (milioni di euro)	Contributi privati (milioni di euro)	Tasso partecipazione fondo strutturale (%)
Basilicata	1.6	34,2	16,8	8,9	17,4	26
Calabria	1.11	164,8	61,8	30,9	103	19
Campania	1.12	470,3	235,1	117,6	235,1	25
Molise	1.8	20,6	7,2	3,1	13,4	15
Puglia	1.9	80	40	20	40	25
Sardegna	1.6	19,8	19,8	9,9	0	50
Sicilia	1.5.1	355	125	56,25	230	16
Sicilia	1.5.2	256	126	56,25	130	22

tovoltaico, geotermico, biomassa, idroelettrico inferiore a 10 MW;

- regime di aiuto per il miglioramento dell'affidabilità della distribuzione dell'energia elettrica a servizio delle aree produttive.

La misura 1.7 (sistema regionale di gestione e smaltimento dei rifiuti) promuove il completamento dell'attuazione del piano regionale rifiuti che prevede, tra le altre cose, relativamente allo smaltimento, la realizzazione di impianti di termovalorizzazione.

*Molise* - La misura è finalizzata a portare a compimento il Piano regionale di metanizzazione, in modo da collegare tutti i Comuni molisani al servizio di erogazione del gas. Il Molise, infatti, intende puntare su un obiettivo ambizioso, quello di servire con reti di metano tutti i suoi Comuni.

*Puglia* - La misura persegue l'obiettivo della produzione di energia elettrica nell'ambito degli accordi nazionali e comunitari in materia di inquinamento atmosferico. In particolare, saranno incentivate le seguenti tipologie di intervento per nuovi impianti:

- produzione di energia da fonti rinnovabili (biomasse), con potenza nominale complessiva installata nel singolo impianto superiore a 10 MW;
- riduzione di inquinamento atmosferico con la produzione di energia da fonti rinnovabili - in particolare eolico - con potenza nominale complessiva installata nel singolo campo non superiore a 10 MW.

Nell'ambito della misura 1.8 (miglioramento del sistema di gestione dei rifiuti) è prevista la progettazione e realizzazione di impianti per il trattamento dei rifiuti al fine di ottenere e utilizzare combustibile da rifiuti (CDR) destinati alla produzione di energia.

*Sardegna* - La misura è finalizzata al riequilibrio del sistema energetico regionale, eccessivamente sbilanciato verso le fonti fossili, mediante la valorizzazione delle energie rinnovabili con particolare riguardo alla fonte idroelettrica. Per quanto riguarda quest'ultima ti-

pologia, le azioni che saranno attivate sono rivolte soprattutto all'ammodernamento degli impianti già esistenti oltre che alla realizzazione di nuovi impianti mini e micro (inferiori a 10 MW). Per quanto riguarda l'eolico, a fronte di un potenziale teorico di circa 2.700 MWe operativi per 2.200 ore/anno, il potenziale tecnico installabile è stato valutato pari a 794 MW. Il fotovoltaico non ha ancora raggiunto una competitività economica, per cui è ipotizzabile nel prossimo decennio l'installazione di una potenza di circa 5 MW per utenze isolate e remote non collegate alla rete. Per lo sfruttamento dell'energia solare termica, si prevede l'avviamento di un programma finalizzato all'installazione minima di 200.000 m<sup>2</sup> di collettori solari termici fino al 2010, con un risparmio complessivo di energia primaria pari a circa 15,3 ktep/anno. Per quanto riguarda le biomasse sono previste diverse soluzioni impiantistiche rappresentate da un impianto di cogenerazione da 7 MWe o due impianti di cogenerazione da 4 MWe ciascuno, oppure un impianto di sola generazione elettrica da 8 MWe o due impianti da 4 MWe ciascuno. Nell'ambito della misura 1.4 (gestione integrata dei rifiuti, bonifica dei siti inquinati e tutela dall'inquinamento), il piano di gestione dei rifiuti prevede l'incenerimento con recupero energetico di una frazione dei rifiuti, a valle del processo di riutilizzo e riciclo.

*Sicilia* - La misura 1.5.2 (diversificazione produzione energetica) è finalizzata a riqualificare la produzione energetica regionale, incrementando lo sfruttamento di fonti rinnovabili di energia, di cui il territorio regionale presenta una notevole potenzialità di utilizzo. Le aree di intervento principali riguardano la produzione energetica attraverso l'utilizzazione delle seguenti tecnologie: solare termico e fotovoltaico, eolico, biomasse, geotermia:

- solare termico: sono previsti interventi di produzione di energia termica a bassa ed alta temperatura, a servizio di utenze collettive, attività produttive e speciali (es. dissalazione);



- solare fotovoltaico: è prevista la realizzazione di impianti per una potenza complessiva pari a 5 MW;
- eolico: realizzazione di impianti per una potenza nominale complessiva di 200 MW;
- biomasse: produzione per complessivi 60 MW di energia elettrica e termica attraverso l'utilizzo di residui agricoli, forestali, industriali, mediante trattamenti termici (combustione, gassificazione) o processi biologici/chimici di digestione e fermentazione di materiale organico;
- geotermia: a fronte della rilevazione di giacimenti geotermici nel territorio re-

gionale e nelle isole minori, potranno essere finanziati opportuni interventi di sfruttamento delle risorse geotermiche per la produzione di energia elettrica.

È previsto inoltre, nell'ambito della misura 1.5.1 (reti energetiche), il completamento delle reti di distribuzione di gas metano e il miglioramento dell'affidabilità della distribuzione di energia elettrica in favore delle aree produttive. Nell'ambito della misura 1.4.1 (infrastrutture e strutture per la gestione integrata dei rifiuti) è previsto il ricorso per le frazioni residuali dei rifiuti alla produzione di combustibile (CDR) da utilizzare per il recupero energetico.

## Appendice 5-B Pianificazione energetico-ambientale regionale

### Aspetti generali

La pianificazione regionale è centrale in assenza del piano nazionale. La materia inquadrata dai Piani Energetici Regionali (PER) si amplia dai contenuti previsti dall'art. 5 della l/10/91 a tutte le competenze trasferite alle Regioni in materia di energia dal DL 112/98.

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 PER costituisce il quadro di riferimento per i soggetti pubblici e privati che assumono iniziative in campo energetico nel territorio di riferimento. Esso contiene gli indirizzi, gli obiettivi strategici a lungo, medio e breve termine, le indicazioni concrete, gli strumenti disponibili, i riferimenti legislativi e normativi, le opportuni-

tà finanziarie, i vincoli, gli obblighi e i diritti per i soggetti economici operatori di settore, per i grandi consumatori e per l'utenza diffusa.

La programmazione energetica regionale va attuata anche per regolare ed indirizzare la realizzazione degli interventi determinati principalmente dal mercato libero dell'energia (DL 79/99 e 164/00).

La pianificazione energetica si accompagna a quella ambientale per gli effetti diretti ed indiretti che produzione, trasformazione, trasporto e consumi finali delle varie fonti tradizionali di energia, producono sull'ambiente. Il legame tra energia e ambiente è indissolubile e le soluzioni vanno trovate insieme, nell'ambito del principio della sostenibilità del sistema energetico.

Il Piano può essere guidato anche da funzioni obiettivo tipicamente ambientali, come il perseguimento degli obiettivi di Kyoto, mediante una serie di misure di natura energetica e di innovazioni tecnologiche, pur nell'ambito del primo punto esposto. Il PER diventa così PEAR (Piano Energetico-Ambientale Regionale).

Il PEAR deve contenere le misure relative al sistema di offerta e di domanda dell'energia. Relativamente all'offerta, la tendenza è verso l'autosufficienza regionale, ma essa non costi-



tuisce necessariamente l'obiettivo principale, poiché ancora per molte Regioni è scarsa la capacità produttiva delle fonti primarie e derivate. L'obiettivo dell'autosufficienza non si giustifica solo per motivi energetici ma deve avere motivazioni molto più complesse, nell'ambito di una programmazione economica eco-compatibile. La gestione della domanda può costituire una parte importante del Piano, in quanto la facoltà di intervento della Regione, a vario titolo, è molto più ampia rispetto al campo dell'offerta, e la razionalizzazione dei consumi può apportare un grande vantaggio a livello regionale e locale.

Il Piano deve avere carattere di trasversalità rispetto agli altri piani economici settoriali e territoriali della Regione. Deve essere intersettoriale, sia per la valutazione della domanda, che per l'individuazione dell'offerta, la quale può essere legata alle caratteristiche tipologiche e territoriali della stessa utenza. I bacini di domanda e offerta dovrebbero incontrarsi sul territorio (casi tipici sono il teleriscaldamento, la cogenerazione industriale e per grandi servizi pubblici).

Occorre considerare le implicazioni energetiche di tutti gli altri piani regionali settoriali e territoriali. Il fattore energia è, al contempo, funzione degli altri settori di attività e vincolo per gli stessi. Il Piano Energetico-Ambientale deve costituire uno dei punti di riferimento per le altre programmazioni.

Il Piano ha carattere aperto e scorrevole in quanto deve recepire tutte le nuove situazioni, le opportunità positive, le modifiche economiche, sia strutturali che congiunturali, o vincoli e condizioni, che possono venire dall'interno e dall'esterno.

Il Piano Energetico-Ambientale va concertato sia orizzontalmente sul territorio, che verticalmente con soggetti economici (imprese, operatori energetici, consumatori).

La concertazione tra Regioni, Province e Comuni è un processo che si rende necessario sulla base della ripartizione dei compiti già stabiliti nel DL 112/98.

Oltretutto è necessario operare un coordinamento regionale delle varie iniziative provinciali e comunali, sia di pianificazione energetica,

sia di attuazione dell'Agenda 21 e di altre iniziative avviate in sedi diverse. La concertazione deve recepire le diverse esigenze, ma deve anche portare elementi di unitarietà nel territorio dove comunque si eserciterebbe congiuntamente l'azione di pianificazione regionale, provinciale e comunale, ciascuno secondo precisi mandati del DL 112/98.

La concertazione con soggetti economici e sociali è necessaria per attivare iniziative e risorse finanziarie, nonché per coinvolgere i consumatori dei settori produttivi e civili in iniziative a carattere diffuso.

### **Struttura e metodologia per il Piano Energetico-Ambientale**

La definizione, la stesura e l'attuazione del Piano Energetico-Ambientale è di totale dominio dell'amministrazione regionale. Non vi sono metodi e contenuti per la realizzazione del PEAR che possono essere ritenuti obbligati, poiché ogni amministrazione può adottare le soluzioni che più ritiene adatte alle proprie caratteristiche politiche, territoriali, economiche, sociali, energetiche ed ambientali.

Il Piano è innanzitutto un atto "politico" il cui corpo centrale è costituito dalle scelte strategiche che vengono operate dalla Regione.

Anche l'istruttoria tecnica per arrivare a definire un Piano può seguire strade diverse. Non vi sono regole prestabilite e obbligate soprattutto dopo l'emanazione del DL 112/98 che, di fatto, ha superato e ampliato quanto prescritto nell'art. 5 della legge 10/91.

Come si è detto, va fatta innanzitutto una prima grande distinzione tra Documento di studio per il Piano e Piano Energetico-Ambientale vero e proprio.

### **Documento di studio per il Piano**

Tale documento contiene tre parti tra loro collegate:

a) Quadro conoscitivo del sistema energetico-economico-sociale-ambientale-territoriale della Regione e la sua analisi e interpretazione. Esso contiene:

- la contabilità energetica territoriale fatta di bilanci energetici e di serie storiche;

- l'analisi della domanda - per settori e fonti - e dell'offerta, relativamente ai flussi, agli impianti e alle infrastrutture;
- la valutazione delle emissioni inquinanti (con particolare riferimento ai gas serra, sulla base dei fattori di emissioni unitari - Corinair), per fonti e per settori, producendo una matrice quantitativa della stessa dimensione e struttura dei Bilanci energetici;
- gli indicatori calcolati rispetto alle variabili economiche, demografiche, ambientali, strutturali e fisiche per analizzare gli aspetti qualitativi dell'impiego di energia, onde valutare le specificità e le anomalie e individuare obiettivi di uso efficiente dell'energia in ogni settore d'impiego e fonte utilizzata;
- l'analisi e la valutazione economica del sistema energetico, dei prezzi di acquisto della materia prima e dei prodotti finiti, dei costi di produzione, di trasmissione e trasporto dell'energia e dei costi fiscali.

Nello studio di Piano il quadro conoscitivo costituisce un vero e proprio Sistema Informativo Regionale per l'Energia e l'Ambiente (SIREA), disponibile anche per gli operatori energetici e per gli utenti grandi e piccoli che volessero orientarsi per assumere iniziative. Il SIREA contiene informazioni e banche dati quali-quantitative che vanno aggiornate con immissioni di dati nuovi appena disponibili, generalmente con periodicità annuale.

b) Quadro valutativo dei possibili interventi energetici nella Regione. Esso contiene:

- la valutazione delle potenzialità per interventi di risparmio energetico nei vari settori di impiego, delle tecnologie utilizzabili, dei risultati ottenibili e dei costi da sostenere;
- la valutazione delle potenzialità di utilizzo delle fonti rinnovabili, della loro localizzazione, dei relativi bacini di offerta e di domanda, dei costi e dei benefici;
- l'individuazione dei soggetti - imprenditori e utenti - che possono impegnarsi nell'attuazione degli interventi;
- l'individuazione delle opportunità e disponibilità delle risorse finanziarie che possono essere utilizzate per gli interventi;

- l'individuazione degli strumenti progettuali e gestionali che possono essere attivati per l'esecuzione degli interventi;
- l'individuazione delle disposizioni legislative e normative a diversi livelli, che costituiscono la guida per la massa in opera delle iniziative;
- l'acquisizione delle indicazioni ed opportunità che provengono da disposizioni nazionali ed europee (es. decreti ministeriali).

c) Quadro degli scenari di simulazione di insiemi diversi di interventi. Esso contiene:

- la definizione dello scenario tendenziale, costruito nell'ipotesi di assenza di interventi, per un arco temporale di 10 anni (2012). Lo scenario sarà articolato per settori, sulla base delle tendenze in atto nello sviluppo economico e produttivo e delle tendenze dello sviluppo delle tecnologie impiegate, ovvero facendo ipotesi diverse sullo sviluppo economico e utilizzando il trend dei coefficienti tecnici (intensità energetiche, consumi specifici, consumi pro capite);
- l'individuazione di insiemi di interventi possibili e definizione di scenari obiettivo sulla base di prime indicazioni derivanti da documenti di indirizzo della Regione o da comunicazioni dirette. Si assumono due o più ipotesi di andamento dell'economia e di altre variabili esogene;
- la valutazione dei risultati conseguibili energetici, economici ed ambientali, calcolati per settore e per fonte, ricavati dalla differenza tra gli scenari obiettivo e quello tendenziale.

### **Piano Energetico-Ambientale Regionale**

Il Piano Energetico-Ambientale Regionale vero e proprio è costituito dall'insieme delle scelte operative fatte dalla Regione in sede tecnica e, in definitiva, in sede politica, sulla base delle diverse opzioni risultate dal Documento di studio, con la definizione di:

- obiettivi strategici;
- interconnessione con gli altri settori e piani;
- obiettivi quantitativi e qualitativi;

- risorse finanziarie;
- programmi e progetti da realizzare;
- tempi di realizzazione;
- coinvolgimento delle varie strutture amministrative;
- soggetti interessati e partecipanti;
- strumenti operativi e gestionali;
- strumenti di verifica.

Le scelte operative sono effettuate anche sulla base della consultazione delle parti interessate, interne ed esterne alla Regione. Gli accordi raggiunti potranno essere oggetto di patto territoriali e di accordi volontari.

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 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, di gestire la programmazione concertata, di 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 programmatoria regionale, esplicitantesi attraverso un Piano Energetico Regionale pienamente integrato nel Piano Regionale di Sviluppo e collegato alle altre pianificazioni settoriali in un'ottica di sviluppo sostenibile.

L'attuale stato di definizione dei PER è riportato nella tabella 5.17. Come si evince dalla tabella in sette ambiti regionali e provinciali i Piani sono stati approvati dalle rispettive Giunte e dal Consiglio Regionale (Lazio, 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.

I PEAR 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 o, 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 un'attenzione crescente alla concertazione e condivisione delle scelte con i soggetti interessati.

### Piani Energetici Comunali e Provinciali

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 tota-

le dei cittadini italiani. A dieci anni di distanza, risulta che oltre 30 città (il 25% di quelle obbligate) hanno predisposto il Piano Energetico, anche se la popolazione complessivamente coinvolta (intorno a 8 milioni di abitanti) rappresenta il 35% del totale della popolazione dei 136 Comuni interessati.

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;

**Tabella 5.17 - Stato attuale di definizione dei Piani Energetico-Ambientali Regionali**

Regione/ Provincia Autonoma	Stato di attuazione
Toscana	Piano adottato con delibera del Consiglio Regionale n. 1 del 18 gennaio 2000
Valle d'Aosta	Piano adottato con delibera del Consiglio Regionale
Lazio	Piano approvato dal Consiglio Regionale con delibera n. 45 del 14/02/2001
Basilicata	Piano Energetico Regionale approvato ad ottobre 2000 dalla Giunta regionale
Sardegna	Piano approvato dalla Giunta Regionale con delibera 14/11 del 9/03/1999
PA Trento	Piano approvato dalla Giunta Provinciale con delibera n. 10067 del 19/9/98
PA Bolzano	Piano approvato dalla Giunta Provinciale nel 1997
Umbria	Varato lo studio per la bozza di Piano
Puglia	In fase di studio la bozza del Piano energetico
Piemonte	In fase di definizione il Piano Energetico Ambientale
Lombardia	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico
Campania	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico
Liguria	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico Ambientale
Molise	Definita una bozza di Piano Energetico Regionale
Marche	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico
Abruzzo	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico
Friuli Venezia Giulia	Predisposta una bozza di Piano Energetico
Veneto	In fase di predisposizione la bozza di Piano Energetico
Emilia Romagna	Approvato dalla Giunta un documento di indirizzi generali per il Piano Energetico, di cui si sta predisponendo la bozza completa
Calabria	In programma l'avvio degli atti per la predisposizione della bozza di Piano Energetico
Sicilia	In programma l'avvio degli atti per la predisposizione della bozza di Piano Energetico

- 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, ad esempio, nel Piano Energetico del Comune di Padova (deliberazione del Consiglio Comunale n. 65 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.

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).

A livello provinciale le competenze definite dalla legge 10/91 erano abbastanza modeste, limitandosi praticamente ai compiti di controllo sugli impianti di riscaldamento degli ambienti relativi ai territori comunali con meno di 40.000 abitanti.

Il Piano Energetico Provinciale (PEP) trova dunque difficoltà a collocarsi, in questo settore, con funzione di snodo e collegamento tra il Piano Energetico Regionale e quello Comunale, questi ultimi entrambi introdotti dall'art. 5 della legge 10/91.

Come si è visto nell'apposito riquadro, le Province hanno assunto, con il DL 112/98, competenze importanti, fra cui:

- a) la redazione e l'adozione dei programmi di intervento per la promozione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico;
- b) l'autorizzazione alla installazione ed all'esercizio degli impianti di produzione di energia fino a 300 MW termici.

A queste si aggiungono le funzioni amministrative che la Provincia è chiamata a svolgere, insieme al Comune, in materia di controllo sul risparmio energetico e l'uso razionale dell'energia oltre che alle funzioni eventualmente previste e concordate con la Regione.

Se poi si considerano, da un lato, le altre competenze provinciali in materia di scuole, rifiuti, raccolta differenziata, inquinamento atmosferico e tutela ambientale e, dall'altro, le caratteristiche di orizzontalità della pianificazione energetica (in particolare dei confronti dell'ambiente) può senz'altro conseguire una collocazione evidenziata e corposa del PEP all'interno del Piano Territoriale di Coordinamento, che rimane il riferimento centrale come documento quadro di pianificazione provinciale.

Sebbene le Province (ad eccezione di quelle autonome di Trento e di Bolzano) non siano quindi 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, Pesaro-Urbino) 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.

L'impegno delle Province è testimoniato anche dalla forte presenza di Agenzie Provinciali per l'Energia e l'Ambiente, avviate con il sostegno comunitario e successivamente inserite nel contesto territoriale con attività per le amministrazioni, fino a costituire una rete.

## **Pianificazione e gestione dell'Agenda 21 delle Città**

L'Agenda 21 delle Città o Agenda 21 Locale (A21L) è il piano d'azione per lo sviluppo sostenibile della città, basato su di un insieme di iniziative e processi economici, sociali ed ambientali.

L'A21L articola, integra, coordina e dà coerenza ai piani municipali e settoriali, così come ai piani delle organizzazioni della società civile, attuando un unico piano concertato che recepisca le esigenze di tutti gli attori coinvolti.

Scopo dell'A21L è quello di applicare a livello urbano il piano di azione globale per lo sviluppo sostenibile di Rio de Janeiro (1992).

L'Agenda 21 comprende quattro grandi sezioni:

- dimensioni sociali ed economiche;
- conservazione e gestione delle risorse per lo sviluppo sostenibile;
- rafforzamento del ruolo dei gruppi principali;
- mezzi di realizzazione

i cui punti principali sono riportati nel seguito, e più di 30 temi differenti ma concorrenti.

Dimensioni sociali ed economiche: questa sezione si riferisce all'importanza della cooperazione internazionale per accelerare lo sviluppo sostenibile nei paesi in sviluppo, la lotta contro la povertà, l'evoluzione delle modalità di consumo, la dinamica demografica, la sostenibilità, la protezione della salute umana, così come l'integrazione dell'ambiente e lo sviluppo in materia di decisioni.

Conservazione e gestione delle risorse per lo sviluppo: questa sezione è dedicata a questioni quali lo sviluppo integrato della pianificazione, l'organizzazione delle risorse naturali, la protezione dell'atmosfera, la lotta alla deforestazione, la conservazione della diversità biologica e la protezione degli ecosistemi acquatici, l'incentivazione dell'agricoltura e lo sviluppo rurale sostenibile, così come la gestione ecologicamente razionale dei rifiuti solidi e delle acque di rifiuto, dei prodotti chimici tossici e dei rifiuti pericolosi.

Rafforzamento del ruolo dei gruppi principali: la sezione individua l'importanza di gruppi

sociali quali donne, bambini, popolazioni indigene, lavoratori, organizzazioni non governative, agricoltori, comunità scientifica e tecnologica nella gestione dello sviluppo sostenibile.

Strumenti d'azione: questa sezione specifica come devono mettersi in pratica i principi dello sviluppo sostenibile, attraverso il finanziamento, l'educazione ambientale, la condivisione e la presa di coscienza, il rafforzamento delle capacità nazionali per lo sviluppo, l'informazione per prendere le decisioni, il trasferimento tecnologico, la legislazione, e quant'altro.

L'Agenda 21, in accordo con questi indirizzi, riconosce l'importanza del ruolo che i governi locali possono e devono assumere in ragione delle loro origini ed organizzazioni democratiche, perché sono a diretto contatto con i problemi, per il rapporto con la popolazione e per competenze generali a loro proprie.

L'Agenda 21, nel capitolo 28, invita le autorità locali ad avviare processi di Agenda 21 Locale, utilizzando forme di dialogo e concertazione con i cittadini, con le organizzazioni sociali, con enti pubblici ed imprese private.

### **Le modalità di pianificazione**

La pianificazione di Agenda 21, come evidenziano importanti esperienze internazionali e nazionali, combina vari principi e metodi di pianificazione, fra cui:

- la pianificazione comunitaria, orientata a coinvolgere attori sociali e utenti dei servizi attraverso organizzazioni rappresentative;
- la pianificazione ambientale, i cui fini sono l'inserimento delle condizioni e delle tendenze ambientali all'interno dei progetti di sviluppo e l'identificazione dei punti di forza e delle modalità così come degli impatti ambientali;
- la pianificazione strategica, che mira ad identificare le risorse necessarie per raggiungere obiettivi e risultati di lungo termine e stabilire piani di breve termine.

Inoltre, un volta definito il piano d'azione, si potrà utilizzare a livello generale una pianificazione multisettoriale o interistituzionale degli investitori per assicurare la realizzazione dei progetti.



### **Esempio di Studio di Piano Energetico-Ambientale Regionale: Regione Molise**

La Regione Molise ha effettuato uno Studio per la predisposizione del Piano Energetico operativo, di cui si riporta una breve sintesi.

Il Piano si pone l'obiettivo di definire le condizioni idonee allo sviluppo di un sistema energetico regionale che dia priorità alle fonti rinnovabili ed al risparmio energetico come mezzi per una maggior tutela ambientale. Concettualmente si basa sullo studio delle caratteristiche del sistema energetico attuale, sulla definizione degli obiettivi di sostenibilità al 2010 e delle corrispondenti azioni per il loro raggiungimento e sull'analisi degli strumenti da utilizzare per la realizzazione delle azioni stesse. In particolare, il sistema energetico è stato analizzato nella sua evoluzione storica considerandolo sia sul lato offerta sia sul lato domanda ed in relazione alle condizioni socio-economiche della Regione. Attraverso l'analisi spaziale, elaborata a livello di disaggregazione comunale, è stato possibile definire e quantificare una bacinnizzazione dei principali fenomeni energetici. L'impatto di questi fenomeni sull'ambiente è stato valutato stimando le emissioni in atmosfera delle principali sostanze inquinanti ad essi legati, con particolare enfasi alle emissioni che presentano criticità rispetto ai cambiamenti climatici. L'impiego dei principali indicatori socio-economici a livello regionale ha consentito di definire gli scenari di possibile evoluzione tendenziale del sistema energetico al 2010. Su tali scenari sono stati calcolati i benefici derivanti dall'attuazione delle azioni di sostenibilità energetica, riferite sia all'offerta che alla domanda. Tali azioni sono state elaborate a seguito della valutazione dei potenziali di intervento nei vari settori energetici. Per quanto riguarda gli strumenti di attuazione delle scelte di pianificazione, particolare enfasi è stata riservata al meccanismo degli accordi volontari, come pure alle forme di informazione, formazione ed incentivazione delle quali la Regione deve farsi promotrice.

Le indicazioni che emergono dall'analisi

effettuata mostrano, in particolare, una situazione decisamente favorevole per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili in quanto il potenziale individuato, rapportato al consumo interno, risulta sicuramente di un ordine di grandezza superiore a quello medio delle altre Regioni italiane. In particolare, la fonte eolica risulta particolarmente interessante per la produzione di energia elettrica. Deve, tuttavia, essere segnalato che, stante gli attuali ridotti consumi energetici della Regione e quelli previsti al 2010 negli scenari tendenziali, lo sfruttamento intensivo delle risorse rinnovabili comporterebbe presumibilmente un surplus di energia, in particolare di energia elettrica, che deve essere attentamente valutato in termini tecnici - per i possibili problemi di dispacciamento e di distribuzione che potrebbero insorgere e per l'utilizzo finale dell'energia elettrica prodotta - ed in termini di impatto complessivo sul sistema energetico regionale. È da tener presente che la componente tradizionale è già oggi in grado di assicurare l'autosufficienza energetica della Regione, in quanto la produzione primaria di energia è superiore al consumo interno lordo, anche se permane un modesto deficit nella produzione di energia elettrica in fase, tuttavia, di azzeramento.

Dalle analisi effettuate e dagli obiettivi definiti emerge il quadro di sintesi riportato in tabella 5.18, riferito sia ai combustibili fossili risparmiati che alle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate, al raggiungimento degli obiettivi definiti al 2010. Nella tabella viene inoltre riportata una stima degli investimenti necessari allo scopo.

Risulta evidente la portata dei risultati conseguibili al 2010 al raggiungimento degli obiettivi. Infatti, la quantità dei combustibili fossili risparmiati equivale a circa il 37% del consumo interno lordo relativo al 1996 e le emissioni di CO<sub>2</sub> evitate rappresentano il 37% circa delle emissioni al 1996 ed il 35% circa delle emissioni al 1990.

Tale risultato è attribuibile, per il 47%, alla sola fonte eolica. Le azioni delineate per determinarne l'effettivo sviluppo dovranno, pertanto,



meritare una particolare attenzione. Benché i risultati conseguibili siano quantitativamente inferiori, la stessa attenzione dovrà essere posta per quanto riguarda l'utilizzo delle biomasse.

È comunque essenziale sottolineare che il confronto tra i risultati raggiungibili nei vari settori di intervento deve essere opportunamente interpretato. Infatti, esistono molti interventi il cui margine di ulteriore sviluppo è molto superiore di quanto riportato come obiettivo al 2010. Il caso della fonte solare ne è sicuramente l'esempio principale, dal momento che il suo effettivo potenziale di utilizzo può essere considerato ben superiore di quanto definito come obiettivo al 2010. Le stesse considerazioni valgono, sicuramente, anche per la cogenerazione come pure, in generale, per il risparmio energetico. Si può quindi interpretare l'obiettivo al 2010 come la messa in atto di azioni che costituiranno la premessa fondamentale per obiettivi numerici ben più consistenti nel futuro. Per questo la Regione darà uguale importanza anche alle iniziative atte allo sviluppo di questi settori, secondo quanto in precedenza dettagliato, in modo da stimolare il loro sviluppo ed ottenere risultati ben superiori oltre la

data di riferimento di questo Piano. È altresì evidente, come già ricordato nei capitoli precedenti, che mentre alcune iniziative (ad esempio lo sfruttamento della fonte eolica) rivestono già un interesse tra molti operatori privati, altre iniziative devono essere maggiormente incentivate dalla Regione con i vari strumenti a propria disposizione.

È inoltre indispensabile sottolineare alcune precisazioni a riguardo degli investimenti individuati. Gran parte di questi sono, infatti, a carico di investitori privati, come è il caso dello sfruttamento della fonte eolica. A parziale carico della Regione possono essere gli investimenti per l'incentivazione di altre azioni, quali quelle rivolte allo sfruttamento dell'energia solare. Nel caso di azioni rivolte al risparmio energetico si deve considerare che spesso l'acquisizione di apparecchi efficienti non comporta una spesa aggiuntiva se questa avviene al momento della sostituzione naturale dell'apparecchiatura preesistente. Gli investimenti riportati possono quindi assumere una dimensione molto inferiore.

Da quanto detto risulta evidente che l'aspetto finanziario diretto da parte dell'ente pubblico, benché fondamentale, non ha un'impor-

**Tabella 5.18 - Quadro di sintesi dei risparmi potenziali in Molise**

	Combustibili fossili risparmiati (tep/a)	Emissioni di CO <sub>2</sub> evitate (t/a)	Investimento (miliardi)
<b>Offerta di energia</b>			
Fonte idroelettrica	22.000	53.400	150
Fonte eolica	117.810	285.950	400
Fonte solare termica	1.183	2.871	17
Fonte solare fotovoltaica	524	1.272	22
Fonte da biomassa legnosa	6.020	16.314	34
Fonte da biomassa agricola	23.980	58.206	54
Recupero energetico da RSU	6.446	15.646	(1)
Cogenerazione	1.207	3.039	3
<b>Domanda di energia</b>			
Attività produttive - termico	10.100	23.321	26
Attività produttive - elettrico	5.819	14.124	4
Usi civili - termico	9.136	31.457	150
Usi civili - elettrico	18.038	43.779	40
Trasporti	26.531	91.479	(1)
<b>Totale</b>	<b>248.794</b>	<b>640.858</b>	<b>900</b>

(1) Costi non attribuiti al settore energia

tanza superiore rispetto all'aspetto organizzativo, piuttosto che di incentivo o di informazione.

Per effettuare un'analisi del sistema energetico al 2010 conseguente agli interventi individuati dal Piano Energetico Regionale, è stata calcolata la domanda finale di energia prevista al 2010, rispettivamente nello scenario di bassa e di alta crescita della domanda (scenari obiettivo) (tabelle 5.19 e 5.20).

Gli scenari obiettivo sono ricavati dagli scenari tendenziali sottraendo i risparmi di energia ottenuti dalla realizzazione degli interventi individuati, in ognuno dei settori finali di consumo, supponendo che essi siano tutti realizzati al 2010 attraverso specifiche azioni di Piano.

Per ciascun settore valgono le seguenti considerazioni:

- nel settore agricoltura e pesca, i cui consumi costituiscono, al 1996, solo il 5,1% dei consumi complessivi finali della Regione, non sono stati individuati interventi significativi di risparmio energetico, in quanto non risultano presenti nella Regione coltivazioni intensive particolarmente sviluppate. Per questo settore, pertanto, verranno mantenute anche negli scenari obiettivo le previsioni degli scenari tendenziali;
- nel settore industriale sono stati quantificati gli interventi di riduzione dei consumi finali di energia elettrica (5.819 tep), ed il risparmio di energia termica (10.100 tep) derivante, in particolare, dagli interventi di cogenerazione nelle aziende delle due branche industriali maggiormente presen-

**Tabella 5.19 - Regione Molise: domanda finale prevista al 2010 - Ipotesi di bassa crescita**

Domanda finale di energia	Combustibili solidi (tep)	Combustibili gassosi (tep)	Combustibili liquidi (tep)	Energia elettrica (tep)	Totale (tep)	(%) <sup>1</sup>
Agricoltura e pesca	-	-	25.825	1.572	27.397	-
Industria	2.360	74.903	17.908	41.851	137.022	- 10,4
Residenziale	5.742	47.136 <sup>2</sup>	20.545	14.640 <sup>3</sup>	88.063	- 17,7
Terziario e PA	-	15.625	4.270	18.012	37.907	- 20,1
Trasporti	-	1.215	166.063	1.500	168.778	- 13,6
Totale	8.102	138.879	234.611	77.575	459.167	- 13,4

<sup>1</sup> Rispetto al tendenziale

<sup>2</sup> Sono stati contabilizzati 860 tep di consumi aggiuntivi per l'alimentazione degli impianti di micro-cogenerazione

<sup>3</sup> Comprensivi della riduzione di 2.200 tep derivante dagli impianti di micro-cogenerazione

**Tabella 5.20 - Regione Molise: domanda finale prevista al 2010 - Ipotesi di alta crescita**

Domanda finale di energia	Combustibili solidi (tep)	Combustibili gassosi (tep)	Combustibili liquidi (tep)	Energia elettrica (tep)	Totale (tep)	(%) <sup>1</sup>
Agricoltura e pesca	-	-	27.286	1.791	29.077	-
Industria	2.728	87.680	19.160	46.203	155.771	- 9,3
Residenziale	6.097	50.770 <sup>2</sup>	21.249	16.292 <sup>3</sup>	94.408	- 16,7
Terziario e PA	-	18.052	4.683	21.776	44.511	- 17,7
Trasporti	-	1.265	186.173	1.541	188.979	- 12,3
Totale	8.825	157.767	258.551	87.603	512.746	- 12,1

<sup>1</sup> Rispetto al tendenziale

<sup>2</sup> Sono stati contabilizzati 860 tep di consumi aggiuntivi per l'alimentazione degli impianti di micro-cogenerazione

<sup>3</sup> Comprensivi della riduzione di 2.200 tep derivante dagli impianti di micro-cogenerazione

- ti nella Regione (agroalimentare e materiali da costruzione) che, da sole, assorbono il 75% circa dei consumi finali di energia termica dell'intero settore industriale;
- nel settore residenziale si reputa possibile conseguire, al 2010, 9.136 tep di risparmio di energia termica dagli interventi sull'involucro (in particolare vetrate e coperture) e sugli impianti termici delle abitazioni, mentre la riduzione dei consumi elettrici in questo settore equivale ad un risparmio di 8.478 tep. In questo settore è stato, inoltre, quantificato il potenziale della micro-cogenerazione negli edifici dotati di impianti termici centralizzati;
  - nel settore terziario e della Pubblica Amministrazione si ritiene che possa essere conseguito, al 2010, un risparmio di energia elettrica di 9.560 tep, mentre non è stato quantificato in questi settori il pur possibile risparmio di energia termica dovuto, in primo luogo agli interventi sugli involucri e sugli impianti termici degli edifici;
  - nel settore dei trasporti si reputa possibile che venga conseguito, al 2010, un risparmio di combustibili fossili pari a 26.531 tep, in particolare per i previsti interventi di sostituzione dei veicoli tradizionali con quelli a tecnologia più avanzata.

La realizzazione di tutti questi interventi comporta un risparmio complessivo di energia finale al 2010 del 13,4% e del 12,1%, rispettivamente nello scenario di bassa ed alta crescita della domanda, rispetto ai corrispondenti scenari tendenziali.

La consistente produzione di energia elettrica prevista al 2010 dalle fonti rinnovabili (minidraulica, eolico, solare fotovoltaico, biomasse agricole), corrispondente al risparmio teorico di 164.314 tep/a di combustibili fossili in ingresso alle centrali termoelettriche tradizionali, potrebbe comportare, inoltre, nello scenario energetico previsto al 2010, una modifica del mix energetico utilizzabile per soddisfare il fabbisogno energetico della Regione con l'introduzione di una significativa componente di energia prodotta da fonti rinnovabili, ed anche la possibilità di un esubero nella produzione di

energia elettrica. Si tenga presente infatti, in particolare, che la sola produzione di energia elettrica da fonte eolica consentirebbe, in una valutazione ancorché conservativa, di ridurre l'energia primaria in ingresso alle centrali di ben 117.810 tep/a. Per valutare appieno questo risultato occorre considerare che, nel 1998, la produzione di energia termoelettrica della Regione è stata di 903 GWh, corrispondenti a circa 198.660 tep di energia primaria. L'utilizzo di tutto il potenziale energetico stimato delle rinnovabili consentirebbe, dunque, in linea teorica, al 2010, la copertura di una quota pari all'82,7% della produzione di energia elettrica della Regione nel 1998; la sola fonte eolica contribuirebbe per il 59,3%. Il forte incremento nella produzione di energia termoelettrica registrato in questi ultimi anni in Molise ha consentito, inoltre, di ridurre significativamente il deficit di energia elettrica che nel 1999 è stato inferiore al 10%. Ciò comporta che uno sfruttamento anche limitato delle fonti rinnovabili (in particolare dell'eolico) produrrebbe realisticamente un esubero della produzione di energia elettrica che potrebbe non essere sufficientemente compensata dall'aumento dei consumi. Nella Regione, infine, il contributo delle fonti rinnovabili ed assimilate (solare termico, biomassa legnosa e rifiuti urbani) alla produzione di energia termica è stata valutata, al 2010, in 13.649 tep/a.

Nello scenario tendenziale dei consumi energetici si osserva in particolare un incremento dell'utilizzo dell'energia elettrica da 89.095 tep del 1996 a 103.632 tep (+16,3%; +1,1% m.a.) ed a 113.660 tep (+27,6%; 1,8% m.a.) del 2010, rispettivamente per bassa ed alta crescita della domanda, e dei combustibili gassosi da 141.861 tep del 1996 a 151.983 tep (+7,1%; +0,5% m.a.) ed a 171.075 tep (+20,6%; +1,3% m.a.) del 2010, mentre i prodotti petroliferi mantengono un andamento crescente, anche se con percentuali più basse (+1,9%; +0,1% m.a. e +11%; +0,7% m.a., rispettivamente, nello scenario basso e alto). Per i combustibili solidi si prevede una diminuzione dei consumi nello scenario tendenziale basso (- 0,2%) ed un contenuto aumento (+0,3%) nello scenario alto, a

testimonianza dell'incertezza dell'uso futuro di questa tipologia di combustibili nella Regione.

In entrambi gli scenari obiettivo, l'attuazione degli interventi di risparmio individuati determina una riduzione della domanda complessiva di energia rispetto ai corrispondenti scenari tendenziali.

La domanda dei combustibili solidi si riduce del 10,7% nello scenario obiettivo di bassa crescita (da 9.076 tep a 8.152 tep), e del 9,9% nello scenario di alta crescita (da 9.799 tep a 8.825 tep).

La domanda dei combustibili liquidi prevista nello scenario obiettivo di bassa crescita della domanda è dell'11,6% inferiore rispetto a quella del corrispondente scenario tendenziale (da 265.440 tep a 234.611 tep), e del 10,6% (da 289.176 tep a 258.551 tep) nello scenario alto.

La domanda dei combustibili gassosi si riduce dell'8,6% nello scenario obiettivo di bassa crescita (da 151.983 tep a 138.879 tep), e del 7,8% (da 171.075 tep a 157.767 tep) nello scenario di alta crescita.

La riduzione della domanda di energia elettrica attesa è, infine, del 25,1% nello scenario obiettivo basso (da 103.632 tep a 77.575 tep), e del 22,9% nello scenario alto (da 113.660 tep a 87.603 tep).

La riduzione della domanda di energia prevista negli scenari obiettivo determina una conseguente riduzione della domanda attesa in tutti i settori finali di utilizzo, eccettuato per il settore agricoltura e pesca in cui, per quanto detto, non sono stati individuati interventi significativi di risparmio.

La domanda di energia del settore industria risulta, rispetto a quella prevista nel corrispondente scenario tendenziale, inferiore del 10,4% nello scenario obiettivo di bassa crescita (da 152.941 tep a 137.022 tep), e del 9,3% nello scenario obiettivo di alta crescita (da 171.690 tep a 155.771 tep).

Nel settore residenziale la diminuzione della domanda di energia prevista nello scenario obiettivo di bassa crescita è del 17,7% rispetto al corrispondente scenario tendenziale (da

107.017 tep a 88.063 tep), e del 16,7% nello scenario obiettivo di alta crescita (da 113.362 tep a 94.408 tep).

Nel settore terziario e Pubblica Amministrazione è attesa una riduzione della domanda di energia del 20,1% nello scenario obiettivo di bassa crescita (da 47.467 tep a 37.907 tep), e del 17,7% nello scenario obiettivo di alta crescita (da 54.071 tep a 44.511 tep).

Nel settore trasporti, infine, la riduzione della domanda di energia prevista nello scenario obiettivo di bassa crescita rispetto al corrispondente scenario tendenziale è del 13,6% (da 195.309 tep a 168.778 tep), e del 12,3% nello scenario obiettivo di alta crescita (da 215.510 tep a 188.979 tep).

Il raggiungimento degli obiettivi precedentemente riportati comporterà, quindi al 2010, una significativa riduzione dei consumi di energia dal lato della domanda. Nello scenario basso, in particolare, la domanda complessiva prevista al 2010 risulterebbe addirittura inferiore dell'8,3% rispetto ai consumi complessivi finali registrati nel 1996 nella Regione (500.915 tep). Questo risultato è l'effetto, da un lato, delle ipotesi di lenta crescita dei consumi finali della Regione (+0,4% m.a.) contenuta nello scenario tendenziale basso e, dall'altro, della significativa riduzione dei consumi prevista al 2010 dagli interventi per l'uso razionale dell'energia individuati (complessivamente 70.964 tep, corrispondenti al 14,2% circa dei consumi finali al 1996). Nello scenario alto si avrebbe, invece, un aumento contenuto rispetto al 1996 (+2,4%).


In definitiva, si sottolinea come la Regione Molise si caratterizzi, da un lato, per un consumo di energia finale pro capite significativamente inferiore a quello medio nazionale e per una ridotta crescita tendenziale dei consumi finali e, dall'altro, per un potenziale energetico delle fonti rinnovabili (in particolare di energia elettrica da fonte eolica) che risulta, anche nelle ipotesi più conservative, di un ordine di grandezza superiore a quello delle altre Regioni italiane se rapportato al consumo interno.





*Capitolo 6*

# Tecnologie energetiche e spese per la ricerca







## CAPITOLO 6

## TECNOLOGIE ENERGETICHE E SPESE PER LA RICERCA

## 6.1 Evoluzione delle tecnologie energetiche

L'industria italiana ha maturato una vasta esperienza in campo internazionale nello sviluppo e gestione di progetti di impiantistica energetica, realizzati con l'utilizzazione delle 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 nazionale esistono quindi le risorse, le conoscenze e le esperienze necessarie per offrire beni e servizi strettamente legati alle caratteristiche delle realizzazioni per l'impiantistica energetica avanzata. Tuttavia, mentre l'Italia presenta nel comparto energetico convenzionale un *know-how* consolidato e competitivo, la stessa cosa non può essere detta per le tecnologie energetiche più innovative, dove l'Italia è praticamente assente, avendo accumulato un ritardo più che decennale. Lo sviluppo di sistemi e cicli avanzati per la produzione di energia, le cui caratteristiche si presentano molto promettenti in termini di prestazioni, controllo delle emissioni e flessibilità nell'utilizzo dei combustibili, rappresenta pertanto una importante opportunità di impegno di sviluppo tecnologico per il Paese, in grado di rilanciare la competitività del sistema dell'offerta nazionale di tecnologie di settore e di coniugare le competenze e gli sforzi dei vari attori interessati, garantendo nello stesso tempo continuità agli investimenti già effettuati negli ultimi anni.

La tendenza strutturale di medio-lungo termine al rialzo dei prezzi dei prodotti petroliferi e alla maggiore dipendenza dall'estero dell'approvvigionamento energetico, che riguarda tutta l'Unione Europea e in particolare l'Italia, richiede di mettere oggi in cantiere progetti rilevanti di ricerca e sviluppo nel settore delle

tecnologie energetiche che consentano di affrontare le sfide che ineluttabilmente si presenteranno in futuro.

Nel seguito è riportata una panoramica sull'evoluzione delle tecnologie utilizzate per la produzione di energia; nella figura 6.1 è illustrata l'evoluzione dei costi di generazione di energia elettrica mediante varie tecnologie.

## 6.1.1 Tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili

Il sistema energetico italiano è fortemente dipendente dall'estero (per circa il 90%); questa dipendenza, che è manifesta nel settore della produzione di energia elettrica (circa 82%), espone il Paese ad una condizione di forte rischio negli approvvigionamenti di energia primaria ed a subire pesanti conseguenze a seguito di tensioni del prezzo del petrolio. È quindi necessario avviare azioni rivolte all'uso razionale ed alla conservazione delle risorse, in particolare dei combustibili fossili. Il miglioramento delle prestazioni del sistema elettrico nazionale visto in una prospettiva di sviluppo sostenibile, necessita di tecnologie e metodologie volte a incrementare il rendimento energetico e ad ampliare le fonti di energia utilizzabili, tendendo al drastico ridimensionamento delle emissioni ambientali.

Le tecnologie di utilizzo dei combustibili fossili per la produzione di energia elettrica hanno registrato negli ultimi anni una decisa evoluzione, tra l'altro ancora in corso, verso la riduzione dell'impatto ambientale - principalmente delle emissioni in atmosfera - contenendo nello stesso tempo i costi di produzione. 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. Nel se-

guito 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

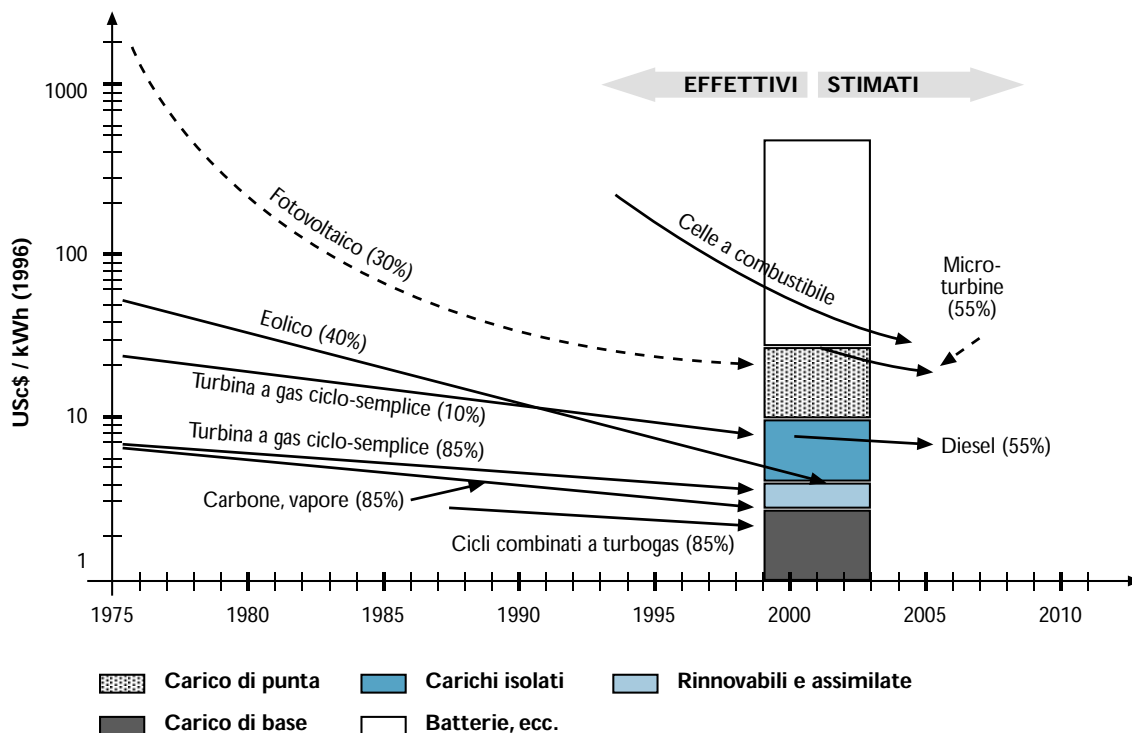
In questa classe rientrano la maggior parte degli impianti esistenti funzionanti con il tradizionale ciclo termico a vapore in regime sub-critico o super-critico, alimentati generalmente a carbone (impianti a polverino) o in grado di bruciare combustibili diversi (impianti policombustibili o *multifuel*) e, nel caso particolare dell'Italia, 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 caratteristi-

che 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 desolfuratori, precipitatori elettrostatici e de-nitrificatori 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, ol-

Figura 6.1 – Evoluzione dei costi di generazione elettrica con varie tecnologie (US\$/kWh 1996)



Fonte: Cambridge Energy Research Associates

tre all'installazione di tecnologie di abbattimento degli inquinanti, vere e proprie ristrutturazioni dell'impianto 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 dell'efficienza e della disponibilità di impianto, riduzioni dei costi di manutenzione e flessibilità nell'uso di combustibili diversi.

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 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 di circa 8 punti rispetto ai tradizionali impianti sub-critici (38-41% contro 33-35%).

Gli impianti ultrasuper-critici (300-350 bar, 600 °C), pur con efficienze superiori al 45%, non hanno ancora trovato una penetrazione nel mercato (almeno in Italia) a causa degli elevati costi di investimento e della concomitante competitività di altre tecnologie.

La tecnologia si è comunque affermata nei paesi scandinavi dove già esiste una legislazione sul controllo della CO<sub>2</sub> e si sta sviluppando in Germania dove sono stati ordinati impianti con rendimenti attesi del 47-48% per 2000 MW; il Giappone ha un piano di impianti ultrasuper-critici di grande impegno ed i principali paesi asiatici stanno valutando attentamente questa tecnologia per il futuro.

A livello nazionale si segnala l'impegno dell'Ansaldo che è in grado di fornire impianti fino a temperature del vapore di 600 °C e mantiene un impegno di R&S nell'ambito del Programma comunitario THERMIE.

### 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 generazione dell'elettricità attualmente più competitivi in termini economici ed ambientali. Tra questi fattori vanno senza dubbio menzionati:

- il ridotto impatto ambientale della combustione del gas naturale (basse emissioni di precursori di piogge acide e gas serra);
- i contenuti costi e tempi di costruzione (3 anni);
- l'elevato livello di efficienza conseguibile (55-60%);
- la modularità di impianto;
- 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 ri-

voluzione nel settore della produzione elettrica mondiale, guadagnando rapidamente il ruolo di impianti adibiti alla produzione di base grazie ai ridotti costi di produzione.

In Italia, degli oltre 400 nuovi impianti proposti recentemente al GRTN, la maggior parte prevede l'impiego di cicli combinati a gas; è evidente che solo un numero assai limitato di tali iniziative si trasformerà in centrali elettriche a causa sia della difficoltà di reperire nuovi siti, sia dell'onerosità dei processi autorizzativi, ma in ogni caso tale dato rappresenta un indicatore significativo del potenziale di redditività connesso all'impiego di tale opzione tecnologica sul mercato italiano.

Nella prospettiva di inserimento di nuovi operatori si apre altresì 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. Inoltre, l'accelerazione del processo di dismissione degli impianti ENEL (iniziata con la cessione di Elettrogen) 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. Da questo punto di vista, le riconversioni a ciclo combinato previste nel piano delle cessioni 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).

### 6.1.1.3 Impianti di gassificazione dei combustibili solidi

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 gassificazione del carbone, della biomassa o dei residui di lavorazioni industriali (ad esempio i residui di raffinaria).

Questi impianti integrati di gassificazione e ciclo combinato – nei quali la parte gassificazione è di entità tecnologica ed economica

confrontabile con il ciclo combinato – offrono notevoli miglioramenti in termini di efficienza ed emissioni rispetto agli impianti tradizionali: rispetto a quelli a carbone, ad esempio, presentano riduzioni delle emissioni di CO<sub>2</sub> dell'ordine del 15% (senza richiedere additivi nel processo di combustione) ed un quasi completo recupero dello zolfo in forma commerciale.

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, al quale partecipa anche l'ENEL. Tali impianti sono stati realizzati con varie tecnologie che si sono progressivamente affermate quali: Texaco, Shell, Dow, Prenflo. In Italia sono in fase di completamento o di entrata in funzione i grandi impianti di gassificazione dell'API nelle Marche, della Saras in Sardegna e della ISAB in Sicilia, che utilizzano i residui di raffinaria (tar). Si ricorda anche che è in fase di definizione il progetto del grande impianto integrato di gassificazione e ciclo combinato da 450 MW elettrici che utilizza il carbone del Sulcis in Sardegna, come ampiamente illustrato al paragrafo 3.3.5.

### 6.1.1.4 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 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. Sono attualmente in funzione sette impianti dimostrativi con potenze fino a 350 MW ed a livello europeo emerge la tecnologia ABB Alstom con impianti in Germania, Svezia e Spagna.

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 raffinazione (tar) di cui il Paese dispone in notevole quantità per la cospicua presenza dell'industria di raffinazione del greggio.

#### **6.1.1.5 Cicli di generazione ad emissioni estremamente basse**

Nella prospettiva di ricorrere all'idrogeno come combustibile alternativo ai combustibili fossili, si studiano nuovi sistemi di produzione dell'energia elettrica basati sull'utilizzo di H<sub>2</sub> e O<sub>2</sub> ed articolati in cicli combinati (turbine e ciclo vapore) o su cicli misti (celle a combustibile e cicli a vapore), che possono consentire la realizzazione di soluzioni impiantistiche ad "emissioni nulle".

Questi sistemi possono essere integrati con gli impianti di gassificazione con trasformazione del gas di sintesi (syngas) in H<sub>2</sub>: infatti, in essi è già prevista una sezione di produzione dell'O<sub>2</sub> richiesto dal processo di gassificazione, da utilizzare anche per la combustione dell'idrogeno.

Questa soluzione può essere considerata ad "emissioni nulle" (in pratica l'impianto non ha un camino) poiché l'unico prodotto della combustione è il vapore acqueo (sono quindi assenti gli NO<sub>x</sub> perché nel comburente non c'è azoto, gli SO<sub>x</sub> e le polveri per via del trattamento di purificazione a monte del syngas), mentre la CO<sub>2</sub> presente nel syngas a valle del processo di *shift-conversion* viene totalmente separata e rimossa prima della combustione.

In tali cicli la produzione dell'idrogeno può essere ottenuta a partire da tecnologie pressoché mature di purificazione del gas grezzo (anche se non ancora sperimentate nel settore energetico), di *shift-conversion* per la trasformazione dell'ossido di carbonio in CO<sub>2</sub>, di separazione della CO<sub>2</sub> mediante processi fisici o chimici. L'impianto innovativo di generazione elettrica, viceversa, si basa su alcuni componenti, quali in particolare i combustori idrogeno-ossigeno e su espansori a vapore ad alta temperatura, con tecnologia delle turbine a gas, che richiedono ancora un adeguato sviluppo tecnologico.

È importante in ogni caso sottolineare come tale soluzione consentirebbe un uso assolutamente pulito del carbone, per l'assenza di qualsiasi immissione gassosa in atmosfera, con la possibilità di conseguire rendimenti netti superiori al 50%, come risulta da studi condotti presso il Dipartimento di Ingegneria Meccanica dell'Università di Cagliari.

#### **6.1.1.6 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: PEMFC (Proton Exchange Membrane Fuel Cell), AFC (Alkaline Fuel Cell), PAFC (Phosphoric Acid Fuel Cell),



MCFC (Molten Carbonate Fuel Cell), SOFC (Solid Oxide Fuel Cell), DMFC (Direct Methanol Fuel Cell), 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), all'elevata efficienza di conversione ed al ridotto impatto ambientale (ad es., 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.

Tipiche applicazioni in fase di valutazione pre-commerciale riguardano i veicoli elettrici, l'alimentazione di strumenti di misura e di apparati elettronici portatili (ad es., con potenze di centinaia di kW e tecnologia PAFCs), l'alimentazione elettrica domestica (ad es., con potenze comprese fra alcuni kW ed alcune decine di kW e tecnologia PEMFC), le applicazioni spaziali e militari.

Per quanto riguarda la produzione centralizzata di energia elettrica, la prospettiva è la realizzazione di impianti con gassificatore integrato (IGMCFC, IGSOFC) che consentono l'impiego, come combustibile primario, di gas di sintesi ad alto contenuto di metano prodotto

dalla gassificazione 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.

Le attività di ricerca in atto riguardano il miglioramento delle caratteristiche di capacità, affidabilità, compattezza, peso e costo e la risoluzione dei problemi connessi al combustibile di alimentazione (*fuel processing technology*).

A tali attività sono anche associate iniziative di verifica di fattibilità e sperimentazione di alcune infrastrutture, come le stazioni di distribuzione dell'idrogeno liquido.

### 6.1.2 Tecnologie di utilizzo delle fonti energetiche rinnovabili

Le tecnologie per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili presentano un impatto ambientale ridotto in termini di emissioni e hanno una struttura dei costi dominata dal costo d'impianto, con costi di combustibile nulli o trascurabili e costi di esercizio in generale contenuti. Il carattere di variabilità di queste fonti, 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 in alcuni settori di mercato.

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 companies*, 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.

#### 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).

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. Le residue potenzialità di installazioni sul territorio nazionale 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 maggiori di 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 mg/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, re-iniettando 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 Centrali eoliche

Negli anni 90 la tecnologia per lo sfruttamento dell'energia eolica ha raggiunto la maturità industriale e la competitività economica in alcuni settori di mercato. In diversi paesi europei (Germania, Danimarca, Spagna) ha già guadagnato quote di mercato significative. Alla fine dell'anno 2000, in Germania risultavano installati 6100 MW di potenza eolica, in Danimarca 2300 MW e in Spagna quasi altri 2500 MW. Alla stessa data, in Italia, la potenza installata raggiungeva circa 430 MW e negli Stati Uniti 2500 MW. Negli Stati Uniti, prima della fine del 2001, risulteranno completati 5000 MW, che si porteranno a 80.000 MW in circa 20 anni.

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. La taglia media dei generatori installati in Europa nell'anno 2000 è stata di circa 1100 kW in Germania, 890 kW in Olanda, 820 kW in Danimarca e circa 660 kW in Spagna.

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, risultano installati 40 MW *offshore*, in Svezia circa 10 MW e 4 MW nel Regno Unito.

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 dei generatori nella zona ed a volte un impatto visivo sul territorio, oltre a problemi di interferenza sui segnali elettromagnetici. Per quanto riguarda l'impegno territoriale, occorre rilevare che, in un impianto tipico, soltanto il 2% del territorio impegnato è occupato dalle turbine a vento e dai relativi dispositivi impiantistici mentre il restante 98%, pur vincolato dalla presenza dell'impianto, è comunque utilizzabile per altri usi.

La frontiera dell'innovazione è spostata verso la realizzazione di macchine più grandi per ridurre ulteriormente i costi di investimento unitari (la potenza aumenta esponenzialmente con la dimensione, laddove i costi sono direttamente correlati alla stessa dimensione). La realizzazione di macchine più grandi deve essere però compatibile con i vincoli ambientali, in particolare l'impatto visivo e il rumore, sia quello generato dalle macchine che quello provocato dal vento.

#### 6.1.2.4 Sistemi fotovoltaici

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 tutto il mondo, con la prospettiva di mettere a punto una tecnologia a ridotto impatto ambientale, competitiva economicamente 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 delle 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 Impianti a concentrazione solare

L'attività di ricerca e sviluppo tecnologico nel settore è stata portata avanti da diversi enti di ricerca in Germania (DLR e ZSW), Svizze-

ra (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 diverse soluzioni tecnologiche:

- concentratori parabolici lineari (CPL) - In questo schema, il vapore può essere 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 rappresenta la tematica di maggior impegno per ricercatori e tecnologi;
- concentratori parabolici puntuali (CPP). Le attività di ricerca su tale tecnologia sono cominciate alla PSA nel 1991 ed hanno portato alla realizzazione di un campo prove costituito inizialmente da tre dischi parabolici della Schlaigh Bergemann 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, con lo scopo di 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 ricer-

ca sono focalizzate su: realizzazione di sistemi di accumulo termico ad alta temperatura efficaci ed 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. 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.

### 6.1.2.6 Il programma ENEA per la produzione d'energia ad alta temperatura mediante sistemi solari a concentrazione

Nell'ambito del Piano strategico 2001-2003, l'ENEA ha definito un programma di ricerca, sviluppo e dimostrazione nel campo della produzione d'energia solare termica su scala industriale.

Il programma è articolato su due linee di intervento:

- produzione e accumulo di calore a media temperatura (550 °C) per la produzione di energia elettrica;
- produzione e accumulo di calore ad alta temperatura (superiore agli 850 °C) per la produzione di idrogeno.

I due settori di intervento sono caratterizzati da livelli di maturità tecnologica molto diversi; in entrambi i casi è tuttavia necessaria una forte azione di ricerca e sviluppo.

La produzione di energia elettrica da solare termodinamico è stata sperimentata e dimostrata utilizzando diverse tecnologie di raccolta e concentrazione della radiazione solare: sistemi a collettori parabolici lineari, sistemi a torre e sistemi a concentrazione puntiforme.

Attualmente, la tecnologia più matura è quella dei collettori parabolici lineari: da oltre 10 anni sono in esercizio nel deserto del Mojave, in California, nove grandi impianti di questo tipo, per oltre 350 MWe complessivi.

Questa tecnologia, tuttavia, presenta alcune serie limitazioni, che ne hanno impedito la diffusione più ampia. I problemi ancora da risolvere riguardano:

- l'intermittenza e variabilità (casuale, giornaliera e stagionale) della produzione di energia elettrica, conseguenza dell'intermittenza e variabilità della fonte solare;
- la limitata efficienza di conversione degli impianti, dovuta, da un lato, alla limitata efficienza di raccolta dell'energia solare termica e, dall'altro, alla bassa temperatura di lavoro (inferiore ai 400 °C) del fluido utilizzato per la raccolta dell'energia termica solare, che limita l'efficienza del ciclo di conversione termoelettrica;
- il costo elevato dell'energia elettrica pro-

dotta, conseguenza della bassa efficienza e dell'elevato costo unitario degli impianti.

L'intermittenza e la variabilità della produzione, inoltre, limitano l'utilizzabilità dell'energia elettrica prodotta, riducendone il valore commerciale.

Il programma ENEA prevede una serie di profonde innovazioni che riguardano i punti critici individuati. In particolare:

- l'utilizzazione di un accumulo termico di grandi dimensioni, mediante il quale l'impianto può erogare una potenza elettrica costante nell'arco delle 24 ore, indipendentemente dalla variabilità giornaliera della fonte solare;
- l'incremento della temperatura di funzionamento dell'impianto (fluido termovettore ed accumulo). Questa innovazione richiede, da un lato, l'uso di un fluido termovettore diverso dall'olio sintetico impiegato negli impianti attualmente in esercizio e, dall'altro lato, un sostanziale miglioramento delle proprietà ottiche del rivestimento del tubo ricevitore dei collettori;
- la progettazione di un nuovo tipo di concentratore, basato sull'impiego di specchi più sottili sostenuti da una struttura, in grado di assicurare una significativa riduzione dei costi di costruzione e posa in opera.

L'introduzione di queste innovazioni richiede una fase preliminare di ricerca sviluppo e sperimentazione dei componenti, sia in laboratorio che sul campo, in condizioni reali di esercizio, e una fase successiva di sperimentazione su un impianto dimostrativo, di taglia significativa per il trasferimento della tecnologia all'industria.

L'idrogeno costituisce un vettore energetico utilizzabile già oggi sia per il trasporto di energia che per la generazione di elettricità o calore con ridotte emissioni locali. L'idrogeno prodotto da fonte solare, invece, costituirebbe una vera e propria fonte primaria, sostituto ideale del gas naturale e del petrolio in tutte le applicazioni. In particolare, l'idrogeno prodotto da fonte solare appare come il combustibile di

elezione per la tecnologia delle celle a combustibile, consentendo di realizzare un ciclo di produzione dell'elettricità ad elevata efficienza e ad emissioni praticamente nulle. Di fatto, la produzione dell'idrogeno da fonte solare risulta oggi l'unico vero ostacolo all'avvio della dimostrazione su larga scala della generazione di elettricità "a emissioni zero" con celle a combustibile. Le celle a combustibile, infatti, sono già disponibili su scala prototipale e, per alcune tecnologie ed applicazioni, si è già prossimi alla diffusione commerciale; al fine di rendere realmente rinnovabile l'intero ciclo occorre, però, sviluppare le tecnologie di produzione dell'idrogeno da fonte solare. Per queste ragioni, il programma ENEA è in questa fase focalizzato sulle problematiche della produzione dell'idrogeno da energia solare.

#### **6.1.2.7 Impianti per l'utilizzo della 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, metano, 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 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 della biomassa. Tuttavia, in termini di CO<sub>2</sub>, un orientamento prevalente è che l'uso delle biomasse non comporti un contributo alle emissioni (a meno delle marginali emissioni legate a taglio, raccolta, movimentazione e trasporto). Nonostante tali vantaggi, l'uso su larga scala della biomassa comporta comunque, nel caso di biomassa primarie, problemi ambientali legati all'estensione delle aree destinate alle coltivazioni,

all'uso di fertilizzanti e alla lisciviazione dei terreni. I costi di raccolta, trasporto ed eventuale trasformazione dei combustibili, oltre al costo di produzione, possono incidere significativamente sul conto economico dell'iniziativa. Mentre sono di rilevanza gli studi di valutazione 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.

#### **6.1.2.8 Termotrattamento dei 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. Si consolida sempre di più la produzione di combustibile derivato da rifiuti (CDR) da utilizzare direttamente negli impianti di combustione o di gassificazione. Nel seguito si fa riferimento comunque alle quantità di RSU primari.

Tra gli impieghi diretti degli RSU, 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, soprattutto 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 20.000 t/a di RSU per MW di potenza elettrica, con una taglia unitaria degli impianti variabile da qualche MW a diverse decine di MW, corrispondente ad una potenzialità di smaltimento di RSU che può arrivare fino a 800.000 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 fu-

rani; 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; 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 l'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 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 centrali ENEL. Obiettivo dell'iniziativa è l'applicazione di 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. Su linee di intervento analoghe si sviluppano, in altri paesi, impianti di co-combustione nei quali viene immesso gas prodotto da gassificazione di RSU o suoi derivati.

### **6.1.3 L'idrogeno vettore energetico per la riduzione dei gas serra**

#### **6.1.3.1 Generalità**

L'idrogeno appare essere il vettore d'elezione per un sistema energetico sostenibile, in quanto:

- può essere prodotto, in linea di principio, da una pluralità di fonti (combustibili fos-



sili 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 milioni di watt), 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 ad una sua diffusione su ampia scala.

### 6.1.3.2 Produzione

Gli aspetti più critici relativi alla produzione sono il costo elevato e la scelta della sorgente da impiegare, anche in relazione alla quantità e alla fonte di energia necessaria per la sua produzione.

In prospettiva, la produzione potrà essere effettuata mediante 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 ener-

getico e di impatto ambientale. In questo contesto è però senz'altro da affrontare la sfida tecnologica posta dalla necessità di separare e immagazzinare la CO<sub>2</sub> prodotta insieme all'idrogeno. D'altra parte, la richiesta di separazione e confinamento dell'anidride carbonica potrebbe, a medio termine, diventare un vincolo anche per gli impianti di generazione 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>.

*Biomassa* - La produzione di idrogeno da biomassa 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.

### 6.1.3.3 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.

### 6.1.3.4 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 un ulteriore impegno 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'i-



drogeno. 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.

### 6.1.3.5 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.

## 6.1.4 Generazione distribuita di energia elettrica

### 6.1.4.1 Definizioni

Con generazione distribuita, ovvero con i termini equivalenti di generazione diffusa, generazione *on-site*, microgenerazione, si intende lo schema di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo integrato o *stand-alone* di unità generative piccole e modulari da parte di compagnie elettriche, consumatori o terzi, in applicazioni che alimentano il sistema elettrico, specifici utilizzi finali o entrambi. Un'unità di generazione distribuita opera nominalmente su una scala di potenza inferiore ai 50 MWe, benché tipicamente compresa nel campo 20-200 kWe, e può essere connessa direttamente all'utente finale ovvero ad altro sistema o rete di distribuzione.

La generazione distribuita fornisce una va-

rietà di servizi, fra i quali la generazione *standby*, quella di livellamento, la cogenerazione.

Vari motivi giustificano l'attenzione crescente che si pone su questo nuovo concetto di generazione:

- la difficoltà di realizzazione di nuove linee aeree ad alta tensione e gli alti costi di quelle interrante costituiscono elementi penalizzanti per la generazione (e quindi la distribuzione) centralizzata;
- la diffusione di sistemi di controllo numerico dei processi di produzione, l'aumento del peso del terziario sull'economia e la diffusione dell'impiego di computer hanno incrementato la richiesta di energia elettrica di qualità, esente da fenomeni di micro-interruzione;
- le potenzialità delle tecnologie di produzione sul luogo di utilizzo e di cogenerazione, conferiscono alla generazione distribuita la capacità di raggiungere elevate efficienze di conversione (anche prossime all'80%), con effetti sulle emissioni di inquinanti e di gas serra;
- il settore residenziale e terziario, che assorbe ormai circa un terzo degli impieghi finali di energia, richiede calore a temperature più basse di quello industriale, la stessa ubicazione del ciclo di potenza e dell'utenza termica, la sincronia della richiesta di calore ed energia elettrica, sia *on site* che con la rete nelle ore di punta. Questa domanda si attaglia particolarmente bene alle caratteristiche degli schemi di generazione distribuita.

### 6.1.4.2 Le tecnologie

Le principali tecnologie disponibili per la generazione distribuita includono i motori/generatori a combustione interna, le micro-turbine, i generatori statici (celle a combustibile), i convertitori solari, gli impianti eolici. La tecnologia adottata dipenderà di volta in volta dalla densità energetica richiesta, dalle caratteristiche del carico, da altre valutazioni di rilevanza socio-economica.

Nella tabella 6.1 sono riportati a confronto

alcuni parametri tecnico-economici di impianti per la generazione distribuita e per quella centralizzata.

#### 6.1.4.3 Aspetti strategici

La sfida per i soggetti attivi nel campo dell'energia elettrica e del gas sarà di occupare posizioni strategiche nel mercato emergente della generazione distribuita attraverso la creazione di una nuova offerta in grado di rispondere a consumatori e legislatori sul fronte di:

- affidabilità del servizio in condizioni di liberalizzazione;
- qualità e prezzi dell'energia;
- aspetti ambientali.

L'innovazione cruciale in questo campo è legata allo sviluppo di nuovi modelli di impresa. Essi spingeranno un *business*, prima basato su impianti e *asset* fisici, a focalizzarsi sull'offerta di servizi e soluzioni ai clienti.

Per sua natura, la generazione distribuita

presenta aspetti tecnico-economici sia di continuità che di rottura rispetto ai canoni correnti di produzione e utilizzo. Essa può costituire un modello industriale non antagonista, ma integrato nella produzione centralizzata. Tuttavia, la generazione distribuita rappresenta un nuovo paradigma tecnologico al servizio degli utenti elettrici, peraltro in una fase di rapida liberalizzazione del settore. Nell'ipotesi ragionevole di un'evoluzione tecnologica, essa può costituire un'opzione dai consistenti benefici economici e ambientali in una prospettiva di medio periodo. Se sviluppata su larga scala, può rappresentare un fondamentale cambiamento industriale per le compagnie elettriche e per gli operatori della catena del gas.

#### 6.1.4.4 Incrocio con le tecnologie dei trasporti

I propulsori ibridi per autotrazione rendono disponibili flussi di energia elettrica in

**Tabella 6.1 - Generazione centralizzata e distribuita: confronto di alcuni parametri tecnico-economici**

	Tecnologia	Potenza (kW)	Macchinari (\$/kW)	Costi di investimento					Consumo specifico (Btu/kWh)	Costi di combustibile (\$/MBtu)
				Impianti (\$/kW)	Costidi impianto (\$/kW/anno)	Costo fissi di O&M <sup>1</sup> (\$/kW/anno)	Costi variabili di O&M <sup>1</sup> (\$/kW/anno)			
Generazione Centralizzata	Microturbina	75	750	500	-	-	0,020	14.500	6,00	
	Celle a combustibile commerciali	7	1.500	1.000	-	-	0,008	9.017	7,00	
	Motori a combustione interna e alternativi	500	600	300	-	-	0,015	11.000	6,00	
	Turbogas industriali	2.000	700	300	-	-	0,010	14.500	6,00	
Generazione Centralizzata	Cicli combinati a turbogas	465.000	490	-	2,00	2,00	0,005	7.300	3,00	
	Cicli semplici con turbina a combustione	150.000	267	-	1,00	-	0,005	9.350	3,00	
	Cicli a vapore supercritici a carbone	500.000	945	-	5,00	5,00	0,001	8.600	1,00	

<sup>1</sup> O&M: Esercizio e manutenzione

Fonte: Cambridge Energy Research Associates

uscita dal generatore (motore termico e alternatore ovvero cella a combustibile) e in ingresso agli organi di propulsione del veicolo. In realtà, tali sistemi costituiscono in primo luogo dei microgeneratori di energia elettrica, per i quali sono concettualmente plausibili e tecnicamente praticabili utilizzi diversi da quello dell'autotrazione.

Fra le segnalazioni del Rocky Mountain Institute statunitense figura l'ipotesi di utilizzare l'autoveicolo (*hypercar*) anche come occasionale/sistematico erogatore/accumulatore di energia presso la propria abitazione e/o il luogo di lavoro, durante le lunghe pause comprese fra due successive missioni di trasporto (valutabili mediamente in circa 22 ore *pro die*). Le quote di mercato accessibili da una tale soluzione possono variare da ridotte e confinate applicazioni di nicchia, fino a costituire una vera e propria rete di produzione/distribuzione di energia elettrica diffusa sul territorio, sovrapposta, complementare o alternativa alla rete fissa alimentata dalle centrali.

Una stima approssimativa della potenzialità produttiva della rete di microgenerazione diffusa basata unicamente su generatori *on board*, può essere condotta in via schematica nei termini dell'esempio seguente.

La potenza nominale installata delle centrali di produzione elettrica italiane ammonta a poco meno di 80 GW elettrici. Questa potenza potrebbe essere virtualmente assunta da 2 milioni di microgeneratori da 100 kW termici, equivalenti a circa 40 kW elettrici (ipotizzando, per semplicità, un rendimento di conversione del 40%). Questo valore di potenza elettrica è paragonabile a quello nominale e virtualmente ottenibile dal motore di un'auto di piccola-media cilindrata. Il numero di tali veicoli, necessario in questo esempio a soddisfare l'intero fabbisogno nazionale, ammonterebbe a circa il 5% dei veicoli circolanti, attualmente pari a circa 35 milioni.

Ulteriori e analoghe stime sulla produzione effettiva mostrerebbero che il numero dei mi-

crogeneratori realmente richiesti sarebbe ancora minore, per il favorevole coefficiente di utilizzo e delle possibilità, qui non considerate, di cogenerazione.

L'energia elettrica è correlata alla rete da un'esternalità positiva. Più utenti sono collegati, maggiore è il valore della rete, più attraente diventa connettersi. In tali condizioni è determinante mantenere una connessione anche per coloro che scelgono di generare in proprio l'energia elettrica.

Il generatore locale fornisce allora il carico di base e la rete può "tagliare le punte", in genere a prezzi più bassi. La connessione alla rete potrebbe essere percepita anche come una "garanzia" in condizioni di elevata volatilità dei prezzi dell'energia.

Le compagnie elettriche tradizionali forniscono energia conveniente e affidabile, potenzialmente a basso costo. La generazione distribuita invece offre primariamente auto-affidabilità, flessibilità di esercizio, modularità di investimento, elevati rendimenti, cogenerazione, compatibilità ambientale. Inoltre, potrebbero trasformarsi in punti di criticità per la generazione centralizzata ulteriori elementi, quali: la crescente enfasi ambientale sugli elettrodotti (i.e. elettrosmog), la difficoltà di reperimento di nuovi siti per l'espansione della potenza installata, la difficoltà di gestire la crescente domanda elettrica attraverso l'attuale sistema di reti.

## 6.2 Spese per la ricerca

Nel 1999 i paesi dell'area OCSE hanno speso, in media, il 2,2% del PIL in attività di Ricerca e Sviluppo (R&S) (figura 6.2). Tra il 1981 ed il 1999 la spesa per R&S è cresciuta di circa il 4% all'anno, accelerando nella seconda parte degli anni 90. In questi anni, in particolare, la quota della spesa per R&S sul PIL è stata stabile in Europa ed è cresciuta in America e in Giappone. In effetti, l'aumento della quota americana è dovuto ad un aumento delle spese per ricerca, mentre l'aumento giapponese riflette un rallentamento della crescita del PIL.

### 6.2.1 Ricerca e sviluppo in Italia<sup>1</sup>

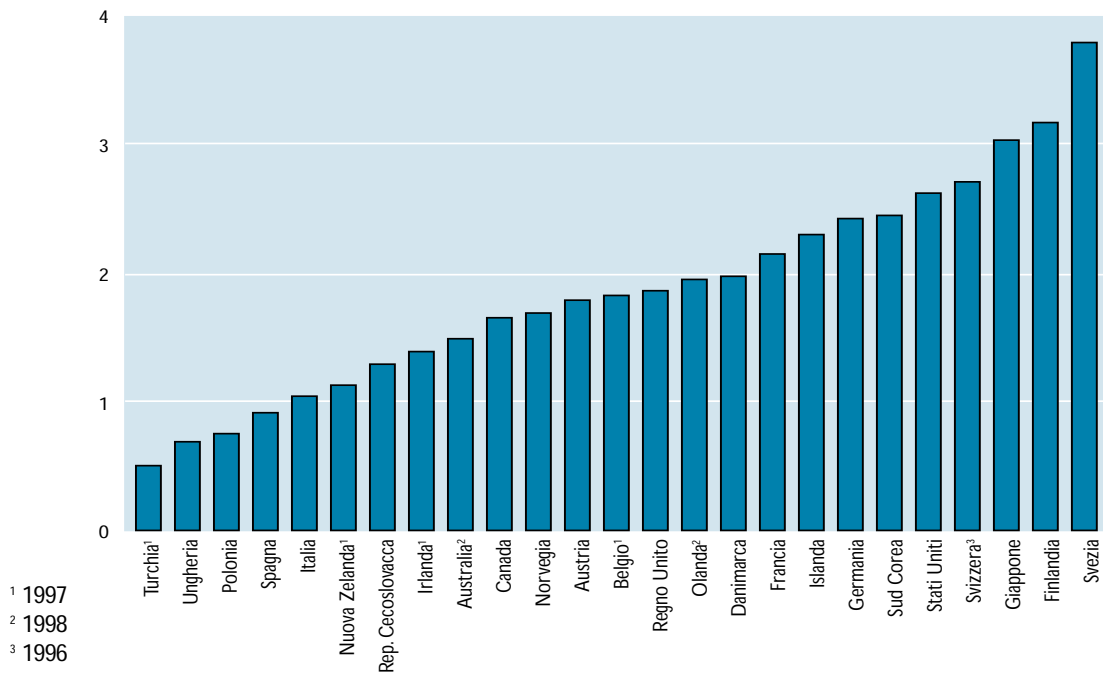
L'attività di R&S svolta nelle imprese e negli enti della Pubblica Amministrazione (escluse le università) risulta nel 1998 in aumento rispetto al 1997, con prospettive di consolidamento nel biennio 1999-2000.

I dati relativi al triennio 1998-2000 inducono ad un cauto ottimismo rispetto ad un aumento della spesa per R&S che avvicini progressivamente l'Italia ai livelli prevalenti nei paesi più industrializzati. L'incremento della spesa complessiva per R&S (escluse le università) è pari al 4,9% in termini monetari contro il 2,8% dell'anno precedente. In termini reali l'incremento tra il 1997 e il 1998 è del 2,2%, rispetto allo 0,3% registrato tra il 1996 e il 1997. Alla lu-

ce dei dati preliminari relativi al 1999 e al 2000, che indicano aumenti rispettivamente pari al 9,1% e al 5% in termini nominali (+7,5% e +3,6% in termini reali), si può cogliere un segnale di inversione di tendenza nella spesa per R&S, dopo la lunga fase di riduzione manifestatasi negli anni novanta. Tuttavia, la spesa italiana per R&S resta su livelli strutturalmente più bassi di quelli raggiunti all'inizio degli anni 90.

Infatti anche l'incidenza percentuale della spesa per R&S sul PIL (escludendo le università, rimane sostanzialmente stabile nel 1998 rispetto agli anni precedenti (circa lo 0,7%), mentre i dati preliminari relativi al 1999-2000 indicano una leggera crescita dell'indicatore (+0,8%)

**Figura 6.2 – Spese per attività di R&S nei paesi OCSE. Anno 1999 (% del PIL)**



Fonte: OCSE

<sup>1</sup> Si riportano i risultati della rilevazione sulla Ricerca e Sviluppo in Italia, riferiti alle imprese e agli enti della Pubblica Amministrazione (escluse le università) effettuata dall'ISTAT (dicembre 2000). La rilevazione raccoglie informazioni su oltre 1.600 imprese e circa 200 enti pubblici e viene svolta utilizzando le metodologie proposte dal Manuale OCSE sulla rilevazione statistica delle attività di R&S (Manuale di Frascati), pubblicato nel 1964 e revisionato nel 1993. Ciò assicura la piena comparabilità dei risultati a livello internazionale. L'attività di R&S è definita come quel complesso di lavori creativi intrapresi in modo sistematico sia per accrescere l'insieme delle conoscenze (inclusa la conoscenza dell'uomo, della cultura e della società), sia per utilizzare tali conoscenze in nuove applicazioni. Essa viene distinta in tre tipologie:

- Ricerca di base: lavoro sperimentale o teorico intrapreso principalmente per acquisire nuove conoscenze sui fondamenti dei fenomeni e dei fatti osservabili, non finalizzato ad una specifica applicazione.
- Ricerca applicata: lavoro originale intrapreso al fine di acquisire nuove conoscenze e finalizzato anche e principalmente ad una pratica e specifica applicazione.
- Sviluppo sperimentale: lavoro sistematico basato sulle conoscenze esistenti acquisite attraverso la ricerca e l'esperienza pratica, condotta al fine di completare, sviluppare o migliorare materiali, prodotti e processi produttivi, sistemi e servizi.

### 6.2.1.1 Spesa per ricerca e sviluppo intra-muros

La spesa per R&S intra-muros, ovvero quella che le imprese e gli enti pubblici effettuano al loro interno, con personale e attrezzature proprie, è stata pari nel 1998 a 15.172 miliardi di lire (tabella 6.2).

I dati rilevati per gli anni 1999 e 2000 fanno prevedere una crescita di tale spesa, sia a prezzi correnti (con tassi annui del 9,1% nel 1999 e del 5% nel 2000) sia a prezzi costanti (+7,5% nel 1999 e +3,6% nel 2000). Nel 2000 la spesa italiana per R&S (escluse le università) dovrebbe attestarsi sui livelli reali dell'anno 1992, restando tuttavia ancora lontana da quelli raggiunti all'inizio del decennio.

All'inizio del triennio 1998-2000 oltre due terzi dell'attività di R&S intra-muros viene svolta all'interno delle imprese (70,6%); la parte restante è effettuata nel settore pubblico, in particolare presso enti pubblici di ricerca (23,6%) e presso altre istituzioni pubbliche (5,8%). Tuttavia, il tasso di crescita della spesa per R&S è di gran lunga maggiore nel settore pubblico (+10%), rispetto a quello registrato nelle imprese (+2,9%).

L'analisi dell'evoluzione degli investimenti intra-muros delle imprese nel periodo 1996-2000 pone in evidenza un profilo ciclico piuttosto marcato. In questo quadro, l'aumento della spesa registrato nel 1998 (+2,9%) e nel biennio 1999-2000 (rispettivamente +9% e +7%) potrebbe rappresentare un segnale di svolta verso livelli strutturalmente più elevati di investimenti in ricerca e tecnologia.

Dal punto di vista strutturale, il 75% della spesa per R&S intra-muros è concentrata nelle imprese con almeno 500 addetti mentre il contributo delle piccole imprese (sotto i 50 addetti) è appena il 3,2% del totale. Tale quadro è confermato anche da altri indicatori: ad esempio, le prime 30 imprese per dimensione assorbono il 31,3% del totale, le prime 50 imprese il 42,6% e le prime 100 imprese il 56,2%.

All'inizio del periodo 1998-2000, dei 10.713 miliardi di lire spesi dalle imprese per attività di ricerca intra-muros, il 10,8% risulta finanziato dalle Amministrazioni Pubbliche mediante forme diverse di incentivazione, contributi e commesse. La percentuale di finanziamento proveniente dall'estero è invece dell'8,1%. Altri soggetti (fondazioni, associazioni, privati ecc.) han-

**Tabella 6.2 - Spese per R&S intra-muros in Italia<sup>1</sup>. Anni 1990-2000**

Anni	Valori assoluti (miliardi di lire)		Variazione su anno precedente (%)		Rapporto sul PIL (%)
	A prezzi correnti	A prezzi costanti 1995 <sup>3</sup>	A prezzi correnti	A prezzi costanti 1995 <sup>3</sup>	
1990	13.475	17.118	-	-	1,0
1991	13.870	16.378	2,9	-4,3	1,0
1992	13.968	15.777	0,7	-3,7	0,9
1993	13.216	14.363	-5,4	-9,0	0,8
1994	12.902	13.551	-2,4	-5,7	0,8
1995	13.405	13.405	3,9	-1,1	0,8
1996	14.074	13.368	5,0	-0,3	0,7
1997	14.466	13.414	2,8	0,3	0,7
1998	15.172	13.705	4,9	2,2	0,7
1999 <sup>2</sup>	16.557	14.738	9,1	7,5	0,8
2000 <sup>2</sup>	17.381	15.267	5,0	3,6	0,8

<sup>1</sup> Escluse le università

<sup>2</sup> Stime su dati di previsione

<sup>3</sup> Calcolati mediante il deflatore del PIL

Fonte: ISTAT

no contribuito al finanziamento della ricerca delle imprese per meno dell'1%. Di contro, dei 4.459 miliardi spesi per R&S dal settore pubblico (escluse le università), le imprese italiane ne hanno finanziato circa l'1,3%.

#### 6.2.1.2 Spesa per attività esterne

La rilevazione ISTAT individua l'esistenza di collaborazioni nell'attività di ricerca o nei trasferimenti di tecnologia (anche considerando le relazioni tra settori diversi) mediante la quantificazione della spesa per R&S extra-muros, ovvero finalizzata allo svolgimento di R&S da parte di altri soggetti pubblici o privati su commissione di un'impresa o di un ente pubblico. Le imprese rilevate, oltre a svolgere direttamente attività di ricerca, hanno destinato a commesse di ricerca verso soggetti esterni una somma pari nel 1998 al 20,3% della spesa per R&S svolta al loro interno. Circa il 49% di tale spesa è destinata a imprese dello stesso gruppo, italiane o straniere, mentre più limitato è l'affidamento di commesse a laboratori di ricerca pubblici (6,2% del totale della spesa per ricerca extra-muros). Le istituzioni pubbliche di ricerca hanno invece destinato ad attività di ricerca extra-muros l'11,2% della loro spesa intra-muros.

#### 6.2.1.3 Distribuzione settoriale dell'attività di ricerca e sviluppo

Le attività di R&S delle imprese sono fortemente concentrate a livello settoriale. Sulla base della classificazione delle attività economiche ATECO 1991, nel 1998 i settori con livelli di spesa per ricerca più elevati sono quelli della fabbricazione di apparecchiature radio-tv e per telecomunicazioni, della fabbricazione di autoveicoli, dei prodotti chimici e farmaceutici, delle attività di ricerca e sviluppo e della fabbricazione di altri mezzi di trasporto. Tali settori rappresentano complessivamente circa il 70% della spesa per ricerca delle imprese in Italia.

Tra i settori con elevati investimenti in ricerca, quelli con gli incrementi di spesa più significativi tra il 1997 e il 1998 sono: editoria e stampa (+54,5%), informatica (+40%), industrie alimentari (+33%) e commercio all'ingrosso

(27,3%). Riduzioni di una entità si registrano invece, sempre tra il 1997 e il 1998, per i settori dei trasporti terrestri (-74,6%), della produzione di metalli e leghe (-56,3%) e della fabbricazione di macchine per ufficio (-52,4%).

#### 6.2.1.4 Personale addetto alla ricerca

L'occupazione complessiva nelle attività di R&S si è ulteriormente ridotta nel 1998, in linea con gli anni precedenti. Dopo essere diminuito dello 0,2% nel 1996 e dello 0,5% nel 1997, il numero di addetti alla ricerca è sceso ancora, nel 1998, dello 0,6%. In termini assoluti, nel 1998 (escluse le università) ammontano a 92.140 le unità di personale impegnate in attività di ricerca (espresse in "equivalenti tempo pieno") contro le 92.706 dell'anno precedente. Tra queste, i ricercatori sono 39.508, rispetto ai 41.297 del 1997.

La riduzione degli addetti alla ricerca nel 1998 risulta comune sia alle imprese sia alla Pubblica Amministrazione. Ad una diminuzione nel settore delle imprese pari allo 0,5% ha, infatti, corrisposto una riduzione ancora più marcata (-0,9%) nel settore pubblico. Ancora più rilevante è la diminuzione del numero di ricercatori, pari all'1% nelle imprese e all'11% negli enti pubblici.

All'inizio del triennio 1998-2000 l'andamento del numero degli addetti alla R&S risulta fortemente differenziato per comparto di attività economica nel confronto con l'anno precedente, anche a seguito di rilevanti riallocazioni settoriali dovute a trasformazioni nell'assetto societario di alcune grandi imprese. Aumenti significativi si riscontrano nei settori delle costruzioni (+111%), delle imprese specializzate in ricerca (+65,3%), dell'informatica (+61,1%), dei prodotti in legno (+27%), della stampa e editoria (+23,8%) e del commercio all'ingrosso (+23,4%). I settori in cui le riduzioni sono state più rilevanti sono quelli dei trasporti terrestri (-70%), della fabbricazione di macchine per ufficio (-56,6%), della produzione di metalli e leghe (-49%), della produzione di articoli in cuoio e calzature (-42%) e della confezione di articoli di vestiario (-27,3%).



### 6.2.1.5 Ricerca e sviluppo a livello regionale

I dati rilevati per il triennio 1998-2000 confermano che una parte largamente maggioritaria della spesa delle imprese è concentrata nell'Italia settentrionale e centrale (92% nel 1998, di cui il 34% in Lombardia e il 23% in Piemonte), mentre nel Mezzogiorno il settore privato ha speso l'8% dell'ammontare nazionale. Queste differenze territoriali risultano meno evidenti nel settore pubblico, all'interno del quale il contributo del Mezzogiorno è pari al 13,9%. Complessivamente gli investimenti in R&S nel Sud (esclusi quelli delle università) sono pari al 9,7% del totale nazionale.

Osservando gli apporti delle singole Regioni, anche nel 1998 l'attività di R&S risulta maggiormente concentrata nel Lazio, in Piemonte e in Lombardia. Queste tre regioni assorbono, infatti, il 69,5% della ricerca privata e il 62,5% di quella pubblica (escluse le università).

## 6.2.2 Il Programma Nazionale della Ricerca

### 6.2.2.1 Il contesto istituzionale e normativo

Le basi per una nuova programmazione del sistema della ricerca in Italia sono da ricercare nelle leggi di attuazione della riforma della Pubblica Amministrazione, che vedono il rafforzamento del ruolo di indirizzo e controllo dell'Amministrazione Centrale, e più in particolare dal DL 204/98 che prevede, tra l'altro, l'istituzione a livello centrale del Comitato di Esperti per la Politica della Ricerca (CEPR) e del Comitato Nazionale di Valutazione della Ricerca (CIVR).

Il DL 204/99 descrive un iter procedurale innovativo per la redazione del Programma Nazionale della Ricerca che consiste nella redazione da parte del MURST (ora Ministero dell'Istruzione, dell'Università e della Ricerca) delle Linee Guida del Programma Nazionale di Ricerca e definisce gli indirizzi, le priorità strategiche ed il quadro delle risorse finanziarie a favore della ricerca scientifica e tecnologica. Queste vengono sottoposte al parere del CIPE e poi inviate alle università, agli enti di ricerca e

a tutti gli organismi interessati, al fine di raccogliere proposte in coerenza con le Linee Guida. A partire da tali contributi, il MURST redige il Programma Nazionale della Ricerca.

Le Linee Guida sono state approvate dal CIPE il 25 maggio 2000; gli enti interessati hanno inviato le loro proposte entro ottobre 2000 e il Programma Nazionale della Ricerca, predisposto dal MURST, è stato approvato dal CIPE il 22 dicembre 2000.

### 6.2.2.2 La struttura del Programma Nazionale della Ricerca

L'obiettivo del Programma Nazionale di Ricerca (PNR) è di concorrere a costruire un diverso posizionamento del Paese nel contesto internazionale, puntando sul miglioramento delle capacità strategiche ed organizzative del sistema scientifico nazionale.

Un primo elemento di innovazione del percorso di definizione del PNR è rappresentato dalla partecipazione di una molteplicità di soggetti alla definizione stessa del programma, con l'intenzione di introdurre razionalità, obiettivi condivisi e prospettive, favorendo il processo di adesione e convergenza su obiettivi comuni con meccanismi premianti e con gli strumenti del monitoraggio e della valutazione.

Altro importante elemento di novità introdotto dal PNR riguarda la scelta di assegnare le risorse aggiuntive previste in base a modalità procedurali di carattere valutativo e negoziale su grandi progetti di interesse nazionale e non ad una mera ripartizione di questi tra i diversi enti.

Il PNR si articola in tre linee di azione:

- a) interventi strutturali con ritorni nel medio-lungo periodo;
- b) interventi con ritorni di breve-medio periodo;
- c) azioni trasversali.

#### *a) Interventi strutturali con ritorni nel medio-lungo periodo*

Questo insieme di interventi nasce con l'intento di: rafforzare i legami tra scienza e società, accelerare il processo di valorizzazione dei risultati della ricerca, individuare "Grandi Progetti" ed interventi in grado di legare lo svilup-



po del sistema pubblico della ricerca a dinamiche guidate dall'eccellenza e dalla competitività, assecondare l'integrazione del sistema scientifico nazionale nello spazio europeo delle reti transnazionali di centri di eccellenza e rendere attraente per i giovani il lavoro nel sistema nazionale scientifico e tecnologico.

Sulla base di questi indirizzi strategici prioritari, è stato formulato il quadro programmatico degli interventi strutturali con ritorni nel medio-lungo periodo, che prevede tre tipi di interventi:

- potenziamento della ricerca di base in tutte le componenti del sapere (sportello);
- programmi strategici orientati allo sviluppo di nuove opportunità tecnologiche e di nuovi mercati e di Reti di Centri di Eccellenza per la R&S interdisciplinari e con partenariato pubblico/privato;
- realizzazione di Grandi Infrastrutture di Ricerca pubbliche o pubblico/private (programmazione negoziata).

I Programmi Strategici di Ricerca sono definiti in relazione a quattro macro-obiettivi:

- Qualità della vita;
- Crescita competitiva sostenibile;
- Ambiente ed energia;
- Le civiltà mediterranee nel sistema globale.

Lo sviluppo di nuovi sistemi di produzione e gestione dell'energia con particolare riferimento al "Vettore idrogeno" ed alle "Celle a combustibile", è previsto nell'ambito del macro-obiettivo "Ambiente ed energia".

#### b) Interventi con ritorni nel breve-medio periodo

Per gli interventi con ritorno nel breve-medio periodo, inerenti al potenziamento scientifico e tecnologico del sistema produttivo esistente, assume priorità il sostegno a progetti di ricerca proposti autonomamente da soggetti industriali assimilati ed associati, confermando la validità dell'indipendenza di tale sostegno da qualsivoglia specificità settoriale, poiché tale apertura deve favorire la massima diffusione delle pratiche innovative in tutto il sistema industriale.

Il PNR pone una particolare attenzione per i progetti autonomi comunque finalizzati a nuo-

ve iniziative economiche ad alto contenuto tecnologico, che prevedono l'utilizzo industriale di risultati della ricerca scientifica e tecnologica. All'attuazione di tali interventi si perverrà attraverso il FAR (Fondo Agevolazione Ricerca) e, per la parte più vicina al mercato, il FIT (Fondo per l'Innovazione Tecnologica), utilizzando gli strumenti delle agevolazioni finanziarie e della concessione dei crediti di imposta. Con la medesima modalità, una particolare attenzione sarà dedicata alla valorizzazione dei risultati della ricerca scientifica:

- lo *spin-off* della ricerca;
- il sostegno ad iniziative di "Business Plan Competition" e di incubazione delle fasi iniziali di impresa.

Per quanto attiene alle attività di ricerca svolte sulla base di progetti predisposti in conformità a bandi emanati dal MURST, il PNR esplicita orientamenti di contenuto riferiti ai settori indicati nelle Linee Guida del PNR:

- Manifatturiero, agro-alimentare e PMI;
- Trasporti e intermodalità;
- Beni culturali;
- Tutela ambientale.

#### c) Azioni trasversali

Il PNR prevede, infine, alcune azioni trasversali, come ad esempio il sostegno all'internazionalizzazione del sistema scientifico nazionale e alla sua apertura verso i Paesi in via di sviluppo, la valutazione, il monitoraggio e l'aggiornamento del PNR e la valorizzazione delle opportunità connesse al passaggio delle competenze centro-periferia in materia di trasferimento tecnologico e diffusione dell'innovazione.

#### 6.2.2.3 Gli strumenti di finanziamento

Il Documento di Programmazione Economico-Finanziaria (DPEF) 2001/2003 fa propri gli indirizzi del PNR ed assegna risorse aggiuntive al sistema ricerca al fine di avvicinare la quota delle risorse investite nel settore dall'Italia ai livelli europei.

Il PNR prevede l'utilizzazione coordinata di un insieme di strumenti finanziari attivati presso diverse amministrazioni, alcuni già esistenti, come gli strumenti ordinari per il finanziamen-

to di istituzioni di ricerca, quali il FAR (Fondo Agevolazione Ricerca), il FISR (Fondo Integrativo Speciale Ricerca) e il FIT (Fondo per l'Innovazione Tecnologica) e ad altri di nuova istituzioni come il FIRB (Fondo per gli Investimenti in Ricerca di Base), destinato al finanziamento di interventi di carattere strutturale con ritorni nel medio-lungo periodo, mirati a sostenere attività di ricerca rilevanti per la diversificazione del sistema produttivo nazionale.

Con riferimento al Mezzogiorno, vengono espressamente indicati i punti di convergenza tra i contenuti dei programmi strategici del PNR e gli assi prioritari strategici del Programma Operativo Nazionale (PON) 2000-2006. Ciò riguarda in particolare i Centri di Eccellenza il cui rafforzamento è considerato prioritario nei due documenti di programmazione.

Nel marzo 2001 viene emanato un decreto ministeriale (DM 199/01) che definisce i criteri e le modalità procedurali per l'assegnazione delle risorse finanziarie del Fondo per gli Investimenti della Ricerca di Base (FIRB) e, a partire dal 1° ottobre 2001, sono aperti i termini per la presentazione dei progetti per lo svolgimento di attività di ricerca di base ad alto contenuto scientifico e tecnologico.

Le iniziative finanziabili dal FIRB sono riconducibili a:

- progetti autonomamente presentati che verranno valutati da una apposita commissione in base ai seguenti criteri: rilevanza scientifica dei proponenti; collegamento delle strutture coinvolte con reti di ricerca nazionale ed internazionale; risultati attesi e relativo impatto sul contesto scientifico nazionale ed internazionale; coerenza con gli indirizzi del PNR; eventuale previsione di inserimento di giovani ricercatori all'interno dei progetti. Il finanziamento prevede un contributo pari al 70% dei costi riconosciuti ammissibili;
- progetti di potenziamento delle grandi infrastrutture di ricerca, progetti strategici per lo sviluppo di tecnologie pervasive e multisettoriali e progetti per il potenziamento e la messa in rete di centri di alta

qualificazione scientifica. Per tali progetti verrà utilizzata una procedura di tipo negoziale, previo esame della commissione di cui sopra.

#### **6.2.2.4 Gli indirizzi in campo energetico**

La definizione degli indirizzi e l'assegnazione delle risorse sui temi energetici si svolge in massima parte a livello internazionale. Si ricorda, ad esempio, che le attività nazionali sulla fusione sono condotte nel quadro di stretto coordinamento, anche finanziario, offerto dalla partecipazione al programma comunitario (European Fusion Development Agreement - EFDA) e che, in merito alle strategie sul confinamento magnetico, nel 2001 l'Unione Europea dovrà assumere una decisione definitiva relativa al Grande Progetto internazionale ITER e sul programma fusione del VI Programma Quadro. Conseguentemente, il nostro Paese dovrà ridefinire le proprie scelte e priorità.

Di conseguenza, i riferimenti espliciti alle questioni energetiche nel PNR sono, di fatto, limitati al macro-obiettivo "Ambiente ed energia" ed allo sviluppo di nuovi sistemi di produzione e gestione dell'energia, con particolare riferimento al "Vettore idrogeno" ed alle "Celle a combustibile": riferimenti in gran parte riconducibili alle proposte presentate dall'ENEA a riguardo.

Si ricorda, infine, l'impegno preso dal Governo nella legge finanziaria relativa al 2001 (art. 111) che ha assegnato all'ENEA un contributo di 200 miliardi per il programma solare termico ad alta temperatura.

### **6.2.3 Spesa per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore dell'energia**

#### **6.2.3.1 Spese governative**

Questa analisi è stata effettuata assumendo, con una certa forzatura, che le spese governative per ricerca, sviluppo e dimostrazione nel settore delle tecnologie energetiche siano assimilabili, sostanzialmente, a quelle effettuate dall'ENEA. È stato, infatti, arduo reperire, con lo stesso livello di disaggregazione, le spese analoghe effettuate da altri enti governativi (ad esempio CNR).

I valori riportati nella tabella 6.3 potrebbero, pertanto, essere inferiori a quelli effettivi. Poiché, però, l'insieme considerato non include la ricerca di base, ovvero quell'insieme di attività di ricerca non finalizzate ad applicazioni specifiche, l'approssimazione potrebbe non risul-

tare così grave. Le linee di tendenza e la composizione percentuale della spesa, inoltre, sono ancora meno inficiati dall'approccio adottato.

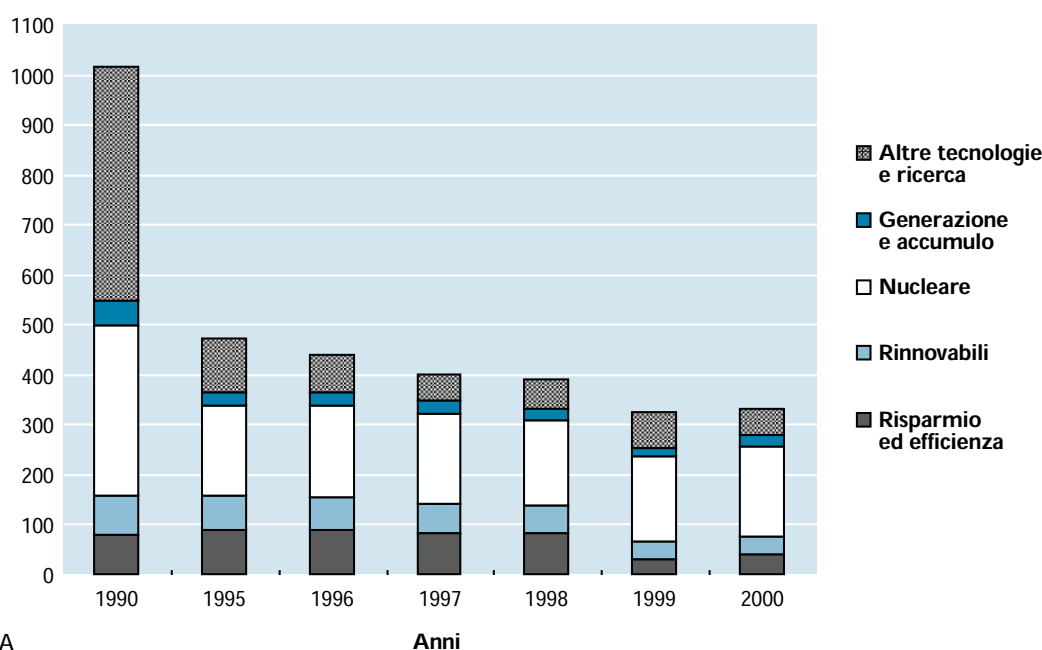
A parte le ovvie e note considerazioni sui livelli di spesa, espressi in moneta corrente e ancor di più in moneta costante (figura 6.3),

**Tabella 6.3 - Spese governative di R&S energetica in Italia per settore. Anni 1990-2000 (miliardi di lire correnti)**

	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Risparmio ed efficienza energetica	60,8	87,4	93,3	88,4	90,5	32,6	44,8
Petrolio e gas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Carbone	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
Solare	18,4	36,1	32,5	39,6	35,0	31,8	38,0
Eolico	38,9	16,4	18,1	10,7	10,5	4,3	1,0
Maree	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomassa	4,4	15,9	16,8	13,2	15,3	4,7	4,2
Geotermica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Idroelettrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Totale energie rinnovabili	61,7	68,4	67,4	63,5	60,8	40,8	43,2
Fissione nucleare (rifiuti e sicurezza)	115,0	67,7	64,3	65,0	60,0	96,0	89,8
Fusione nucleare	153,3	112,9	129,5	130,0	128,0	95,5	117,4
Totale nucleare	268,3	180,6	193,7	195,0	188,0	191,5	207,2
Tecnologie di generazione e storage	39,8	25,6	27,7	26,1	28,0	16,9	23,6
Altre tecnologie e ricerca energetica	368,1	110,0	78,5	56,6	62,7	81,2	62,1
Totale R&S energetica	798,6	472,0	460,6	429,6	430,0	363,1	380,9

Fonte: ENEA

**Figura 6.3 - Spesa governativa di R&S energetica in Italia, per settore tecnologico. Anni 1990-2000 (miliardi di lire 1995)**



Fonte: ENEA

che registrano un netto calo nel decennio fino al 1999, già indicato in documenti precedenti, è interessante cogliere il cambiamento di tendenza che sembra emergere dai dati del 2000.

Quando dai livelli assoluti si passa ad osservare la composizione della spesa (figura 6.4) si rileva il peso vieppiù crescente assunto dal nucleare nel corso del decennio (54,4% nel 2000, dal 34% del 1990). Nello stesso periodo le spese relative alle rinnovabili, sommate a quelle su risparmio ed efficienza energetica, da poco più del 15% del 1990, si portano al 23% del 2000, dopo un piccolo boom raggiunto tra il 1996 ed il 1998 (35-36% della spesa totale).

Una misura rilevante in questo settore è stata l'istituzione del "Fondo di finanziamento

per le attività di ricerca" con il decreto legislativo del 16/3/1999 n. 79, il quale consente di raccogliere le risorse da destinare ad attività di R&S sul sistema elettrico attraverso un prelievo in bolletta.

Questi fondi sono assegnati al CESI SpA a copertura dei costi dei progetti di ricerca ammessi al finanziamento. Per il 2000 e il 2001, le principali aree tematiche individuate e la relativa quota di allocazione delle risorse sono riportate in tabella 6.4.

### 6.2.3.2 Spese delle imprese

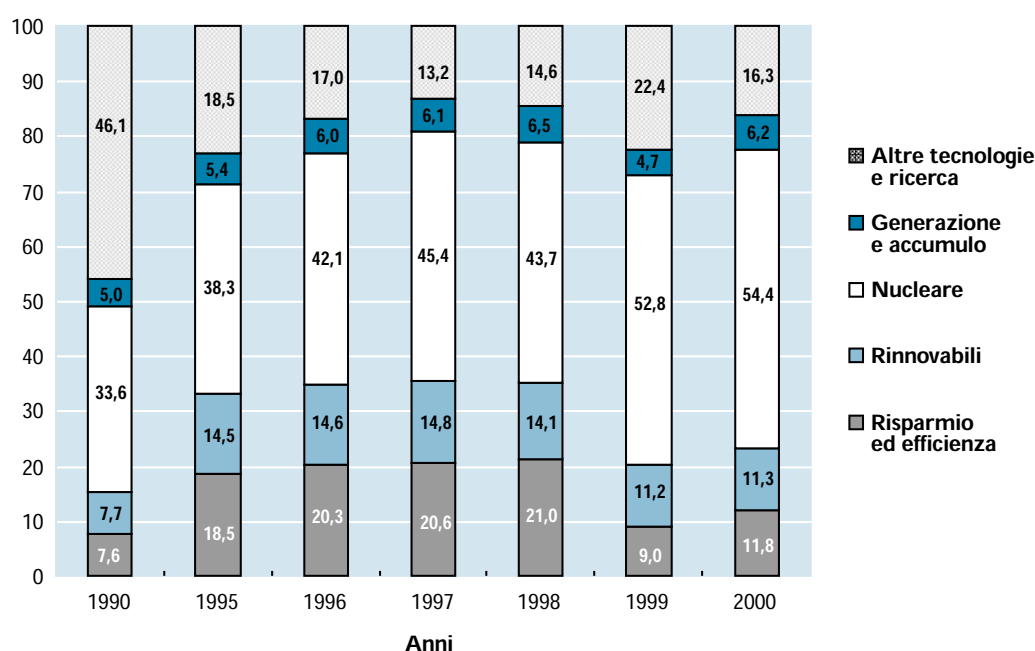
Le spese per ricerca e sviluppo delle imprese impegnate in attività economiche di rilevanza per il settore energetico sono tratte dal-

**Tabella 6.4 - Aree tematiche dei progetti di R&S sul sistema elettrico sviluppati dal CESI**

Evoluzione sistema elettrico (% del totale)	43,5	44,1
Uso razionale di risorse e strumenti per uno sviluppo sostenibile (% del totale)	24,4	26,9
Interazione del sistema elettrico con l'ambiente (% del totale)	29,6	25,1
Prelievo massimo in bolletta (lire/kWh)	1	0,5
Totale risorse (M_)	63	69

Fonte: ENEA, CESI SpA

**Figura 6.4 - Composizione della spesa governativa di R&S energetica in Italia per settore. Anni 1990-2000 (%)**

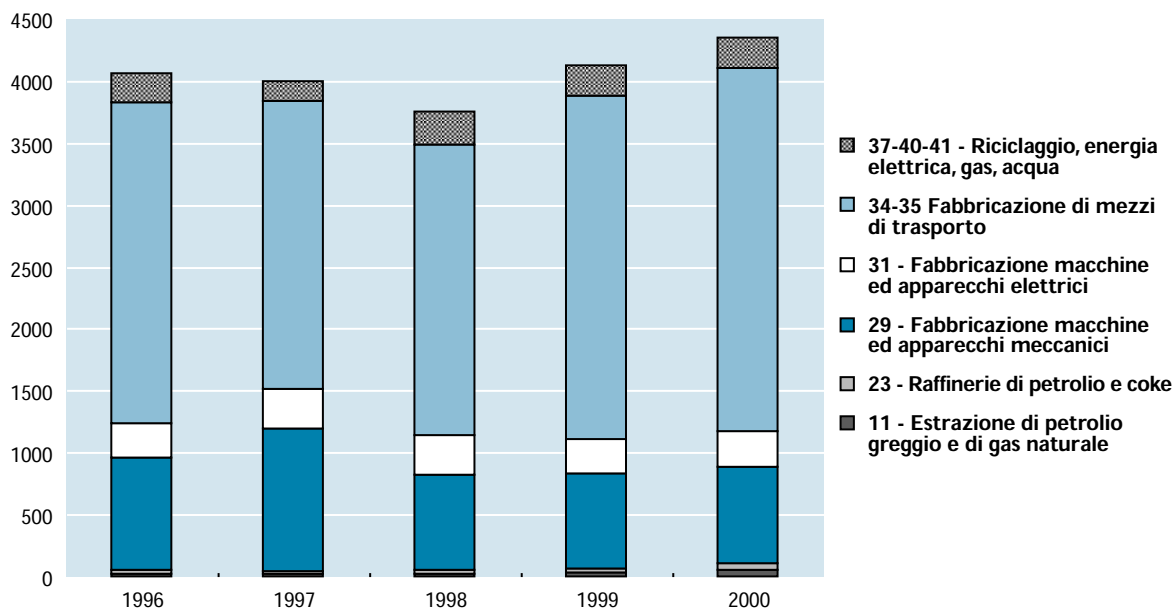


Fonte: ENEA

la rilevazione ISTAT già citata, riportando, per maggiore chiarezza, il codice della classificazione ATECO91 (figura 6.5). È utile ricordare che le imprese impegnate nella fabbricazione dei mezzi di trasporto (ATECO 34 e 35), che risultano affrontare la maggiore spesa, focalizzano le loro attività di ricerca e sviluppo oltre che sull'efficienza energetica, sulla sicurezza dei mezzi di trasporto prodotti.

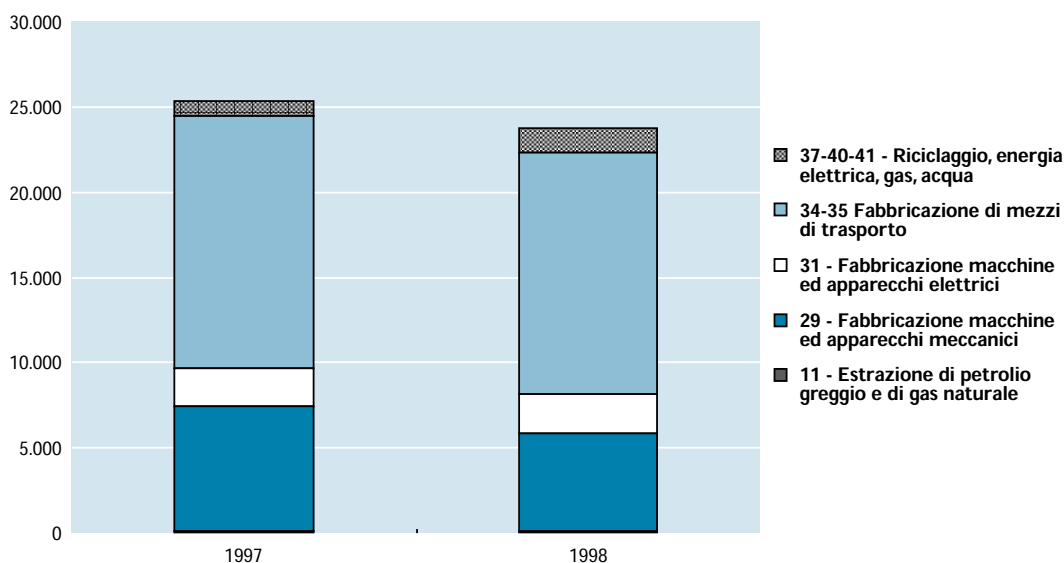
Tra il 1997 e il 1998 - gli ultimi anni per i quali sono disponibili i dati della rilevazione ISTAT - la composizione del personale addetto alle attività di ricerca e sviluppo nelle imprese che conducono un'attività economica di rilevanza per il settore energetico non muta sostanzialmente (figura 6.6). Per circa il 30% si tratta di ricercatori, per il 45% di tecnici e per il rimanente 25% di altre figure lavorative.

**Figura 6.5 – Spese delle imprese per ricerca e sviluppo nelle attività economiche di rilevanza per il settore energetico. Anni 1996-2000 (miliardi di lire 1995)**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati rilevazione ISTAT

**Figura 6.6 – Addetti alla ricerca e sviluppo delle imprese nelle attività economiche di rilevanza per il settore energetico. Anni 1997-1998 (equivalenti tempo pieno)**



Fonte: Elaborazione ENEA di dati rilevazione ISTAT

### 6.2.4 Ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica dell'Italia

Nel quadro delineato dagli andamenti declinanti della spesa in ricerca e sviluppo, l'Italia conferma, e per certi versi accentua, la propria esclusione dalla dinamica di sviluppo degli altri paesi del G6. Rispetto all'andamento della domanda mondiale, rappresentata ormai per circa un terzo da produzioni "ad alta intensità tecnologica" (31,4% il dato del 1998), l'evoluzione della specializzazione produttiva di tali paesi appare, infatti, del tutto coerente, mentre l'Italia non mostra accenni di crescita in questo senso.

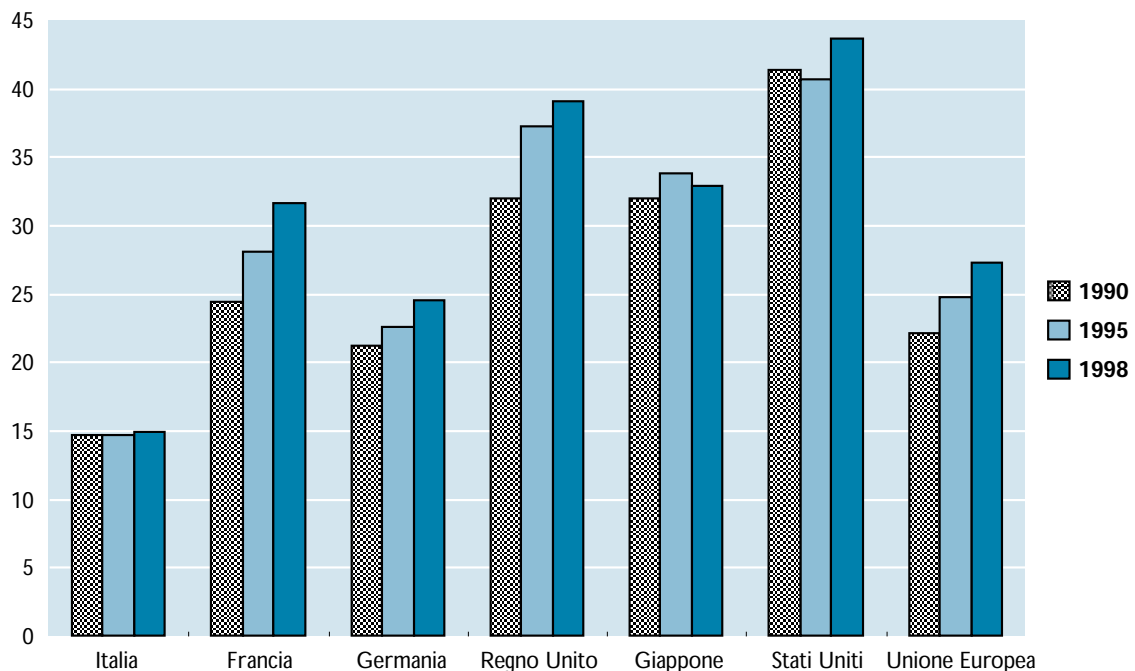
L'incidenza dell'*export* di *high-tech* sull'*export* manifatturiero è superiore al 30% per Francia, Regno Unito, Giappone e Stati Uniti; la Germania fa registrare valori di poco inferiori ma si attesta, comunque, su una quota pari al 24,5% nel 1998. Questo è il risultato di un processo di specializzazione nell'*high-tech* divenuto particolarmente significativo a partire dalla seconda metà degli anni 90. L'ancoraggio dell'Italia ad un

valore di poco superiore al 14,5% lungo tutto il corso degli anni novanta segnala, per contro, una significativa indipendenza della performance del Paese dall'andamento dei fondamentali economici in quest'area produttiva, apparendo, piuttosto, l'esito di un'insufficiente base scientifica e tecnologica (figura 6.7).

Il sistema paese approfondisce la propria specializzazione produttiva nei settori tradizionali – l'ultimo dato disponibile per il confronto internazionale in tabella 6.5 si riferisce al 1994 ma è significativo nei termini del trend descritto – senza che a questa si accompagni l'attuazione di un processo di innovazione così come è possibile evidenziare dai valori indicativi della specializzazione tecnologica a livello settoriale. In altri termini, emerge un quadro di generalizzata despecializzazione tecnologica anche nei settori in cui risalta un grado notevole di specializzazione produttiva.

La posizione dell'Italia non risulta peraltro meno allarmante se il confronto è attuato rispetto alla media dell'Unione Europea che pre-

**Figura 6.7 – Settore manifatturiero: quota high tech sul totale delle esportazioni G6 e UE. Anni 1990-1995-1998 (%)**



Fonte: ENEA

senta un rapporto tra *export high-tech* ed *export* manifatturiero pari a circa il 27% nel 1998, un dato inferiore alla media mondiale ma in costante e significativa crescita, soprattutto nella seconda metà degli anni 90. L'inaffidabilità del-

l'Italia dalla debole posizione occupata nell'alta tecnologia si traduce, dunque, in una divergenza rispetto all'Unione di per sé già importante ma in senso prospettico ancora più preoccupante.

**Tabella 6.5 - Attività di ricerca e struttura produttiva: specializzazione produttiva e specializzazione tecnologica dell'Italia**

	1985		1992		1994	
	SP	ST	SP	ST	SP	ST
Alimentari, bevande, tabacco	-0,03	-0,53	0,00	-0,39	0,01	-0,45
Tessili, abbigliamento, pelletteria	0,53	-0,73	0,53	-0,59	0,57	-0,58
Prodotti in legno	0,19	-0,94	0,25	-0,93	0,22	-0,42
Carta, cartotecnica e stampa	-0,21	-0,80	-0,16	-0,94	-0,18	-0,26
Chimica (escl. farmaceutici)	-0,15	-0,92	-	-0,98	-0,10	-0,60
Farmaceutici	0,07	-0,38	-	-	-0,21	-0,43
Gomma e plastica	-0,05	-0,21	0,07	-	0,11	-0,23
Minerali non-metallici e materiali da costruzione	0,32	-0,11	0,39	-0,48	0,35	-0,37
Ferro e acciaio	-0,08	-0,93	-0,14	-0,85	-0,02	-0,89
Metalli non-ferrosi	-0,34	-0,35	-0,39	-0,29	-0,30	-0,46
Prodotti di metallo	0,19	-0,58	0,16	-0,54	0,14	-0,73
Macchine per ufficio	-0,30	-0,36	-0,37	-0,56	-0,35	-0,52
Macchine e appar. meccaniche	-0,04	-0,37	-0,03	-0,13	0,03	0,18
Apparecchi radio, TV & telecomunicazioni	-0,42	-0,46	-0,38	-0,39	-0,48	-0,51
Macchine elettriche	-0,02	-0,23	-0,06	0,05	-0,08	0,11
Cantieri navali	-0,29	-0,27	-	-0,38	-0,39	-0,46
Veicoli di trasporto	-0,24	-	-0,27	-	-0,34	0,29
Industria aeronautica	-0,52	-0,18	-	0,07	-0,32	-0,08
Apparecchiature di precisione	-0,14	-0,24	-0,20	-	-0,11	-0,12
Altre manifatturiere	-0,33	-0,86	-0,40	-0,70	-0,42	-0,73

La specializzazione produttiva (SP) viene calcolata come quota del valore aggiunto settoriale sul valore aggiunto manifatturiero, normalizzata per la quota media relativa ai restanti paesi. La specializzazione tecnologica (ST) settoriale è data dal rapporto tra spesa in ricerca e sviluppo effettuata dalle imprese (aggregato BERD - Business Expenditure Research & Development, come definito dall'OCSE) 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 de-specializzazione mentre, al contrario, un valore compreso fra 0 e 1 indica specializzazione. Un valore dell'indice pari a 0 indica specializzazione neutra.


Fonte: Elaborazioni di dati STAN-ANBERD OCSE





*Appendice 1*

# Energia e ambiente: cronologia degli eventi





## APPENDICE 1

**ENERGIA E AMBIENTE: CRONOLOGIA DEGLI EVENTI****23 gennaio**

La Gazzetta Ufficiale n. 18 pubblica il decreto del Ministro dell'Industria (in attuazione del "decreto Letta" sull'apertura del mercato del gas) riguardante l'individuazione della Rete nazionale dei gasdotti, ai sensi dell'art. 9 del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164.

**24 gennaio**

La Commissione Europea adotta una proposta che definisce le aree prioritarie di intervento ambientale per i prossimi cinque-dieci anni. Il programma "Ambiente 2010: il nostro futuro, la nostra scelta" ruota attorno a quattro temi fondamentali: cambiamento climatico, ambiente e salute, natura e biodiversità, gestione delle risorse naturali e sottolinea inoltre l'importanza di nuove forme di partecipazione di cittadini e imprese. Facendo seguito al Quinto programma di azione per l'ambiente del 1992 ed alla sua revisione del 1998, il Sesto programma individua gli obiettivi generali da perseguire e le azioni prioritarie della futura politica ambientale dell'Unione europea (UE). Dovrà essere adottato dal Consiglio e dal Parlamento europeo con procedura di codecisione.

**29-31 gennaio**

Il primo intervento dell'Amministrazione Bush in campo energetico affronta la crisi californiana. Il governo federale autorizza l'Environmental Protection Agency (EPA) a rendere meno severe (limitatamente a questo Stato) le normative riguardanti la qualità dell'aria, consentendo alle imprese energetiche di produrre con meno vincoli ambientali.

Lo Stato della California, mediante l'emissione di obbligazioni, acquista elettricità per 10 miliardi di dollari. Lo scopo del provvedimento è quello di consentire al Governo della California di stringere accordi di lungo termine con i

produttori di energia e di poter rivendere a prezzo di costo l'energia alle compagnie californiane di distribuzione in grave crisi finanziaria.

**31 gennaio**

Il Ministro dell'Ambiente presenta in Parlamento la Relazione sullo Stato dell'Ambiente. In più di cinquecento pagine la relazione affronta una serie di tematiche quali: inquinamento atmosferico e cambiamenti climatici; il suolo e il sottosuolo; la natura e la biodiversità; i rifiuti; l'ambiente marino e costiero; le acque interne; l'ambiente urbano; la salute e i nuovi rischi, una nuova politica ambientale; nuove fonti energetiche.

**13 febbraio**

L'ENI, battendo la concorrenza di Exxon Mobil, Shell e Total Fina Elf, è nominato operatore unico per lo sfruttamento del gigantesco giacimento petrolifero Kashagan in Kazakhstan.

**21 febbraio**

Si conclude l'iter normativo, avviato con la legge Bassanini, che trasferisce alle Regioni la titolarità dei procedimenti autorizzativi in campo energetico ed ambientale ad eccezione delle funzioni di polizia mineraria e di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi (DPCM 22/12/2000, Supplemento Ordinario n. 31 della Gazzetta Ufficiale n. 43 del 21 febbraio 2001). Tale processo di decentramento delle funzioni amministrative in materia di energia e ambiente comporterà l'individuazione e la formazione del personale addetto a questi uffici.

**22 febbraio**

La Commissione Bilancio della Camera approva il "Documento conclusivo relativo ai temi delle privatizzazioni e dell'intervento nel

Mezzogiorno". Per ciò che riguarda nello specifico i temi dell'energia, il documento afferma che le situazioni più controverse sono quelle che riguardano il settore elettrico e quello del gas. Nel primo caso una condizione di incertezza sembra rallentare la realizzazione di nuovi investimenti, mentre non risulta ancora pienamente soddisfacente il livello concorrenziale del mercato. Per ciò che riguarda il gas, nonostante il recepimento della direttiva comunitaria, persiste una struttura proprietaria verticalmente integrata che non risulta intaccata dalla ristrutturazione societaria della SNAM.

#### 2 marzo

Il Ministero dell'Industria organizza sei giornate nazionali di studio per promuovere nel Paese una discussione sul Libro Verde della Commissione Europea "Verso una strategia europea di sicurezza dell'approvvigionamento energetico". Le giornate dedicate alle sei questioni chiave sollevate, appunto, dal Libro Verde si svolgeranno col seguente calendario: 1°) 2 marzo 2001 a Roma per una presentazione generale presso il Ministero dell'Industria; 2°) 16 marzo a Milano sul gas naturale presso la Fondazione Mattei; 3°) 30 marzo a Roma sull'energia elettrica presso il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN); 4°) 18 aprile presso la sede ENEA di Portici (Napoli) sulle fonti rinnovabili e l'innovazione tecnologica; 5°) il 4 maggio a Ravenna su petrolio e carbone presso l'Associazione degli industriali; 6°) il 23 ottobre a Roma per fiscalità e finanziamento degli investimenti presso l'Associazione Bancaria Italiana.

Il Consiglio dei Ministri approva il Piano Generale dei Trasporti e della Logistica. Sono previsti per i prossimi 10 anni investimenti per 214 mila miliardi, di cui 170 mila a carico della finanza pubblica e 44 mila da reperire mediante il ricorso a capitali privati. Nella ripartizione 120 mila miliardi andranno alle infrastrutture ferroviarie, 60 mila miliardi alla rete stradale, 25 mila al trasporto urbano, 6 mila ai porti, 3 mila agli aeroporti.

#### 4 marzo

Nel comunicato finale della riunione del G8 ambiente a Trieste si afferma che "le emissioni dei gas ad effetto serra e degli aerosol prodotte dalle attività umane continuano ad alterare l'atmosfera in maniera tale da determinare effetti sul clima". La delegazione statunitense sottoscrive, per la prima volta, un documento in cui si ammette l'esistenza del fenomeno.

#### 7 marzo

La Gazzetta Ufficiale n. 55 del 7 marzo pubblica la legge 22 febbraio 2001, n. 36 sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici. La legge, composta da 17 articoli, si applica agli elettrodomesti e agli impianti per la telefonia mobile.

Il Ministro dell'Ambiente e il Presidente dell'ENEA illustrano il piano di sviluppo delle fonti rinnovabili che prevede investimenti per 850 miliardi. Tra le iniziative previste, oltre al programma dei 10.000 tetti fotovoltaici ci sono le agevolazioni previste dalla legge finanziaria 2001 per i biocarburanti e le biomasse, nonché la realizzazione di una grande centrale solare termoelettrica.

#### 12 marzo

Il GRTN approva il Programma triennale di sviluppo della rete per gli anni 2001-2003, con investimenti per 1.800 miliardi. Gli interventi sono finalizzati all'aumento dell'efficienza e all'economicità del servizio, allo sviluppo della rete nel Mezzogiorno, alla riduzione delle congestioni di rete, allo sviluppo e al potenziamento delle strutture di interconnessione con l'estero e al rispetto dei vincoli ambientali e paesaggistici.

#### 13 marzo

Il Presidente degli Stati Uniti Bush dichiara che la sua Amministrazione non intende regolamentare ulteriormente le emissioni di CO<sub>2</sub> degli impianti energetici, poiché tale intervento restrittivo comporterebbe un aumento del prezzo dell'elettricità.

**25 marzo**

Al vertice europeo di Stoccolma si rinsalda l'alleanza franco-tedesca, con l'opposizione alla proposta della Commissione Europea di completare entro il 2005 il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia.

**26 marzo**

La Gazzetta Ufficiale n. 71 del 26 marzo pubblica la delibera del CIPE del dicembre 2000 che approva il Programma Nazionale di Ricerca (PNR) 2001-2003, il quale prevede diversi interventi anche nel settore dell'energia e dell'ambiente.

In particolare, tra quelli di medio-lungo periodo, è incluso un grande progetto-obiettivo relativo al settore idrogeno e alle celle a combustibile del costo previsto di 120 miliardi, di cui 84 a carico dello Stato.

Tra gli interventi di breve-medio periodo figura una ricerca onnicomprensiva per la tutela dell'ambiente e per la promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili. Rientra tra questi interventi l'attuazione del programma di ricerca, sviluppo e produzione dimostrativa su scala industriale di energia elettrica a partire dall'energia solare, per il quale la legge finanziaria 2001 ha stanziato un contributo straordinario di 200 miliardi a favore dell'ENEA. Per il finanziamento delle attività di ricerca in campo energetico la delibera assegna 25 miliardi di lire al Fondo integrativo speciale per la ricerca.

**27 marzo**

Il Presidente Bush annuncia la decisione degli USA di non ratificare il trattato internazionale sul clima negoziato a Kyoto nel 1997.

Appello dell'Unione Europea al Presidente americano Bush affinché gli Stati Uniti diano seguito agli impegni assunti a Kyoto. Bush dichiara che gli USA non si ritengono vincolati al raggiungimento di una riduzione del 5% delle emissioni entro il 2010.

**29 marzo**

La Gazzetta Ufficiale n. 74 pubblica il decreto del Ministro dell'Ambiente che stanziava 60

miliardi per il programma che prevede l'installazione di 10.000 tetti fotovoltaici per complessivi 50 MW nel periodo 2000-2002.

Secondo il provvedimento l'operazione è divisa in due sottoprogrammi, uno destinato ai soggetti pubblici e l'altro rivolto a soggetti pubblici e privati.

Il decreto, inoltre, stabilisce le funzioni dell'ENEA, l'entità del contributo pubblico e i criteri di partecipazione. Il costo dei due sottoprogrammi è rispettivamente di 20 e 40 miliardi di lire.

**9 aprile**

Viene reso noto il Bilancio del Department of Energy degli Stati Uniti (DOE) che riporta un taglio di quasi il 50% (pari a 190 milioni di dollari) dei fondi per i programmi di ricerca per le fonti rinnovabili, mentre registra un incremento di stanziamenti per 51 milioni di dollari per i progetti riguardanti l'idrogeno come fonte energetica e l'impiego di tecnologie avanzate per la trasmissione di energia.

**18 aprile**

L'Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OCSE) prevede che le emissioni di gas ad effetto serra cresceranno di un terzo nei prossimi venti anni, senza una decisa azione dei Governi ("OECD Environmental Outlook 2001").

**19 aprile**

Accordo Stato-Regioni per la costituzione di un tavolo tecnico permanente, costituito dal Ministero dell'Ambiente, dalle Regioni e dalle Province Autonome di Trento e Bolzano per consentire un'azione condivisa nel campo dello sviluppo sostenibile.

Il Vicepresidente degli Stati Uniti Cheney anticipa per grandi linee a Toronto la politica energetica dell'Amministrazione Bush, incentrata sull'aumento della produzione interna di combustibili fossili e su un maggior ricorso al nucleare. Il piano prevede, inoltre, la costruzione di nuovi impianti a gas e a carbone e il miglioramento e l'ampliamento della rete di trasmissione del Paese.

### 24 aprile

L'ENEA cede ad ERGA, società del gruppo ENEL, due impianti fotovoltaici dimostrativi da 100 kW realizzati presso il campo prova ENEL di Alta Nurra (Sassari) e sull'isola di Vulcano (Messina). A seguito della fase di sperimentazione condotta dall'ENEA i due impianti sono pronti per essere avviati alla produzione industriale.

### 3 maggio

Approvato il piano triennale dell'ENEA (2001-2003). Sono sette le finalità fissate dal programma, che mette al primo posto l'energia (Energia per il futuro), con un impegno di spesa di oltre 800 miliardi di lire.

### 17 maggio

Il Presidente Bush espone la nuova politica energetica dell'Amministrazione. Tra le più di cento raccomandazioni previste dal Piano risaltano quelle che limitano l'attività delle Autorità di regolazione e quelle che incoraggiano un maggior ricorso al petrolio, al gas e al nucleare. Si prevedono incentivi per aumentare la produzione di carbone e per promuovere il risparmio energetico e le fonti alternative. Il piano prevede, inoltre, una consulenza energetica alle famiglie a basso reddito e misure atte a migliorare l'interconnessione della rete, tanto fra gli Stati dell'Unione, quanto quella con il Messico ed il Canada.

### 19 maggio

Approvata la disciplina della Borsa Elettrica con la quale si propone di creare nel nostro Paese le condizioni perché l'approvvigionamento di energia elettrica avvenga, secondo meccanismi concorrenziali, al minimo costo possibile. La Borsa Elettrica dovrà garantire in ogni momento che la domanda di energia sia soddisfatta dagli impianti di generazione che producono al minor costo.

### 22 maggio

Il Supplemento Ordinario n. 125 della Gazzetta Ufficiale n. 117 pubblica i decreti che fissano gli obiettivi di risparmio energetico, di svi-

luppo delle rinnovabili e di incremento dell'efficienza energetica previsti dai decreti di liberalizzazione del mercato elettrico e del gas.

La stessa Gazzetta pubblica il decreto 5 aprile 2001 del Ministero dell'Ambiente recante "Contributi diretti ai cittadini per l'acquisto di veicoli elettrici, a metano e GPL e per l'installazione di impianti a metano e GPL". Si tratta di incentivi previsti dalla legge finanziaria 2001 che stanziavano 15 miliardi per ciascuno degli anni 2001, 2002 e 2003.

### 23 maggio

La Montedison è sotto scalata. L'Electricité de France (EdF) strappa a Mediobanca la palma di primo azionista della Montedison rastrellando azioni pari al 20% del capitale. L'EdF, che dispone di circa 10 mila miliardi liquidi, si appresta a comunicare ufficialmente la reale posizione raggiunta in Montedison.

### 24 maggio

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas delibera i criteri di calcolo per la determinazione degli *stranded costs* degli impianti che ne hanno diritto in base ai decreti ministeriali 26 gennaio 2000 e 17 aprile 2001. L'Autorità provvede anche alla puntuale determinazione dell'ammontare dei ricavi riconosciuti per ciascuno degli impianti della società Elettrogen per l'anno 2000 e le modalità di aggiornamento da applicare nei prossimi sei anni sulla base dei dati che saranno disponibili anno per anno. Gli ammontari saranno calcolati annualmente a consuntivo dalla Cassa conguaglio per il settore elettrico.

### 5 giugno

L'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas delibera i criteri con cui le imprese di trasporto e dispacciamento del gas naturale già attive (SNAM, Edison Gas, TMPC, SGM) e quelle che vorranno entrare nel mercato, calcoleranno le tariffe relative al trasporto e dispacciamento sulla rete nazionale e sulle reti regionali. Le tariffe che saranno determinate dalle imprese di trasporto dovranno essere sottoposte all'Autorità la quale, prima di approvarle, ne verifi-

cherà la rispondenza ai criteri e ai vincoli stabiliti. Per i clienti idonei allacciati alle reti di distribuzione locale la tariffa di trasporto si integra con la tariffa di distribuzione già definita dall'Autorità nel dicembre 2000.

### 11 giugno

Il commissario europeo all'Ambiente Wallström presenta il Rapporto per l'attuazione del Programma Europeo per i Cambiamenti Climatici (ECCP) approvato lo scorso anno, con l'obiettivo di identificare ulteriori azioni e relativi costi per il rispetto degli impegni del Protocollo di Kyoto.

### 15 giugno

Il Consiglio Europeo di Göteborg termina con l'elaborazione di una strategia per lo sviluppo sostenibile che integra con una terza dimensione, quella ambientale, l'impegno politico dell'Unione per il rinnovamento economico e sociale assunto al vertice di Lisbona.

### 28 giugno

Il sistema di trasporto e di rigassificazione del gas di proprietà della SNAM viene conferito alla Società Rete Gas Italia (in seguito denominata SNAM Rete Italia), della quale è previsto, entro la fine dell'anno, il collocamento in Borsa di una quota significativa di titoli azionari. Il valore complessivo conferito alla nuova Società, determinato sulla base dei criteri stabiliti dalla delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, è di 9,6 miliardi di euro. Si tratta di oltre 29.000 chilometri di gasdotti sul territorio nazionale, oltre al terminale di rigassificazione di Panigaglia e del Centro di dispacciamento di San Donato Milanese, che controlla e gestisce le infrastrutture di trasporto.

### 30 giugno

L'ENI, la Naftiran Intertrade Company e la National Iranian Oil Company firmano a Teheran l'accordo per lo sviluppo del giacimento petrolifero *onshore* di Durquain, nell'importante regione petrolifera di Awhaz. Il valore complessivo del contratto è di circa un miliardo di dollari.

### 2 luglio

La Fiat, assieme alla EdF e ad un consorzio di banche, annuncia la nascita di Italenergia. In essa Fiat conferisce siti e impianti di produzione di energia ed il 10% di azioni Montedison ricevute da EdF in cambio della cessione a quest'ultima di Fenice, società Fiat operante nel settore dell'energia e dell'ecologia. Italenergia possiede, quindi, il 52% di Montedison e si appresta a lanciare un'offerta pubblica di acquisto, peraltro obbligatoria, da 10.000 miliardi per il restante capitale. Si profila, quindi, anche per EdF una "soluzione italiana" per il tentativo di scalata di Montedison che aveva provocato le reazioni del Governo italiano e le preoccupazioni dell'Unione Europea.

### 3 luglio

Viene presentato alla Camera dei Deputati dall'Osservatorio Nazionali sui Rifiuti e dall'Agenzia Nazionale per la Protezione dell'Ambiente il "Rapporto Rifiuti 2001", così come previsto dal decreto legislativo 22/97. Nel Rapporto di quest'anno sono presentati i dati sui rifiuti urbani e da imballaggio riferiti al 1999, i rifiuti speciali riferiti al 1998, gli aspetti economici della loro gestione e l'analisi di alcuni flussi di rifiuti particolari.

### 4 luglio

La Cassa Depositi e Prestiti concede all'ACEA, l'Azienda Comunale Energia ed Ambiente di Roma, un prestito di 542 milioni di euro per l'acquisto della rete elettrica di distribuzione dell'ENEL nei Comuni di Roma e di Formello.

### 5 luglio

ERGA, società del gruppo ENEL, ed APER (Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili) presentano a Roma il marchio "100% energia verde". Si tratta della prima certificazione in Italia di energia prodotta esclusivamente da fonti rinnovabili. Ad esso aderiscono tutti i produttori nazionali di energia rinnovabile, con un'offerta di circa 10 miliardi di kWh annui.

Presentata la relazione annuale dell'Autorità per l'Energia Elettrica ed il Gas. In essa si evi-



denza come il Paese sia a metà strada nel processo di liberalizzazione, mentre la media delle tariffe domestiche nazionali supera di circa il 20% quella europea (per l'industria il divario è tra il 25 e il 50%). Scarsa risulta essere l'efficienza degli impianti, mentre molteplici sono gli ostacoli alla realizzazione di nuovi impianti e all'interconnessione con l'estero.

### 16 luglio

Il governo presenta il Documento di Programmazione Economica e Finanziaria (DPEF) per il periodo 2002-2006. In esso sono indicate, tra l'altro, alcune misure da adottare in campo energetico al fine di favorire un generale recupero di competitività del Paese. In particolare il Governo si pone l'obiettivo di accelerare il processo di liberalizzazione del mercato dell'energia, anche oltre le prescrizioni minime richieste dall'Unione Europea, di potenziare la ricerca scientifica e di favorire la produzione di energia con tecnologie a basso impatto ambientale.

### 22 luglio

Dal comunicato finale dei G8 a Genova emerge tanto il disaccordo sulla ratifica del Protocollo di Kyoto, quanto un generico maggiore impegno nello sviluppo delle energie rinnovabili. Quest'ultimo aspetto è evidenziato dalla presentazione del rapporto della *task force* per le energie rinnovabili del G8 a firma dei due copresidenti Corrado Clini e Mark Moody-Stuart, contenente le 19 raccomandazioni da rivolgere ai governanti dei Paesi del G8. Quattro le grandi direttrici in cui si dividono le raccomandazioni:

1) ridurre i costi delle tecnologie delle fonti rinnovabili attraverso l'espansione dei mercati; 2) costituire un ambiente favorevole nel mercato dell'energia; 3) attivare adeguate risorse finanziarie; 4) incoraggiare i meccanismi di mercato anche attraverso l'eliminazione degli incentivi alle fonti tradizionali.

### 22-23 luglio

La Montedison accetta l'offerta pubblica di acquisto di Italennergia (Fiat-EdF), mentre gli spagnoli di Endesa e la municipalizzata brescia-

na ASM si aggiudicano Elettrogen, la prima delle Genco (Generation Company) messe in vendita dall'ENEL.

Nel giro di 48 ore il mercato italiano si è aperto agli operatori stranieri.

### 23 luglio

Si conclude a Bonn la 6° Conferenza delle Parti sui cambiamenti climatici (COP6) con un accordo raggiunto in *extremis* che, peraltro, pone le basi per una prossima ratifica del Protocollo di Kyoto. L'accordo, raggiunto per la grande determinazione mostrata dall'Unione Europea, prevede non più una riduzione del 5,2% delle emissioni di CO<sub>2</sub> rispetto al 1990, ma una riduzione del 3,6 %, dando ormai per scontata la rinuncia americana a sottoscrivere il Protocollo. Il maggior successo della Conferenza, alla quale hanno partecipato delegati provenienti da 186 paesi, si è ottenuto con l'aver definito e quantificato i cosiddetti "pozzi di assorbimento" (*sink*). Un altro passo significativo ha riguardato l'approvazione delle regole che stabiliranno il meccanismo dello sviluppo pulito (Clean Development Mechanism - CDM), sia attraverso il commercio dei permessi di emissione, sia con gli aiuti ai paesi in via di sviluppo. Nel corso della Conferenza, dopo il fallimento della precedente che si era svolta all'Aja nel novembre 2000, i delegati hanno dedicato i primi tre giorni a discutere degli aspetti tecnici e finanziari del Protocollo, spianando così la strada a eventuali riunioni ministeriali. Un ulteriore segnale positivo è venuto dal Giappone che ha dichiarato di essere intenzionato a ratificare il Protocollo di Kyoto.

### 7 agosto

Viene emanata la direttiva del Parlamento Europeo sulla promozione dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità con l'obiettivo di raddoppiare (dal 6% al 12%) entro il 2010 la quota di energia prodotta da fonti rinnovabili. La legge, approvata nell'ambito di un pacchetto di interventi da adottare per rispettare gli impegni di Kyoto, dovrà essere recepita dai singoli paesi membri.

### 31 agosto

Il Presidente dell'ENEA Rubbia presenta al Ministero delle Attività Produttive gli elaborati relativi al progetto di massima del programma solare termico ad alta temperatura, di cui all'art. 111 della legge finanziaria 2001, che assegna all'ENEA un contributo di 200 miliardi. È inoltre completata la localizzazione dell'impianto di prova da 4 MWe, con l'individuazione del sito dell'ex-centrale nucleare di Montalto di Castro che ospiterà l'impianto e il nuovo laboratorio solare avanzato (LASA).

### 11 settembre

Negli USA viene messo in atto il più grave attentato terroristico della storia, con la morte di oltre 5.000 persone. Questa tragedia impone, tra le altre, delle riflessioni anche in campo energetico con la riconsiderazione, in termini di sicurezza e di convenienze economiche, delle grandi infrastrutture energetiche (gasdotti, oleodotti, centrali nucleari) rispetto ai sistemi di generazione distribuita.

### 12 settembre

L'ENEL, al termine di un'asta competitiva, si aggiudica il 100% del capitale di Viesgo, società spagnola di generazione e distribuzione di energia elettrica controllata da Endesa. Gli impianti di generazione di Viesgo sono distribuiti su tutto il territorio spagnolo, mentre il valore dell'operazione ammonta a 1.870 milioni di euro.

### 13 settembre

Sono 580 le domande pervenute al Ministero dell'Ambiente per progetti da realizzare nell'ambito del primo sottoprogramma (riservato ai Comuni capoluogo, alle Province, agli enti di ricerca e alle università) dell'iniziativa "10.000 tetti fotovoltaici". Se tutti i progetti fossero approvati si potrebbero realizzare impianti per una potenza complessiva di circa 6 MW. Per ciò che riguarda il secondo sottoprogramma (riservato alle Regioni), alla scadenza fissata del 28 aprile erano pervenute domande da tutte le Regioni, che potrebbero finanziare con 77

miliardi impianti per una potenza complessiva di 5 MW. Le domande saranno esaminate da una commissione composta da rappresentanti dell'ENEA e dei Ministeri delle Attività Produttive, dell'Ambiente e dei Beni Culturali.

### 20 settembre

L'ENEL e il consorzio Endesa-BSCH-ASM Brescia sottoscrivono il trasferimento definitivo della proprietà Elettrogen, la prima delle Genco cedute dall'ENEL, la cui procedura di assegnazione si è conclusa al termine di un'asta lo scorso 23 luglio.

### 1° ottobre

Nel rapporto conclusivo presentato al vertice dell'International Panel on Climate Change (IPCC) a Wembley si rinnova l'invito ad adattare le politiche territoriali e l'utilizzo delle risorse ai cambiamenti climatici in atto. Si ribadisce, inoltre che l'impegno della stabilizzazione delle concentrazioni atmosferiche richiede la riduzione delle emissioni in tutti paesi.

Le compagnie petrolifere operanti in Italia cessano di produrre la benzina rossa in previsione del divieto di utilizzo dal primo gennaio del 2002.

### 3 ottobre

Si conclude a Spoleto il G8 Environmental Futures Forum. Nel corso del forum si è registrata la controffensiva scientifica degli esperti americani mirante a coinvolgere nelle responsabilità dell'effetto serra anche i paesi del Terzo Mondo. Si è cercato, infatti, di includere tra i responsabili dei cambiamenti climatici, oltre ai sei noti gas ad effetto serra sui quali era saltata l'intesa, anche l'ozono troposferico delle megalopoli del Terzo Mondo ed il particolato che in esse si genera.

### 5 ottobre

Via libera del Consiglio dei Ministri al "decreto sblocca centrali" presentato dal Ministro delle Attività Produttive.

Il decreto snellisce e accelera le procedure necessarie al rilascio delle autorizzazioni per la costruzione di nuovi impianti e delle connesse

opere accessorie e stabilisce in sette mesi il tempo massimo necessario al rilascio delle autorizzazioni.

Oltre a questo decreto, il Consiglio dei Ministri approva in via definitiva il disegno di legge di riordino dell'intera legislazione ambientale. Il disegno di legge, che va sotto il nome di "codice verde", si basa su sei punti strategici: 1) gestione dei rifiuti e bonifica dei siti contaminati; 2) difesa del suolo e lotta alla desertificazione; 3) tutela delle acque; 4) gestione delle aree protette; 5) nuove norme in materia di Valutazione di Impatto Ambientale; 6) tutela risarcitoria contro i danni ambientali.

Sempre nella stessa riunione il Ministro dell'Ambiente traccia le linee fondamentali del "Documento sulle strategie di sostenibilità ambientale", predisposto con il supporto dell'ENEA, nel rispetto degli impegni internazionali e comunitari assunti dall'Italia. L'iniziativa si basa su tre elementi fondamentali: la dematerializzazione del sistema economico, con la riduzione delle quantità di risorse naturali, rinnovabili e non, impiegate per sostenere il sistema produttivo e gli attuali modelli di consumo; la diminuzione dei rischi connessi a specifiche forme di inquinamento o di degrado ambientale, con il superamento della logica dell'emergenza e riportando la preoccupazione ambientale nell'ambito delle scelte strategiche nelle prime fasi della programmazione; la partecipazione consapevole di tutti gli attori coinvolti nella programmazione e nella attuazione dei processi.

### 9 ottobre

La Commissione Attività Produttive della Camera richiede lo svolgimento di un'indagine conoscitiva sull'energia. L'indagine dovrebbe svolgersi su due distinti livelli: quello comunitario, per verificare il grado di liberalizzazione raggiunto nei vari Paesi dell'Unione, e quello nazionale per comprendere se gli attuali assetti normativi e la situazione del mercato siano funzionali al raggiungimento di una piena concorrenza e, quindi, di reali benefici per gli utenti. L'indagine dovrebbe terminare entro il 31 marzo 2002 con l'approvazione di un documento conclusivo.

### 11 ottobre

Il Ministro dell'Ambiente, nell'ambito dell'indagine conoscitiva sul Protocollo di Kyoto, ha ribadito, dinanzi alla Commissione Ambiente della Camera, la necessità di procedere ad una revisione della delibera CIPE del 1998 per adeguarla agli accordi della Conferenza di Bonn (COP6). Sulla revisione di tale delibera si baserà la ratifica del Protocollo da parte dell'Italia.

### 12 ottobre

Il Consiglio dei Ministri approva il disegno di legge "legge di semplificazione 2001" che prevede cinque deleghe per il riassetto normativo di alcuni settori considerati strategici, tra i quali quello dell'energia.

Si abbandona lo strumento del Testo Unico a favore dello strumento del "Codice" dove saranno raccolte le norme che regolano un settore dopo la liberalizzazione.

In particolare, l'art. 6 riguardante il "Riassetto in materia di energia" prevede che il Governo è delegato ad emanare, entro diciotto mesi dall'entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi per il riassetto delle disposizioni vigenti in particolare per a) articolazione della normativa tenendo conto dei mercati di riferimento; b) adeguamento della normativa alle disposizioni comunitarie e agli accordi internazionali e alle competenze regionali; c) promozione della competizione nei settori energetici in corso di liberalizzazione; d) promozione dell'innovazione tecnologica e della ricerca in campo energetico.

### 24 ottobre

Il Tribunale Amministrativo del Lazio accoglie il ricorso dell'ENEL avverso l'obbligo di vendere una quarta Genco da 5.500 MW.

La vendita era stata richiesta dall'Antitrust per sbloccare l'acquisizione da parte dell'ENEL di Infostrada, operatore di telefonia fissa, da conferire in un secondo momento a Wind, società di telecomunicazioni già sotto controllo del colosso energetico. Prosegue, quindi, la strategia dell'ENEL tendente a caratterizzarsi sempre più come operatore *multiutility*; caratteristica questa già emersa tanto con l'interesse

all'acquisto dell'Acquedotto Pugliese, quanto con la recente acquisizione (16 ottobre) della Camuzzi, società di rilievo nel settore della distribuzione di gas.

### 30 ottobre

Rinasce la Edison. Il gruppo di Foro Bonaparte torna all'attività originaria dalla quale era uscita nel 1963 con la nazionalizzazione dell'energia elettrica. Sarà questa la nuova realtà energetica del gruppo Fiat-EdF che nascerà dalle ceneri di Montedison. I Consigli di Amministrazione delle Società Montedison, Edison, Falck, Fiat Energia e Sondel, appartenenti al gruppo Italenenergia, hanno approvato un piano di sviluppo industriale con l'obiettivo dichiarato di conquistare il 20% del mercato dell'elettricità e il 15% del mercato del gas. Per raggiungere questo traguardo sono stati programmati una radicale semplificazione della struttura societaria del gruppo e un dettagliato piano di dismissioni nel campo della chimica, dell'alimentare e del settore impiantistico.

Notevole, invece, sarà l'impegno del gruppo nel settore delle telecomunicazioni.

### Per saperne di più (guida alle risorse di rete)

Per informazioni, pubblicazioni e materiale divulgativo nei settori dell'energia e dell'ambiente e per dettagli sulle più recenti iniziative dell'ENEA:

- <http://www.enea.it>

Pubblicazioni e riferimenti normativi e legislativi nel settore dell'elettricità e del gas con particolare attenzione, ma non solo, alla promozione della concorrenza e dell'efficienza e alla assicurazione di adeguati livelli di qualità dei servizi:

- <http://www.autorita.energia.it/>

Il sito dell'Associazione Produttori Energia da fonti Rinnovabili offre il collegamento con numerosi altri siti di interesse energetico e mette a disposizione, in linea, la direttiva del

Parlamento e del Consiglio Europeo sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili nel mercato interno dell'energia elettrica:

- <http://www.aper.it/>

A proposito della crisi energetica californiana:

- [http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/fact\\_sheets/california.html](http://www.eia.doe.gov/cneaf/electricity/page/fact_sheets/california.html)

Documentazione riguardante la posizione degli Stati Uniti sulle tematiche del cambiamento climatico globale:

- [http://www.epa.gov/globalwarming/publications/actions/us\\_position/index.html](http://www.epa.gov/globalwarming/publications/actions/us_position/index.html)

Per saperne di più sul Protocollo di Kyoto, sul riscaldamento globale e sulle politiche energetiche ed ambientali degli Stati Uniti:

- <http://www.pbs.org/newshour/bb/environment/energy>

Risorse informative e collegamenti Internet sul cambiamento climatico, la biodiversità e le emissioni di gas ad effetto serra:

- <http://www.ipcc.ch/links.htm>

Testi della Convenzione e del Protocollo di Kyoto, testi di documenti ufficiali con le comunicazioni nazionali e lo stato della ratifica da parte dei singoli paesi dei trattati internazionali, con l'elenco delle loro strutture, istituzionali e non, di protezione e politica ambientale:

- <http://www.unfccc.de/resource/index.html>

Raccolta sistematica in linea delle disposizioni normative regionali, nazionali e comunitarie e delle sentenze giurisprudenziali in campo ambientale (a cura dell'ENEA):

- <http://amblor.bologna.enea.it/>

Rete nazionale di Informazione in campo ambientale nelle varie tematiche (a cura dell'ANPA). Il sito presenta in linea il "Rapporto Rifiuti 2001":

- <http://www.sinanet.anpa.it/>





*Appendice II*

# La normativa in campo energetico

Accoglimento delle direttive  
dell'Unione Europea  
nell'ordinamento nazionale







## APPENDICE II

**LA NORMATIVA IN CAMPO ENERGETICO***Accoglimento delle direttive dell'Unione Europea nell'ordinamento nazionale***1. Introduzione**

Ad un anno di distanza dalla redazione dell'Appendice II pubblicata sul Rapporto Energia e Ambiente 2000, lo stato di attuazione delle direttive comunitarie in campo energetico ambientale ha visto sostanzialmente l'emanazione dei provvedimenti attesi per l'avvio della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica (decreto legislativo 79/1999, il cosiddetto decreto Bersani) e del mercato del gas naturale (decreto legislativo 164/2000, il cosiddetto decreto Letta).

Per comodità del lettore si riporta nella tabella A.1 l'elenco delle direttive relative al settore dell'energia, aggiornato con le indicazioni dei provvedimenti emanati in questo ultimo anno.

Meritano di essere segnalate le seguenti modifiche rispetto all'omologa tabella pubblicata nel precedente Rapporto Energia e Ambiente:

- l'attuazione della direttiva 98/93/CE, relativa alle scorte petrolifere, avvenuta con l'emanazione del decreto legislativo 31 gennaio 2001, n. 22, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 23-2-2001, n. 45;
- l'attuazione della direttiva 96/57/CEE, relativa ai requisiti di rendimento energetico di frigoriferi, congelatori e loro combinazioni di uso domestico, avvenuta con il decreto ministeriale 10 novembre 1999, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 269 del 16-11-1999;
- l'attuazione della direttiva 98/30/CE, recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, avvenuta con il decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 142 del 20-06-2000.

Modifiche ed integrazioni hanno riguardato inoltre il settore delle reti transeuropee e dell'efficienza energetica.

**2. Scorte di petrolio greggio**

Il Consiglio Europeo nel 1968 ha adottato la direttiva 68/414/CEE, 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. Questo livello minimo è stato poi confermato con l'emanazione della direttiva n. 98/93/CE. 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.

Tra le disposizioni nazionali che hanno riguardato il settore delle scorte di petrolio grezzo, ricordiamo la legge 10 febbraio 1981, n. 22, modificata e integrata dalle leggi n. 873/1982, n. 924/1982, e n. 61/1986. Il decreto ministeriale 12 giugno 1991 ha istituito il Comitato di gestione regolamentandone il suo funzionamento, mentre con gli articoli 8 e 9 del decreto legislativo 11 febbraio 1998, n. 32, è stata istituita l'Agenzia nazionale delle scorte di riserva.

Con il decreto legislativo 31 gennaio 2001, n. 22, è stata attuata la direttiva comunitaria 98/93/CE. In particolare il suddetto decreto legislativo riporta la regolamentazione relativa:

**Tabella A.1 - Stato di attuazione delle direttive relative al settore dell'energia**

Direttiva	Entrata in vigore	Accoglimento o applicazione	Attuazione massima	Fine validità o periodo transitorio	Provvedimento che la modifica, o l'attua o l'abroga	Data accoglimento modifiche o periodo transitorio	Provvedimento attuativo
Scorte petrolio grezzo (68/414/CEE)	23/12/68	Prima possibile	1/1/71		72/425/CEE (3) 98/93/CE	1/1/75 1/1/2000	Legge 22/1981
Approvvigionamento petrolio (73/238/CEE)	27/7/73	30/6/74					
Scorte combustibili fossili (75/339/CEE)	22/5/75		1/1/78	7/2/97	97/7/CEE (4)		Decreto legislativo 22/2001
Petrolio centrali elettriche (75/405/CEE)	18/4/75		31/12/75	31/1/97	97/8/CEE (4)		Decreto presidenziale 776/82
Prezzo petrolio (76/491/CEE)	5/5/76		1/1/77		77/190/CEE (4)		Decreto presidenziale 729/82
Generatori calore (78/170/CEE)	14/2/78	1/7/80	1/7/80	1/1/81	82/885/CEE	17/6/84	Decreto ministeriale 26/1/81
Economia petrolio (85/536/CEE)	9/12/85		1/1/88		87/441/CEE	29/7/87	Decreto legislativo 280/94
Prezzi gas ed elettricità (90/377/CEE)	6/7/90	1/7/91			93/87/CEE	10/11/93	Decreto ministeriale 26/6/92
Energia elettrica grandi reti (90/547/CEE)	16/11/90	1/7/91			94/559/CEE 95/162/CEE 98/75/CE	28/2/99	Decreto ministeriale 26/6/92
Gas naturale grandi reti (91/296/CEE)		1/1/92			94/49/CEE 95/49/CEE		Decreto ministeriale 18/6/94
Rendimento caldaie (92/42/CEE)	3/6/92	31/12/92	1/1/94	31/12/97	93/68/CEE	1/1/95 o 1/1/97	Decreto presidenziale 660/96
Consumo energia apparecchi (92/75/CEE)	2/10/92	1/1/94	1/7/93				Decreto presidenziale 107/98
Efficienza energetica (93/76/CEE)	23/9/93	31/12/94			(1)		(2)
Prospezione, ricerca idrocarburi (94/22/CEE)	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 164/2000

(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 accoglimento, 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.

- ai soggetti tenuti al mantenimento delle scorte petrolifere di riserva e tipologia dei prodotti;
- al calcolo e alla ripartizione delle scorte petrolifere di riserva;
- al mantenimento e al trasferimento delle scorte petrolifere di riserva;
- gli obblighi relativi alla comunicazione alla Commissione;
- le modalità per il mantenimento delle scorte in un Paese della UE;
- i controlli e le sanzioni.

Al fine di fissare i livelli delle scorte obbligatorie per l'anno 2002, è stato emanato il decreto ministeriale del 7 maggio 2001.

### 3. Transito sulle grandi reti dell'energia elettrica e del gas naturale

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 provvedimenti riportati nella tabella A.2.

Rispetto alla tabella pubblicata nel precedente Rapporto, c'è da mettere in evidenza che, con la decisione 2000/761/EC, sono state

riportate le specificazioni relative alla tipologia e alla loro ubicazione dei progetti di interesse comune nel settore delle reti transeuropee dell'energia, identificati precedentemente dalla decisione 1996/1254/CE.

Per quanto riguarda la costituzione della rete nazionale di trasmissione di energia elettrica sulle grandi reti nonché la sua gestione, si vedano i provvedimenti attuativi della direttiva 96/92/CE relativa al mercato interno dell'energia elettrica recepita in Italia con il decreto legislativo 79/1999.

Per quanto riguarda la costituzione della rete nazionale di trasmissione del gas naturale sulle grandi reti nonché la sua gestione, si vedano i provvedimenti attuativi della direttiva 98/30/CE relativa al mercato interno del gas naturale recepita in Italia con il decreto legislativo 164/2000.

### 4. Attuazione dei provvedimenti relativi al mercato interno dell'energia elettrica e del gas

#### 4.1 Provvedimenti attuativi relativi al decreto legislativo 79/1999

Con la pubblicazione del decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999, cosiddetto decreto Bersani, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 96/92/CE che ha avviato la

**Tabella A.2 - Reti transeuropee: provvedimenti comunitari in materia di energia**

Provvedimento	Contenuto	Modifiche Integrazioni o abrogazioni
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	1999/1741/CE 2000/761/CE
Decisione 97/1047	Altri progetti di interesse comune	

liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica in Italia. Per una completa attuazione delle disposizioni legislative contenute nel decreto erano attesi numerosi provvedimenti; i principali provvedimenti emanati so-

no riportati nella tabella A.3 con l'indicazione dell'Autorità delegata, gli estremi del provvedimento emanato, nonché altri provvedimenti connessi emanati da altre Autorità pubbliche.

**Tabella A.3 - Provvedimenti attuativi relativi al decreto legislativo 79/1999**

Riferimenti al decreto legislativo 79/1999	Provvedimento atteso	Autorità delegata	Provvedimento emanato
Art. 1, c. 2	Indirizzi per la sicurezza e l'economicità del sistema elettrico nazionale	Ministero Attività Produttive	Indirizzi in parte contenuti nei seguenti provvedimenti: <ul style="list-style-type: none"> <li>decreto ministeriale 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27/01/2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del Gestore Rete Trasmissione Nazionale</li> <li>decreto ministeriale 7 agosto 2000 (GU n. 214 del 13/09/2000). Ulteriori direttive al Gestore Rete Trasmissione Nazionale</li> </ul>
Art. 1, c. 3	Provvedimenti per l'assunzione di responsabilità da parte del Gestore Rete Trasmissione Nazionale, dell'acquirente unico e del gestore del mercato	Ministero Attività Produttive	Direttiva 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27/01/2000). Direttive per il Gestore Rete Trasmissione Nazionale
Art. 1, c. 4	Modalità per separazione contabile ed amministrativa	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 11 maggio 1999, n. 61/99 (GU n. 164 del 15/7/1999). Direttiva per le separazioni contabile e amministrativa dei soggetti giuridici che operano nel settore dell'energia elettrica e relativi obblighi di pubblicazione e comunicazione. NB: modificata da: <ul style="list-style-type: none"> <li>delibera 3 agosto 2000, n. 145/2000 (GU n. 213 del 12/9/2000);</li> <li>delibera 28 dicembre 2000, n. 246/2000 (GU 25/1/2001, n. 20);</li> <li>delibera 5 giugno 2001, n. 122/2001 (GU n. 154 del 5/7/2001)</li> </ul>
Art. 3, c. 2 e c. 4	Indirizzi per le attività del gestore della rete	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27/01/2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del costituendo Gestore Rete Trasmissione Nazionale. Decreto ministeriale 7 agosto 2000 (GU n. 214 del 13/09/2000). Ulteriori direttive per il Gestore Rete Trasmissione Nazionale
Art. 3, c. 3	Condizioni atte a garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, l'imparzialità e la neutralità del servizio di trasmissione e dispacciamento e l'obbligo di utilizzazione prioritaria dell'energia elettrica prodotta a mezzo di fonti energetiche rinnovabili e di quella prodotta mediante cogenerazione	Autorità Energia Elettrica e Gas	NB: l'art. 10, comma 7, secondo periodo, della legge 13 maggio 1999, n. 133 (Suppl. Ord. alla GU 17/5/1999, n. 113) recante "Disposizioni in materia di perequazione, razionalizzazione e federalismo fiscale", prevede che l'Autorità stabilisca le condizioni per lo scambio dell'energia elettrica fornita dal distributore all'esercente degli impianti da fonti rinnovabili di potenza elettrica non superiore a 20 kW. Delibera 6 dicembre 2000, n. 224/2000 (GU 24/1/2001, n. 19). Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di scambio sul posto dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici con potenza nominale non superiore a 20 kW.

			<p>Delibera 30 aprile 2001, n. 95/2001 (GU n. 148 del 28/6/2001). Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale.</p> <p>Si veda anche delibera 13 dicembre 2000, n. 223/2000 (GU 20/12/2000, n. 296)</p>
Art. 3, c. 4	Costituzione società per azione Gestore Rete Trasmissione Nazionale Conferimenti al gestore della rete di trasmissione	ENEL SpA	<p>Il 27 aprile 1999 l'ENEL ha costituito la SpA Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN). Il 2 agosto 1999 ENEL ha deliberato i relativi conferimenti dei beni, nonché quanto previsto dal presente comma</p>
Art. 3, c. 4	Conferimenti al gestore della rete di trasmissione. Eventuali ulteriori conferimenti necessari all'attività del gestore e approvazione dei conferimenti stessi	Ministero Attività Produttive	<p>Delibera 20 ottobre 1999, 157/99 (GU n. 269 del 16/11/1999). Disposizioni provvisorie in materia di finanziamento del Gestore Rete Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica.</p> <p>Decreto ministeriale 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27/01/2000). Assunzione della titolarità e delle funzioni da parte del Gestore Rete Trasmissione Nazionale.</p> <p>Direttiva 21 gennaio 2000 (GU n. 21 del 27/01/2000). Direttive per il Gestore Rete Trasmissione Nazionale</p>
Art. 3, c. 5	Concessione per le attività di trasmissione e dispacciamento	Ministero Attività Produttive	<p>Decreto ministeriale 17 luglio 2000 (GU 1/8/2000, n. 178). Concessione al Gestore Rete Trasmissione Nazionale delle attività di trasmissione e dispacciamento dell'energia elettrica nel territorio nazionale</p>
Art. 3, c. 6	Direttive per regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse	Autorità Energia Elettrica e Gas	<p>Delibera 9 marzo 2000, n. 52/2000 (GU n. 68 del 22/03/2000). Emanazione di direttive al Gestore Rete Trasmissione Nazionale per l'adozione di regole tecniche.</p> <p>NB: modifiche ed integrazioni alla presente delibera sono contenute in:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• delibera 3 agosto 2000, n. 138/2000 (gu n. 202 del 30/08/2000);</li> <li>• delibera 4 ottobre 2000, n. 183/2000 (gu n. 245 del 19/10/2000);</li> <li>• delibera 13 marzo 2001, n. 59/2001 (gu 13/4/2001, n. 87)</li> </ul>
Art. 3, c. 6	Regole per il dispacciamento	Gestore Rete Trasmissione Nazionale	<p>Gestore Rete Trasmissione Nazionale 1° marzo 2001. Codice di trasmissione e dispacciamento. Regole tecniche di connessione. Versione V.3, pubblicata sul sito <a href="http://grtn.it">grtn.it</a></p> <p>Gestore Rete Trasmissione Nazionale 13 giugno 2000. Codice di trasmissione e dispacciamento. Versione V.0, pubblicata sul sito <a href="http://grtn.it">grtn.it</a></p> <p>Gestore Rete Trasmissione Nazionale 9 agosto 2001. Regole di dispacciamento Versione V.I, pubblicata sul sito <a href="http://grtn.it">grtn.it</a></p>
Art. 3, c. 6	Regole tecniche in materia di progettazione e funzionamento degli impianti di generazione, delle reti di distribuzione, delle apparecchiature direttamente connesse	Gestore Rete Trasmissione Nazionale	<p>Gestore Rete Trasmissione Nazionale 16 ottobre 2000. Regole transitorie per l'installazione e l'attivazione delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica. Rev. 0.0. pubblicata sul sito <a href="http://grtn.it">grtn.it</a></p>
Art. 3, c. 6	Autorità verifica la conformità delle regole tecniche adottate dal gestore e si pronuncia sentito il gestore	Autorità Energia Elettrica e Gas	<p>Delibera 28 febbraio 2001, n. 39/2001. Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore Rete Trasmissione Nazionale</p>
Art. 3, c. 7	Ambito della rete di trasmissione nazionale	Ministero Attività Produttive sentiti l'Autorità Energia Elettrica e Gas e soggetti interessati	<p>Decreto ministeriale 25 giugno 1999 (Suppl. Ord. alla GU 30/6/1999, n. 151). Determinazione dell'ambito della rete elettrica di trasmissione nazionale</p>

Art. 3, c. 7	Costituzione di una o più società di capitali e trasferimento di beni e rapporti, attività e passività, relativi alla trasmissione di energia elettrica	Proprietari di reti o coloro che ne hanno la disponibilità	Attuato con atti interni alle aziende. NB: L'art. 38 della legge 24 novembre 2000, n. 340 (GU n. 275 del 24/11/2000). "Disposizioni per la delegificazione di norme e per la semplificazione di procedimenti amministrativi", riporta disposizioni relative al trasferimento di impianti, beni e attività alle società costituite a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico
Art. 3, c. 8	Definizione di una convenzione tipo per disciplinare gli interventi di manutenzione e di sviluppo della rete	Ministero Attività Produttive su proposta dell'Autorità Energia Elettrica e Gas sentita la Conferenza Unificata	Decreto ministeriale 22 dicembre 2000 (Suppl. Ord. alla GU 19/1/2001, n. 15). Approvazione della convenzione tipo
Art. 3, c. 10	Determinazione del corrispettivo per gli oneri connessi ai compiti del gestore e disciplina del periodo transitorio	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 20 ottobre 1999, 157/99 (GU n. 269 del 16/11/1999). Disposizioni provvisorie in materia di finanziamento del Gestore Rete Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica. NB: disposizioni integrate con la delibera 29 marzo 2000, n. 63/2000 (GU n. 88 del 14/04/2000). Delibera 28 dicembre 2000, n. 241/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Disposizioni in materia di corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale
Art. 3, c. 11	Individuazione oneri generali afferenti al sistema elettrico	Ministero Attività Produttive di concerto con il Ministero Tesoro su proposta dell'Autorità Energia Elettrica e Gas	Decreto ministeriale 26 gennaio 2000 (GU n. 27 del 03/02/2000). Individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico. (NB: il decreto ministeriale 17 aprile 2001 (GU 27/4/2001, n. 97), riporta delle modifiche al decreto 26 gennaio 2000). Delibera 26 luglio 2000, n. 131/2000 (GU n. 213 del 12/09/2000). Definizione di modalità per l'ammissione alla reintegrazione dei costi di cui all'art. 2, comma 1, lettera a), decreto ministeriale 26 gennaio 2000
Art. 3, c. 11	Adeguamento del corrispettivo in base all'individuazione degli oneri generali afferenti al sistema elettrico	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 15 giugno 2000, n. 108/2000 (GU n. 151 del 30/06/2000). Adeguamento del corrispettivo per l'accesso e l'uso della rete di trasmissione nazionale. NB: le modifiche e gli aggiornamenti alla suddetta delibera sono stati riportati in: <ul style="list-style-type: none"> <li>• delibera 4 ottobre 2000, n. 180/2000 (GU n. 245 del 19/10/2000);</li> <li>• delibera 28 dicembre 2000, n. 244/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4);</li> <li>• delibera 20 febbraio 2001, n. 27/2001 (GU 8/3/2001, n. 56);</li> <li>• delibera 26 aprile 2001, n. 90/2001 (GU 10/05/2001, n. 107);</li> <li>• delibera 27 giugno 2001, n. 146/2001 Autorità Energia Elettrica e Gas (GU n. 155 del 6/7/2001).</li> </ul> Delibera 20 dicembre 2000, n. 231/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Definizione della maggiorazione ai corrispettivi di accesso e uso della rete di trasmissione nazionale per l'energia elettrica prodotta da impianti idroelettrici e geotermoelettrici per l'anno 2000. NB: successivamente integrata da delibera 20 dicembre 2000, n. 232/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4), per gli anni dal 2001 al 2006. Delibera 25 maggio 2001, n. 114/2001 (GU 7/6/2001, n. 130). Definizione del prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso, dei costi variabili unitari riconosciuti, e delle modalità di aggiornamento dei parametri RR, ai fini del calcolo dei costi di produzione non recuperabili



Art. 3, c. 12	Cessione dei diritti e delle obbligazioni relative all'acquisto di energia elettrica, comunque prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL al gestore della rete	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 21 novembre 2000 (GU 30/11/2000, n. 280). Cessione dei diritti e delle obbligazioni relativi all'acquisto di energia elettrica prodotta da altri operatori nazionali, da parte dell'ENEL al Gestore Rete Trasmissione Nazionale. Delibera 13 dicembre 2000, n. 223/2000 (GU 20/12/2000, n. 296). Definizione di procedure concorsuali per la cessione da parte del Gestore Rete Trasmissione Nazionale dell'energia elettrica. NB: successivamente rettificata da: delibera 19 dicembre 2000, n. 229/2000 (GU 29/12/2000, n. 302)
Art. 3, c. 13	Revisione oneri di sistema per tenere conto della cessione da parte del gestore al mercato dell'energia derivante dagli impianti CIP 6/92	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 20 dicembre 2000, n. 230/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Modificazione e integrazione delle deliberazioni dell'Autorità Energia Elettrica e Gas 26 giugno 1997, n. 70/97, 28 ottobre 1997, n. 108/97, 29 dicembre 1999, n. 204/99. Disposizioni in materia di Cassa conguaglio per il settore elettrico. Delibera 28 dicembre 2000, n. 238/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Definizione dei prezzi dell'energia elettrica all'ingrosso per i clienti del mercato vincolato per l'anno 2001
Art. 4, c. 1	Costituzione società per azione acquirente unico	Gestore Rete Trasmissione Nazionale	È stata costituita il 12 novembre 1999 la società Acquirente Unico (AU)
Art. 4, c. 2	Indirizzi per l'acquirente unico	Ministero Attività Produttive sentiti l'Autorità Energia Elettrica e Gas e il Ministero Comm. Estero	Direttiva 3 maggio 2001 (GU 30/4/2001, n. 124). Indirizzi necessari alla società Acquirente Unico anche al fine di predisporre le strutture interne indispensabili alla sua operatività
Art. 4, c. 4	Previsione, da parte dell'acquirente unico, della domanda da soddisfare nel triennio successivo	Acquirente Unico	Risulta che sia stata fatta una previsione in data 28 giugno 2001
Art. 5, c. 1	Costituzione SpA gestore del mercato elettrico	Gestore Rete Trasmissione Nazionale	È stata costituita il 27 giugno 2000 la SpA Gestore Mercato Elettrico (GME)
Art. 5, c. 1	Approvazione della disciplina del mercato predisposta dal gestore del mercato	Ministero Attività Produttive sentita l'Autorità Energia Elettrica e Gas	Decreto ministeriale 9 maggio 2001 (Suppl. Ord. alla GU 4/6/2001, n. 127). Approvazione della disciplina del mercato elettrico. Delibera 30 aprile 2001, n. 96/2001 (GU n. 138 del 16/6/2001). Disposizioni generali in materia di mercato dell'energia elettrica di cui all'art. 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
Art. 6, c. 1	Clausole negoziali e imparziali e le regolamentazioni tecniche per il corretto funzionamento dell'intero sistema elettrico da inserire nei contratti tra i clienti idonei	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 26 maggio 1999, n. 78/99 (GU n. 144 del 22/6/1999). Definizione di clausole negoziali da inserire nei contratti bilaterali, di fornitura di servizi elettrici a clienti idonei. NB: si veda anche la delibera 13 dicembre 2000, n. 223/2000 (GU 20/12/2000, n. 296)
Art. 8, c. 1	Approvazione del piano di vendita da parte dell'ENEL SpA di non meno di 15.000 MW entro il 2002	Decreto Presidente Consiglio dei Ministri su proposta Ministero Tesoro di concerto Ministero Industria	DPCM 4 agosto 1999 (GU n. 207 del 3/9/1999). Approvazione del piano per le cessioni degli impianti dell'ENEL e delle relative modalità di alienazione. Decreto ministeriale 25 gennaio 2000 (GU 31/1/2000, n. 24). Modalità di alienazione delle partecipazioni detenute dall'ENEL in Eurogen SpA, Elettrogen SpA e Interpower SpA
Art. 9, c. 1	Obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia da inserire nelle concessioni di distribuzione	Ministero Industria di concerto Ministero Ambiente	Decreto ministeriale 24 aprile 2001 (Suppl. Ord. alla GU 22/5/2001, n. 117). Individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali.



			NB: nel settembre 2001 sono state rilasciate 46 concessioni per 68 Comuni: Si vedano i decreti ministeriali 3/5/2001, 8/5/2001, 18/5/2001, 31/5/2001, pubblicati nel Suppl. Ord. alla GU 24/7/2001, n. 170
Art. 10, c. 1	Individuazione delle capacità utilizzate per l'importazione e l'esportazione dell'energia elettrica	Gestore Rete Trasmis-sione Nazionale	Risultano che siano state fatte comunicazioni al Ministero Ind. e all'Autorità Energia Elettrica e Gas in data: 11/10/1999; 27/07/2000; 11/8/2000 e 5/6/2001
Art. 10, c. 2	Modalità e condizioni delle importazioni nel caso che risultino insufficienti le capacità di trasporto disponibili e criteri di reciprocità	Autorità Energia Elettrica e Gas	<p>Delibera 28 ottobre 1999, n. 162/99(GU n. 264 del 10/11/1999). Disposizioni urgenti in materia di importazioni di energia elettrica.</p> <p>NB: modificata da delibera 11 novembre 1999, n. 172/99 (GU n. 268 del 15/11/1999).</p> <p>Delibera 3 dicembre 1999, n. 180/99 (GU n. 286 del 6/12/1999). Modalità e condizioni delle importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto disponibili insufficienti.</p> <p>NB: altre disposizioni sono contenute in: delibera 3 agosto 2000, n. 140/2000 (GU 1/9/2000, n. 204); delibera 6 dicembre 2000, n. 219/2000 (GU 13/12/2000, n. 290).</p> <p>Ulteriori disposizioni, anche urgenti, sono contenute in:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• delibera 16 dicembre 1999, n. 182/99 (GU n. 297 del 20/12/1999);</li> <li>• delibera 27 settembre 2000, n. 174/2000 (GU 30/9/2000, n. 229);</li> <li>• delibera 12 ottobre 2000, n. 187/2000 (GU n. 245 del 19/10/2000);</li> <li>• delibera 18 ottobre 2000, n. 192/2000 (GU 25/10/2000, n. 250);</li> <li>• delibera 14 febbraio 2001, n. 21/2001 (GU 23/2/2001, n. 45).</li> <li>• delibera 3 maggio 2001, n. 101/2001 (GU 25/5/2001, n. 120). Fissazione a titolo di acconto per l'anno 2001 del corrispettivo di cui all'art. 5, comma 4, della delibera dell'Autorità Energia Elettrica e Gas 28 ottobre 1999, n. 162/99</li> </ul>
Art. 11, c. 5	Direttive per immettere in rete l'energia da fonti rinnovabili e definire l'incremento della percentuale del 2% per gli anni successivi al 2002	Ministero Attività Produttive di concerto Ministero Ambiente	Decreto ministeriale 11 novembre 1999 (GU n. 292 del 14/12/1999). Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili
Art. 13, c. 4	Indirizzi per la società per lo smantellamento delle centrali elettronucleari dismesse e la chiusura del ciclo del combustibile	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 7 maggio 2001 (GU 28/5/2001, n. 122). Indirizzi strategici ed operativi alla Sogin / Società gestione impianti nucleari SpA
Art. 14, c. 2	Stabilire i criteri e le modalità per la costituzione di consorzi e la partecipazione delle pubbliche amministrazioni (NB: In attuazione dell'art. 25 della legge 23 dicembre 1999, n. 488)	Presidenza Consiglio dei Ministri sentiti: Ministero Tesoro, Ministero Attività Produttive e Autorità Energia Elettrica e Gas	<p>Legge 23 dicembre 1999, n. 488 (Suppl. Ord. alla GU n. 302 del 27/12/1999). Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2000). Art. 25.</p> <p>DPCM 18 settembre 2000 (GU 25/10/2000, n. 250). Direttiva sull'applicazione alle pubbliche amministrazioni delle disposizioni in materia di clienti idonei del mercato elettrico ai sensi dell'art. 25 della legge 23 dicembre 1999, n. 488.</p> <p>NB: quasi tutte le Regioni hanno emanato un proprio provvedimento, salvo le seguenti: Valle d'Aosta, Marche, Molise, Basilicata e Sicilia</p>
Art. 14, c. 5	Nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo nel caso non si raggiunga la dimissione prevista per il mercato libero	Ministero Attività Produttive su proposta delle Regioni	NB: superato dall'art. 10, legge 5 marzo 2001, n. 57 (GU 20/3/2001, n. 66). Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati

Art. 14, c. 6	Nuovi limiti per l'attribuzione della qualifica di cliente idoneo per una maggiore apertura del mercato in presenza di aperture comparabili di altri Stati	Ministero Attività Produttive sentita l'Autorità Energia Elettrica e Gas	NB: superato dall'art. 10, legge 5 marzo 2001, n. 57 (GU 20/3/2001, n. 66). Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati
Art. 14, c. 7	Individuazione di ulteriori soggetti cui attribuire, anche dopo il 2002, la qualifica di clienti idonei per una progressiva ulteriore apertura del mercato	Ministero Attività Produttive sentita l'Autorità Energia Elettrica e Gas	NB: superato dall'art. 10, comma 4, della legge 5 marzo 2001, n. 57 (GU 20/3/2001, n. 66). Disposizioni in materia di apertura e regolazione dei mercati
Art. 14, c. 8	Modalità per riconoscere e verificare la qualifica di clienti idonei	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 30 giugno 1999, n. 91/99 (GU n. 188 del 12/08/1999). Definizione delle modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di cliente idoneo e istituzione dell'elenco dei clienti idonei. NB: successivamente modificata da delibera 22 marzo 2001, n. 66/2001 (GU 12/4/2001, n. 86)
Art. 15, c. 1	Proroga, non superiore a due anni, in caso di ritardo rispetto alla data di entrata in esercizio dell'impianto indicata nella convenzione	Ministero Attività Produttive	Risulta che siano stati emanati vari decreti
Art. 15, c. 2	Obbligo dei soggetti beneficiari delle incentivazioni di presentare le autorizzazioni necessarie alla costruzione degli impianti non ancora in esercizio	Soggetti beneficiari	Delibera 27 settembre 2000, n. 175/2000. Provvedimento di cui all'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Delibera 26 giugno 2001, n. 144/01. Attestazione dei soggetti adempienti al disposto dell'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79. Delibera 5 luglio 2001, n. 151/2001. Attestazione dei soggetti inadempienti al disposto dell'articolo 15, comma 2, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79
Art. 15, c. 3	Modifica della localizzazione degli impianti previsti nelle convenzioni a condizione che la funzionalità della rete elettrica nella nuova area interessata non risulti pregiudicata	Ministero Attività Produttive a seguito di parere favorevole degli enti locali	Risulta che siano stati emanati vari decreti
Art. 15, c. 3	Accoglimento della richiesta di modifica della localizzazione degli impianti previsti nelle convenzioni a condizione preliminari in caso di rinuncia degli incentivi	Autorità Energia Elettrica e Gas	Risulta che siano stati emanate varie comunicazioni
Art. 15, c. 5	Modifica della localizzazione prevista nelle convenzioni stipulate con l'ENEL degli impianti di produzione di energia elettrica da rifiuti	Soggetti interessati a seguito di parere favorevole degli Enti locali	Risulta che siano pervenute al Ministero Attività Produttive varie comunicazioni
Art. 16, c. 1	Norme di attuazione per il coordinamento tra le norme del decreto ed i vigenti ordinamenti statuari della regione Valle d'Aosta e delle Province Autonome di Trento e di Bolzano	Regione Valle d'Aosta e province autonome di Trento e di Bolzano	Decreto legislativo 11 novembre 1999, n. 463 (GU n. 289 del 10/12/1999). Norme di attuazione dello statuto speciale della Regione Trentino/Alto Adige in materia di demanio idrico, di opere idrauliche e di concessioni di grandi derivazioni a scopo idroelettrico, produzione e distribuzione di energia elettrica

#### 4.2 Provvedimenti attuativi relativi al decreto legislativo 164/2000

Con la pubblicazione del decreto legislativo 164/2000, cosiddetto decreto Letta, è stata recepita nell'ordinamento nazionale la direttiva 98/30/CE che ha dato il via alla liberalizzazione

del mercato del gas naturale. Per una completa attuazione delle disposizioni legislative contenute nel decreto erano attesi numerosi provvedimenti; i principali provvedimenti emanati sono riportati nella tabella A.4 con l'indicazione dell'Autorità delegata, gli estremi del prov-

**Tabella A.4 - Provvedimenti attuativi relativi al decreto legislativo 164/2000**

Riferimenti al Decreto legislativo 164/2000	Provvedimento atteso	Autorità delegata	Provvedimento emanato
Art. 3, c.1	Criteri per il rilascio delle autorizzazioni ad importare gas naturale prodotto in paesi non appartenenti all'Unione Europea	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 27 marzo 2001 (GU 27/4/2001, n. 97). Determinazione dei criteri per il rilascio delle autorizzazioni ad importare gas naturale prodotto in Paesi non appartenenti all'Unione Europea. NB: risultano che siano state concesse 8 autorizzazioni pluriennali e 7 spot
Art. 9, c. 1	Decreto per definire la rete nazionale di gasdotti	Ministero Attività Produttive sentita la Conferenza Unificata e l'Autorità Energia Elettrica e Gas	Decreto ministeriale 22 dicembre 2000 (GU 23/1/2001, n. 18). Individuazione della Rete nazionale dei gasdotti
Art. 12, c. 2	Decreto per stabilire criteri tecnici ed economici per i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione agli utenti	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5/6/2001). Determinazione dei criteri che rendono tecnicamente ed economicamente realizzabili i servizi di stoccaggio minerario, strategico e di modulazione richiesti dall'utente ai titolari di concessioni di stoccaggio, delle modalità per la comunicazione da parte dei titolari di concessioni di coltivazione delle relative esigenze di stoccaggio minerario, dei limiti e delle norme tecniche per il riconoscimento delle capacità di stoccaggio strategico e di modulazione, nonché adozione di direttive transitorie per assicurare il ciclo di riempimento degli stoccaggi nazionali
Art. 12, c. 7	Delibera per fissare i criteri e le priorità di accesso del servizio di stoccaggio e per adottare il codice di stoccaggio	Autorità Energia Elettrica e Gas	In attesa della delibera dell'Autorità, si veda decreto ministeriale 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5/6/2001) e il decreto ministeriale 26 settembre 2001
Art. 12, c. 9	Decreto per stabilire i limiti e le norme tecniche per disciplinare il riconoscimento delle capacità di stoccaggio di working gas strategico e di modulazione	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5/6/2001)
Art. 13, c. 1	Decreto per stabilire le norme tecniche per l'effettuazione delle operazioni di stoccaggio di gas naturale in giacimenti	Ministero Attività Produttive	Le norme tecniche sono in elaborazione. Con il decreto ministeriale 27 marzo 2001 (GU 27/4/2001, n. 97) sono stati invece determinati i criteri per la conversione in stoccaggio di giacimenti in fase avanzata di coltivazione per consentire ai terzi l'accesso ai giacimenti in coltivazione
Art. 14, c. 1	Delibera per definire il contratto tipo che regoli i rapporti del gestore del servizio di distribuzione	Predisposizione dell'Autorità Energia Elettrica e Gas e approvazione del Ministero Attività Produttive	Il contratto tipo deve essere ancora predisposto dall'Autorità Con la delibera 20 dicembre 2000, n. 236/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Adozione di direttiva concernente la disciplina della sicurezza e della continuità del servizio di distribuzione del gas.

			NB: la suddetta delibera è stata modificata dalla delibera n. 5/2001 del 24 gennaio 2001 (GU 12/2/2001, n. 35). Sono stati invece stabiliti i livelli di sicurezza del servizio, in base alle competenze di regolazione della distribuzione già attribuite all'Autorità
Art. 16, c. 4	Decreto per stabilire i principi di valutazione dei risultati delle imprese di distribuzione che perseguono il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili	Ministero Attività Produttive, di concerto con il Ministero Ambiente e sentita la Conferenza unificata	Decreto ministeriale 24 aprile 2001 (Suppl. Ord. alla GU 22/5/2001, n. 117). Individuazione degli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico e sviluppo delle fonti rinnovabili di cui all'art. 16, comma 4, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164
Art. 20, c. 2	Delibera per definire il contenuto minimo di informazioni che sono obbligate a fornire le imprese del gas per garantire che le relative attività avvengano in modo compatibile con il funzionamento sicuro ed efficiente del sistema del gas	Autorità Energia Elettrica e Gas	La delibera deve ancora essere adottata.  Con la delibera 7 agosto 2001, n. 184/2001 (GU n. 199 del 28/8/2001). Adozione della direttiva concernente il riconoscimento ai clienti idonei della facoltà di recesso nei contratti di fornitura di gas naturale si è invece introdotta la possibilità per i clienti di cambiare fornitore, nell'interesse della concorrenza (vedi riga successiva)
Art. 22, c. 3	Attribuzione qualifica di clientela idoneo	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 18 ottobre 2000, n. 193/2000 (GU n. 273 del 22/11/2000). Adozione di disposizioni urgenti per l'esercizio dell'attività di vigilanza dell'Autorità Energia Elettrica e Gas. Delibera 7 agosto 2001, n. 184/2001 (GU n. 199 del 28/8/2001). Adozione della direttiva concernente il riconoscimento ai clienti idonei della facoltà di recesso nei contratti di fornitura di gas naturale
Art. 23, c. 2	Determina le tariffe per la vendita ai clienti non idonei in modo da realizzare un'adeguata ripartizione dei benefici tra clienti ed imprese e da assicurare a queste ultime una congrua remunerazione del capitale investito	Autorità Energia Elettrica e Gas	Delibera 28 dicembre 2000, n. 237/2000 (Suppl. Ord. n. 2 alla GU 5/1/2001, n. 4). Definizione di criteri per la determinazione delle tariffe per le attività di distribuzione del gas e di fornitura ai clienti del mercato vincolato. NB: la suddetta delibera è stata rettificata dalla delibera 24 gennaio 2001, n. 4/2001 (GU 12/2/2001, n. 35), dalla delibera 14 febbraio 2001, n. 25/2001 (GU 23/2/2001, n. 45), dalla delibera 21 giugno 2001, n. 134/2001 (GU 12/7/2001, n. 160). Delibera 30 maggio 2001, n. 120/2001 (GU n. 147 del 27/6/2001). Criteri per la determinazione delle tariffe per il trasporto e il dispacciamento del gas naturale e per l'utilizzo dei terminali di gas naturale liquefatto
Art. 24, c. 5	Delibera per fissare i criteri per garantire a tutti gli utenti della rete la libertà di accesso a parità di condizioni, la massima imparzialità e la neutralità del trasporto e del dispacciamento e dell'utilizzo dei terminali di GNL. In base a tale delibera le imprese stabiliscono il codice di rete	Autorità Energia Elettrica e Gas	La delibera è in predisposizione
Art. 36	Direttive per garantire la tempestiva e funzionale attuazione degli adempimenti necessari alla sicurezza del sistema nazionale del gas e dell'attuazione della fase transitoria	Ministero Attività Produttive	Decreto ministeriale 9 maggio 2001 (GU n. 128 del 5/6/2001) e decreto ministeriale 26 settembre 2001

Aggiornamento al 1° ottobre 2001

(NB: tabella elaborata su informazioni fornite anche dal Ministero delle Attività Produttive).

vedimento emanato, nonché altri provvedimenti connessi emanati da altre Autorità pubbliche.

## 5. Efficienza energetica

Per quanto riguarda il settore dell'efficienza energetica si riporta nella tabella A.5 lo stato di attuazione della direttiva 92/75/CEE e delle sue direttive applicative. C'è da osservare che è stata recepita la direttiva 98/11/CE con il decreto ministeriale 10 luglio 2001 pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale n. 184 del 9 agosto 2001, nel quale sono state stabilite le modalità di applica-

zione della direttiva 92/75/CEE del Consiglio europeo per quanto riguarda l'etichettatura indicante l'efficienza energetica delle lampade per uso domestico.

Inoltre, il 18 settembre 2000 il Parlamento europeo e il Consiglio hanno emanato la direttiva 2000/55/CE, pubblicata in GUCE 1-11-2000, n. L 279, relativa ai requisiti di efficienza energetica degli alimentatori per lampade fluorescenti. Entro il 21 dicembre 2001 gli Stati membri devono emanare le disposizioni legislative, regolamentari ed amministrative per conformarsi alle disposizioni contenute nella suddetta direttiva.

**Tabella A.5 - Stato di attuazione della direttiva 92/75/CEE e delle sue direttive applicative**

Direttiva	Data entrata in vigore	Data accoglimento	Fase Transitoria	Modifica direttiva	Data accoglimento	Norme applicabili	Stato di attuazione
Informazioni su consumi energetici (92/75/CEE)	2/10/92	1/1/94					Decreto presidenziale 9/3/98, n. 107
Frigoriferi e congelatori (94/2/CEE)	9/3/94	1/1/95				EN 153 <sup>(1)</sup>	Decreto ministeriale 2/4/98
Lavatrici (95/12/CEE)	11/7/95	1/4/96	30/9/96	96/89/CEE	15/5/97	EN 60456	Decreto ministeriale 7/10/98
Asciugabiancheria (95/13/CEE)	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	28/2/1999 <sup>(2)</sup>	EN 50242	Decreto ministeriale 10/11/99
Lampade (98/11/CE)	30/3/98	1/7/99	31/12/2000				Decreto ministeriale
Lampade fluorescenti (2000/55/CE)	21/11/2000	21/11/2001	21/5/2002			EN 50294 EN 60920	

<sup>(1)</sup> Anche le ISO 7173, 5155 e 8187 sono norme di riferimento che sono in corso di accoglimento, mentre è stata già adottata la EN 28187.

<sup>(2)</sup> Ammesso un periodo transitorio fino al 31 luglio 1999.

## GLOSSARIO

<b>AEA</b>	Agenzia Europea dell’Ambiente (anche EEA)
<b>AEEG</b>	Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas
<b>AGCM</b>	Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato
<b>AGENDA 21</b>	Programma, approvato a Rio de Janeiro nel 1992 e sottoscritto da oltre 170 nazioni. È un catalogo delle politiche e delle azioni mirate allo Sviluppo Sostenibile
<b>AIE</b>	Agenzia Internazionale dell’Energia (anche IEA)
<b>AIEE</b>	Associazione Italiana Economisti dell’Energia
<b>ANPA</b>	Agenzia Nazionale per la Protezione dell’Ambiente
<b>ARPA</b>	Agenzia Regionale per la Protezione dell’Ambiente
<b>ATECO</b>	Classificazione statistica delle Attività Economiche
<b>BCE</b>	Banca Centrale Europea
<b>BEN</b>	Bilancio Energetico Nazionale
<b>BER</b>	Bilancio Energetico Regionale
<b>BSE</b>	Bovine Spongiform Encephalopathy (detta anche "morbo della mucca pazza")
<b>CAISO</b>	California Independent System Operator. È il gestore della rete in California
<b>CDM</b>	Clean Development Mechanism. Si tratta del "meccanismo di sviluppo pulito", uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
<b>CDR</b>	Combustibile Derivato da Rifiuti
<b>CEPR</b>	Comitato di Esperti per la Politica della Ricerca
<b>CER</b>	Certified Emission Reduction – Riduzioni certificate delle emissioni
<b>CESI</b>	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
<b>CIF</b>	Cost Insurance Freight – Costo, Assicurazione e Nolo
<b>CIL</b>	Consumo Interno Lordo. È la disponibilità complessiva di energia di un territorio
<b>CIP</b>	Comitato Interministeriale Prezzi
<b>CIPE</b>	Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica
<b>CIVR</b>	Comitato Nazionale di Valutazione della Ricerca
<b>CNEA</b>	Conferenza Nazionale Energia e Ambiente
<b>CO<sub>2</sub></b>	Anidride carbonica o biossido di carbonio
<b>COP</b>	Conference of Parties – Conferenza delle Parti. Organo delegato a dare attuazione ai principi contenuti nella Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (United Nations Framework Conventions on Climate Change – UNFCCC)
<b>COV</b>	Composti Organici Volatili
<b>COVNM</b>	Composti Organici Volatili diversi dal Metano
<b>CPL</b>	Concentratori Parabolici Lineari. Si tratta di impianti a concentrazione solare
<b>CPP</b>	Concentratori Parabolici Puntuali. Si tratta di impianti a concentrazione solare

<b>CRE</b>	Commission de Régulation de l'Electricité. Autorità francese di regolazione dell'energia elettrica
<b>DPCM</b>	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
<b>DPEF</b>	Documento di Programmazione Economico-Finanziaria
<b>EEA</b>	European Environment Agency (anche AEA)
<b>EESoP</b>	Energy Efficiency Standard of Performance. Titoli di efficienza energetica introdotti in Inghilterra e nel Galles nel 1994
<b>EFDA</b>	European Fusion Development Agreement. Accordo di cooperazione nell'Unione Europea e in Svizzera di tutte le attività nel campo della fusione termonucleare controllata a confinamento magnetico
<b>EIA</b>	Energy Information Administration. Ufficio statistico del Department of Energy (DOE) statunitense
<b>EMAS</b>	Eco Management and Audit Scheme. Sistema (comunitario) di ecogestione e audit
<b>EMEP</b>	European Monitoring and Evaluation Programme. Programma europeo di cooperazione per il monitoraggio e la valutazione dell'inquinamento atmosferico transfrontaliero
<b>ENEA</b>	Ente per le Nuove tecnologie, l'Energia e l'Ambiente
<b>EPA</b>	Environmental Protection Agency. Agenzia statunitense per la protezione ambientale
<b>ET</b>	Emission Trading. Commercio internazionale di emissioni, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
<b>EUROSTAT</b>	Ufficio Statistico delle Comunità Europee
<b>FAR</b>	Fondo Agevolazione Ricerca
<b>FED</b>	Federal Reserve. Banca Centrale degli Stati Uniti d'America
<b>FER</b>	Fonti energetiche rinnovabili
<b>FERC A</b>	Federal Energy Regulatory Commission. È l'Autorità federale statunitense dell'energia
<b>FIRB</b>	Fondo per gli Investimenti in Ricerca di Base
<b>FISR</b>	Fondo Integrativo Speciale Ricerca
<b>FIT</b>	Fondo per l'Innovazione Tecnologica
<b>FMI</b>	Fondo Monetario Internazionale
<b>FOB</b>	Free On Board – Franco a bordo. È il prezzo pagato al produttore per la merce caricata sulla nave (o aereo) nel porto di spedizione
<b>FT</b>	Tecnologia FischerTropsch, per la produzione di gas di sintesi
<b>GNL</b>	Gas Naturale Liquefatto (in inglese LNG)
<b>GRTN</b>	Gestore Rete Trasmissione Nazionale
<b>GPL</b>	Gas di Petrolio Liquefatto
<b>GTL</b>	Gas To Liquids. Conversione del gas in liquido
<b>IEA</b>	International Energy Agency (in italiano AIE)
<b>IGCC</b>	Integrated Gasification Combined Cycle. Impianto integrato di gassificazione a ciclo combinato
<b>IMF</b>	International Monetary Fund Fondo Monetario Internazionale
<b>IMO</b>	International Maritime Organization



<b>IPCC</b>	Intergovernmental Panel on Climate Change. Comitato scientifico intergovernativo sui cambiamenti climatici istituito nel 1988 da WMO e UNEP
<b>IPPC</b>	Integrated Prevention Pollution Control. Direttiva del Consiglio Europeo (24 ottobre 1996) sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento
<b>ISO</b>	International Standard Organisation
<b>ISTAT</b>	Istituto Nazionale di Statistica
<b>ITER</b>	International Thermonuclear Experimental Reactor – Reattore Termonucleare Sperimentale Internazionale
<b>JI</b>	Joint Implementation – Implementazione congiunta, uno dei tre schemi di flessibilità previsti dal Protocollo di Kyoto
<b>MAP</b>	Ministero delle Attività Produttive (già MICA)
<b>MICA</b>	Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato
<b>MIUR</b>	Ministero dell'Istruzione, Università e Ricerca (già MURST)
<b>MURST</b>	Ministero dell'Università e della Ricerca Scientifica e Tecnologica
<b>OAPEC</b>	Organization of Arab Petroleum Exporting Countries
<b>OCSE</b>	Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (in inglese OECD)
<b>OMS</b>	Organizzazione Mondiale della Sanità
<b>ONU</b>	Organizzazione delle Nazioni Unite
<b>OPEC</b>	Organization of Petroleum Exporting Countries
<b>PEN</b>	Piano Energetico Nazionale
<b>PEAR</b>	Piano Energetico Ambientale Regionale
<b>PEC</b>	Piano Energetico Comunale
<b>PER</b>	Piano Energetico Regionale
<b>PGT</b>	Piano Generale dei Trasporti
<b>PNR</b>	Programma Nazionale di Ricerca
<b>PON</b>	Programma Operativo Nazionale, per le Regioni dell'Obiettivo 1 "Ricerca, sviluppo tecnologico ed alta formazione"
<b>POR</b>	Programmi Operativi Regionali
<b>PST</b>	Particolato Sospeso Totale
<b>PVS</b>	Paesi in Via di Sviluppo
<b>PX</b>	Power Exchange. È la borsa elettrica
<b>REA</b>	Rapporto Energia e Ambiente
<b>R&amp;S</b>	Ricerca e Sviluppo
<b>RSU</b>	Rifiuti Solidi Urbani
<b>SIA</b>	Studio di Impatto Ambientale
<b>SIREA</b>	Sistema Informativo Regionale per l'Energia e l'Ambiente
<b>SNAP</b>	Selected Nomenclature for Air Pollution. Classificazione delle attività che producono emissioni
<b>TEE</b>	Titoli di Efficienza Energetica. Sono certificati emessi dall'AEEG a favore delle imprese di distribuzione di elettricità e gas, negoziabili, di valore pari alla riduzione certificata dei consumi

<b>THERMIE</b>	Programma europeo specifico di ricerca, sviluppo tecnologico e dimostrazione nel settore dell'energia non nucleare
<b>TPA</b>	Third Party Access. Accesso di terzi alla rete: consiste nella possibilità accordata ai clienti idonei, che hanno titolo a stipulare contratti per il gas naturale, di acquistare gas da altri fornitori rispetto al proprietario della rete
<b>UNAPACE</b>	Unione Nazionale delle Aziende Produttrici e Consumatrici di Energia elettrica
<b>UNEP</b>	United Nations Environment Programme (Agenzia ONU per l'ambiente)
<b>VAS</b>	Valutazione Ambientale Strategica
<b>VIA</b>	Valutazione di Impatto Ambientale
<b>WMO</b>	World Meteorological Organization – Organizzazione Meteorologica Mondiale
<b>WTO</b>	World Trade Organization – Organizzazione Mondiale del Commercio

## UNITÀ DI MISURA

### UNITÀ DI MISURA DI ENERGIA E FATTORI DI CONVERSIONE

	tec	tep	bep	b/gep	Nm <sup>3</sup> NG
1 t equivalente di carbone (tec)	1	0,646	4,79	0,01312	745
1 t equivalente di petrolio (tep)	1,548	1	7,41	0,02031	1153
1 barile equivalente di petrolio (bep)	0,2988	1,135	1	2,74 10 <sup>-3</sup>	155,7
1 barile al giorno equivalente di petrolio (b/gep)	76,2	49,230	365	1	5,68 10 <sup>-4</sup>
1 metro cubo equivalente di gas naturale (Nm <sup>3</sup> NG)	1,343 10 <sup>-3</sup>	8,67 10 <sup>-4</sup>	6,42 10 <sup>-3</sup>	1,76 10 <sup>-5</sup>	1

1 British thermal unit (Btu)	= 0,252 kcal = 1,055 kJ
1 kilocaloria (kcal)	= 6,968 Btu = 4,187 kJ
1 kilojoule (kJ)	= 0,948 Btu = 0,239 kcal
1 barile di petrolio equivalente (bep)	= 5,8 10 <sup>6</sup> Btu
1 t di petrolio equivalente (tep)	= 10 10 <sup>6</sup> kcal
1 t di carbone equivalente (tec)	= 7 10 <sup>6</sup> kcal
1 therm	= 100.000 Btu
1 thermie	= 1000 kcal
1 kWh	= 3600 kJ = 3412 Btu

### UNITÀ DI MISURA DI VOLUME E FATTORI DI CONVERSIONE

	gal USA	gal UK	dbl	ft <sup>3</sup>	l	m <sup>3</sup>
Gallone (gal) USA	1	0,8327	0,02381	0,1337	3,785	0,0038
Gallone (gal) UK	1,201	1	0,02859	0,1605	4,546	0,0045
Barile (dbl)	42,0	34,97	1	5,615	159,0	0,159
Piede cubico (ft <sup>3</sup> )	7,48	6,229	0,1781	1	28,3	0,0283
Litro (l)	0,2642	0,220	0,0063	0,0353	1	0,001
Metro cubico (m <sup>3</sup> )	264,2	220,0	6,289	35,3147	1000,0	1

Edito dall' **ENEA**

Unità Comunicazione e Informazione  
Servizio Edizioni e Documentazione

Lungotevere Thaon di Revel, 76 - 00196 Roma

*www.enea.it*

Diana Savelli e Giuliano Ghisu hanno effettuato la revisione e messa a punto finale dei contenuti  
e, insieme a Mauro Ciamarra, hanno curato il lavoro editoriale

Copertina: Bruno Giovannetti

Progetto grafico e impaginazione: Antonio Rossetti

Stampa: Grafiche Ponticelli SpA

Finito di stampare nel mese di dicembre 2001